



ENEA

ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,
L'ENERGIA E L'AMBIENTE

Domenico Coiante

FOTOVOLTAICO

IL PROCESSO EVOLUTIVO E LE NUOVE FRONTIERE

FOCUS

2008

TECNOLOGIE

Fotovoltaico
Il processo evolutivo e le nuove frontiere

Domenico Coiante

2008 ENEA
Ente per le Nuove tecnologie
l'Energia e l'Ambiente

Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 Roma

ISBN 88-8286-174-0



FOTOVOLTAICO IL PROCESSO EVOLUTIVO E LE NUOVE FRONTIERE

Domenico Coiante

Domenico Coiante

ENEA, Dipartimento Tecnologie per l'Energia, Fonti Rinnovabili e Risparmio Energetico

Ringraziamenti

Si ringrazia l'ing. Cesare Silvi del Gruppo Italiano per la Storia dell'Energia Solare per il suggerimento di fissare sulla carta i ricordi della mia vita lavorativa collegandoli alle vicende storiche del solare fotovoltaico in Italia e per le ricerche bibliografiche sul contributo degli scienziati italiani allo studio della fotoelettricità. Senza i suoi continui stimoli e incoraggiamenti questo lavoro non avrebbe mai potuto nascere.

Ringrazio tutti i miei compagni di lavoro all'ENEA che si sono prestati ad aiutarmi nel precisare i ricordi e che spesso hanno fornito documenti preziosi da affiancare al mio archivio personale per puntellare il discorso. In ordine alfabetico: ing. Vittorio Albergamo, P.I. Alberto Barlocchi, dott. Luciano Barra, ing. Salvatore Castello, dott.ssa Anna De Lillo, P.I. Luigi Gentilin, dott. Saverio Li Causi, dott. Alberto Mittiga, P.I. Luciano Parisi Presicce, dott.ssa Luisa Pirozzi, ing. Angelo Sarno, dott. Mario Tucci.

A Parisi dedico un ringraziamento particolare per la lunghissima e valida collaborazione e per aver raccolto e conservato numerosi documenti, quaderni di laboratorio e campioni, che sono stati utili nel ricostruire il percorso.

All'ing. Carlo Privato e al dott. Gaetano Contento va il mio ringraziamento per aver contribuito ad aggiornare ed integrare con validi suggerimenti e utili precisazioni gli aspetti relativi alle attività del Centro Ricerche di Portici e la descrizione dei nuovi concetti fotovoltaici.

Infine un ringraziamento particolare va all'ing. Giorgio Palazzi, attuale direttore del Dipartimento Tecnologie per l'Energia, Fonti Rinnovabili e Risparmio Energetico dell'ENEA, il cui intervento ha reso possibile questa pubblicazione.

PREFAZIONE

Questa “storia del fotovoltaico” può essere considerato un libro “di parte”. Nel senso che l’autore, il fisico Domenico Coiante, Mimmo per chi lo conosce da anni, è stato uno dei protagonisti principali dell’evoluzione di tale tecnologia in Italia.

Le storie raccontate da chi le ha vissute hanno vantaggi e svantaggi. Il vantaggio principale, oltre ad una indiscutibile competenza nel settore, è una conoscenza diretta degli eventi di questi ultimi trenta anni. Lo svantaggio è che l’amore verso la materia può rendere più difficile una analisi critica.

Ma lasciatemi dire che il libro di Coiante, se rimane “di parte” perché ogni capitolo è una dimostrazione di affetto e di passione per lo sviluppo del fotovoltaico, è anche un affascinante, meticoloso, informatissimo diario di eventi che pochi altri riuscirebbero a descrivere e a collegare con la stessa competenza espressa da questo testo.

Come Direttore del Dipartimento ENEA che si occupa anche di fonti rinnovabili, ho “ereditato” le risorse umane e strumentali che Mimmo ha creato e fatto crescere in ENEA. Tale compito diventa una responsabilità, anche morale, rilevante.

Ora la tecnologia fotovoltaica ha concluso la sua fase pionieristica ed è passata ad una fase di implementazione. Tuttavia, con tutta la simpatia e l’interesse che finalmente il fotovoltaico ora possiede, non solo fra gli utenti ma anche fra gli imprenditori, sono personalmente convinto che il fotovoltaico debba ancora compiere quel *breakthrough* tecnologico necessario all’utilizzo più economico e più efficiente della fonte solare.

Come conseguenza è necessario affermare con forza che abbiamo ancora bisogno di scienza, di ricerca e soprattutto di giovani che con intelligenza e passione, come già fatto dal dr. Mimmo Coiante negli anni a cavallo fra il 1970 e il 1980, portino la tecnologia ad una svolta decisiva.

Credo e spero che questo libro sia di stimolo ad intraprendere questa strada per molti giovani ricercatori.

Giorgio Palazzi
Direttore del Dipartimento Tecnologie per l’Energia
Fonti Rinnovabili e Risparmio Energetico
dell’ENEA

INDICE

1	Note introduttive	11
1.1	Premessa	11
1.2	Dal 1839 al 1953 – dalla scoperta dell’effetto fotoelettrico all’invenzione della cella fotovoltaica	12
1.2.1	Osservazioni di Edmond Becquerel	12
1.2.2	La fotoelettricità del selenio: i moduli di Fritts	12
1.2.3	L’effetto fotoelettrico esterno: la formula di Einstein	13
1.2.4	I semiconduttori: l’effetto fotoelettrico interno	15
1.3	Dal 1954 al 1958 – dall’invenzione della cella fotovoltaica alla prima applicazione spaziale	16
1.3.1	I primi passi delle celle al silicio e l’estensione della tecnologia fotovoltaica ai semiconduttori composti	16
1.3.2	Il miglioramento dell’efficienza di conversione nelle celle al silicio e le prime applicazioni commerciali	19
1.3.3	Parte il mercato delle applicazioni spaziali	20
1.4	Dal 1959 al 1973 – dallo sviluppo del mercato spaziale all’apertura del mercato delle applicazioni terrestri	22
1.4.1	Le applicazioni spaziali della tecnologia fotovoltaica	22
1.4.2	Le prime opportunità del mercato delle applicazioni terrestri	23
1.4.3	La <i>violet cell</i> e la maturità tecnologica: nascono le prime industrie per il fotovoltaico terrestre	24
1.5	Dal 1973 al 1979 – dalla prima crisi petrolifera internazionale alla seconda crisi petrolifera: la fase dello sviluppo delle applicazioni terrestri dei piccoli sistemi	27
1.5.1	La prima crisi petrolifera (1973): la crescita dei programmi di R&D USA sul solare	27
1.5.2	La seconda crisi petrolifera (1979): il concetto del fotovoltaico come fonte di energia	30
1.6	Dal 1980 al 1984 – dalla dimostrazione delle applicazioni terrestri di media taglia <i>stand alone</i> ai grandi impianti collegati alla rete	34

1.6.1	La revisione dei programmi fotovoltaici USA	34
1.6.2	Le linee dello sviluppo del fotovoltaico USA	36
1.6.3	Lo sviluppo iniziale del mercato: gli impianti dimostrativi	38
1.6.4	La brusca frenata del programma USA nel 1981 e l'intervento del primo programma europeo di promozione del mercato fotovoltaico	44
1.7	Dal 1985 al 1996 – dalla caduta dei prezzi petroliferi al riconoscimento della crisi climatica globale	47
1.7.1	La flessione nello sviluppo del fotovoltaico come fonte di energia	47
1.7.2	Il riconoscimento della validità tecnica della tecnologia fotovoltaica	53
1.7.3	La vicenda del silicio amorfo	58
1.8	Dalla conferenza di Kyoto (1997) al presente – la crisi climatica globale come forza-guida per il fotovoltaico	62
1.8.1	Situazione tecnica delle celle e dei moduli	65
1.8.2	Situazione prospettica della tecnologia fotovoltaica	68
2	Cenni storici sul programma fotovoltaico della Comunità Europea	87
2.1	Premessa: il fotovoltaico francese	87
2.2	Il programma fotovoltaico europeo	88
3	Il fotovoltaico in Italia	93
3.1	Note storiche	93
3.2	Dagli anni sessanta fino al 1972	95
3.3	Il Progetto Finalizzato Energetica 1 del Consiglio Nazionale delle Ricerche (1976–79)	96
3.4	Il fotovoltaico al CNEN–ENEA dal 1965 al 1989	104
3.4.1	Premesse	104
3.4.2	Il quadro di riferimento	107
3.4.3	La nascita del fotovoltaico all'ENEA	109
3.5	Le attività fotovoltaiche dal 1978 al 1980	112
3.5.1	Le prime attività sperimentali interne	112
3.5.2	Le attività promozionali esterne	117

3.6	Le attività fotovoltaiche all'ENEA nel IV e V piano quinquennale (1980–84 e 1985–89)	124
3.6.1	Azioni di ricerca per lo sviluppo del fotovoltaico	125
3.6.2	Impianti fotovoltaici dimostrativi: Verona, Giglio, Delphos	127
3.6.3	Altri impianti dimostrativi dell'ENEA	132
3.6.4	Ricerche fotovoltaiche del PFE2	136
3.6.5	Attività dell'ENEA per la promozione dell'industria fotovoltaica	141
3.6.6	Partecipazione al <i>Collaborative Project in Photovoltaic Solar Energy</i> (PEP)	144
3.7	Le attività sui sistemi fotovoltaici all'ENEA dopo il 1989	147
3.7.1	Il progetto PLUG (<i>Photovoltaic Low-cost Utility Generator</i>)	148
3.7.2	Delphos II	151
3.7.3	Applicazioni del fotovoltaico all'automobile	152
3.8	Le attività più recenti dell'ENEA	154
3.8.1	Programma dei 10.000 Tetti Fotovoltaici	154
3.8.2	Le attività di ricerca svolte al Centro Ricerche Casaccia	155
3.8.3	Le attività del Centro Ricerche di Portici	163
3.9	Le attività fotovoltaiche dimostrative degli altri operatori nazionali	170
3.9.1	ITALSOLAR: impianto di Nettuno da 100 kW _p	171
3.9.2	ANIT: impianti di Vasto e Carloforte	171
3.9.3	ENEL: Case Sparse, Adrano, Vulcano, Ancipa, Valoren, Serre Persano, Alta Nurra	172
4	Il Protocollo di Kyoto e il rilancio del fotovoltaico	179
4.1	Le norme d'incentivazione	179
4.2	La normativa italiana: il conto energia	181
	Riferimenti bibliografici	185

1 NOTE INTRODUTTIVE

1.1 Premessa

La storia del solare fotovoltaico in Italia fa parte di un discorso più generale che riguarda lo sviluppo scientifico e tecnologico di una nuova fonte di energia rinnovabile, le cui fasi salienti spesso si sono svolte lontano dal nostro Paese. Pertanto, se si vuole comprendere appieno che cosa è avvenuto nel fotovoltaico italiano, è necessario far riferimento anche a tutto ciò che era già accaduto nel mondo, o che stava accadendo durante lo sviluppo in Italia. Quindi, senza avere la pretesa di esaurire questo importante argomento, si tenterà nel seguito di tracciare alcuni lineamenti essenziali dello sviluppo storico del solare fotovoltaico nel mondo.

Occorre avvertire il lettore che, nel contesto di una sintesi sommaria, quale quella che qui proponiamo, apparirà evidente come il contributo degli USA, soprattutto negli anni 1950–1985, risulti di gran lunga prevalente.

Indubbiamente anche altri Paesi hanno contribuito al fotovoltaico, come ad esempio il Giappone, la Francia, l'Australia e in generale l'UE. Tuttavia i contributi apportati non sono mai stati determinanti come quelli statunitensi almeno durante il periodo citato, tanto è che in quegli anni la storia del fotovoltaico può essere fatta coincidere praticamente con lo sviluppo che ha avuto questo argomento negli USA.

La tecnologia fotovoltaica moderna costituisce il risultato di un percorso più antico, che è iniziato nel 1839 in Francia con l'osservazione da parte dello scienziato francese Edmond Becquerel dell'effetto fotoelettrico nei sistemi elettrochimici (Becquerel, 1839).

Esaminando a posteriori gli avvenimenti che si sono succeduti da allora ad oggi con l'intento di individuare la linea logica che li unisce, può essere d'aiuto suddividere l'arco temporale in sei periodi caratterizzati da altrettante fasi evolutive. Come sempre avviene nelle vicende storiche, non esistono confini netti che delimitano le singole fasi, per ciascuna delle quali i prodromi iniziali si trovano situati nella fase precedente e la fine si sovrappone alla fase seguente con naturale continuità. Tuttavia, per comodità espositiva e di memoria, conviene individuare in ogni fase alcuni accadimenti notevoli, la cui influenza sulle attività ne può modificare lo sviluppo.

Tali eventi possono accadere all'interno del processo evolutivo, come ad esempio i cosiddetti "*break through*" tecnologici, oppure all'esterno di esso, come ad esempio le crisi petrolifere internazionali o la crisi climatica ambientale. Questi avvenimenti, quando risultano ben delineati, possono essere considerati come i confini temporali delle singole fasi del processo. Tutto ciò premesso, per quanto riguarda la tecnologia solare fotovoltaica sembra conveniente caratterizzare il processo mediante le seguenti fasi evolutive.

1.2 Dal 1839 al 1953 – dalla scoperta dell’effetto fotoelettrico all’invenzione della cella fotovoltaica

1.2.1 Osservazioni di Edmond Becquerel

Come si è accennato, il lungo percorso della tecnologia fotovoltaica moderna è iniziato nel 1839 in Francia per opera dello scienziato francese Alexandre Edmond Becquerel, che per primo osservò il fenomeno dell’effetto fotoelettrico nei sistemi elettrochimici (Becquerel, 1839). All’origine, tale fenomeno non veniva indicato come effetto fotoelettrico, in quanto tale terminologia fu coniata molto più tardi. Il fenomeno veniva registrato come variazione della conduttività elettrica di un materiale, quando esso era sottoposto ad irraggiamento con la luce solare o artificiale. La scena si apre, quindi, nel 1839 con le prime osservazioni casuali dell’effetto fotoelettrico da parte di Becquerel. Egli aveva notato che la corrente dei dispositivi elettrochimici aumentava quando la luce solare veniva fatta incidere in prossimità degli elettrodi immersi in soluzione salina. Dopo aver diligentemente annotato il fenomeno, Becquerel non lo approfondì, forse perché assorbito dai suoi studi sulla radioattività naturale, da lui scoperta. Comunque, è a partire da questa data che si può ritenere aperto il periodo, ampio più di un secolo, che porta fino al fotovoltaico dei nostri giorni.

1.2.2 La fotoelettricità del selenio: i moduli di Fritts

Successivamente, nel 1867, si ebbe l’osservazione casuale dello stesso fenomeno di fotoconduttività anche in un materiale solido come il selenio da parte di Willoughby Smith (Smith, 1891). Con una serie di esperimenti, i cui risultati furono resi noti nel 1873 (Smith, 1873), Smith mise in chiara evidenza la dipendenza della conduttività del selenio dall’intensità dell’illuminazione. Nel 1876, proseguendo gli esperimenti di Smith, due scienziati inglesi, W. G. Adams e R. E. Day, dimostrarono in modo sperimentale e riproducibile che era possibile generare una corrente elettrica in una barretta di selenio con la sola azione della luce (Adams, Day, 1877). Adams e Day chiamarono tale corrente “fotoelettrica” usando per la prima volta questo termine oggi di uso corrente. Dal punto di vista storico, i primi ad intuire le potenzialità energetiche delle celle al selenio furono proprio Adams e Day, ma il primo dispositivo a stato solido, che dimostrò la capacità di convertire la luce solare in elettricità, di cui ci è giunta notizia, fu realizzato da Charles Fritts nel 1883 negli USA (Perlin J., 2000a). Tale dispositivo era basato su uno strato di selenio, posto in intimo contatto con una lastra di rame e ricoperto sull’altra faccia da uno strato sottile (semi trasparente) d’oro attraverso cui veniva fatta passare la luce solare. Collegando l’elettrodo d’oro e la piastra di rame mediante un amperometro, si poteva constatare che lo strumento registrava il passaggio di corrente quando la luce solare, dopo aver attraversato la pellicola semi-

trasparente d'oro, andava a colpire lo strato di selenio. Fritts realizzò alcuni dispositivi al selenio, simili a veri e propri moduli, da usare come generatori di corrente e cercò di farne accreditare la validità dal barone Werner von Siemens, in quegli anni considerato un'autorità in fatto di elettricità. A lui Fritts inviò alcuni campioni per un parere e il barone studiò i moduli, riferendo i risultati in termini molto positivi in una relazione scientifica del 1885 (Siemens, 1885). Tuttavia, tutti i tentativi fatti per spiegare fisicamente il fenomeno della fotoconduttività non portarono ad alcun risultato decisivo. L'effetto fotoelettrico sfuggiva ad ogni spiegazione basata sulle conoscenze della fisica classica, nonostante che al suo studio si applicassero scienziati del calibro di Werner von Siemens e James Clerk Maxwell (Perlin J., 2000a).

In ogni caso, le indagini tecnologiche tendenti ad esplorare la possibilità delle applicazioni pratiche proseguirono durante la fine dell'Ottocento e i primi anni del Novecento.

Nel 1904 il fisico tedesco Wilhelm Hallwachs trovò che una struttura basata su uno strato di ossido di rame (Cu_2O) deposto sopra una lastra di rame mostrava una spiccata fotosensibilità (Maycock, Stirewalt, 1981a). Tuttavia, l'attenzione degli scienziati negli anni successivi si concentrò quasi esclusivamente sui dispositivi al selenio, che mostravano una fotosensibilità molto più alta di tutte le altre opzioni allora possibili. In questo periodo furono realizzate le prime celle fotosensibili impiegate in strumenti per la misurazione istantanea dell'intensità luminosa (come, ad esempio, fotometri ed esposimetri fotografici basati sulle fotocelle al selenio e all'ossido di rame), nonostante che nessuno sapesse spiegare il funzionamento fisico di questi dispositivi.

L'efficienza di conversione dei dispositivi al selenio di quegli anni non è documentabile in quanto di essa non ci è giunta alcuna misura. In ogni caso doveva essere molto bassa. Ciò nonostante, l'idea di poter utilizzare i dispositivi a selenio per produrre elettricità dalla luce solare non fu mai abbandonata, tanto è vero che nel 1931 lo scienziato tedesco Bruno Lange costruì un pannello solare con moduli al selenio simili a quelli di Fritts, nel tentativo di dimostrarne la validità come generatore di potenza elettrica utile per l'illuminazione delle case (Lange, 1931). Anche questo tentativo non ebbe seguito industriale a causa della bassa efficienza di conversione, che, come i moduli di Fritts, era inferiore all'1%. Ancora nel 1941 moduli al selenio, perfezionati ulteriormente dal punto di vista tecnologico per farli resistere agli agenti di corrosione atmosferica, erano reperibili sul mercato degli strumenti scientifici, vantando un'efficienza di circa l'1% (Maycock, Stirewalt, 1981b).

1.2.3 L'effetto fotoelettrico esterno: la formula di Einstein

L'indagine sistematica sull'emissione di particelle cariche da parte dei metalli sottoposti ad irraggiamento con luce ultravioletta, il cosiddetto effetto fotoelettrico esterno, si può far risalire al tedesco Heinrich Hertz nel 1887,

seguito a breve scadenza da Wilhelm Hallwachs nel 1888 (Pais, 2006). La scoperta dell'elettrone nel 1897 portò il fisico inglese J. J. Thomson a ipotizzare nel 1899 che le particelle emesse dai metalli fossero costituite proprio da elettroni e gli esperimenti, da lui stesso effettuati, confermarono in pieno tale ipotesi (Pais, 2006). Nel 1902 il fisico tedesco Philipp von Lenard eseguì una serie di accurati esperimenti per stabilire la dipendenza dell'effetto fotoelettrico dalla intensità della luce, dimostrando che l'energia degli elettroni emessi era assolutamente indipendente da tale intensità (Pais, 2006). Fino a quell'anno, tutti i tentativi effettuati sulla base della fisica classica per spiegare le numerose osservazioni sperimentali del fenomeno non avevano avuto alcun successo. Infine, nel 1905, Albert Einstein propose la spiegazione fisica del fenomeno suggerendo la nota equazione, che porta il suo nome ($E = h\nu - P$), che lega l'energia degli elettroni emessi, E , alla frequenza della luce incidente, ν , e al potenziale di estrazione degli elettroni dal metallo, P , con h che rappresenta la costante universale di Planck (Einstein, 1905). La presenza del quanto $h\nu$ in questa equazione suscitò una grande reazione nel mondo dei fisici dell'epoca perché tale fatto implicava il riconoscimento del concetto rivoluzionario circa la natura corpuscolare della luce, cioè circa la natura quantizzata del campo elettromagnetico fino ad allora considerato come un continuo. La conferma sperimentale della validità dell'equazione di Einstein per l'effetto fotoelettrico si ebbe negli anni successivi soprattutto ad opera di R. A. Millikan, che nel 1915 pubblicò il risultato delle sue lunghe ed accurate misurazioni, attraverso le quali, non solo fu confermata la legge di Einstein, ma, servendosi di essa, si arrivò anche a definire sperimentalmente il valore di h con una precisione pari allo 0,5% (Pais, 2006).

La spiegazione fisica dell'effetto fotoelettrico da parte di Einstein ha avuto la sua massima ricaduta nella teoria dei quanti, ma senza dubbio ha costituito anche la base per la comprensione dei fenomeni d'interazione tra la radiazione luminosa e la materia, tra cui si annovera la conversione fotovoltaica dell'energia solare. Per tale geniale intuizione Einstein fu insignito del Premio Nobel nel 1922 (e non come si crede per la teoria della relatività), assegnando allo scienziato il Premio del 1921 che non era stato attribuito.

In seguito alla spiegazione di Einstein, durante il lungo intervallo temporale che va dal 1905 al 1953 si compie la fase pionieristica dello sviluppo del fotovoltaico. Al principio, come si è accennato, essa risulta caratterizzata essenzialmente dagli studi, teorici e sperimentali, sugli effetti prodotti nella conduttività elettrica dei materiali quando la radiazione luminosa interagisce con essi. Alcuni materiali che mostrano i più vistosi effetti di variazione della conduttività vengono classificati come "fotosensibili". L'intero periodo è caratterizzato dalla scoperta di numerosi materiali fotosensibili e dai tentativi di comprendere scientificamente il comportamento della loro conduttività elettrica sotto le diverse condizioni d'illuminazione, alla luce della nuova teoria quantistica dell'effetto fotoelettrico.

1.2.4 I semiconduttori: l'effetto fotoelettrico interno

Durante il periodo più recente di questa fase, si evidenziarono chiaramente alcuni materiali fotosensibili tra quelli che, per le loro caratteristiche intermedie di conducibilità elettrica, collocate in una fascia di valori compresa tra gli isolanti e i buoni conduttori, erano stati chiamati semiconduttori. Questa categoria di materiali era stata scoperta da un altro fisico tedesco, Karl Ferdinand Braun, l'inventore del tubo catodico e dell'oscilloscopio (premio Nobel per la fisica nel 1909). Braun, nel 1874 durante una serie di esperimenti sulla conducibilità elettrica dei solfuri metallici, tra cui il più rappresentativo era il solfuro di piombo, detto anche galena, aveva chiaramente individuato il comportamento intermedio di questi materiali tra i buoni conduttori e gli isolanti e pertanto li aveva classificati come semiconduttori. Le indagini sperimentali, a cui subito essi furono sottoposti, erano principalmente volte a capire il meccanismo della loro conduzione elettrica in rapporto ai conduttori metallici. Una particolare attenzione venne posta sui materiali a struttura cristallina, tra cui emersero il germanio e il silicio.

La maggiore facilità tecnica nel realizzare monocristalli di germanio con elevato grado di purezza con il metodo di accrescimento inventato dal polacco Jan Czochralski nel 1918 fece preferire in un primo tempo questo materiale negli studi sulla conduttività dei semiconduttori. L'attività scientifica s'intensificò negli anni dopo la seconda guerra mondiale per cercare di spiegare l'effetto del passaggio unidirezionale della corrente attraverso le punte metalliche poste in contatto con il semiconduttore ("effetto diodo"), fenomeno già noto e sfruttato ad esempio nelle prime radio a cristalli di galena, ma particolarmente vistoso nel germanio e nel silicio.

Questi tentativi portarono nel 1947 all'invenzione sperimentale del transistor al germanio a punte di contatto (o più popolarmente detto a "baffi di gatto") presso i Laboratori della Bell System da parte di Bardeen e Brattain (Bardeen, Brattain, 1948). È del pari importante la messa a punto della prima teoria completa del diodo a giunzione p-n nei semiconduttori da parte di Shockley e la conseguente invenzione teorica del transistor a giunzione nel 1948 (Shockley, 1949). Come è noto, per questi originali lavori gli americani Bardeen, Brattain e Shockley furono insigniti del Premio Nobel per la fisica nel 1956.

Al di là dell'importanza che hanno avuto queste scoperte nell'aprire la nuova era dell'elettronica dello stato solido e delle telecomunicazioni di massa, tuttora in pieno sviluppo, importa qui sottolineare il fatto che esse hanno anche aperto la strada alla comprensione dei meccanismi fisici dell'effetto fotovoltaico nei materiali semiconduttori (il cosiddetto "effetto fotoelettrico interno"). In particolare, la messa a punto della teoria della giunzione p-n permise la progettazione e la realizzazione pratica dei diodi a giunzione in modo controllato e ripetibile, sia utilizzando il germanio, sia impiegando il silicio.

Anzi quest'ultimo materiale in breve tempo venne prescelto per la realizzazione dei transistori essenzialmente a causa della migliore stabilità termica delle prestazioni durante il funzionamento. Dopo poco tempo venne messa a punto la tecnologia di produzione dei monocristalli di silicio con il metodo Czochralski e soprattutto la tecnica di purificazione (*floating zone refining*) del materiale da impiegare negli usi elettronici (silicio detto "electronic grade"). La disponibilità di un numero adeguato di campioni di silicio monocristallino presso i Laboratori della Bell, dove già esistevano le conoscenze chimico-fisiche e le tecnologie adeguate, permise di esplorare il comportamento delle giunzioni sotto condizioni di illuminazione varie. Pertanto, non è da considerare come un caso il fatto che l'invenzione dei dispositivi fotovoltaici sia avvenuto presso i Laboratori Bell: qui erano presenti in quegli anni le condizioni più favorevoli. Pertanto, il periodo degli studi e delle esperienze sull'effetto fotovoltaico si può considerare concluso nel 1953 con l'invenzione della cella fotovoltaica al silicio monocristallino da parte di Chapin, Fuller e Pearson, ricercatori dei Laboratori della Bell System (Chapin, Fuller, Pearson, 1954). Le indagini teoriche e sperimentali, condotte sui semiconduttori con notevole impegno nel quinquennio 1948-53 per la messa a punto dei dispositivi elettronici, portarono appunto come risultato collaterale all'invenzione della cella fotovoltaica a giunzione p-n nel silicio. L'efficienza di conversione della prima cella era pari al 2,3%. Oggi questo valore sembra piccolo, ma all'epoca esso apparve subito come eccezionale in quanto superava di un fattore maggiore di 2 l'efficienza delle migliori celle al selenio usate negli esposimetri fotografici. Inoltre, la migliore comprensione fisica del comportamento della cella nell'interazione con la luce permise in poco tempo di apportare una serie di miglioramenti tecnologici che portarono ad efficienze intorno al 5%, lasciando intravedere la possibilità concreta di raggiungere valori ancora più alti. In altre parole, si riconosceva chiaramente l'inizio del processo che ha portato al fotovoltaico attuale.

1.3 Dal 1954 al 1958 – dall'invenzione della cella fotovoltaica alla prima applicazione spaziale

1.3.1 I primi passi delle celle al silicio e l'estensione della tecnologia fotovoltaica ai semiconduttori composti

Questo periodo si apre con l'invenzione della cella fotovoltaica e prosegue con il perfezionamento della tecnologia di produzione dei dispositivi, sia sotto l'aspetto del miglioramento dell'affidabilità delle prestazioni, sia sotto quello dell'aumento dell'efficienza di conversione. Infatti, le prime celle mostravano un'efficienza situata intorno al 5% e tale valore aveva la tendenza a degradare nel tempo sotto l'azione degli agenti atmosferici, a cui erano esposti i dispositivi senza alcuna protezione.

La caratteristica principale di questa fase riguarda l'apprendimento tecnico-scientifico del funzionamento e della realizzazione delle celle fotovoltaiche al silicio nel tentativo di rendere le celle più efficienti e più affidabili ed il processo di fabbricazione controllato e ripetibile, cioè industrializzabile.

Come si è visto, l'attività sui dispositivi fotovoltaici proseguì in parallelo allo sviluppo tumultuoso della tecnologia di fabbricazione dei transistori a giunzione e approfittò dei miglioramenti continui che avvenivano in quel campo. Da questo punto di vista, può essere considerata rilevante ai fini della diffusione della tecnologia presso gli altri laboratori di ricerca, sia statunitensi, sia esteri, l'iniziativa editoriale della Van Nostrand del 1958 consistente nella pubblicazione di due volumi sotto il coordinamento scientifico di un ricercatore della Bell, F. J. Biondi (Biondi, 1958). I due ponderosi testi racchiudevano la descrizione dettagliata dei vari processi chimico-fisici e le relative tecniche per le misure di controllo da usare con il germanio ed il silicio per la realizzazione dei diodi e dei transistori. Questa citazione appare doverosa dal punto di vista storico perché questi testi hanno costituito il riferimento fondamentale a cui hanno attinto le generazioni di tecnologi che si sono impegnati in tutto il mondo nella fabbricazione delle celle fotovoltaiche fino al presente.

In parallelo all'attività di studio sulle celle al silicio, venivano condotte numerose ricerche sulle caratteristiche fotovoltaiche degli altri materiali semiconduttori. Ciò soprattutto dopo la pubblicazione nel 1956 del lavoro teorico di Joseph J. Loferski, che mostrava in modo molto accurato il calcolo della curva dei valori dell'efficienza di conversione per i vari semiconduttori noti (cioè in funzione del loro *energy gap*) (Loferski, 1956).

Il grafico storico, riportato in figura 1, mostra che l'efficienza teorica massima prevista per il silicio era del 22%, mentre per il fosforo d'indio (InP) e per l'arseniuro di gallio (GaAs) si prevedeva circa il 25%. L'efficienza teorica massima si aveva in corrispondenza del tellururo di cadmio (CdTe) e dell'antimoniuro di alluminio (AlSb) con il valore di circa il 26%.

Quindi apparve subito chiaro come il silicio non fosse il materiale ottimale dal punto di vista dell'efficienza di conversione e come fosse opportuno indagare la possibilità di realizzare le celle fotovoltaiche con gli altri semiconduttori più promettenti. Ad esempio, già nel 1955 venivano realizzate le prime celle fotovoltaiche ad arseniuro di gallio con efficienza pari al 6,5% (Jenny, Loferski, Rappaport, 1956).

Per giunta, questa convinzione era sostenuta dalle considerazioni circa l'effetto di peggioramento dell'efficienza di conversione dovuto alla temperatura. Si era infatti visto che l'innalzamento della temperatura della giunzione, inevitabile durante il funzionamento delle celle sotto illuminazione piena, faceva degradare l'efficienza di conversione e che tale degrado era notevolmente minore nei semiconduttori a *energy gap* più alto di quello del silicio.

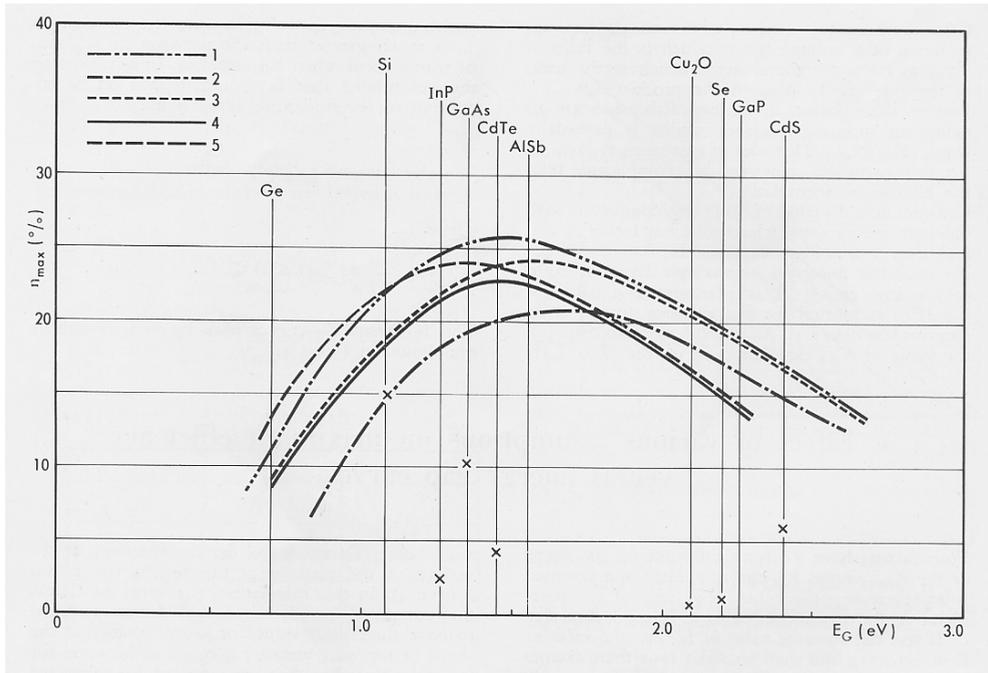


Fig. 1 – Curve dell’efficienza teorica massima in funzione dell’energy gap, espresso in elettronvolt, secondo vari autori (curve nn. 2, 3, 4 e 5) e curva revisionata da Loferski con calcoli più accurati (curva n. 1) (Loferski, 1961)

Da questo punto di vista, perciò, l’arseniuro di gallio che ha un *energy gap* di 1,40 elettronvolt (eV), contro 1,1 eV del silicio, sembrava promettere, oltre che un’efficienza teorica più alta, anche una maggiore stabilità termica. E lo stesso valeva per il CdTe e per altri materiali a grande *energy gap* mostrati nella figura 1.

Pertanto, a partire dal 1957 in molti laboratori si diffusero le ricerche sui materiali semiconduttori teoricamente più promettenti del silicio ed aveva inizio un altro filone dello sviluppo delle celle fotovoltaiche, quello cosiddetto delle celle ad alta efficienza, basato sui materiali semiconduttori composti. Questa linea di ricerca ha proseguito il suo sviluppo fino al presente lungo una via parallela al percorso del fotovoltaico basato sul silicio cristallino.

Essa ha portato, come si vedrà in seguito, ad importanti risultati mediante la dimostrazione sperimentale della possibilità di ottenere efficienze di conversione superiori al 40% con celle di laboratorio a giunzioni multiple sovrapposte. Questi alti valori ottenuti per l’efficienza meriterebbero di per sé l’apertura di uno specifico capitolo con la descrizione del percorso storico. Tuttavia, questo argomento sarà qui trascurato sulla base delle seguenti considerazioni. L’alto costo dei materiali e delle complesse tecnologie necessarie per realizzare i dispositivi di conversione ad alta efficienza con i

semiconduttori composti ha possibilità di essere ammortizzato soltanto se le celle (in genere ottenute in piccola area) vengono impiegate in connessione con sistemi di alta concentrazione della luce solare.

Nella prospettiva qui assunta del fotovoltaico come fonte di energia, e, quindi, nella visione della realizzazione di grandi centrali elettriche solari, la tecnica dei concentratori solari abbinata alla conversione fotovoltaica appare situata in un futuro più lontano di quello che vede l'impiego delle celle al silicio in pannelli piani.

Pertanto nel seguito si concentrerà l'attenzione prevalentemente su questo materiale.

1.3.2 *Il miglioramento dell'efficienza di conversione nelle celle al silicio e le prime applicazioni commerciali*

Tornando al silicio, mano a mano che la tecnologia di fabbricazione delle celle si consolidava, il processo di produzione diveniva più affidabile e le prestazioni miglioravano rapidamente.

Questo aspetto è illustrato chiaramente nella parte iniziale del grafico della figura 2, che mostra l'andamento nel tempo dei valori ottenuti per l'efficienza di conversione delle celle al silicio.

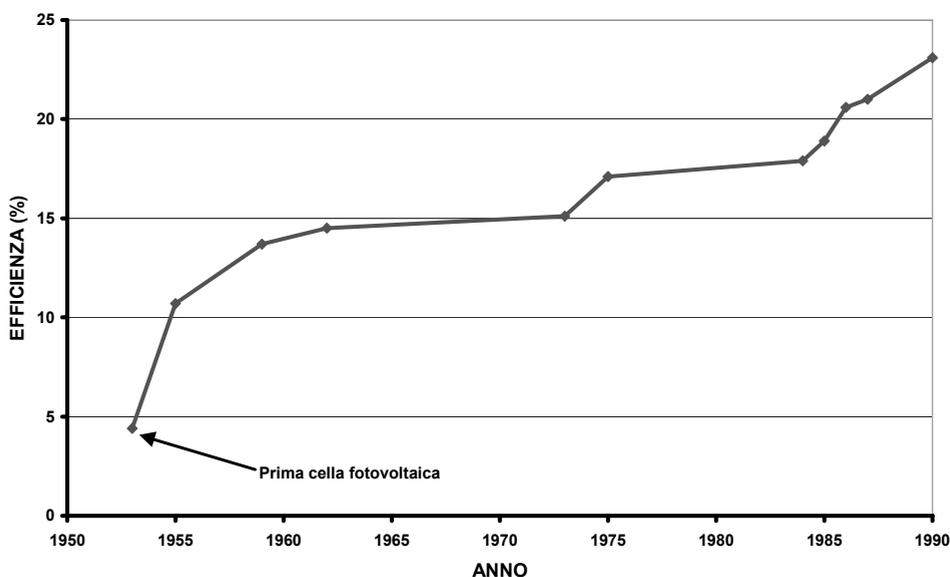


Fig. 2 – Andamento storico dell'efficienza di conversione ottenuta a livello di campioni di laboratorio per le celle fotovoltaiche al silicio monocristallino (Johnson, 1996)

Come si può notare, l'efficienza è passata rapidamente da circa il 4% del 1953 ad oltre il 10% nel 1955 fino a raggiungere il 15% negli anni 60. La spinta a migliorare questo parametro era determinata in quegli anni dal fatto che le celle erano destinate alle applicazioni spaziali, dove efficienza più alta significa disponibilità di maggiore potenza a parità di peso e d'ingombro, mentre il costo di fabbricazione aveva un'importanza minore.

In ogni caso, già da allora, si cominciarono a cercare per le celle fotovoltaiche altre applicazioni pratiche e già nel 1955–56 si ebbero negli USA i primi tentativi di industrializzazione e di commercializzazione dei dispositivi fotovoltaici nel settore cosiddetto dei “*gadget*”, cioè dei giocattoli tecnici, e in quello dei carica batterie. Ad esempio, accanto a numerosi oggetti di divertimento, come piccoli ventilatori solari, aeroplanini ad elica, pupazzi acrobati in movimento, radioline a transistori ecc., nel 1956 era posto in commercio in California da parte della Hoffman Electronics (industria nata per la produzione delle celle di uso spaziale) un modulo fotovoltaico per la carica delle batterie costituito da 400 piccole celle che erogava in totale 25 W di picco (W_p), cioè in condizioni di massima insolazione (Perlin, 2000b). Si trattava delle prime applicazioni indirizzate al mercato cosiddetto “*consumer*” senza nessuna ambizione di carattere energetico.

D'altra parte, i primi tentativi di apertura del segmento di mercato delle applicazioni di potenza, sia pure in piccoli impianti di generazione elettrica, non avevano avuto successo. Infatti, erano state effettuate dalla Hoffman stessa alcune dimostrazioni pratiche con i moduli carica batterie di sua produzione per convincere gli utenti pubblici USA, principalmente Guardia Costiera e Servizio Forestale, a impiegare il fotovoltaico nelle apparecchiature di segnalazione per la sicurezza. Purtroppo, nonostante il successo tecnico, tali dimostrazioni non avevano convinto i decisori pubblici sul piano dell'affidabilità e non avevano prodotto la sperata apertura del relativo segmento del mercato. L'esperto della NASA William Cherry spiegava nel 1955 con un semplice calcolo le difficoltà incontrate dai moduli carica batterie nella diffusione sul mercato. A suo dire, la principale ragione risiedeva nel fatto che, mentre l'elettricità commerciale costava 1–2 centesimi di \$/kWh e quella erogata dalle pile a secco era al livello di 23,70 \$/kWh, quella dei moduli fotovoltaici si situava a ben 144 \$/kWh (Perlin, 2000c). Pertanto erano da considerare economicamente proibitive le applicazioni terrestri a carattere di potenza elettrica significativa.

1.3.3 Parte il mercato delle applicazioni spaziali

L'alto costo dell'energia fotovoltaica era invece del tutto tollerabile, anzi trascurabile, nel bilancio economico di una missione dei satelliti artificiali lanciati in orbita in quegli anni. Si ricorda che il successo dello Sputnik, primo satellite artificiale messo in orbita dall'Unione Sovietica nel 1957, aveva prodotto negli USA un grande allarme ed una forte reazione con conseguente

accelerazione di tutti i programmi spaziali. La disponibilità della tecnologia delle celle fotovoltaiche, in quel momento presente solo negli USA, costituì l'occasione per tentare il sorpasso tecnologico sui sovietici.

Il Genio Trasmissioni dell'esercito USA, che teneva sotto stretta osservazione lo sviluppo delle celle fotovoltaiche fin dall'inizio, considerò opportuno tentare di alimentare la radio ricetrasmittente di bordo dei satelliti con piccoli moduli di celle fotovoltaiche.

La messa a punto di questi prodotti (forniti dalla Hoffman) richiese particolare attenzione, sia sotto il profilo dell'efficienza energetica, sia sotto quello, importantissimo, dell'affidabilità del funzionamento nelle severe condizioni spaziali. Dopo un breve periodo di sperimentazione con esito positivo a bordo di razzi vettori in missioni suborbitali, si decise di sperimentare l'applicazione delle celle fotovoltaiche nei satelliti artificiali. Nel 1958, fu messo in orbita il satellite *Vanguard*, che per la prima volta era equipaggiato con sei piccoli moduli costituiti da 108 celle al silicio. Le celle solari fornivano alla radio trasmittente di bordo i 5 milliwatt necessari al suo funzionamento (Maycock, Stirewalt, 1981c). I piccoli moduli fotovoltaici si dimostrarono determinanti per il buon funzionamento della radio di bordo durante il tempo di missione, inizialmente previsto in pochi giorni.

Visto che le apparecchiature continuavano a funzionare egregiamente, si decise di prolungare l'esperimento. Il successo del fotovoltaico fu determinato dal fatto che le trasmissioni del *Vanguard* durarono per 8 anni senza interruzioni, cioè, ben al di là di ogni confronto con la durata settimanale delle batterie elettrochimiche. Come conseguenza del successo iniziale, già alla fine del 1959 venne posto in orbita il satellite *Explorer VI* completamente alimentato da 8.000 celle fotovoltaiche per un totale di 15 W e nel 1975 la NASA usava oltre 1 milione di celle all'anno per alimentare i suoi veicoli spaziali con impianti unitari che raggiungevano potenze di 1,5 kW (Maycock, Stirewalt, 1981c).

Pertanto, prescindendo dalle applicazioni delle celle come fotometri (cosa che aveva dato luogo ad un piccolissimo segmento nel mercato della strumentazione scientifica), e dalle applicazioni nei *gadget*, il lancio del *Vanguard* del 1958 può essere considerato come un evento significativo nella storia del fotovoltaico perché esso conclude la fase dell'apprendimento scientifico fine a sé stesso e segna la nascita del primo mercato per le celle fotovoltaiche come generatori di potenza elettrica. La potenza totale sviluppata dalle celle era modestissima (come si è visto circa 15 W nel 1959), tuttavia, per la prima volta fu dimostrata la capacità della tecnologia di svolgere una vera e propria missione energetica.

Il primo mercato fotovoltaico di una certa consistenza in termini di potenza generata, quello delle applicazioni spaziali, era aperto.

1.4 Dal 1959 al 1973 – dallo sviluppo del mercato spaziale all'apertura del mercato delle applicazioni terrestri

1.4.1 *Le applicazioni spaziali della tecnologia fotovoltaica*

In questo periodo si sviluppa completamente l'industria fotovoltaica per le applicazioni spaziali appoggiata da un consistente sforzo di ricerca, teorica e applicata, volto al miglioramento dell'efficienza di conversione e della durata delle celle solari. Nel 1962, alla seconda Conferenza degli specialisti fotovoltaici del prestigioso Istituto degli Ingegneri Elettrici ed Elettronici USA (IEEE) vennero presentati in tutto 23 lavori scientifici di cui 11 riguardavano esclusivamente il comportamento e la tecnologia delle celle fotovoltaiche per lo spazio e i rimanenti 12 erano afferenti alla strumentazione di qualificazione delle celle stesse. Nessun lavoro riguardava la possibilità delle applicazioni terrestri (IEEE 2nd PVSC, 1962).

Per vedere il primo lavoro che propone il fotovoltaico come sorgente di potenza elettrica significativa sulla superficie terrestre, occorre aspettare l'ottava conferenza dell'IEEE del 1970 (Ralph, 1970). Nella successiva 9th conferenza dell'IEEE del 1972 il numero dei lavori sulle applicazioni terrestri su larga scala era già salito a 3. Si trattava chiaramente di proposte teoriche, tuttavia esse erano ancorate alla positiva esperienza spaziale con valutazioni economiche di competitività basate su ragionevoli ipotesi di sviluppi tecnologici.

A maturare questa nuova concezione del fotovoltaico su larga scala aveva contribuito la sequenza dei fatti, indubbiamente di piccola dimensione, ma di grande importanza, che si erano succeduti durante il corso degli anni 60. La produzione dei dispositivi fotovoltaici per le applicazioni spaziali passò da circa 7.000 W_p /anno del 1960 a circa 80.000 W_p /anno nel 1970 con un prezzo di vendita situato tra 100 e 200 $\$/W_p$ (Maycock, Stirewalt, 1981c).

Nel 1960 erano operative sul mercato USA cinque industrie, la già citata Hoffman e la Heliotek, presenti fin dall'inizio, a cui si erano aggiunte la RCA, la International Rectifier e la Texas Instruments, cioè le principali compagnie di produzione dei diodi e transistori al silicio.

La presenza di industrie elettroniche così grandi nell'offerta di celle fotovoltaiche per lo spazio costituisce una testimonianza dell'interesse suscitato da questo settore negli anni 60, anche se poi tali industrie si ritirarono dal mercato entro la fine del decennio a causa dell'eccesso di capacità produttiva a fronte del limitato volume della domanda. Rimasero operative due piccole industrie, la già citata Hoffman Electronics (poi divenuta Applied Solar Energy) e la Heliotek, che come vedremo avranno un ruolo fondamentale per lo sviluppo del fotovoltaico terrestre (Maycock, Stirewalt, 1981c).

1.4.2 *Le prime opportunità del mercato delle applicazioni terrestri*

Il successo tecnico delle celle fotovoltaiche nelle applicazioni spaziali suggerì la strada alle prime applicazioni terrestri di piccole dimensioni. La disponibilità di generatori elettrici fotovoltaici altamente affidabili e di potenza anche considerevole lasciava intravedere la possibilità tecnica di sostituire con le celle solari le batterie non ricaricabili, che venivano frequentemente usate in numerose applicazioni cosiddette remote, cioè in zone molto distanti dalla rete elettrica, come nei ponti radio per le telecomunicazioni, nei ripetitori televisivi, nelle postazioni radar militari e civili, nelle segnalazioni per la sicurezza nei trasporti ferroviari e marittimi e sulle piattaforme petrolifere. La modalità *usa e getta*, adottata fino ad allora per le batterie elettrochimiche impiegate nell'alimentazione elettrica di tali apparecchiature, era stata determinata essenzialmente da considerazioni economiche rispetto alle alternative allora disponibili. Si ricorda che l'alternativa più frequente era rappresentata dagli elettrogeneratori a motore a scoppio, alimentati a idrocarburi, la cui affidabilità era bassa e i cui costi di gestione e manutenzione erano proibitivi.

D'altra parte, la diffusione dei nuovi componenti elettronici allo stato solido nel campo delle apparecchiature di telecomunicazioni aveva permesso di abbassare fortemente l'impegno di potenza per ciascun impianto e quindi di aumentare la durata delle batterie, cosicché la loro periodica sostituzione, programmata con frequenza annuale, era divenuta economicamente tollerabile, anche se in valore assoluto abbastanza gravosa.

Altra considerazione in favore dell'affermarsi dell'*usa e getta* era costituita dalla mancanza assoluta in quegli anni di ogni preoccupazione ambientale circa lo smaltimento delle batterie esaurite, cosa che permetteva di mantenere bassi i costi di questa soluzione. Tuttavia nella seconda metà degli anni 60 incominciarono ad affacciarsi le prime iniziative ambientaliste e con esse le prime difficoltà a smaltire le numerose batterie scariche e ciò ebbe una ripercussione sui costi di gestione dei sistemi a batteria.

I generatori fotovoltaici venivano ad offrire l'opportunità di passare ad alimentare le stesse applicazioni usando accumulatori elettrochimici ricaricabili con un duplice vantaggio:

- a) la durata poteva passare da annuale a pluriennale (tipicamente sostituzione ogni 5 anni);
- b) il numero delle batterie veniva fortemente ridotto perché la capacità totale di carica poteva essere dimensionata su valori più bassi sfruttando l'energia della radiazione solare giornaliera per alimentare direttamente le apparecchiature durante le ore di soleggiamento.

Come conseguenza si ebbe una riduzione impressionante dell'impegno economico, sia come capitale iniziale, sia come esercizio e manutenzione e le dimostrazioni tecniche non mancarono di verificare questo fatto.

A titolo di esempio, si può citare una delle prime applicazioni alle telecomunicazioni, quella del ripetitore a microonde del collegamento tra Kayenta in Arizona e Mexican Hat nello Utah alimentato con moduli della Solar Power, che consentì nei primi anni 70 di ridurre il costo totale dai 100.000 \$ dell'impianto tradizionale ai 15.000 \$ di quello fotovoltaico (Curran, 1976). Tuttavia, in generale alla fine degli anni 60, il costo dei moduli fotovoltaici era ancora troppo alto e ciò non permetteva di superare le perplessità che avevano impedito fino ad allora l'accettazione di questa nuova tecnologia da parte della Amministrazione Pubblica USA ai fini del suo impiego nelle applicazioni terrestri. L'atteso allargamento del mercato fotovoltaico non poteva avere luogo.

1.4.3 La violet cell e la maturità tecnologica: nascono le prime industrie per il fotovoltaico terrestre

Si deve ricordare che il costo dei moduli realizzati con la tecnologia spaziale nel 1970 era situato tra i 100 e i 200 \$/W_p. Questo alto costo risultava tollerabile a fronte dei requisiti di alta efficienza, di grande affidabilità e di resistenza al danno da radiazioni, che erano determinanti per il successo della missione spaziale, mentre esso era da considerare proibitivo per le applicazioni terrestri. Tuttavia, la spinta al miglioramento dell'efficienza di conversione che caratterizzò sul piano tecnico il periodo spaziale si dimostrò determinante anche per l'apertura del settore delle applicazioni terrestri. Infatti, l'impegno scientifico posto nella comprensione dei fenomeni fisici che stanno alla base del funzionamento delle celle fotovoltaiche produsse una serie di miglioramenti tecnologici nel processo di produzione delle celle spaziali.

Questi risultati furono successivamente integrati nella tecnologia delle celle terrestri. A titolo di esempio si può citare il risultato ottenuto da Lindmayer e Allison nel 1972 con la famosa "cella violetta" (*violet cell*) (Lindmayer, Allison, 1972). Si trattava di una cella, sviluppata per lo spazio, che mostrava un'efficienza (record per quei tempi) del 16% in condizioni di illuminazione solare al suolo. Ciò costituiva un incremento del 30% nelle prestazioni ed il miglioramento era stato ottenuto dopo aver individuato ed eliminato l'effetto di limitazione del rendimento dovuto alla presenza di una "zona morta" sulla faccia anteriore della cella. Tale strato, spesso circa 0,5 micron, derivava da un cattivo controllo del processo di diffusione termica delle impurezze. Esso impediva ai fotoni della parte violetta-blu dello spettro solare di raggiungere la zona attiva della giunzione con la conseguente perdita del loro contributo alla conversione fotovoltaica.

Al di là del record di efficienza ottenuto, la *violet cell* ebbe il merito di dimostrare che era stata raggiunta una comprensione adeguata circa il funzionamento delle celle al silicio e la relativa tecnologia di produzione, per cui diveniva possibile il passaggio al processo d'industrializzazione richiesto

per le applicazioni terrestri. Lo stesso Lindmayer, che aveva prodotto nel 1972 la *violet cell* come ricercatore della industria spaziale Comsat, promosse dopo qualche anno un'iniziativa imprenditoriale fondando la prestigiosa Solarex Corporation (ancora oggi presente sul mercato), di cui divenne presidente, con la precisa ragione sociale della produzione di moduli e sistemi fotovoltaici per le applicazioni terrestri.

Storicamente, però, la situazione di stallo, presente nel mercato fotovoltaico alla fine degli anni 60, fu superata per merito di un'altra industria, nata in quegli anni, con lo scopo di modificare la tecnologia fotovoltaica in modo tale da abbassare i costi di produzione delle celle. L'obiettivo dichiarato era quello di ridurre tali costi fino a rendere i moduli fotovoltaici convenienti per le applicazioni terrestri. Si trattava della nascita nel 1969 della Solar Power Corporation nell'ambito del gruppo industriale petrolifero Exxon. A questa industria sarà attribuito il merito di aver fatto «scendere la tecnologia fotovoltaica dallo spazio sulla Terra» (Perlin, 2000d).

La Solar Power, attraverso un accurato studio di mercato, poté appurare che le applicazioni terrestri cosiddette remote sarebbero state alla portata del fotovoltaico se il costo di produzione dei moduli fosse sceso sotto i 20 \$/W_p. Poiché era impensabile poter ridurre di un fattore tra 5 e 10 il costo dei moduli spaziali, vista la complessità della tecnologia, si decise di riesaminare tutto il processo tecnologico a partire dall'inizio, cioè dai monocristalli di silicio, con lo scopo di semplificare le varie fasi con riferimento fisso al costo finale dei moduli a 20 \$/W_p.

Senza voler entrare in particolari tecnici che porterebbero lontano dal nostro scopo, basti citare il fatto che la maggiore quota di costo delle celle spaziali era dovuta al silicio monocristallino di elevata purezza impiegato e alla grande quantità di materiale scartato per realizzare la forma quadrata o rettangolare delle celle partendo dalla fetta circolare come la si otteneva dal taglio del lingotto di silicio. La forma squadrata era necessaria per realizzare il maggior accostamento possibile fra le diverse celle nel mosaico che realizzava il modulo. Ciò garantiva la massima produzione di potenza elettrica a parità di superficie esposta al sole. Anche se alcuni ritagli delle celle (quelli che sopravvivevano allo sbriciolamento durante il taglio) potevano essere recuperati per il mercato dei *gadget*, tuttavia la perdita di materiale era tale da avere il peso più alto nel bilancio economico e ciò, assieme ad altri elementi, portava all'elevato costo dei moduli fotovoltaici.

Per prima cosa la Solar Power si rese conto che nelle applicazioni terrestri si potevano utilizzare i lingotti di silicio monocristallino che venivano scartati dall'industria elettronica perché contenevano un tasso troppo alto di difetti (silicio detto "*off grade*"). Nella routine solita, questo materiale veniva nuovamente fuso, purificato e riciclato fino ad ottenere i valori di specifica. Poiché per le celle fotovoltaiche di uso terrestre non era necessario un così alto grado di purezza, si poteva comprare il silicio *off grade* a basso costo e

utilizzarlo tale e quale. Come seconda cosa, la Solar Power si rese conto che non era affatto necessario squadrare le celle, perché esse potevano essere processate tecnologicamente nella loro forma circolare fino all'impannellamento nei moduli. In tal modo si veniva ad eliminare una grande sorgente di spreco con un recupero del costo pari a circa il 30%.

Anche altri passi di fabbricazione potevano essere semplificati, o addirittura eliminati come ad esempio l'attacco chimico di lucidatura delle superfici prima della formazione della giunzione p-n. In ogni caso, l'intero processo tecnologico, almeno in gran parte, poteva essere automatizzato in una logica di produzione industriale di serie. Senza procedere a ulteriori dettagli, conviene riassumere la situazione dicendo che l'azione della Solar Power ebbe successo tanto è vero che nel 1973 essa produceva moduli fotovoltaici al costo di 10 $\$/W_p$ (valore del $\$$ al 1973), che venivano venduti a circa 20 $\$/W_p$ (Perlin, 2000e). Pertanto, le applicazioni terrestri dei piccoli sistemi fotovoltaici in situazioni remote erano divenute competitive ed esse cominciarono a diffondersi nell'uso.

Vista la collocazione societaria della Solar Power nel gruppo Exxon, le prime applicazioni di rilievo riguardarono l'alimentazione delle luci di posizione e delle apparecchiature di telecomunicazioni degli impianti petroliferi della Exxon nel Golfo del Messico. Soprattutto le piattaforme di estrazione del petrolio che venivano fatte lavorare in modo quasi automatico, cioè con scarsa sorveglianza, si dimostrarono un terreno ideale per collocare i primi sistemi.

Un'altra applicazione che cominciò a diffondersi nel settore petrolifero non appena divennero disponibili sul mercato i moduli fotovoltaici terrestri fu quella della protezione dalla corrosione galvanica degli oleodotti, dei gasdotti e delle strutture metalliche dei pozzi petroliferi. Collegando elettricamente alle tubazioni metalliche lungo il percorso a intervalli opportuni e alle strutture metalliche dei pozzi alcuni pannelli fotovoltaici, si poteva compensare la corrente galvanica con la corrente fotovoltaica in modo da ridurre fortemente la corrosione del metallo allungando notevolmente la vita degli impianti.

La posizione ufficiale della Guardia Costiera USA nel 1973 era ancora negativa nei confronti del fotovoltaico (Perlin, 2000f) e ciò impediva di fatto l'accesso al grande segmento del mercato delle boe di segnalazione marittima, dei fari e di conseguenza a quello delle segnalazioni ferroviarie e stradali. Ciononostante, la Solar Power riuscì ugualmente a determinare nei primi anni 70 l'apertura del mercato delle applicazioni terrestri remote dei piccoli sistemi di potenza fotovoltaica. La rapida diffusione del fotovoltaico negli impianti della Exxon, la bontà delle prestazioni sul campo e la previsione della prossima apertura del mercato delle segnalazioni marittime e terrestri stimolò la formazione di analoghe iniziative industriali nelle altre compagnie petrolifere, cosicché nei primi anni 70, sia la Mobil Oil con la Mobil Solar (già Tyco Laboratories), sia l'Atlantic Richfield con l'ARCO Solar (già Solar Technology International), sia la

Shell Oil con la Solar Energy Systems entrarono nel settore dell'offerta dei moduli e sistemi fotovoltaici per le applicazioni terrestri.

In conclusione, nel 1973 la situazione del settore fotovoltaico era in pieno fermento a causa del fatto che la tecnologia fotovoltaica si stava rapidamente staccando dalla matrice spaziale ed iniziava il nuovo corso di diffusione dei sistemi fotovoltaici nelle applicazioni terrestri. È in questa situazione di cambiamento che nello stesso anno si va ad innestare l'evento drammatico della prima crisi petrolifera internazionale. Le ripercussioni di questo evento sullo sviluppo del fotovoltaico furono notevoli, portando ad una brusca accelerazione della dinamica di trasformazione. Per tale motivo, il 1973 può essere considerato come l'anno che chiude la fase descritta ed apre quella successiva.

1.5 Dal 1973 al 1979 – dalla prima crisi petrolifera internazionale alla seconda crisi petrolifera: fase dello sviluppo delle applicazioni terrestri dei piccoli sistemi

1.5.1 La prima crisi petrolifera (1973): la crescita dei programmi di R&D USA sul solare

Nell'inverno del 1973, a causa dell'embargo dei paesi dell'OPEC e al conseguente balzo del prezzo del petrolio, il mondo occidentale fu costretto a prendere atto in modo drammatico della situazione di pericolosa dipendenza della propria economia dalle risorse petrolifere. Anche se la crisi era dovuta a fattori squisitamente politici e non alla rarefazione della risorsa, tuttavia si prese atto della fragilità strategica dell'approvvigionamento energetico e si cominciò a porre una maggiore attenzione sulle fonti alternative al petrolio. I programmi nucleari, già avviati in molti paesi occidentali, subirono una decisa accelerazione ed in parallelo si cominciò a considerare con una particolare attenzione l'energia solare in tutte le sue articolazioni tecnologiche.

Negli anni immediatamente dopo la crisi petrolifera, i fondi per la ricerca e lo sviluppo delle diverse tecnologie solari, fino ad allora sempre molto scarsi, subirono nei paesi occidentali un deciso aumento. Indagare la reale consistenza delle cosiddette fonti rinnovabili, sia sotto il profilo dell'adeguatezza tecnologica, sia sotto quello della competitività economica, veniva considerato come una necessità propedeutica per articolare una risposta credibile, atta a fronteggiare nel medio-lungo periodo la dipendenza dai combustibili fossili.

In questo quadro si collocano le prime iniziative di una certa rilevanza sulle fonti rinnovabili nei paesi occidentali più dipendenti dal petrolio, tra i quali si segnalano subito per l'importanza dell'impegno i programmi degli USA e del Giappone.

A puro titolo esemplificativo e senza la pretesa della completezza, si farà cenno alla situazione negli USA, dato che tale Paese, che è sempre stato molto attento ai problemi energetici e alla loro rilevanza strategica, è quello che ha

influenzato di più la formulazione dei programmi di ricerca e sviluppo sul fotovoltaico anche negli altri paesi ed in particolare in Italia.

Già nell'aprile del 1973 la statunitense Fondazione Nazionale per la Scienza (National Science Foundation, NFS) veniva incaricata dall'Ufficio del Presidente di preparare un programma di RD&D (Research, Development and Demonstration) sulle applicazioni terrestri delle celle fotovoltaiche con particolare riguardo alla riduzione dei costi di produzione dei moduli fotovoltaici (Rosenblatt, 1974a).

Al fine di raccogliere il parere degli esperti, la NSF organizzò a Cherry Hill (NJ) nell'ottobre del 1973 una conferenza di lavoro (*Cherry Hill Workshop*) sul tema: "La conversione fotovoltaica dell'energia solare per le applicazioni terrestri" (NSF, 1973). Parteciparono ai lavori 134 esperti provenienti dalle industrie, dalle università e dalle agenzie governative. Le conclusioni della conferenza furono positive circa l'adeguatezza tecnica della tecnologia fotovoltaica per i sistemi terrestri, pur indicando la necessità di condurre un programma decennale di R&D a finanziamento governativo per portare la tecnologia a livello della commerciabilità. Furono anche quantificati gli impegni di spesa necessari per lo sviluppo delle varie linee di ricerca, che assommavano all'incirca in 56 M\$ all'anno per 10 anni.

Sulla base dei risultati del workshop di Cherry Hill del 1973, evento che per inciso è stato considerato come l'atto di nascita del fotovoltaico terrestre, nel 1974 la NSF definì un programma nazionale e lo presentò al Governo.

In particolare le attività erano raggruppate su due aree di intervento:

1. Ricerca e sviluppo sui materiali, sulle celle fotovoltaiche e sui moduli.
2. Sviluppo e dimostrazione delle applicazioni.

Le diverse linee furono accorpate nel Programma Nazionale Fotovoltaico sotto l'egida dell'ERDA (Energy Research Development Administration) poi divenuto DOE (Department of Energy) e pianificate a partire dal 1974 su base pluriennale con obiettivi parziali (*milestones*) annuali convergenti verso l'obiettivo finale (*goal*) posto nel 1986. Tale obiettivo consisteva nella messa a punto di una linea industriale capace di produrre moduli fotovoltaici al costo di 0,30 \$/W_p, valore ritenuto compatibile per la concorrenzialità dell'energia elettrica prodotta. Le tabelle 1 e 2 fotografano la situazione finanziaria al 1979 dei programmi governativi statunitensi e dimostrano chiaramente l'impegno degli USA nel solare a partire dal 1974. Tale situazione si ripeté in modo analogo negli altri paesi industriali dipendenti dal petrolio (fatte le debite distinzioni di quantità).

Tab. 1 – Spese federali USA per RD&D nel solare

Fonte: DOE (Colombo, 1979)

ANNO	1974	1975	1976	1977	1978	1979	TOTALE
SPESA (M\$) ¹	14,8	54,4	151,6	313,1	443,7	554,2	1.531,8

¹ Il valore del \$ è quello del 1978

Come si può constatare, la prima tabella dimostra con i numeri il grande e crescente impegno posto dagli USA sullo sviluppo delle fonti solari dopo la crisi energetica del 1973. Nei sei anni considerati, il finanziamento delle attività solari è aumentato di ben 37 volte. La seconda tabella mostra come la spesa per il fotovoltaico sia all'incirca raddoppiata nel corso degli ultimi tre anni, mentre la sua incidenza rispetto alla crescente spesa totale è passato dal 19% del 1977 ad oltre il 21% del 1979.

Per quanto concerne il fotovoltaico, si ricorda che nel 1975 erano in corso, sotto il coordinamento scientifico dell'NSF e la responsabilità amministrativa del DOE, attività di RD&D a cui venivano dedicati 8 M\$ (Rosenblatt, 1974b). Per comprendere il reale significato di questa cifra, che era apparsa modesta in valore assoluto all'industria fotovoltaica dell'epoca, occorre sottolineare che essa tuttavia realizzava un incremento di circa un fattore 4 rispetto all'anno precedente e la sua incidenza sui 49 M\$ destinati in quell'anno a tutto il settore solare era rilevante, essendo pari a circa il 16%. Il grande incremento dell'impegno per gli anni successivi fino al 1979 può essere desunto dalle precedenti tabelle. In definitiva, a partire dal 1975 le attività di RD&D sulla conversione fotovoltaica della radiazione solare furono fortemente sostenute, sia sotto il profilo finanziario, sia sotto quello strutturale (come si vedrà in seguito). Il coordinamento scientifico della NSF non mancò di produrre importanti risultati tecnici, che nel 1979 erano disponibili e a loro volta costituiscono la base per poter pianificare le successive attività del Programma Nazionale Fotovoltaico del DOE a fronte della seconda crisi petrolifera.

Tab. 2 – Spese per i programmi federali USA sulle varie tecnologie solari in M\$¹

Fonte: DOE (Colombo, 1979)

	1977	1978	1979
RISCALDAMENTO E RAFFREDDAMENTO	86,5	95,9	96,0
CALORE DI PROCESSO	7,8	10,3	11,0
BIOMASSE	21,3	30,2	54,5
ELETTRICITÀ DA FORNACI SOLARI	79,1	104,1	100,1
FOTOVOLTAICO	59,7	76,5	118,8
EOLICO	21,9	36,7	38,2
ENERGIA DAGLI OCEANI	14,2	36,0	38,2
ENERGIA DA SATELLITI	3,0	4,5	4,6
IDROELETTRICO PICCOLA SCALA	/	10,0	28,4
SVILUPPO DEL MERCATO E FORMAZIONE	1,6	3,5	5,5
EDIFICI FEDERALI	/	20,0	25,7
SOSTEGNO TECNICO E RICERCHE DI BASE	18,0	16,0	23,2
TOTALE	313,1	443,7	554,2

¹Il valore del \$ è quello del 1978

1.5.2 La seconda crisi petrolifera (1979): il concetto del fotovoltaico come fonte di energia

La seconda crisi petrolifera internazionale, avvenuta a seguito del blocco della produzione petrolifera dell'Iran per lo scoppio della rivoluzione e la successiva guerra con l'Iraq, può essere ritenuta come l'evento principale che ha prodotto il riconoscimento pubblico del fotovoltaico come nuova fonte di energia rinnovabile. Il vivace dibattito, in corso fin dalla crisi del 1973, sulle fonti energetiche alternative al petrolio si era notevolmente attenuato nel 1977 a causa del progressivo adattamento dell'economia alle nuove condizioni del mercato petrolifero. Esso trovò nella crisi del 1979 nuovi elementi di conferma circa la necessità per il mondo occidentale di reperire risorse energetiche alternative, tra cui l'energia solare. In questo quadro, il concetto che la nuova tecnologia fotovoltaica per la conversione diretta della radiazione solare in elettricità potesse considerarsi alla stessa stregua delle altre tecnologie solari tradizionali, come l'eolico, il solare termico e termoelettrico e le biomasse, poté uscire dalla cerchia ristretta degli esperti, trovando un primo consolidamento presso la pubblica opinione.

Inoltre, il brusco aumento dei prezzi petroliferi del 1979 dimostrò in modo evidente la necessità di imprimere alla tecnologia fotovoltaica (già in via di sviluppo a seguito della crisi del 1973) una maggiore connotazione energetica ed un'accelerazione sia sul piano qualitativo, sia su quello quantitativo. I programmi di ricerca sul fotovoltaico negli USA (ed anche nei paesi occidentali) furono revisionati aggiungendo altri ben più importanti obiettivi a quelli già focalizzati sulle applicazioni nei piccoli sistemi ausiliari di energia elettrica. Tutto il programma fu riorientato verso la messa a punto di sistemi adatti alla produzione di significative quantità di elettricità e capaci di portare ad un contributo integrativo nel bilancio energetico nazionale.

Il fotovoltaico cominciò ad essere considerato da allora come una vera e propria opzione energetica.

Lo sviluppo di questo concetto può essere articolato nelle seguenti fasi.

A) Il Photovoltaic Act del 1978: il fotovoltaico come fonte di energia

Questa acquisizione concettuale, conseguente alla seconda crisi petrolifera, è avvenuta quasi contemporaneamente nei primi anni 80 nei diversi Paesi dipendenti dalle importazioni di petrolio. Essa, però, era già stata anticipata negli USA nel 1978, cioè un anno prima della crisi. Infatti, nel corso di quell'anno era maturata nel Congresso USA la convinzione circa la validità delle prospettive della tecnologia fotovoltaica nella messa a punto di sistemi atti a fornire grandi quantità di elettricità in modo affidabile.

Ne fa testimonianza la legge federale P.L. 95-590 del novembre 1978, denominata *Solar Photovoltaic Energy Research, Development and Demonstration Act* o più sinteticamente *Photovoltaic Act*.

La grande rilevanza che fu attribuita dal Congresso all'argomento fotovoltaico può essere misurata dall'entità del finanziamento stabilito dalla legge in 1.500 milioni di dollari (valore del \$ al 1978). Tale somma veniva assegnata al DOE perché la destinasse ad un programma federale esclusivamente dedicato ad attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione sul fotovoltaico. Tale programma era articolato lungo un periodo temporale di 10 anni ed aveva l'obiettivo finale di portare le tecnologie fotovoltaiche alla fine degli anni 80 all'applicabilità commerciale in competizione con le tecnologie energetiche convenzionali. Il finanziamento messo a disposizione del DOE per l'anno fiscale 1979 era di 125 milioni di dollari, contro i 4 milioni destinati al fotovoltaico nel 1973 (Maycock, Stirewalt, 1981d).

Il cambiamento di prospettiva concettuale introdotto dal *Photovoltaic Act* nel 1978 indipendentemente dal successivo verificarsi della seconda crisi petrolifera merita alcune note di approfondimento. Innanzi tutto occorre far riferimento alla situazione esistente nel settore fotovoltaico statunitense alla fine del 1978. Il Programma Nazionale Fotovoltaico del DOE, in corso già da quattro anni, aveva progressivamente ampliato le attività fotovoltaiche coinvolgendo i principali centri di ricerca pubblici e privati del Paese, tanto da aver ottenuto dal governo un finanziamento complessivo per le attività fotovoltaiche del 1979 pari a 118,8 M\$ (vedi tabella 2 precedente). Pertanto, anche in assenza del *Photovoltaic Act* del 1978, il finanziamento assegnato dal DOE al fotovoltaico per il 1979 era salito a 118,8 M\$.

In questo quadro, lo stanziamento di 125 M\$ previsto per l'anno fiscale 1979 dalla legge federale 95-590 veniva ad ampliare di poco la disponibilità finanziaria, confermando in pratica il sostegno alle attività in corso. Tuttavia, l'intervento legislativo introdusse una nuova valenza fondamentale sotto il profilo concettuale. A partire dal 1979 la spesa pubblica sul fotovoltaico veniva riqualificata imponendo al Programma Nazionale Fotovoltaico nuovi e più ambiziosi obiettivi di carattere decisamente energetico. A titolo di esempio basti citare che l'obiettivo finale per il 1988 dichiarato dal *Photovoltaic Act* consisteva nell'abbassamento del costo dei sistemi fotovoltaici installati fino al livello di 1 \$/W_p con una produzione industriale di tali sistemi di potenza per un totale di 4 milioni di kW_p all'anno, cioè 4 GW_p (art. 5, punto 2). Questo obiettivo, tradotto in termini di energia annuale prodotta dagli impianti da installare tra il 1979 ed il 2000, faceva prevedere al Programma Nazionale Fotovoltaico del DOE il risparmio di 1 Quad (circa 24 Mtep/anno) di petrolio (DOE, 1980).

Oggi, a posteriori, l'obiettivo appare quantitativamente velleitario. Esso tuttavia ha avuto il grande merito sul piano qualitativo di aver ampliato gli orizzonti prospettici e innalzato la tecnologia fotovoltaica alla dignità di vera e propria fonte di energia.

A questo proposito, è significativo il fatto che nel giugno del 1979, ormai in piena seconda crisi petrolifera, il comitato consultivo del Presidente Carter

per la Politica Interna, presieduto dal Segretario per l'energia J. Schlesinger, stimava fiduciosamente che la capacità di potenza fotovoltaica installata per l'anno 2000 avrebbe potuto portare ad un contributo pari a circa il 20% del fabbisogno elettrico degli USA previsto per tale data (Maycock, Stirewalt, 1981d). A prescindere dalle valutazioni di compatibilità tecnico-economica di questo ambizioso obiettivo, importa sottolineare l'aspetto del nuovo ruolo energetico che il fotovoltaico nell'arco di poco più che un decennio aveva raggiunto nella considerazione dei decisori pubblici.

B) Lo sviluppo dei moduli per piccoli sistemi

Nel corso degli anni la tecnologia fotovoltaica, che era considerata elitaria e costosa, destinata fino ad allora alle nicchie specialistiche del mercato spaziale e a quello dei piccoli sistemi terrestri, aveva subito un tumultuoso sviluppo tecnico-scientifico ed aveva aumentato la sua importanza fino a raggiungere la nuova posizione concettuale di fonte energetica. Si ricorda per altro che il prezzo delle celle fotovoltaiche prodotte per le applicazioni satellitari era proibitivo per le applicazioni terrestri. Infatti, tale prezzo, pur essendo diminuito dai circa 1.000 \$/W_p del 1960 (Maycock, 1981e) ai 270 \$/W_p del 1972, si era attestato a circa 90 \$/W_p nel 1978. Nello stesso anno veniva indicato un prezzo di mercato di poco inferiore ai 40 \$/W_p per i piccoli sistemi delle applicazioni terrestri (Rosenblatt, 1974c). Era pertanto chiaro che tali alti prezzi sarebbero stati incompatibili con la missione energetica terrestre ipotizzata dal Congresso. Tuttavia, questa difficile situazione economica non impedì l'ampliamento delle prospettive per il fotovoltaico nel 1978. E ciò merita una breve riflessione tecnica.

Si è già visto che, all'inizio degli anni 70, la tecnologia delle celle fotovoltaiche, sviluppata per le applicazioni spaziali, era in rapida trasformazione per affrontare la sfida delle prime applicazioni terrestri. L'esperienza industriale fino ad allora maturata consisteva nel 1970 in una capacità produttiva annuale di circa 80 kW_p, cioè celle per oltre 1 milione di pezzi, che venivano assemblate manualmente in sistemi per la generazione di elettricità a bordo dei satelliti, con potenze che potevano arrivare fino a circa 1 kW per singolo impianto. Tale esperienza lasciava presumere che fosse possibile il passaggio alle applicazioni energetiche terrestri su scala significativa. A riprova di quanto detto, basta citare le dichiarazioni rilasciate nel 1971 da William Cherry, ricercatore della NASA già citato, considerato come uno dei maggiori esperti della tecnologia fotovoltaica. Egli affermava che sarebbe stato possibile negli anni 90 produrre mediante i sistemi fotovoltaici tutto il fabbisogno elettrico degli USA coprendo con i pannelli l'1% del territorio nazionale (Maycock, Stirewalt, 1981f). I costi dell'energia prodotta sarebbero stati competitivi perché il costo dei moduli avrebbe potuto scendere mediante un'opportuna politica di sviluppo al livello di 0,5 \$/W_p con un'efficienza energetica complessiva dei sistemi pari almeno al 7%.

A conforto di queste considerazioni, come si è visto, nei primi anni 70 l'industria fotovoltaica statunitense iniziava a mettere sul mercato moduli per applicazioni terrestri, prima fra tutte quella dei carica batteria, che apriva la strada ad una numerosa serie di applicazioni elettriche di una certa consistenza, come l'alimentazione per i ripetitori delle telecomunicazioni, per le segnalazioni luminose ferroviarie e stradali e per le boe marine e per i fari. Per inciso, il fatto che in larga parte la committenza fosse militare costrinse le industrie fotovoltaiche ad impostare la produzione in modo da rispondere alle severe norme militari soprattutto per quanto riguardava l'affidabilità dei moduli da sottoporre alle difficili condizioni climatiche marine. Si ebbe così che la crisi petrolifera del 1973 trovò l'industria fotovoltaica statunitense già pronta a mettere sul mercato moduli fotovoltaici fatti con celle al silicio cristallino in grado di caricare gli accumulatori elettrochimici a 12 volt, garantendo una vita operativa dei moduli di almeno 5 anni nelle condizioni di esposizione severe dell'ambiente marino.

Gli ulteriori sviluppi tecnici avvenuti tra il 1973 ed il 1979 sotto la spinta delle iniziative pubbliche di RD&D e del mercato si rivolsero principalmente all'aumento dell'area delle singole celle, alla realizzazione di moduli di grande superficie, al miglioramento dell'efficienza di conversione e all'abbassamento dei costi di produzione. I moduli costruiti nel 1979 avevano ormai raggiunto una forma standardizzata ed erano composti per la maggior parte da circa 32-36 celle al silicio, collegate in serie/parallelo in modo da avere in uscita circa 16-18 volt a circuito aperto. L'area e l'efficienza di ciascuna cella erano tali da sviluppare circa 1 watt per cella nelle condizioni di massima insolazione, per cui il modulo come generatore elettrico poteva fornire 32-36 W_p con un'efficienza di conversione, che mediamente era situata intorno all'8-10% per la maggioranza dei moduli, ma che in qualche caso raggiungeva anche punte fino al 12%. Con questa situazione della tecnologia dei moduli fotovoltaici si chiudeva con il 1978 la fase dello sviluppo dimostrativo, per così dire, tranquillo, dei piccoli sistemi. Infatti, come si è già accennato, intorno al 1977 gli effetti della crisi petrolifera del 1973 erano in via di completo assorbimento e non si riteneva più necessario spingere troppo sulle fonti alternative. La crisi energetica del 1979 rilanciò in modo drammatico le ragioni per accelerare il processo di ricerca sulle fonti alternative e nel contempo confermò la validità degli obiettivi posti dal *Photovoltaic Act* per lo sviluppo del fotovoltaico come fonte di energia elettrica.

1.6 Dal 1980 al 1984 – dalla dimostrazione delle applicazioni terrestri di media taglia *stand alone* ai grandi impianti collegati alla rete

1.6.1 La revisione dei programmi fotovoltaici USA

Il Programma Nazionale Fotovoltaico del DOE, come previsto dal *Photovoltaic Act* del 1978, era stato tradotto nel giugno del 1979 in un classico piano quinquennale articolato in linee d'attività, con il relativo piano operativo di spesa a scorrimento annuale lungo l'arco dei dieci anni previsti per i finanziamenti e revisione ed aggiornamenti periodici degli obiettivi durante lo svolgimento (Magid, Maycock, 1980).

Si ricorda che il DOE dal 1979 assunse il compito di accorpare nel Piano tutte le attività in corso a finanziamento pubblico, assumendone il coordinamento sotto l'egida della sua Divisione Sistemi Energetici Fotovoltaici. A titolo di richiamo si può far riferimento alla tabella 3, tratta dal documento citato sopra, che riporta la ripartizione del preventivo di spesa sulle linee d'attività rispetto agli anni del programma. Come si può vedere, il finanziamento di 1.500 M\$ messo a disposizione dal *Photovoltaic Act* venne ripartito per 1.296,5 M\$ sulle attività del Programma decennale che si sarebbero svolte negli USA. A tale cifra bisogna poi aggiungere 135 M\$, che, secondo il dettato della legge, dovevano venire stanziati per finanziare le attività di collaborazione scientifica, di dimostrazione e di assistenza del mercato USA all'estero (SERI, 1979). In tal modo la cifra totale impegnata nel preventivo raggiungeva 1.431,5 M\$, cioè praticamente l'intero stanziamento del Congresso.

Tab. 3 – Preventivo di spesa del Programma Fotovoltaico del DOE con dettagli per il 1979 e per il Piano Quinquennale 1980–84, in M\$

Fonte: DOE (Magid, Maycock, 1980)

Linea	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985–88	Totale
AR&D	39	47	50	55	58	55	148	452
TD	35	61	60	70	65	60	145	496
SES	16,3	14,5	15	20	25	20	40	150,8
T&A	13,2	24,5	15	20	30	30	40	172,7
COMM	15	10	TBD	TBD	TBD	TBD	TBD	25+TBD
Totale	118,5	157	140	165	178	165	373	1.296,5

AR&D = Advanced Research and Development

TD = Technology Development

TBD = To Be Defined

SES = Systems Engineering and Standards

T&A = Tests and Applications

COMM = Commercialization activities

Un esempio del processo di razionalizzazione dei programmi che erano in corso nel 1980 può essere visto esaminando le attività fotovoltaiche del Laboratorio JPL (Jet Propulsion Laboratory). Nel 1975 il prestigioso laboratorio di Pasadena in California, che aveva svolto un ruolo fondamentale nello sviluppo delle celle fotovoltaiche per le applicazioni spaziali, fu incaricato dal DOE di gestire il progetto LSA (Low-Cost Solar Array Project), sviluppato sulle indicazioni strategiche elaborate dalla NSF nel 1974 e dedicato allo sviluppo di moduli fotovoltaici a basso costo e lunga vita operativa per applicazioni terrestri (DOE, JPL, NASA, 1981).

L'obiettivo dichiarato dal JPL nel 1980, quando il progetto LSA fu integrato nel Programma Nazionale Fotovoltaico del DOE, era quello di riuscire a produrre per il 1986 moduli fotovoltaici a $0,70 \text{ \$/W}_p$ (valore del \$ al 1980) in applicazioni terrestri. I risultati di questo progetto nel 1979 erano tali che le diverse industrie fotovoltaiche associate ad esso (ARCO Solar, Solarex, Spire, Solar Power, Photowatt, Asec, Motorola ecc.) avevano già messo a punto linee di produzione industriale, che avevano consentito di immettere sul mercato delle applicazioni terrestri moduli fotovoltaici di alta affidabilità (la tecnologia d'impiantamento era stata provata e certificata sottoponendo i moduli a prove di vita accelerata in camere climatiche secondo le specifiche imposte da LSA con riferimento alle norme IEEE per le apparecchiature elettriche).

Le potenze sviluppate dai moduli sotto condizioni di insolazione di 1.000 W/m^2 , spettro solare AM1, cioè intensità luminosa al suolo corrispondente ad una giornata secca e senza nubi, erano comprese fra i 15 e i 71 W_p in relazione alla superficie del modulo e del numero di celle in esso contenute. L'efficienza registrata a livello del modulo era situata tra l'8% e il 10%, mentre il costo dei moduli per una produzione minima di almeno 26 kW_p era situato entro $12 \text{ \$/W}_p$. Come si può constatare, questo costo era ancora lontano dall'obiettivo previsto per il 1986, ma esso era pur sempre 7,5 volte inferiore al costo contemporaneo dei moduli prodotti dalle linee per applicazioni spaziali.

Come naturale conseguenza di questi incoraggianti risultati, il progetto LSA ricevette ulteriori risorse economiche e un allungamento temporale fino al 1988, in modo da poter realizzare per tale data un obiettivo finale ancora più ambizioso di quello previsto per il 1986 (costo dei moduli = $0,70 \text{ \$/W}_p$), cioè un costo di produzione di $0,30 \text{ \$/W}_p$ (Valore del \$ al 1980).

Questo aspetto di rilancio dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica statunitense fu sistematicamente adottata dal Programma Fotovoltaico Nazionale 1980-90 del DOE, in cui erano state tradotte le indicazioni politico-strategiche del *Photovoltaic Act* del 1978.

Tutte le attività sul fotovoltaico, che erano già in corso come parte dei programmi sull'energia solare del DOE, furono sottoposte al vaglio strategico del Programma Fotovoltaico e, nel caso, mantenute accanto alle nuove attività, non senza aver subito un'opportuna revisione tecnica, ma soprattutto un adeguamento dei loro obiettivi conformemente alla nuova visione prospettica

del fotovoltaico come fonte di energia elettrica.

Come strutture operative pubbliche responsabili della realizzazione del Programma, oltre al già citato JPL, occorre ricordare il Solar Energy Research Institute (SERI) di Golden in Colorado, fondato nel 1977, entrato in funzione piena nel 1980 e divenuto successivamente Laboratorio Nazionale (NREL) e i SANDIA National Laboratories di Albuquerque nel New Mexico già impegnati da molti anni nello sviluppo delle tecnologie solari, il Lincoln Laboratory del MIT di Boston, il Lewis Research Center della NASA di Cleveland. Tra le numerose industrie e i laboratori privati industriali che furono associati al Programma con contratti di ricerca spesso pluriennali, meritano una menzione particolare l'Applied Solar Energy, l'ARCO Solar, la Motorola, la Photowatt International, la Solarex, la Solar Power per la loro presenza su tutto l'arco produttivo della tecnologia fotovoltaica, dalle celle, ai moduli e ai sistemi.

1.6.2 Le linee dello sviluppo del fotovoltaico USA

La nuova pianificazione delle attività di RD&D del Programma Nazionale Fotovoltaico statunitense, dopo la seconda crisi petrolifera, non partiva da zero, ma dai rilevanti risultati tecnici già conseguiti nel 1979. Nella prospettiva di sviluppo decennale del Programma apparve ragionevole puntare sul fotovoltaico come nuova fonte di energia solare. L'impegno posto sulla ricerca, pubblica e privata, per aumentare l'efficienza di conversione delle celle e dei moduli, assieme a quello altrettanto importante di sostenere pubblicamente il mercato con la realizzazione di una serie di impianti dimostrativi, costituirono gli assi portanti dell'apprendimento economico verso la competitività dell'energia elettrica prodotta secondo le curve previsionali del DOE riprodotte nella figura 3.

Come si può vedere, gli obiettivi finali, previsti per il 1990 dal Programma decennale, erano situati a 0,50 \$/W_p per il costo dei moduli fotovoltaici e a 1,1-1,8 \$/W_p per i sistemi completi (senza accumulo di energia). Si riteneva che a tale livello di costo potesse corrispondere la competitività dell'energia solare fotovoltaica prodotta da impianti di grande taglia in collegamento diretto con la rete elettrica.

Indubbiamente si trattava di obiettivi finali molto ambiziosi, ma occorre anche considerare il fatto che per il loro conseguimento il Congresso aveva messo a disposizione del DOE ingenti risorse economiche, che apparivano congruenti con l'intero processo di apprendimento economico del fotovoltaico. In effetti, il sostegno finanziario stabilito dal *Photovoltaic Act* consentì al DOE di allocare 805 M\$ (vedi precedente tabella 3) a preventivo sulle diverse linee di attività conformemente ai dettagli del primo Piano Quinquennale 1980-84 in cui era stato strutturato il Programma Fotovoltaico.

Le numerose analisi effettuate dagli specialisti dell'epoca mostravano che tali risorse erano adeguate al grande impegno di sviluppo previsto.

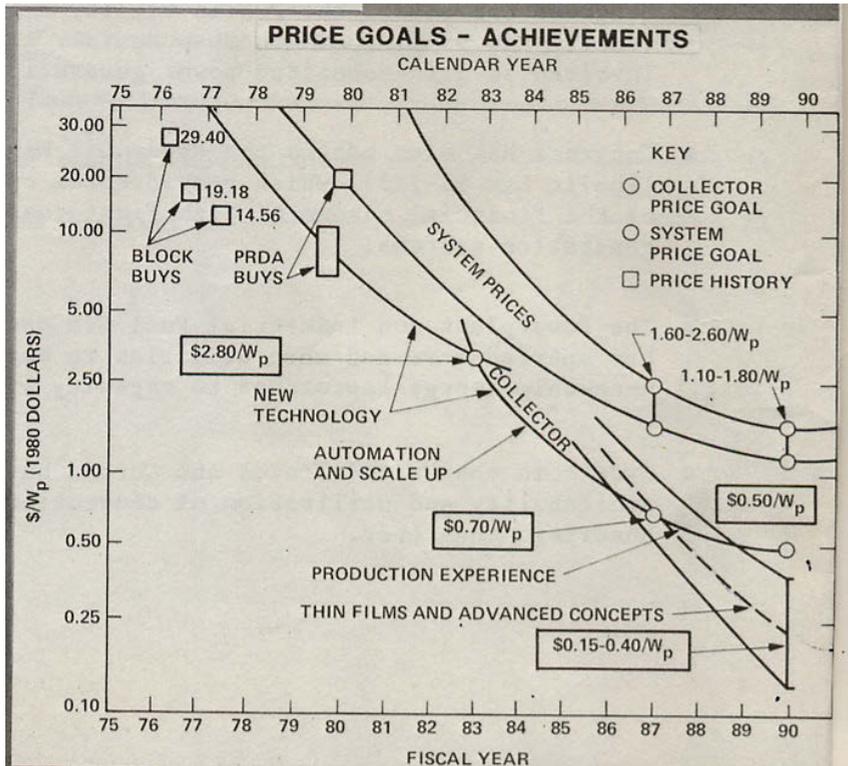


Fig. 3 – Andamento previsto dal DOE dei prezzi dei moduli e dei sistemi fotovoltaici secondo il Programma Nazionale Fotovoltaico 1980–1990 (JPL, 1980)

Tanto è vero che le attività si svilupparono in modo vigoroso a partire dal 1980 conseguendo importanti risultati, che spesso anticipavano il conseguimento degli obiettivi intermedi previsti dal Piano.

In corrispondenza dell'aumento dell'impegno finanziario, la crescita del settore fotovoltaico nei primi anni 80 è indicativamente rappresentata nella figura 4, che mostra l'andamento del numero dei lavori scientifici e tecnici presentati nelle diverse sessioni (pressoché annuali) della Conferenza degli Specialisti Fotovoltaici dell'IEEE. Nel grafico si può notare come il numero dei lavori aumenti notevolmente alla fine degli anni 70, giungendo pressappoco a triplicarsi. Esso infatti passa da meno di 100 lavori per conferenza degli anni 60–70 a oltre 280 dei primi anni 80, mantenendosi su questo livello per tutto il primo quinquennio.

Anche se alcuni lavori presentati nelle conferenze dell'IEEE si riferivano a informazioni sulle attività fotovoltaiche svolte nei programmi di R&D di altri Paesi, tuttavia la stragrande maggioranza di essi riguardava le attività USA.

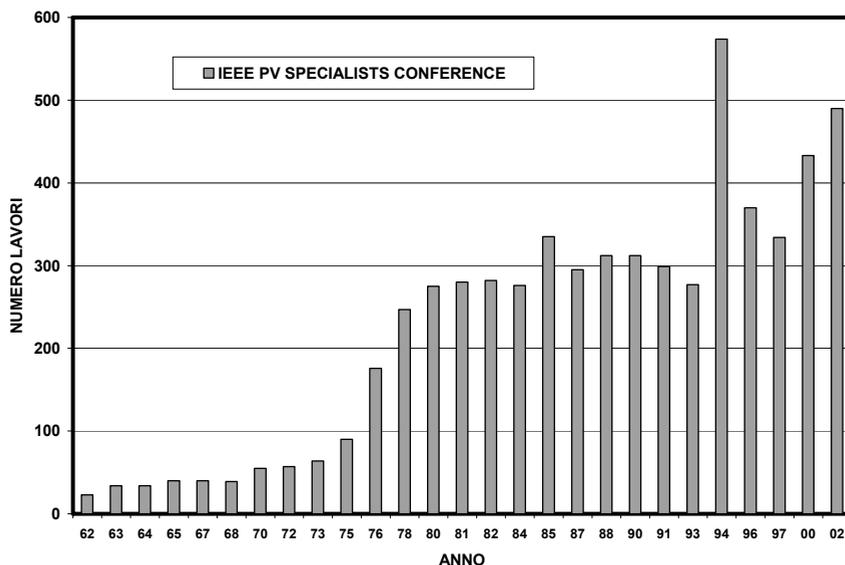


Fig. 4 – Andamento del numero dei lavori scientifici e tecnici presentati alle Conferenze dell’IEEE sul fotovoltaico

Fonte: Proceedings delle Conferenze IEEE dalla seconda alla ventinovesima

Pertanto, l’aumento del numero dei lavori può essere attribuito alla crescita delle attività fotovoltaiche indotta dal Programma Fotovoltaico Nazionale del DOE. Per inciso, si ricorda il fatto che per l’anno fiscale 1979 il DOE aveva ricevuto dal Congresso un finanziamento di 125 M\$ da allocare sul primo anno del Piano Fotovoltaico e che un livello di circa 150 M\$ all’anno era garantito sulla carta per gli anni seguenti.

1.6.3 Lo sviluppo iniziale del mercato: gli impianti dimostrativi

Indubbiamente, i risultati più appariscenti nei confronti della pubblica opinione riguardarono la progettazione e realizzazione di numerosi impianti fotovoltaici dimostrativi. Il rilevante sostegno del DOE a questa linea di attività del Piano è riassunta dal finanziamento complessivo previsto nel periodo 1980–84. Su 805 M\$ impegnati in totale sull’intero settore fotovoltaico per il quinquennio 1980–84, 119,5 M\$ erano allocati sui sistemi fotovoltaici dimostrativi (vedi riga T&A della tabella 3).

In effetti in quegli anni entrarono in funzione numerosi nuovi impianti fotovoltaici, tutti di taglia significativa ed alcuni di essi raggiungevano le dimensioni del MW, i cosiddetti impianti multimegawatt, che erano dedicati alla dimostrazione della validità tecnica dei sistemi fotovoltaici per la produzione di grandi quantità di elettricità in connessione alla rete.

La tabella 4 raggruppa gli esempi storici più significativi delle diverse applicazioni e le caratteristiche principali degli impianti, tutti entrati in funzione prima del 1984 o subito dopo (impianti progettati e impostati comunque prima del 1984).

Tab. 4 – Esempi di applicazioni per gl’impianti fotovoltaici realizzati durante il primo Piano Quinquennale del DOE (SERI, 1986)

Tipo d’impianto	Potenza (kW _p)	Anno	Materiale	Costruttore	Note
Stand Alone Systems					
Refrigerator	0,220	1976	Si Mono	Solarex	Moduli piani. Isle Royale National Park, MI.
Repeater	0,400	1979	“	Motorola	
Dust Storm Warning Highway Sign	0,116	1977	Si Mono	Sensortech	Moduli piani. Casa Grande, AZ.
Radar System	8,6	1977	Si Mono	Solarex	Pannelli piani fissi. China Lake Naval Weapons Center.
Communication System	2,82	1977	Si Mono	Solarex	
Community Service Power	100	1980	Si Mono	Spectrolab ARCO Solar Motorola	Pannelli piani fissi a terra. Natural Bridges Monument, UT.
Instrumentation Van	3,9	1983	Si Mono	Solarex	Moduli piani sul tetto del van. White Sands Missile Range, NM.
Village Power	3,6	1979	Si Mono	Sensortech	Pannelli piani fissi a terra. Tangaye. Alto Volta, Africa dell’Ovest.
Bulk Power Systems					
Sacramento Municipal Utility District (SMUD)	2.360	1984 – 1985	Si Mono Si Semi	ARCO Solar Solarex Mobil Solar	Impianto con inseguimento del sole est-ovest. Prima fase di 100 MW. Rancho Seco, Sacramento, CA.
Denton PV Power Station	15	1982	Si Poli	Solarex	Pannelli piani fissi. Denton, MD.
Hesperia Power Plant	860	1982	Si Mono	ARCO Solar	Pannelli piani montati su strutture a inseguimento del sole su due assi. Deserto della California.
Carrizo Power Plant	6.500	1984	Si Mono	ARCO Solar	Pannelli piani montati su strutture ad inseguimento su due assi e riflettori solari sui fianchi. Carrizo Plain, Bakerfield, CA.

(la tabella continua alla pagina successiva)

Tab. 4 – Esempi di applicazioni per gl'impianti fotovoltaici realizzati durante il primo Piano Quinquennale del DOE (SERI, 1986)

(continua dalla pagina precedente)

Tipo d'impianto	Potenza (kW _p)	Anno	Materiale	Costruttore	Note
Combination Systems					
Solar Energy Research American and Saudi (SOLERAS)	350	1981	Si Mono	Martin Marietta	Impianto a concentrazione con lenti di Fresnel , inseguimento su due assi. Al-Jubaylah, Saudi Arabia.
Tudor Hill Research Lab.	56	1983	Si Mono	Tri-Solar	Pannelli piani fissi. Bermuda.
Oklahoma Center for Science and Arts	100	1982	Si Mono	Solarex	Pannelli piani fissi con specchi riflettori montati sul tetto. Oklahoma City, OK.
Lovington Square Shopping Center	100	1981	Si Mono	Solar Power	Pannelli piani fissi a terra. Lovington, NM.
Beverly High School	100	1981	Si Mono	Solar Power	Pannelli piani fissi. Beverly, MA.
Dallas-Ft Worth Airport	27	1984	Si Mono	Applied Solar Energy	Impianto a concentrazione a lenti di Fresnel: inseguimento su due assi.
Newman Power Station Generator Control Unit	20	1981	Si Mono	Solar Power	Pannelli piani fissi. El Paso, TX
Georgetown University	300	1984	Si Poli	Solarex	Pannelli piani integrati nel tetto degli edifici Universitari. Washington D.C.
Northeast Residential Experiment Station	28,3	1980 - 1981	Si Poli Si Mono	Solarex, ASEC, ARCO, G.E.,	Potenza complessiva dei 5 prototipi a pannelli piani montati sul tetto delle case. Concord, MA.
Southwest Residential Experiment Station	47,6	1981 - 1983	Si Mono Si Poli Si Ribbon	Solarex, ASEC, ARCO, G.E., Motorola, Mobil Solar	Potenza complessiva dei 9 prototipi a pannelli piani montati sul tetto delle case. Las Cruces, NM.
Southeast Residential Experiment Station	15,6	1980 - 1983	Si Mono Si Semi Si Ribbon	Solarex, Photowatt Mobil Solar	Potenza complessiva dei 4 prototipi a pannelli piani montati sul tetto delle case. Cape Canaveral, FL.
Carlisle House	7	1982	Si Poli	Solarex	Pannelli fissi integrati sul tetto della casa. Carlisle, MA.
Solara II	1,2	1985	Si Poli	Solarex	Pannelli fissi installati sul tetto della casa in connessione a rete. Tampa, FL.
Universe of Energy, Epcot	73	1982	Si Mono	Solar Power	Pannelli piani fissi montati sul tetto del padiglione dell'energia a Epcot. Buena Vista, Orlando, FL.
Solar One	192	1984	Si Mono	ARCO Solar	Pannelli piani fissi a terra per alimentazione di un condominio solarizzato. Phoenix, AZ.

Come si può constatare, la tipologia delle applicazioni sperimentate nei primi anni 80 è molto varia. Si va dall'alimentazione dei frigoriferi e delle radio trasmettenti da campo, con potenze in gioco di qualche centinaio di W_p , agli impianti di grande taglia in collegamento alla rete elettrica con $6,5 MW_p$. Questi impianti per la maggior parte sono ancora in funzione, mentre alcuni sono stati dismessi dopo alcuni anni di attività a causa di sopraggiunti malfunzionamenti. A questo proposito appare significativa la sorte toccata ai due grandi impianti, realizzati entrambi dalla Atlantic Richfield Oil Company (ARCO Solar) in California nelle località di Hesperia e di Carrizo Plain nella contea di S. Louis Obispo.

Nel primo (figura 5), che aveva una potenza operativa netta di $860 kW_p$, si era tentato di aumentare la resa energetica annuale montando i moduli sui supporti meccanici mobili (eliostati) messi a punto per gli specchi degli impianti solari termoelettrici ed adottando il relativo sistema di controllo per inseguire la posizione del sole sui due assi. Ogni eliostato sosteneva un pannello di 256 moduli fotovoltaici per una superficie totale di circa $114 m^2$.

I primi tre anni di esercizio avevano evidenziato la sostanziale corrispondenza delle prestazioni con le previsioni, nel senso che l'impianto, nei giorni climaticamente tranquilli, mostrava una produzione di energia giornaliera perfettamente in linea con le caratteristiche dell'inseguimento sui due assi.

Il fattore di capacità, mediato sui tre anni, era abbastanza alto, situato intorno al 28%. Tuttavia la gestione della connessione alla rete dell'impianto appariva difficoltosa a causa della comparsa di alcuni inconvenienti impreveduti (Patapoff, 1985). Il sistema di controllo automatico della posizione degli eliostati era programmato in modo tale da intervenire, mettendo i pannelli in posizione orizzontale al fine di proteggerli, ogni volta che il vento superava la velocità di guardia.

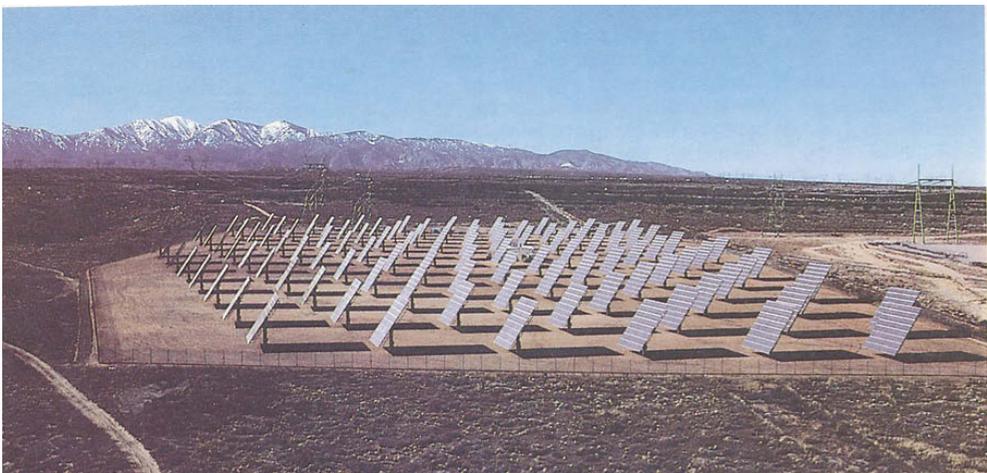


Fig. 5 – Veduta della centrale fotovoltaica Hesperia da $1 MW_p$ su eliostati

Quando l'intervento avveniva nelle ore di piena insolazione, si aveva in corrispondenza un rapido, profondo abbassamento della potenza di uscita dell'impianto, cosicché il sistema di aggancio alla rete subiva una brusca sollecitazione che portava al distacco del carico. Pur essendo il funzionamento completamente automatico, la ripresa del carico richiedeva qualche tempo e l'energia prodotta in questo intervallo andava sprecata. Purtroppo, a causa dei venti adiabatici del deserto dove era ubicato l'impianto, questo evento si verificava frequentemente. Le interruzioni della produzione erano tali che, su base annuale, si aveva soltanto un piccolo guadagno di energia netta dall'inseguimento del sole rispetto alla posizione solita dei pannelli piani fissi al suolo ed inclinati secondo la latitudine. Pertanto, l'aumento dei costi dovuto alle strutture per l'inseguimento e al relativo sistema di controllo, oltre alla maggiorazione delle spese per l'esercizio e la manutenzione dei meccanismi di movimento, non era adeguatamente compensato da una maggiore produzione energetica netta.

Nel 1990, quando l'ARCO Solar fu acquistata dalla Siemens, sia l'impianto di Hesperia, che quello di Carrizo Plain, furono ceduti alla società privata Carrizo Solar Company, che continuò la gestione dei due impianti, incontrando però notevoli difficoltà di bilancio economico. Tali difficoltà consigliarono di chiudere l'impianto Hesperia nel 1994 quando fu evidente che il guadagno ottenuto dalla vendita dei moduli fotovoltaici rimossi dall'impianto superava quello ricavato dalla vendita dell'energia elettrica prodotta.

L'altro grande impianto (figura 6) realizzato a Carrizo Plain nei pressi di Bakerfield (CA), ha detenuto il record di potenza con i suoi 5,2 MW_p operativi fino al 2005 (quando è stato superato dagli impianti tedeschi per complessive decine di MW installati in Baviera). Esso avrebbe dovuto costituire il modulo iniziale da 6,5 MW_p di un programma di costruzione di una centrale fotovoltaica ancora più grande, prevista con una potenza totale di 16 MW_p da montare in fasi successive.

Purtroppo, i dati di esercizio dell'impianto durante i primi anni di funzionamento hanno evidenziato un degrado progressivo delle prestazioni dovuto al riscaldamento eccessivo dei moduli fotovoltaici. Si ricorda che i moduli, tutti di produzione di serie ARCO Solar, erano stati montati su eliostati per l'inseguimento del sole su due assi in maniera da realizzare un rendimento energetico più alto. Inoltre, per la prima tranches di 3,5 MW installata nel 1983 e 1984, ai lati dei moduli erano stati aggiunti due specchi piani inclinati in modo da riflettere la luce solare sulle celle fotovoltaiche. Si veniva così a realizzare un modesto fattore di concentrazione, che avrebbe dovuto migliorare ulteriormente il rendimento. Dopo i primi anni di funzionamento ottimale, durante cui la centrale arrivava a produrre 2.800 MWh per MW_p (con fattore di capacità record mensile di circa il 32%), si cominciò a notare un degrado irreversibile delle prestazioni con una diminuzione progressiva dell'efficienza dei moduli, il cui aspetto visivo dimostrava chiaramente la

presenza di un processo termico di opacizzazione dovuto ad una vera e propria “cottura” della resina d’incapsulamento (Sumner et al., 1988). Questo effetto era particolarmente vistoso nella sezione d’impianto dotata di specchi solari.

Nel 1990, la Carrizo Solar, nuova proprietaria dell’impianto, nominò una commissione di esperti per indagare sulle cause del fenomeno. Emerse chiaramente che la responsabilità era da attribuire alla decomposizione termica dell’acetato di viniletilene (EVA), resina usata dall’ARCO Solar nell’incapsulamento delle celle nei moduli (Wenger et al., 1991). L’acido acetico che si sviluppava durante la decomposizione termica dell’EVA attaccava chimicamente i contatti metallici delle celle, producendo un aumento della resistenza elettrica in serie, che, a sua volta, era la causa della diminuzione dell’efficienza di conversione. A riprova di ciò, venne appurato che i moduli usati nell’analogo impianto di Hesperia (pure essi dell’ARCO Solar) non avevano subito alcun degrado perché le celle non erano state incapsulate con l’EVA, ma con il cloruro di polivinile, che si era dimostrato resistente all’innalzamento della temperatura.



Fig. 6 – Impianto di Carrizo Plain. Si notino le piastre riflettenti montate ai lati dei pannelli

Foto da: *Energia dal Sole* (ISES 1992)

In pratica si poté verificare che dal 1986 al 1990 il fattore di capacità dell'impianto si era ridotto del 40%. Temendo un'ulteriore riduzione dell'efficienza ed avendo realizzato che il ricavo dalla vendita sotto costo dei moduli recuperati dall'impianto superava quello della vendita dell'energia prodotta, si decise nel 1994 di interrompere l'esperienza e di smantellare la centrale.

I grandi impianti Hesperia e Carrizo Plain tuttavia dimostrarono ampiamente che la tecnologia fotovoltaica era capace di produrre consistenti quantità di elettricità in centrali automatiche analoghe a quelle tradizionali, anche se differenti per la maggiore quantità di terreno occupato. Si rese anche evidente che non esistevano scorciatoie tecnologiche per ottenere dai moduli fotovoltaici, concepiti per le applicazioni in pannelli piani fissi, aumenti di rendimento per la via della concentrazione solare e che tale via richiedeva lo sviluppo e la messa a punto di dispositivi fotovoltaici appropriati. A tutt'oggi, rimane tuttavia misterioso il perché per acquisire questo concetto si sia dovuto passare per due esperimenti così imponenti (e così costosi), quando gli stessi risultati si sarebbero potuti ottenere, o con opportuni calcoli, o con l'esperienza, fatta però con prototipi in scala ridotta.

1.6.4 La brusca frenata del programma USA nel 1981 e l'intervento del primo programma europeo di promozione del mercato fotovoltaico

Tornando alla tabella 4, la cui origine risiede in un rapporto del DOE del 1986, si può notare che tutti i grandi impianti risultano entrati in funzione entro il 1984 con l'eccezione della seconda tranches da 1 MW_p della centrale SMUD di Sacramento, divenuta operativa nel 1985 (ma programmata fin dal 1982 sulla base di 100 MW complessivi). Successivamente negli USA non si sono più realizzati grandi impianti fotovoltaici.

La ragione di questo fatto è da far risalire a qualche anno addietro e più precisamente al 1981, anno in cui subentrò all'Amministrazione democratica del Presidente Carter quella repubblicana del Presidente Reagan (eletto alla fine del 1980). Conformemente alla svolta liberista impressa all'economia USA, la nuova Amministrazione esordì subito bloccando tutte le spese governative di assistenza allo sviluppo della domanda e tale provvedimento fu applicato anche al Programma Nazionale Fotovoltaico del DOE, producendo una profonda depressione su tutto il settore fotovoltaico (Maycock, 1981). In particolare i tagli più rilevanti riguardarono la linea di sviluppo delle applicazioni dimostrative che erano in corso ed i suoi effetti si resero evidenti negli anni 1982, 1983 e 1984 con il progressivo esaurirsi dei progetti già finanziati ed il blocco di tutte le fasi seguenti previste per la realizzazione dei grandi impianti. Furono cancellati programmi di sviluppo del mercato per oltre 100 MW_p di impianti (vedi progetto SMUD), la cui realizzazione era stata prevista nel corso del secondo quinquennio del Piano 1985-90.

Il grafico della figura 7 mostra l'impatto che ebbero i tagli economici sull'andamento storico del mercato fotovoltaico mondiale negli anni seguenti alla riduzione della spesa governativa USA.

Le curve illustrano visivamente l'effetto sul settore fotovoltaico dovuto al cambiamento di amministrazione negli USA. Come si può vedere dalla curva più alta, che rappresenta la somma puntuale delle curve sottostanti, la crescita del mercato, partita in modo esponenziale intorno al 1979 e proseguita fino al 1982, mostra un rallentamento nel 1983 e rimane pressoché bloccata fino al 1985 sul livello determinato dal proseguimento per inerzia delle iniziative già decise prima dei tagli. L'effetto di blocco è reso più evidente osservando l'andamento del mercato delle iniziative assistite dal governo (curva blu). A partire dal 1983, si nota un deciso decremento che porta la curva praticamente a zero nel 1986. Tuttavia, proprio a partire dal 1986 si può notare una ripresa del mercato fotovoltaico, che appare riportarsi su un andamento crescente, ma con un tasso di crescita più basso di quello del 1982-83. Di fatto avviene che l'abbassamento del costo di produzione dei moduli, dovuto all'automazione dei processi, e il contemporaneo aumento dell'efficienza e dell'affidabilità, consentono di assorbire il taglio ai finanziamenti pubblici attraverso l'aumento delle vendite nel settore commerciale (curva verde).

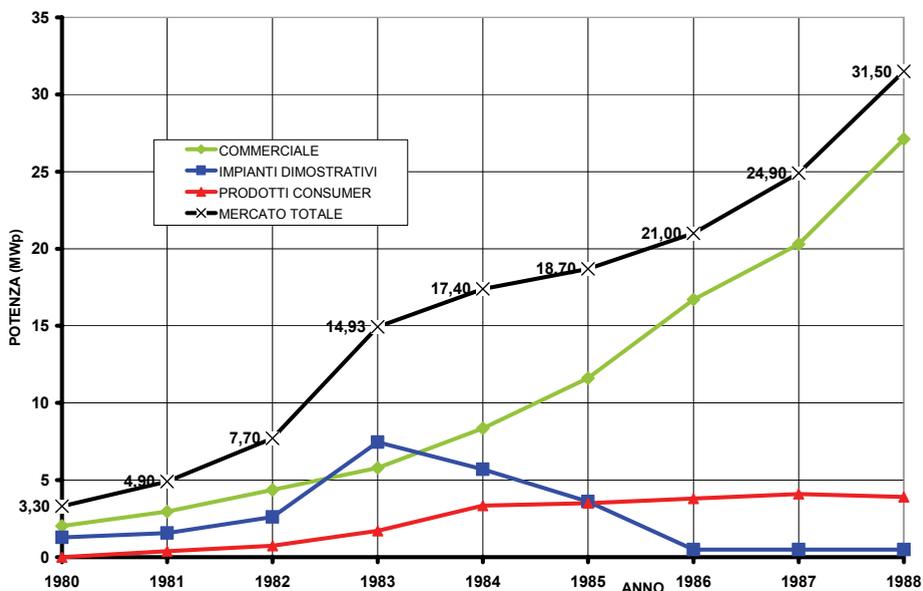


Fig. 7 – Andamento del mercato fotovoltaico mondiale negli anni 1980–88 e i diversi contributi dei vari segmenti del mercato delle applicazioni
(Strategies Unlimited, 1989)

In definitiva, l'effetto dei tagli ha prodotto uno slittamento temporale della curva di apprendimento economico avendo introdotto un ritardo sullo sviluppo del mercato e, pur avendo conservato l'andamento crescente di fondo, ne ha abbassato il tasso di crescita. Complessivamente, tuttavia, si può constatare che lo sviluppo delle vendite ha tenuto.

Contribuì non poco a questa tenuta del mercato mondiale il fatto che la contrazione delle vendite negli USA fu compensata dal contemporaneo sviluppo del mercato fotovoltaico europeo e giapponese. Infatti, in quegli anni, la Comunità Europea ed il Giappone diedero inizio a consistenti programmi di realizzazione di impianti dimostrativi con utilizzazione di moduli di produzione propria, ma spesso costruiti in linee produttive realizzate con accordi industriali di *joint venture* o di licenza USA.

A titolo di esempio, basta ricordare che il programma fotovoltaico della UE aveva promosso la realizzazione nei paesi europei di 18 impianti pilota installati tra gli anni 1981 e 1984 per una potenza fotovoltaica totale di 1.117 kW_p (Palz, 1981).

Proprio nel 1984, un altro evento degno di nota contribuì a sostenere la situazione, confermando la validità della tecnologia fotovoltaica. Alla 17th Conferenza dell'IEEE del 1984, il prof. Martin Green, a capo di un gruppo di ricerca sulle celle fotovoltaiche ad alta efficienza dell'Università australiana del Nuovo Galles del Sud, annunciò di aver ottenuto un'efficienza di conversione del 19,1% per alcune celle al silicio monocristallino di area pari a 4 cm² sottoposte a condizioni di illuminazione solare normale (Green et al., 1984). Questo valore costituiva il nuovo record di efficienza ed esso era certificato dalle misure dei prestigiosi laboratori statunitensi del SERI. L'importanza di questo risultato non derivava tanto dal fatto di aver conseguito il record (che superava di poco quello precedente detenuto dagli USA), quanto dalla circostanza che esso era stato ottenuto, per così dire, con cognizione di causa, cioè dopo aver effettuato un'analisi accurata delle ragioni che limitavano l'efficienza ed aver messo a punto un processo produttivo, in parte nuovo, tendente ad eliminarle. Apparve perciò chiaro che la prosecuzione di questo lavoro avrebbe portato a ulteriori record di efficienza (cosa che si è puntualmente verificata, come si vedrà, negli anni seguenti con record di oltre il 24%), lasciando presumere che l'industrializzazione successiva avrebbe potuto portare alla produzione commerciale di moduli fotovoltaici con efficienza del 18%, avvicinando in tal modo la competitività.

Pertanto, il 1984 può essere considerato come un anno notevole perché esso segna la fine della breve stagione, durante cui la concezione strategica del fotovoltaico come fonte rilevante d'energia endogena fu accettata presso l'amministrazione governativa negli USA.

Come si vedrà meglio in seguito, il superamento della crisi petrolifera con l'abbassamento dei prezzi dell'olio fino a livelli di 15 \$/barile favorì l'affermarsi della concezione puramente mercantile dell'energia, portando in

secondo piano tutte le considerazioni di carattere strategico legate alla sicurezza degli approvvigionamenti. Pertanto, a partire dal 1984 l'industria fotovoltaica fu costretta a prendere atto del cambiamento della missione assegnata al fotovoltaico dalla nuova amministrazione statunitense. Ciò portò immediatamente a ridimensionare tutti i programmi industriali di espansione nel mercato energetico e a ripiegare sulle nicchie del mercato delle applicazioni dei piccoli sistemi e dei dispositivi per il mercato cosiddetto *consumer*.

Occorre peraltro notare che, proprio nel 1984, i risultati delle ricerche australiane sul miglioramento dell'efficienza e i contemporanei successi tecnici dei programmi dimostrativi sui sistemi di produzione di elettricità in Europa e in Giappone (paesi per lo più carenti di risorse energetiche fossili), vennero a rafforzare in questi paesi la validità della concezione energetica come obiettivo nel lungo termine, pur tenendo presente la necessità di passare nel breve attraverso le varie opportunità commerciali offerte dai mercati di nicchia.

1.7 Dal 1985 al 1996 – dalla caduta dei prezzi petroliferi al riconoscimento della crisi climatica globale

1.7.1 La flessione nello sviluppo del fotovoltaico come fonte di energia

Per poter comprendere meglio il significato storico che ha avuto la riduzione dell'impegno promozionale statunitense, sopra accennato, e la conseguente posizione di ripiego nei mercati di nicchia, assunta dagli operatori fotovoltaici durante questo periodo, occorre riprendere in maggior dettaglio gli avvenimenti dei primi anni 80.

Come si è già detto, alla fine del 1980 fu eletto alla Presidenza degli USA Ronald Reagan e all'inizio del 1981 l'amministrazione repubblicana sostituì quella democratica del Presidente Carter. Si inaugurò così un nuovo corso dell'economia statunitense con il richiamo ad un maggior grado di liberismo nel mercato dell'energia. Nel 1982 si affermò la teoria economica che vedeva l'energia, non più come un bene strategico, ma soltanto come un bene commerciale da sottoporre alle regole del mercato libero. A convalidare questa concezione risultò determinante il fatto che intorno al 1982 la crisi petrolifera del 1979 appariva assorbita, mentre i prezzi petroliferi erano in discesa tanto da segnare circa 26 \$ al barile alla fine del 1985, un livello, cioè, pari al valore precedente alla crisi. Tale situazione è mostrata in dettaglio nella figura 8, che riporta l'andamento storico dei prezzi petroliferi fino al 1992, con i valori in dollari attualizzati al 1985. La curva dei prezzi si mostra stabile sul valore di circa 7-8 \$/barile fino al 1972; poi essa s'impenna a partire dal 1973 (prima crisi petrolifera) raggiungendo nel 1974 un valore di plateau (sia pure in leggera discesa) intorno a 25 \$/barile e mantenendosi su tale valore fino al 1979 (seconda crisi petrolifera).

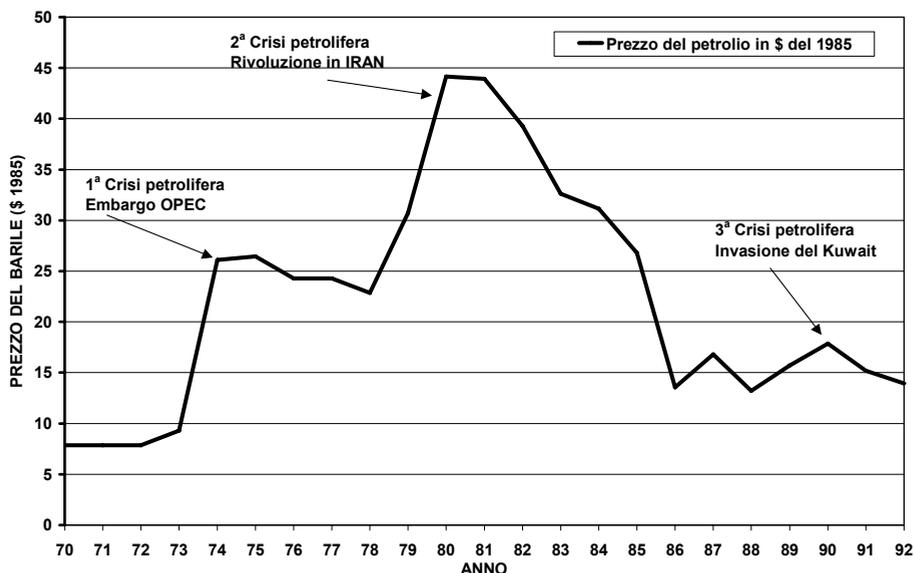


Fig. 8 – Andamento del prezzo del petrolio dal 1970 al 1992 con il valore corrente del dollaro riportato al 1985
(DOE/Energy Information Administration, 1994)

Nel corso di un anno, cioè nel 1980, il prezzo raggiunge il valore massimo a circa 44 \$/barile. A partire dal 1982 i prezzi iniziano a scendere fino a portarsi nel 1986 sul valore minimo di 13,6 \$/barile per poi risalire leggermente a causa della breve terza crisi petrolifera del 1990 (invasione del Kuwait), finendo con oscillare negli anni seguenti intorno ad un valore di circa 15 \$/barile. Nel 1992, pertanto, tutte le crisi petrolifere erano state superate e il mercato dell'energia appariva dominato dai bassi prezzi del petrolio.

Tornando dunque al 1982, si può constatare dal grafico che gli effetti economici della seconda crisi petrolifera apparivano ormai in via di recupero, tanto è vero che gli analisti prevedevano per gli anni a venire una situazione stabile di bassi prezzi petroliferi per molto tempo. Tutti i piani governativi USA di sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili vennero ridimensionati e questa sorte toccò anche al fotovoltaico, che subì pesanti tagli finanziari. Infatti, lo stanziamento previsto dal Programma Nazionale Fotovoltaico del DOE per l'anno fiscale 1982 nel Piano Quinquennale 1980-84 fu abbassato da 165 M\$ a soli 63 M\$. Nell'anno successivo, 1983, il finanziamento scese ulteriormente a 58 M\$. Si arrivò così agli anni seguenti con un preventivo per il Piano 1984-88 che fu abbassato a 320 M\$ in totale (DOE National Photovoltaic Program, 1983).

Il criterio adottato per i tagli fu quello di ridurre praticamente a zero i finanziamenti governativi sullo sviluppo industriale dei moduli fotovoltaici e

sulla dimostrazione dei sistemi. Il Programma Fotovoltaico del DOE fu privato, per così dire, di una gamba, quella che avrebbe dovuto sorreggere l'apprendimento economico attraverso l'abbassamento dei prezzi dovuto agli effetti di scala. Mancando tale presupposto, che era stato quantificato in un valore dell'ordine dei GW_p della potenza cumulata installata nei soli USA per la fine del millennio, la curva previsionale di apprendimento di figura 3 veniva ad assumere il significato di curiosità storica. Le previsioni della competitività dell'elettricità fotovoltaica si venivano a spostare nel tempo verso un lontano futuro.

Per quanto concerne l'altra gamba su cui poggiava il Programma del DOE, quella della ricerca fondamentale e applicata, si ebbe che l'impegno governativo USA proseguì in modo sostanzialmente invariato. Il sostegno al fotovoltaico venne indirizzato prevalentemente sulla ricerca per il miglioramento dell'efficienza delle celle e dei moduli e sullo sviluppo dei nuovi materiali fotovoltaici, sia per le applicazioni a film sottile come moduli piani a bassissimo costo, sia per l'uso nei sistemi ottici a concentrazione solare (celle cosiddette multigiunzione o a strati multipli ad alta efficienza). I risultati di questo sforzo furono notevoli, come si può desumere dalla seguente tabella 5, che mette a raffronto la situazione dell'efficienza di conversione negli anni 1987 e 1992 per i diversi materiali.

Come si può notare, tra i prodotti commerciali accanto al silicio mono e policristallino appare il silicio amorfo.

Tab. 5 – Valori record dell'efficienza delle celle fotovoltaiche ottenuti sia in laboratorio che per i prodotti commerciali fino al 1987 e fino al 1992
(SRI International TechMonitoring, 1988, 1993)

Materiale fotovoltaico	Efficienza di laboratorio (%)		Efficienza commerciale (%)	
	ANNO 1987	ANNO 1992	ANNO 1987	ANNO 1992
Silicio monocristallino ¹	22	23,2	12–14	12–14
In concentratori	28,2	28,2	13–15	13–15
Silicio policristallino	15,5	17,8	10–12	10–12
Silicio amorfo	10–13	13	4–6	4–6
Tellururo di cadmio policristallino (film sottili)	12,8	15,8	N. A.	N. A.
Diseleniuro di indio e rame (film sottili)	10,8	14,1	N. A.	N. A.
Arseniuro di gallio	23,7	26	N. A.	N. A.
In concentratori	26	27,6	N. A.	N. A.

¹ I record di laboratorio per il Si mono sono stati ottenuti dall'Università australiana del New South Wales

N. A.: Non Applicabile perché non ancora in commercio

L'efficienza commerciale dei moduli realizzati con questo materiale è bassa, situata intorno ad un valore medio del 5%, però la tecnologia di realizzazione è completamente diversa da quella tradizionale, essendo basata sulla deposizione del materiale in film sottili e direttamente su superfici grandi quanto l'intero modulo. Le prospettive di abbassamento dei costi di produzione sembrano molto buone, tanto è vero che la strategia industriale di numerosi operatori fotovoltaici viene revisionata e gli investimenti indirizzati verso questo nuovo materiale. Dal punto di vista storico, questo fatto è importante per le conseguenze che esso ha avuto sul processo di sviluppo ulteriore del silicio mono e policristallino e, pertanto, al silicio amorfo sarà dedicata nel seguito una specifica sezione a cui si rinvia.

Dalla tabella 5 si evidenzia inoltre che, in generale, esiste un notevole divario tra il record di efficienza ottenuto in laboratorio e quello che caratterizza i prodotti commerciali. Infine, mentre per i valori dell'efficienza ottenuti in laboratorio si ha un generale miglioramento tra il 1987 e il 1992, nello stesso periodo l'efficienza dei prodotti commerciali è rimasta mediamente invariata.

Analizzando questo fatto a posteriori, si può tentare di darne una spiegazione logica. Sembra molto probabile che la ragione di questa anomalia risieda nella grande difficoltà a industrializzare i processi tecnologici che hanno prodotto i risultati di laboratorio, avendo come condizione al contorno la costrizione economica di abbassare (o almeno mantenere invariato) il costo di produzione. Pertanto, il passo in avanti notevole, che avrebbe potuto essere fatto verso la competitività dell'energia fotovoltaica sulla base dei rilevanti miglioramenti dell'efficienza di conversione, non poté avere luogo perché le dimensioni correnti del mercato non consentivano gli effetti di scala, necessari per assorbire i maggiori costi. Un tale obiettivo avrebbe richiesto l'ammortamento dei costi su dimensioni di mercato alcuni ordini di grandezza superiori a quello corrente, ma tali dimensioni non erano accessibili ai sistemi fotovoltaici senza un congruo abbassamento dei prezzi. In altre parole, la situazione si avviluppa in un tipico circolo vizioso, noto nell'ambiente come il "paradosso dell'uovo e della gallina".

Anche se la quantificazione di questo concetto ha iniziato ad apparire nelle analisi condotte nei primi anni 90 (Coiante, Barra, 1992), per avere una stima più accurata occorre far ricorso ad un lavoro recente, che ha potuto utilizzare una base molto più ampia dei dati storici circa il volume di mercato (Byrne et al., 2004). In questo studio, coordinato da Allen Barnett della Astro Power, uno dei maggiori esperti "storici" del fotovoltaico, viene tracciata la curva sperimentale dell'apprendimento economico dell'intero settore fotovoltaico. Per comodità espositiva, il grafico viene riproposto nella seguente figura 9.

Si ricorda che la curva di apprendimento economico di un prodotto è definita dai valori assunti dai prezzi di mercato in funzione del volume cumulato delle vendite. L'andamento teorico di questa curva, qualora essa sia rappresentata in un grafico in cui entrambi gli assi siano in scala logaritmica, è una retta.

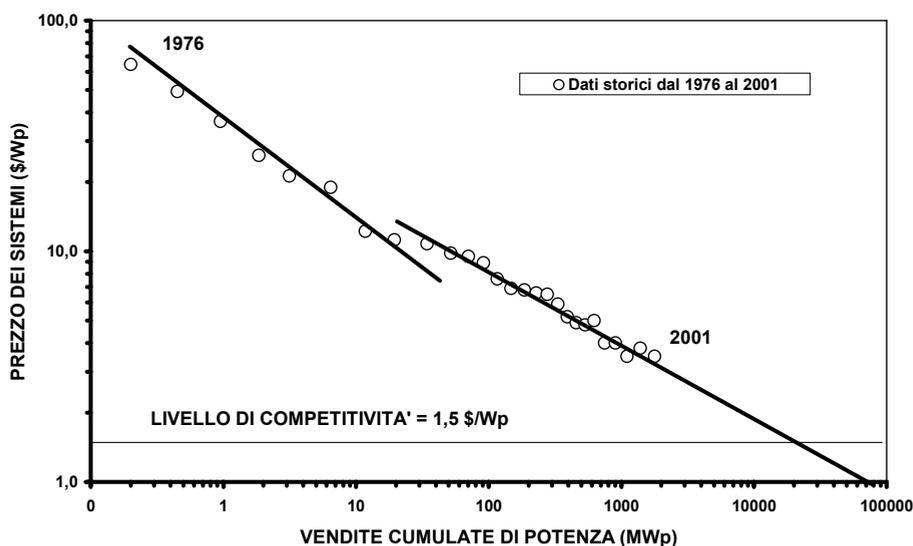


Fig. 9 – Curva storica dell'apprendimento economico del settore fotovoltaico
(Byrne, Kurdgelashvili, Poponi, Barnett, 2004)

Come si può notare nella figura, i dati storici sperimentali, raccolti dal 1976 fino al 2001, si dispongono lungo due rette aventi inclinazione diversa.

Il prolungamento della retta tracciata sui valori più recenti incontra il livello di 1,5 \$/W_p per il prezzo dei sistemi (ritenuto corrispondente alla competitività dell'energia generata), a oltre 20.000 MW_p di potenza cumulativa degli impianti. Questo significa che, in assenza di *break through* tecnologici, la continuazione invariata del trend di sviluppo odierno porterà il fotovoltaico alla competitività quando il mercato avrà raggiunto dimensioni comparabili con tale cifra, cioè circa due ordini di grandezza sopra al livello odierno delle vendite annuali. Per inciso, la divisione in due parti della curva di apprendimento corrisponde alle due fasi storiche vissute dal fotovoltaico: l'inclinazione maggiore della prima parte riflette chiaramente il maggiore impegno promozionale posto dagli USA sul fotovoltaico in quegli anni.

Riprendendo il discorso storico, il fotovoltaico come fonte di energia elettrica si è venuto a trovare, nei primi anni 90, in una tipica situazione di stallo, che peraltro coinvolgeva tutte le fonti rinnovabili. Una testimonianza diretta di questo fatto può essere trovata nelle dichiarazioni con cui H. Sheer, Presidente in quegli anni della European Solar Industry Association, apre lo *Yearbook of Renewable Energy* del 1994: «Dunque oggi noi dobbiamo chiedere a noi stessi perché le energie rinnovabili – nonostante i loro vantaggi ecologici ed economici nel lungo termine – non sono state ancora pienamente introdotte. Ci dobbiamo chiedere dove risiedono le mancanze che hanno impedito alla

nostra società di accettare le energie rinnovabili e quali errori sono stati commessi perfino da coloro che sono impegnati senza successo nella causa delle energie rinnovabili» (Sheer, 1994).

Di fatto, per il fotovoltaico, non si era riusciti ad avere un sufficiente sviluppo delle vendite per poter abbassare il prezzo dei sistemi fino ai livelli di interesse economico per le aziende elettriche. Nella situazione di mercato libero, cioè non assistito, quale è stata voluta dall'Amministrazione USA per il fotovoltaico, o, peggio ancora, nella situazione distorta esistente nel mercato energetico, che risultava cronicamente sostenuto dalle assistenze pubbliche in favore dei combustibili fossili, lo sviluppo delle applicazioni dei sistemi fotovoltaici per la produzione di grandi quantità di energia elettrica erano arrivate nei primi anni 90 a segnare il passo. Senza l'intervento di una forza esterna al sistema, questa situazione non sembrava superabile.

Con ciò non si vuole sottovalutare il continuo progresso del settore fotovoltaico dal punto di vista della crescita commerciale, come può essere facilmente desunto dai dati storici sull'andamento del volume di mercato e dei prezzi mostrati nella figura 10. La situazione, aggiornata al 1995, dimostra chiaramente come lo sviluppo sia innegabile e il tasso di crescita lusinghiero. Tuttavia i prezzi praticati sono molto lontani dal valore richiesto per il conseguimento della competitività nel settore dell'energia elettrica scambiata sulle reti di distribuzione.

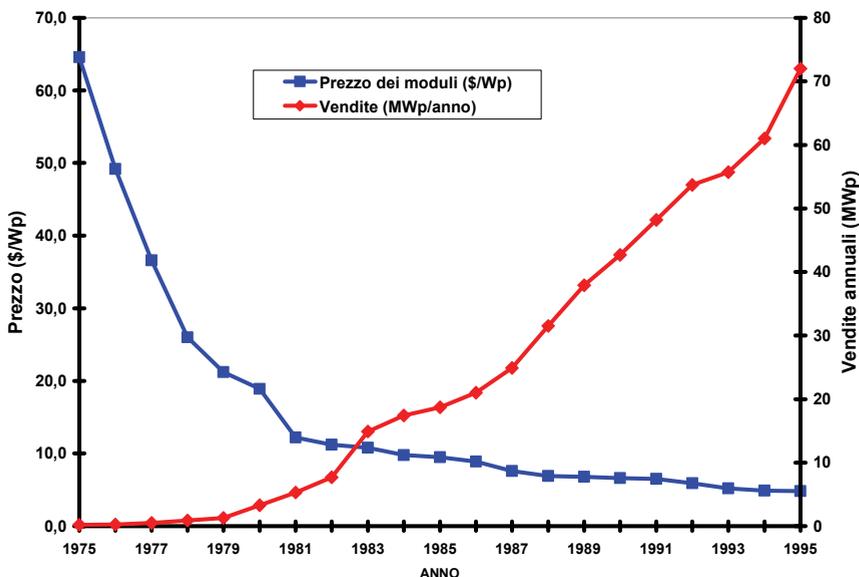


Fig. 10 – Andamento dei prezzi e del mercato delle vendite di moduli fotovoltaici dal 1975 al 1995 (Johnson, 1996)

1.7.2 Il riconoscimento della validità tecnica della tecnologia fotovoltaica

Nonostante la flessione che si ebbe per lo sviluppo del fotovoltaico come fonte di energia elettrica durante il periodo qui considerato, occorre ugualmente registrare due eventi positivi sotto il profilo tecnico per il settore: il Progetto PVUSA e la Conferenza Internazionale di Taormina.

■ **PVUSA (PhotoVoltaic for Utility Scale Applications)**

Come si è visto, la riduzione dell'impegno finanziario governativo USA dei primi anni 80 portò ad un netto ridimensionamento della linea di sviluppo dei programmi di dimostrazione. Si ebbe così che la linea di realizzazione degli impianti di grande taglia in collegamento alla rete elettrica alla fine del 1985 subì una netta interruzione. Venne pertanto a mancare la gran parte delle informazioni tecniche ed economiche che erano attese dal completamento del programma dimostrativo del DOE. Per ovviare a questa carenza, nel 1987 la compagnia Pacific Gas & Electric (PG&E) assieme alla Sacramento Municipal Utility District (SMUD) e a una decina di altre aziende elettriche, con la partecipazione dell'Electric Power Research Institute (EPRI), e del DOE con i suoi Laboratori Nazionali (SERI, SANDIA, JPL), diedero inizio al progetto PVUSA (Holihan,2001).

Lo scopo dichiarato dell'iniziativa era di certificare le prestazioni in campo delle diverse tecnologie dei sistemi fotovoltaici presenti sul mercato attraverso la gestione diretta degli impianti, che venivano predisposti in funzione di tale scopo, cioè opportunamente dotati di adeguata strumentazione per il rilevamento dei dati di funzionamento. In modo particolare, si dovevano valutare, in via del tutto imparziale, le prestazioni energetiche, l'affidabilità e i costi di esercizio e manutenzione nelle condizioni operative reali dell'applicazione in collegamento alla rete elettrica.

I due siti prescelti per le attività furono messi a disposizione a Davis in California in prossimità di una sottostazione della rete elettrica della SMUD e a Kerman presso una sottostazione della PG&E. Tutti gli impianti furono connessi alla rete elettrica e i primi iniziarono a funzionare a gennaio del 1989. Alla fine del 1995 risultavano installati, nel sito di Davis, 11 impianti per una potenza fotovoltaica totale di 874 kW_p e, nel sito di Kerman, un impianto da 498 kW_p. In aggiunta a questi, occorre annotare che altri 9 impianti per una potenza totale di 852 kW_p, monitorati dal progetto PVUSA, furono ospitati presso alcuni siti appartenenti alle altre aziende elettriche che avevano aderito al progetto. Si andava da Maui alle Hawaii, ad Austin nel Texas, o a New York, o a Mesa Verde in Colorado ecc. Pertanto, la base statistica per il rilevamento dei dati poteva essere considerata ampia, essendo costituita da 21 casi per una potenza totale di 2.224 kW_p.

I principali risultati emersi dalla sperimentazione nei siti di Davis e di Kerman negli anni 1989–95 sono riassunti nella seguente tabella 6 pubblicata nel rapporto di attività del Progetto nel 1995.

Lasciando da parte per il momento i nuovi materiali fotovoltaici e tenendo presente che il progetto PVUSA è oggi (2006) ancora in corso, si possono ricavare dalla tabella i primi risultati tecnici che certificano le prestazioni sul campo della tecnologia del silicio mono e policristallino a livello di sistema.

Dal punto di vista storico, i dati del PVUSA risultano significativi perché essi per la prima volta mettono un punto fermo sullo stato della tecnologia fotovoltaica nell'applicazione per la produzione di energia elettrica in rete.

L'efficienza media di sistema, compresi tutti gli effetti della temperatura ambiente, si trova per i diversi impianti a silicio cristallino tra il 7% e il 10%; tale valore è diminuito nei primi sette anni di osservazione ad un tasso relativo annuale dell'1–2% a seconda del tipo d'impianto.

Tab. 6 – Principali risultati della sperimentazione iniziale PVUSA 1989–95
(PG&E Co., 1995)

PVUSA Impianti a tecnologie emergenti per i moduli e i sistemi – Davis, California			
Fornitore dell'impianto	Tecnologia dei moduli	Efficienza del campo fotovoltaico (%)	Potenza in corrente continua (kW _p)
Siemens Solar (ex Arco) 01/1989	Silicio monocristallino anti riflesso pannelli piani	11,1	18,7
Sovonics (06/1989)	Silicio amorfo in giunzioni tandem	3,5	17,3
Utility Power Group (12/1989)	Silicio amorfo in giunzioni tandem	3,3	15,7
Solarex (10/1990)	Celle bifacciali a silicio policristallino	8,6	15,7
ENTECH (03/91)	Silicio cristallino in concentratori lineari 22x	11,3	16,5
AstroPower 11/1994	Film sottile di silicio policristallino su ceramica	5,9	17,1
Solar Cells (12/1995)	Tellururo di cadmio	6,3	12
Amonix (12/1995)	Concentratore 260x, silicio cristallino	Dato non disponibile	19,0
Sistemi per il sostegno della rete elettrica in connessione diretta			
Advanced PV Systems (09/1992) Davis	Silicio amorfo, pannelli inclinati fissi	4,2 (Eff. totale di sistema)	479
Integrated Power Corp. (06/1993) Davis	Silicio a nastro inseguimento su un asse	8 (Eff. totale di sistema)	196
Siemens Solar (05/94) Davis	Silicio monocristallino, inseguimento su un asse	7,9 (Eff. totale di sistema)	67
Siemens Solar (06/1993) Kerman	Silicio monocristallino, inseguimento su un asse	9,8 (Eff. totale di sistema)	498

Il fattore di capacità annuale è mediamente intorno al 20%. Il costo di esercizio e manutenzione, monitorato per l'impianto più significativo di Kerman (498 kW_p), risulta pari a 15 \$ per MWh immesso in rete, cioè 1,5 centesimi di dollaro per kWh e l'affidabilità dei moduli fotovoltaici è misurata dal rateo di guasti pari a 8 su 10.000. Il costo "chiavi in mano" della potenza installata nel 1993 è risultato pari a circa 10 \$/W_p, cosa che porta ad una stima del costo del kWh in rete a circa 42 centesimi di dollaro, avendo ipotizzato una vita operativa di 30 anni e un interesse reale del 5%. Infine, il rendimento certificato per il sottosistema elettronico di condizionamento della potenza è pari al 92% con una tolleranza di ±4%.

In conclusione, il progetto PVUSA ha permesso di stabilire che la tecnologia dei sistemi fotovoltaici al silicio cristallino dei primi anni 90 poteva essere considerata adeguata al compito di produrre elettricità in modo affidabile (ovviamente nelle ore d'insolazione), mentre, sul piano economico, essa era ancora distante un fattore circa 8 dalla competitività con l'energia termoelettrica convenzionale, il cui costo si aggirava all'epoca sui 5 centesimi di dollaro al kWh.

■ **La Conferenza di Taormina del 1990 e il tempo di restituzione dell'energia**

Nel dicembre del 1990 si tenne a Taormina una conferenza internazionale organizzata dall'International Energy Agency e dall'ENEL dal tema: *Photovoltaic Systems for Utility Applications* (I sistemi fotovoltaici per le applicazioni nelle reti elettriche), alla quale parteciparono su invito 148 esperti di 22 paesi, tutte persone qualificate da incarichi di responsabilità afferenti al settore fotovoltaico o a quello della produzione elettrica (persone cosiddette "executives"). Tra queste si trovavano numerosi scienziati e dirigenti, sia in rappresentanza delle organizzazioni governative, sia delle più grandi industrie fotovoltaiche, sia di numerose compagnie elettriche. Oltre alla grande partecipazione dei paesi europei, merita una citazione particolare la nutrita presenza ad alto livello degli USA (27 partecipanti) e del Giappone (16 partecipanti) (IEA, ENEL, 1990).

Lo scopo dichiarato dei lavori era quello di verificare le opportunità, di individuare i punti critici e di tracciare le prospettive di sviluppo del settore fotovoltaico. L'importanza di questa conferenza risiede nel fatto che per la prima volta i rappresentanti qualificati di 16 grosse compagnie elettriche si trovarono sostanzialmente d'accordo su un giudizio positivo nei confronti del fotovoltaico come fonte di elettricità da connettere alla rete. Tale giudizio era basato sul riconoscimento dell'adeguatezza tecnica e dell'affidabilità ormai dimostrate sul campo ed era anche chiaramente connesso all'individuazione dell'opportunità economica offerta dalla prima applicazione remunerativa dei sistemi fotovoltaici di taglia significativa per la rete.

Si trattava del sostegno dei rami aperti della rete nelle ore di picco meridiano, in cui il diagramma di produzione del fotovoltaico si accoppia bene con quello del carico. In tale situazione, il potenziamento dell'estremità della linea per effetto dell'immissione di energia fotovoltaica fa guadagnare valore al kWh immesso, tanto da portarlo molto vicino alla competitività (Rueger, Manzoni, 1992).

Accanto a questo risultato dei lavori, occorre ricordare anche la discussione di un altro importante argomento, che periodicamente si era affacciato in campo fotovoltaico: l'energia netta prodotta nella vita operativa dei sistemi, ovvero il tempo di restituzione dell'energia primaria impiegata per la fabbricazione e l'installazione degli impianti (EPBT, Energy Pay Back Time). Anche se questo argomento era stato già affrontato in passato a riprese successive con un risultato positivo che dimostrava l'esistenza di un guadagno netto di energia per i sistemi realizzati per le applicazioni terrestri, tuttavia i risultati negativi ottenuti per i sistemi realizzati con la tecnologia spaziale degli anni 60 continuavano ad alimentare la discussione e i dubbi ancora negli anni 80. Tutto era nato da un articolo di Martin Wolf del 1972 (Wolf, 1972), nel quale l'autore, noto esperto qualificato, dichiarava che i sistemi fotovoltaici realizzati con moduli prodotti con la tecnologia spaziale, se applicati in impianti terrestri, avrebbero restituito l'energia primaria impiegata nella loro fabbricazione in circa 40 anni di funzionamento. Questa stima era stata fatta con il nobile scopo di sostenere la necessità di passare dalla tecnologia spaziale ad una meno *energy intensive* per le applicazioni terrestri. Purtroppo, però, il numero indicato per il tempo di ritorno dell'energia fu subito preso dalla stampa e divulgato come un dato estremamente negativo per il fotovoltaico in generale. Si deve ricordare che i moduli sviluppati per le applicazioni terrestri in quel tempo venivano garantiti per un funzionamento di soli 5 anni, per cui l'energia prodotta durante tutto il tempo di vita degli impianti non avrebbe mai ripagato l'investimento energetico.

Due accurati lavori successivi, il primo nel 1976 ed il secondo nel 1985, hanno cercato di ristabilire la verità circa il tempo di ritorno dell'energia. Esso veniva quantificato pressoché in 12 anni per i sistemi realizzati con la tecnologia terrestre del 1976 per le celle al silicio monocristallino (Hunt, 1976) e circa 8 anni per quella analoga del 1985, con la possibilità di scendere fino a circa 1,5 anni per le celle al silicio policristallino (Aulich et al., 1985). Nel frattempo la garanzia di durata dei moduli fotovoltaici commerciali era salita a 10 anni.

Poiché sulla stampa male informata continuava a comparire (e purtroppo ancora oggi compare) il concetto della non convenienza del bilancio energetico netto, due lavori della Conferenza di Taormina, uno giapponese ed uno tedesco, tornarono ad occuparsi dell'argomento. L'analisi contenuta nel lavoro giapponese era applicata alla situazione della tecnologia fotovoltaica presente nel 1990 in Giappone ed era riferita alla situazione d'insolazione media in tale paese.

Il risultato della stima del tempo di ritorno era di circa 6 anni per il silicio mono e policristallino (Kimura, 1992).

Il secondo lavoro presentava per la prima volta una novità importante rispetto al passato. Infatti, nel bilancio energetico, oltre all'energia primaria consumata, era stata presa in considerazione anche la quantità di anidride carbonica prodotta durante tutto il ciclo di fabbricazione dei sistemi fotovoltaici. Questo argomento era stato sollevato a livello di dubbio in connessione con il dibattito sui gas serra suscitato dal primo rapporto dell'IPCC (Panel Intergovernativo sui Cambiamenti Climatici) dell'ONU, pubblicato nel 1990. L'analisi, condotta sui sistemi fotovoltaici commerciali in modo molto accurato, portava al risultato finale di un tempo di ritorno dell'energia di circa 4 anni nelle condizioni della tecnologia europea del silicio mono e policristallino e nella situazione media d'insolazione del Sud Europa. L'anidride carbonica (tutta sviluppata nelle fasi di realizzazione dei materiali, delle strutture e dei sistemi) era accuratamente quantificata e poi distribuita sulla produzione di elettricità dell'intera vita operativa degli impianti (20 anni). Il risultato finale portò al valore di circa 100 grammi di CO₂ per kWh prodotto (Shaefer, Hagedorn, 1992). Quindi il guadagno di energia era di un fattore 5 e, poiché la CO₂ prodotta dalle centrali convenzionali in quel periodo era di 620 g/kWh, l'energia fotovoltaica evitava l'emissione di circa mezzo kg di anidride carbonica per ciascun kWh fotovoltaico immesso in rete.

In conclusione, la situazione del settore fotovoltaico a metà degli anni 90 poteva essere riassunta nei seguenti punti:

- La tecnologia delle celle al silicio cristallino, dei moduli e dei sistemi aveva dato ampia dimostrazione della sua adeguatezza tecnica e della sua affidabilità ed era pronta per affrontare la sfida delle applicazioni in grandi impianti connessi alla rete elettrica.
- Il guadagno di energia netta era stato ampiamente dimostrato.
- Il bilancio delle emissioni di anidride carbonica era nettamente positivo.
- Il processo di ulteriore miglioramento dell'efficienza di conversione, soprattutto nel settore dei nuovi materiali fotovoltaici e della tecnologia delle celle, era in rapido sviluppo.
- Il mercato delle applicazioni dei piccoli sistemi e dei prodotti *consumer* era in costante crescita.
- Il mercato delle applicazioni per la produzione di energia elettrica in rete era pressoché fermo a causa del costo ancora troppo alto dei sistemi in rapporto alla situazione esistente di bassi prezzi del petrolio.
- L'abbassamento dei costi di produzione dei sistemi al silicio cristallino, ottenibile per effetto di scala fino al livello necessario per la penetrazione nel mercato elettrico, richiedeva un volume delle vendite almeno due ordini di grandezza superiori al livello del mercato esistente.

1.7.3 La vicenda del silicio amorfo

All'inizio degli anni 90, appariva chiaro che la situazione di blocco del mercato dei sistemi fotovoltaici per la produzione di elettricità poteva essere superata soltanto per l'intervento di un cambiamento decisivo nelle prestazioni dei moduli fotovoltaici (*break through* tecnologico), o mediante un grande miglioramento dell'efficienza di conversione, o mediante l'abbattimento dei costi di produzione, o, meglio ancora, per l'intervento congiunto di entrambi i fattori. Proprio questa opportunità sembrò che fosse alla portata del mercato con l'industrializzazione, in corso già da qualche anno, dei risultati di laboratorio ottenuti dalle celle e dai moduli realizzati con un nuovo materiale depresso in film sottile, il silicio amorfo. La storia di questo materiale, il cui rapido sviluppo ha avuto notevoli ripercussioni sul processo di crescita del settore fotovoltaico, merita alcune note di approfondimento.

Anche se la prima deposizione di film di silicio amorfo mediante scarica a bagliore in gas di silano (SiH_4) è stata ottenuta nel 1969 (Chittick et al., 1969) e i primi film drogati p ed n sono stati ottenuti nel 1975 (Spear, Lecomber, 1975), il silicio amorfo come materiale di interesse fotovoltaico nasce nel 1974 presso i laboratori della RCA con la realizzazione della prima cella avente efficienza pari al 2,4% (Carlson, Wronski, 1976) ed ancor più nel 1976 con un cella avente efficienza del 5,5% (Carlson, 1977).

Questi risultati hanno più che altro un valore storico, perché si riferiscono a celle di dimensioni molto piccole (1–2 mm^2) (Carlson, 1980). Per avere un quadro più significativo della situazione, conviene prendere in considerazione i dati storici certificati dal SERI, riguardanti celle aventi tutte la stessa dimensione di 1 cm^2 . La figura 11 mostra la rappresentazione grafica dell'andamento dell'efficienza di conversione ottenuta nel tempo, sia per le celle a giunzione singola, sia per quelle multigiunzione (celle tandem), sia per i sub moduli aventi area pari ad almeno 1.000 cm^2 (Sabisky, Stone, 1988a). Come si può notare, dal 1976 in poi i valori di efficienza delle celle e dei moduli realizzati in laboratorio sono cresciuti costantemente fino a raggiungere il 10,1% nel 1982 (Catalano et al., 1982) e il 13,7% nel 1988 per le celle multigiunzione (Guha et al., 1988).

In effetti questi buoni risultati vennero ottenuti quando cominciò ad essere aggiunta nel processo di deposizione del silicio una piccola quantità di idrogeno, cosicché il materiale depositato era costituito più che da silicio amorfo da una miscela di idruri di silicio. Questo materiale, detto comunemente silicio amorfo idrogenato (a-Si:H), fornì la base per lo sviluppo delle celle e dei moduli fotovoltaici.

Assieme alla crescita dell'efficienza di conversione, veniva crescendo negli anni l'interesse nello sviluppo industriale della tecnologia del silicio amorfo, tanto che, nel momento in cui l'efficienza delle celle superò la soglia del 10% (nel 1982), tale interesse negli USA divenne pubblico.

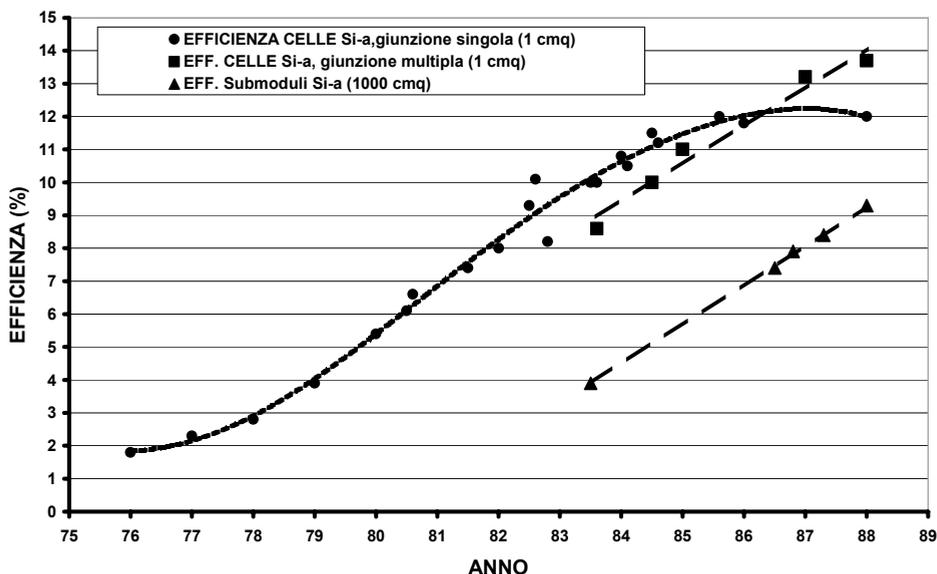


Fig. 11 – Andamento storico dell’efficienza nel tempo per le celle a giunzione singola e multipla e per i sub moduli di silicio amorfo (Sabisky, Stone, 1988)

Infatti, il governo USA decise di intraprendere un progetto di sviluppo delle celle fotovoltaiche al silicio amorfo idrogenato, nonostante che fin dal 1977 fosse stato notato un fenomeno d’instabilità (Staebler, Wronski, 1977), che portava ad un degrado del valore iniziale dell’efficienza durante le prime ore di esposizione delle celle alla luce solare. Tale fenomeno, detto effetto Staebler-Wronski dal nome degli scopritori, non fu ritenuto preoccupante perché il calo era contenuto entro il 10% ed appariva esaurirsi nei primi giorni di esposizione, dopo di che la situazione tendeva a stabilizzarsi.

Nel 1983 il DOE ritenne opportuno far nascere all’interno del Programma Nazionale Fotovoltaico uno specifico progetto di ricerca sul silicio amorfo (ASRP, Amorphous Silicon Research Project), affidato per l’esecuzione al SERI e finanziato sulla base di un piano triennale (1983–86), che fu reiterato successivamente (1987–90). La testimonianza dell’interesse statunitense in questo campo può essere desunta dall’entità del finanziamento: nel 1988 erano dedicati a questo materiale 8,5 M\$, che sommati agli investimenti fatti dal DOE nel corso degli anni precedenti portavano il totale a circa 67 M\$ rispetto alla spesa di 900 M\$ fatta sull’intero settore fotovoltaico (Sabisky, Stone, 1988b).

D’altra parte, questa particolare attenzione era giustificata dalle numerose qualità positive offerte dal metodo di deposizione del silicio amorfo idrogenato da scarica a bagliore.

Tra di esse basta citare le seguenti:

- L'efficienza raggiunta dalle celle a giunzione singola in laboratorio era superiore al 10%.
- La possibilità di realizzare celle a giunzioni multiple sovrapposte era reale, tanto che si era ottenuta un'efficienza superiore al 13% con le celle multigiunzione (due o più giunzioni sovrapposte).
- La caratteristica del silicio amorfo di rispondere bene allo spettro della luce artificiale delle lampade fluorescenti veniva ad ampliare il mercato delle celle per i *gadgets* (alimentazione degli orologi da polso e calcolatrici da tavolo) e apriva alle celle, usate come sensori di immagini, il mercato della riproduzione elettronica dei documenti (fotocopiatrici e *scanner*) e dei fax.
- Il materiale poteva essere depositato facilmente in strati sottili su lastre di vetro o di altri materiali, anche flessibili (lamina di acciaio inox), direttamente su aree delle dimensioni dei moduli.
- La conducibilità elettrica degli strati poteva essere accuratamente controllata in modo da deporre, sia strati di materiale puro detto di tipo "intrinseco", sia drogato con impurezze di tipo p, o di tipo n.
- L'intero processo poteva essere effettuato in continuo lungo una linea di produzione automatizzata, che vedeva all'entrata la lastra di sostegno meccanico (ad esempio il vetro) e in uscita il modulo fotovoltaico pronto per l'incapsulamento protettivo finale.
- A parte il costo della lastra di sostegno, il costo del silicio amorfo depositato (dell'ordine del micron di spessore) era irrilevante e, quindi, il costo del modulo era determinato all'incirca dal costo delle tecnologie di realizzazione, che, essendo automatizzabili, potevano essere facilmente contenute mediante un adeguato valore della capacità produttiva delle linee.
- Lo stesso materiale e la stessa tecnologia potevano essere impiegate nel campo della microelettronica per realizzare reticoli di transistori ad effetto di campo su ampie matrici da applicare agli schermi a cristalli liquidi a colori per i calcolatori personali e per la televisione.

Alla fine degli anni 80, lo stato della tecnologia dei moduli al silicio amorfo veniva riassunto nella tabella 7, i cui dati, indubbiamente ancora da migliorare, suscitavano tuttavia una situazione ottimistica, che lasciava prevedere per il breve termine il raggiungimento del livello di competitività per l'energia elettrica prodotta nei grandi impianti collegati alla rete.

A titolo di esempio, basta richiamare il fatto che l'obiettivo previsto per il 1995 riguardo al prezzo dei moduli era di 1 \$/W_p (\$ 1988) a cui avrebbe corrisposto un costo dell'energia pari a 10-15 centesimi di \$/kWh.

Tab. 7 – Moduli al silicio amorfo in commercio nel 1988 (Sabisky, Stone 1988c)

Produttore	Efficienza (%) ¹	Area (cm ²)	Potenza (W _p)	Tipo giunzione
ARCO Solar	7,8	4.700	36,7	Singola
Fuji	6,3	4.800	30,1	Singola
ECD	5,1	4.110	21,0	Doppia (Si/Si) ²
Chronar	6,2	2.880	17,6	Singola
Chronar	5,3	2.880	15,2	Doppia (Si/Si) ²
Fuji	8,6	1.200	10,4	Singola
ARCO Solar	12,3	843	10,3	Doppia (aSi/CIS) ³
Fuji	6,9	1.200	8,2	Doppia (Si/Si) ²
Solarex	8,0	1.000	8,0	Singola
ARCO Solar	8,8	900	7,9	Singola
Teijin	6,1	1.200	6,7	Singola su polimero
Solarex	6,3	1.000	6,3	Doppia (SiC/SiGe) ⁴
Chronar	6,4	930	5,9	Singola

¹ Valore stabilizzato dopo alcune ore di funzionamento

² (Si/Si) = due giunzioni in silicio amorfo sovrapposte

³ (aSi/CIS) = silicio amorfo sovrapposto a diseleniuro di indio e rame

⁴ (SiC/SiGe) = Carburo di silicio su lega silicio germanio

Pertanto, negli ultimi anni 80 vennero installati i primi impianti per la produzione di elettricità con moduli al silicio amorfo aventi dimensioni dell'ordine delle decine di kW_p e si arrivò a stipulare nel 1988 un contratto tra la Chronar e la società elettrica Seawest Power Systems di San Diego per realizzare una centrale da 50 MW_p con il fine di superare il “paradosso dell'uovo e della gallina”, abbattere cioè la barriera del costo per l'effetto del fattore di scala (Sabisky, Stone, 1988d).

Come si è già visto, nell'ambito del progetto PVUSA furono installati nel 1989 a Davis due impianti al silicio amorfo per un totale di circa 32 kW_p e successivamente nel 1992 uno da 479 kW_p (vedi la precedente tabella 6). L'esercizio in campo di questi impianti, tenuti costantemente sotto osservazione dal punto di vista delle prestazioni, dopo alcuni anni ha permesso di fare una scoperta fondamentale, che ha portato a rivedere tutta la strategia di sviluppo del silicio amorfo idrogenato. Si è infatti constatato che l'effetto Staebler-Wronski, oltre ad avere una componente immediata, ne possiede pure un'altra di lungo periodo. Infatti, come si è già visto, osservando il fenomeno su una scala dei tempi dell'ordine dei mesi, l'efficienza di conversione subisce un calo immediato nelle prime ore di esposizione alla luce solare, poi essa sembra stabilizzarsi su un livello più basso di circa il 10% rispetto al valore iniziale. Se, però, si continua l'osservazione negli anni, si vede che il decremento dell'efficienza non si ferma, ma procede in modo più lento e continuo nel tempo.

Il tasso di degrado è tale che il valore dell'efficienza si porta ad un livello più basso del 30–50% in circa 6 anni di esposizione sul campo (Jennings et al., 1996). Di fatto avviene che i legami di valenza che uniscono gli atomi d'idrogeno a quelli del silicio sono molto deboli e possono spezzarsi in due modi: o subito a causa dell'interazione con la radiazione luminosa intensa (*bagno di luce*), oppure nel lungo tempo per un fenomeno, non ancora ben compreso, dovuto all'invecchiamento e connesso alle condizioni di funzionamento. In ogni caso, avviene che gli atomi d'idrogeno si liberano dal silicio ed evaporano nell'ambiente, facendo cambiare le caratteristiche fotovoltaiche strutturali del materiale, che passa da silicio amorfo idrogenato a semplice silicio amorfo, con il conseguente peggioramento del rendimento. Per questo motivo, l'efficienza totale d'impianto indicata nella tabella 7 è situata intorno al 3%, mentre inizialmente essa si trovava a circa il doppio. Sulla base di questi risultati apparve chiaro che non era possibile pensare al silicio amorfo (almeno nella versione tecnologica fino ad allora messa a punto) come materiale adatto per le centrali elettriche, il cui bilancio economico richiede sia un livello adeguato dell'efficienza (almeno il 10% per non occupare troppa superficie), sia una durata stabile delle prestazioni tecniche per decine di anni.

Tuttavia, visto l'interesse economico collegato agli innegabili vantaggi offerti dal silicio amorfo idrogenato negli altri campi di applicazione, a cui sopra si è accennato, le ricerche su questo materiale per comprenderne meglio la struttura fisica e migliorarne la tecnologia sono continuate fino ad oggi. È fuori di dubbio che, in ogni caso, l'esperienza acquisita su questo materiale in campo fotovoltaico ha permesso di dimostrare la fattibilità tecnica ed economica della tecnologia industriale dei film sottili in linee di produzione completamente automatizzate e quindi ha portato a mettere a punto concretamente il prototipo della fabbrica fotovoltaica, modello futuro per l'ottenimento dei bassi costi di produzione richiesti dalla competitività. Questi risultati possono essere adattati alla produzione dei moduli fotovoltaici con gli altri materiali, oggi sotto studio, che offrono caratteristiche adeguate per l'efficienza e si prestano alla deposizione in film sottili (ad esempio il diseleniuro di indio e rame o il tellururo di cadmio, o i nuovi materiali di terza generazione ottenuti con le nascenti nanotecnologie).

1.8 Dalla conferenza di Kyoto (1997) ad oggi – la crisi climatica globale come forza-guida per il fotovoltaico

La descrizione degli avvenimenti accaduti in questo recente periodo va considerata più dal punto di vista della cronaca, che da quello storico. Ciò a causa della vicinanza temporale, che non consente di avere la visione prospettica di lungo termine necessaria per valutare storicamente gli eventi. In tale situazione, nonostante tutti gli sforzi di obiettività, l'opinione dell'autore rischia di prendere il sopravvento sulla verità, potendo

determinare a volte un eccesso, a volte un difetto di giudizio. Pertanto, presentando al lettore questa avvertenza, si proverà a descrivere la situazione del fotovoltaico negli anni recenti, nei quali occorre registrare un fatto significativo che potrà determinare notevoli conseguenze positive per gli sviluppi futuri: il Protocollo di Kyoto.

Nel dicembre del 1997 si è tenuta a Kyoto la terza “Conferenza delle Parti” tra i paesi firmatari della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, messa a punto dall’ONU ed approvata nel Congresso Mondiale di Rio de Janeiro del 1992 (Molocchi, 1998). Questa conferenza concludeva un lungo ciclo che si era aperto nel 1979 con la Prima Conferenza sul Clima Globale promossa dall’Organizzazione Meteorologica Mondiale (WMO), iter che era proseguito con numerosi altri incontri, promossi dall’ONU negli anni seguenti. Sulla base del rapporto scientifico presentato dal gruppo di lavoro IPCC (Panel Intergovernativo sui Cambiamenti Climatici), costituito da numerosi scienziati appartenenti a diversi governi ed istituito dall’ONU nel 1988, fu formalmente riconosciuta la causa antropogenica della crescita anomala della concentrazione atmosferica, sia dell’anidride carbonica, sia di altri gas responsabili del cosiddetto “effetto serra”. A tale effetto fu attribuita la responsabilità dell’aumento della temperatura media terrestre, che la rete delle stazioni meteorologiche qualificate dal WMO ha registrato nel ventesimo secolo.

Le conclusioni del Sottogruppo sugli Impatti Ambientali dell’IPCC indicarono una serie di effetti estremamente preoccupanti per l’ambiente e per la salute umana (scioglimento delle calotte polari, innalzamento del livello degli oceani, desertificazione, migrazione dei parassiti nei paesi temperati, aumento delle malattie tropicali ecc.), per cui era necessario procedere al più presto a mettere sotto controllo il livello di concentrazione atmosferica dei gas serra. Tra questi apparivano come maggiori responsabili l’ossido ed il biossido di carbonio, che si liberano durante il processo di utilizzo dei combustibili fossili per la produzione di energia. Di conseguenza, la Conferenza delle Parti di Kyoto prese la decisione di indicare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra raggruppandoli in un protocollo d’intesa da far sottoscrivere ai governi dei vari paesi e delle organizzazioni aderenti alla Conferenza.

Questo documento, stilato sotto l’egida dell’ONU, fu subito indicato come il Protocollo di Kyoto e da allora è iniziato l’iter burocratico per rendere operativo il suo dettato. Senza entrare nei dettagli del complesso meccanismo di azione previsto e a puro titolo di cronaca, si può registrare che per raggiungere la condizione minima di operatività sono occorsi ben 7 anni, avendola conseguita nell’ottobre 2004 con la ratifica del Protocollo da parte della Russia. Infatti, l’aggiunta di questo paese agli altri già aderenti ha permesso il superamento della soglia operativa per il trattato (numero di paesi aderenti responsabili di almeno il 55% del totale mondiale delle emissioni).

Dunque, il Protocollo di Kyoto è ormai divenuto esecutivo a partire dal febbraio 2005. Esso impone a tutti i paesi partecipi dell'ONU (anche a quelli che non lo hanno ancora ratificato) l'obbligo di prendere provvedimenti per ridurre le emissioni di gas serra. Le modalità di riduzione sono lasciate alla decisione di ciascun paese. Tuttavia vengono chiaramente indicate due linee principali d'azione: il risparmio energetico attraverso l'uso più efficiente dell'energia e un ricorso sempre più significativo alle fonti alternative al petrolio ed in particolare alle fonti di energia rinnovabile. In ogni caso, a partire dal 1997, i paesi industriali che avevano ratificato il Protocollo hanno cominciato a tentare di rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni, anche se soltanto su base volontaristica perché il trattato non era ancora vincolante. Ad esclusione degli USA, dell'Australia e della Russia, che pur avendo aderito al Protocollo non lo avevano ratificato (ma, come si è visto, la Russia lo ha fatto nel 2004), gli altri paesi, tra cui tutti quelli dell'UE, hanno preso ad operare per ridurre in concreto le emissioni attraverso opportuni programmi di risparmio energetico e realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. È avvenuto, quindi, che l'emergenza climatica ha introdotto nella situazione di stallo delle fonti rinnovabili un nuovo valido elemento di spinta verso il desiderato allargamento del volume di mercato.

La forza guida dello sviluppo del settore non è più, o meglio non è solo, la rarefazione in corso delle risorse di combustibili fossili e l'aumento del loro costo, ma è la costrizione dovuta alla necessità immediata di mitigare ed arginare gli effetti della crisi climatica incombente. Il Protocollo di Kyoto fornisce il primo mezzo, ancora imperfetto ed insufficiente, ma tuttavia legalmente riconosciuto a livello mondiale, per promuovere concretamente il passaggio ad uno sviluppo umano più sostenibile.

In questo nuovo quadro di riferimento, dominato sul versante ambientale dal verificarsi di un aumento impressionante della frequenza dei fenomeni climatici estremi (alluvioni, uragani, ondate di calore ecc.), le condizioni al contorno per lo sviluppo del fotovoltaico subiscono un profondo cambiamento. Per la prima volta si è di fronte alla possibilità di superare la barriera della competitività economica, perché il confronto dei costi con l'energia convenzionale ora deve essere fatto tenendo conto delle esternalità, o dei benefici ambientali indotti. Ad esempio nel campo dei consumi elettrici, la necessità di ridurre la quantità di emissioni che accompagna l'unità di energia prodotta porta inevitabilmente a dover aumentare il contributo "verde" ad ogni kWh fornito all'utente. Viene di fatto assegnato a tale contributo un valore ambientale di entità tale da portare a compensare il differenziale negativo del costo di produzione. La scelta lasciata al produttore elettrico consiste soltanto nel tipo di fonte rinnovabile a cui far ricorso (ad esempio eolico invece di fotovoltaico, o solare termoelettrico, o biomasse).

È evidente che tale scelta dipende fortemente dalle modalità di riconoscimento delle esternalità nel bilancio economico pubblico (fissazione

del livello delle incentivazioni), cioè dalla sensibilità dei decisori pubblici rispetto allo stato economico in cui si trovano le varie opzioni rinnovabili.

Gli elementi di giudizio verranno desunti, caso per caso, dal confronto tra il costo di produzione del kWh rinnovabile e il costo aggiuntivo che il produttore elettrico dovrebbe sostenere per abbassare il livello di emissioni dell'impianto convenzionale mediante ulteriori apparecchiature tecniche al fine di rispettare i limiti imposti dal Protocollo di Kyoto.

Per inciso, la prima fonte rinnovabile che ha approfittato notevolmente di questa nuova situazione utilizzando le incentivazioni pubbliche è stata quella eolica soprattutto nei paesi dell'UE, dove in questo periodo si è avuto il decollo esponenziale del mercato, con la conseguenza che il kWh eolico ha potuto raggiungere la competitività economica dell'elettricità immessa in rete (ovviamente in condizioni di adeguata ventosità). A fronte dell'opportunità di sviluppo offerta dal Protocollo di Kyoto, la situazione del fotovoltaico può essere riassunta oggi nelle seguenti considerazioni.

1.8.1 Situazione tecnica delle celle e dei moduli

La tabella 8 raccoglie i dati certificati più recenti sull'efficienza migliore ottenuta in laboratorio per le celle ed i moduli, sia per la tecnologia a silicio cristallino, sia per quella a film sottili di semiconduttori composti.

Tab. 8 – Efficienze record per le celle e per i moduli – giugno 2008 (Green et al., 2008)

Tipo di cella o modulo	Efficienza (%)	Area (cm ²)	Istituto di misura e data	Descrizione
Si (monocristallino)	24,7	4,00	Sandia (3/99)	UNSW ¹ – Struttura PERL ²
Si (policristallino)	20,3	1,00	NREL (5/04)	FhG-ISE ³
Si (film su supporto)	16,6	4,017	FhG-ISE (7/01)	Un. of Stuttgart
Si modulo (monocristallino)	22,7	778	Sandia (9/96)	UNSW/Gochermann
Si modulo (policristallino)	15,3	1.017	Sandia (10/94)	Sandia/HEM
CIGS ⁴ (film policristallino)	19,2	1,04	NREL(2/01)	NREL – Film su vetro
CdTe (film policristallino)	16,5	1,03	NREL/(9/01)	NREL – Film su vetro
Si (film amorfo)	9,5	1,07	NREL(4/03)	U. Neuchatel
Si (film nanocristallino)	10,1	1,199	JQA(12/97)	Kaneka – 2 μm su vetro
CIGSS ⁵ (modulo)	13,4	3.459	NREL/(8/02)	Showa Shell
CdTe (modulo)	10,7	4.874	NREL (4/00)	BP Solarex
a-Si/a-SiGe/a-SiGe (modulo)	10,4	905	NREL (10/98)	USSC

¹ University of South Wales – Australia

² Passivated Emitter Rear Locally-diffused

³ Fraunhofer Institute fur Solare Energiesysteme

⁴ Seleniuro di indio,rame e gallio (Copper Indium Gallium Selenide)

⁵ Copper Indium Gallium Selenium Sulphur

■ Silicio cristallino

Per quanto riguarda la filiera oggi più collaudata del silicio cristallino, si può notare nella tabella che, a prescindere dal record assoluto del 24,7% conseguito per le celle monocristalline da 4 cm² in laboratorio e dal corrispondente record del 20,3% di quelle policristalline, molto significativi per le applicazioni nei sistemi elettrici appaiono i dati di efficienza raggiunti nei moduli, che arrivano rispettivamente al 22,7% e al 15,3%.

L'industrializzazione in corso dei processi di produzione di questi prototipi ad alta efficienza porterà alla commercializzazione di moduli e sistemi aventi rendimenti migliori rispetto ai prodotti già presenti sul mercato e, quindi, ad un consistente ulteriore abbassamento del costo del kWh prodotto. Nel contempo i progressi tecnologici fatti sulle linee attuali di produzione hanno permesso di portare la garanzia di durata per il funzionamento dei moduli al silicio cristallino oggi in commercio a 25 anni.

Le misure effettuate sui moduli che sono in funzione in campo ormai da oltre 20 anni hanno indicato tutte che, a parte una marginale lenta riduzione del rendimento dovuta all'invecchiamento, la durata della vita operativa di questi prodotti, estrapolata rispetto alla situazione misurata oggi, può raggiungere l'obiettivo dei 30 anni, posto alla base dei calcoli economici del costo del kWh (De Lia et al., 2003) o addirittura superarlo (Realini et al., 2001).

La parte dei sistemi a valle dei moduli, cioè gli *inverter* e l'elettronica di condizionamento della potenza, è stata ampiamente provata in campo per anni dal progetto PVUSA (vedi paragrafo precedente). Il rendimento medio rilevato è stato di circa il 92% con un'affidabilità di queste apparecchiature già adeguata alla loro applicazione nelle centrali elettriche per la produzione di grandi quantità di energia. Le innovazioni introdotte negli ultimi anni in questo settore, sotto la spinta dei programmi di incentivazione in conto energia lanciati soprattutto in Europa e in particolare in Germania, hanno permesso di migliorare ulteriormente l'efficienza di conversione degli *inverter* portandola a valori medi dell'ordine del 94%.

In conclusione, si può oggi affermare con un alto grado di confidenza che le centrali fotovoltaiche di grande taglia basate sulla tecnologia dei moduli al silicio cristallino possono considerarsi ormai tecnicamente provate e disponibili per essere inserite nei piani di sviluppo dei sistemi elettrici a fronte della necessità di rispettare gli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

Il differenziale svantaggioso del costo del kWh attualmente esistente può essere ridotto con l'industrializzazione dei miglioramenti tecnologici già conseguiti in laboratorio per l'efficienza e con un adeguato riconoscimento del valore ambientale dell'energia immessa in rete (riconoscimento che a differenza del passato è oggi reso possibile dagli obblighi derivanti dal Protocollo di Kyoto).

■ Film sottili

La quota di mercato delle tecnologie a film sottile è ancora molto contenuta (~10%), ma tutti gli scenari, delineati da fonti autorevoli, sono concordi nel considerarle come la soluzione con le maggiori potenzialità nel medio-lungo termine per una sostanziale riduzione dei prezzi (fino a valori inferiori a 1 €/W_p). La situazione attuale comincia a consentire la sperimentazione sul campo dei prodotti commerciali in quantità significative, innescando il processo di apprendimento tecnico-economico che dovrebbe portare al *break even* dei costi del kWh attraverso la forte riduzione del costo di produzione dei moduli.

L'idea alla base dei moduli in film sottile è di impiegare materiali a basso costo (vetro, metallo, plastica) come supporto su cui depositare quantità minime di un semiconduttore ad alto costo ma con una superiore capacità di assorbimento della luce solare rispetto al silicio cristallino, come il Silicio amorfo e microcristallino (a-Si e μ c-Si, con 6–9% di efficienza commerciale), il Diseleniuro di Rame e Indio (CIS, CIGS nel caso di aggiunta di Gallio, 10–12%), o il Tellururo di Cadmio (CdTe, 9%). Depositando i film direttamente su larga area, fino a oltre 5 m², si evitano gli enormi sfridi di lavorazione tipici dell'operazione di taglio dei wafer di silicio cristallino dal lingotto di partenza. Le tecniche di deposizione sono a basso consumo di energia e quindi è breve il relativo payback time, ossia quanto tempo deve operare un impianto fotovoltaico per produrre l'energia impiegata per fabbricarlo, circa un anno per i film sottili di silicio amorfo contro i due della tecnologia del silicio cristallino, secondo le valutazioni più aggiornate. È possibile anche realizzare giunzioni multiple sovrapponendo in serie più strati di materiali semiconduttori diversi, con risposta ottimale per intervalli diversi di lunghezze d'onda dello spettro della luce solare, allo scopo di sfruttarlo al meglio. I moduli a film sottili dimostrano anche una migliore resa energetica annuale rispetto ai moduli in c-Si di pari potenza nominale, grazie ad una minore dipendenza dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento, che nei mesi estivi può raggiungere anche i 70 °C, e alla buona risposta anche quando la componente di luce diffusa è più marcata e quando sono bassi i livelli di irradianza (rispetto al riferimento standard di 1.000 W/m²), ossia nelle giornate nuvolose.

Per quanto riguarda la filiera a film sottili, i dati mostrati in tabella per i moduli sono molto confortanti, anche se ancora nella produzione industriale essi non raggiungono il livello adeguato a soddisfare il criterio combinato efficienza/costo per avere la competitività del kWh prodotto.

Qualche perplessità suscita, non tanto la filiera, quanto il materiale utilizzato per realizzare i film sottili. Infatti, da un punto di vista ambientale, sia il rame, sia il selenio, sia il cadmio, sia il tellurio, sono elementi molto velenosi qualora essi venissero sparsi nell'ambiente. È vero che la loro utilizzazione in film sottili minimizza la quantità usata per unità di superficie dei moduli.

È, però, altrettanto vero che la prospettiva energetica adottata per gli impianti fotovoltaici implica la copertura di vaste aree con i pannelli di modo che la quantità di materiale pericoloso esposto diviene in ogni caso rilevante. Pertanto, un uso esteso di questi prodotti porrebbe certamente il problema della compatibilità ambientale degli impianti durante la loro vita operativa per eventuali emissioni velenose in caso d'incidente (ad esempio in caso d'incendio), ma soprattutto farebbe sorgere il problema a fine vita operativa della deposizione in discarica delle grandi quantità di elementi tossici contenuti nei moduli scartati. Anche se può sembrare prematuro preoccuparsi oggi di questi argomenti, occorre onestamente segnalare che, oltre agli aspetti di salvaguardia della salute, tutto ciò ha anche un risvolto economico.

Infatti, ancora non è stato affrontato nel bilancio dei costi dell'energia prodotta l'aggiunta causata dal trattamento dei rifiuti a fine vita, cosa che potrebbe portare ad un considerevole aggravio e, quindi, ad un ripensamento circa la continuazione degli investimenti su questi materiali.

Tra le diverse tecnologie fotovoltaiche a film sottili quella basata sul silicio può essere considerata l'opzione più promettente per le sue caratteristiche: possibilità di produzioni di massa a basso costo, disponibilità delle materie prime, buona compatibilità ambientale.

1.8.2 – Situazione prospettica della tecnologia fotovoltaica

■ **Prima e seconda generazione fotovoltaica**

La conversione fotovoltaica della radiazione solare in energia elettrica è un concetto di recente introduzione tra le tecniche di produzione dell'elettricità. Pertanto la tecnologia fotovoltaica può essere considerata giovane rispetto al processo di apprendimento, che in generale caratterizza le tecnologie energetiche. Essa si trova all'inizio di un processo di sviluppo, che, allo stato attuale, è ancora caratterizzato da una pluralità di possibili opzioni, sia dal punto di vista delle tecniche, sia da quello dei materiali. A questo proposito, si è già accennato al tentativo in corso per lo sviluppo industriale della tecnologia a film sottili, mentre si è volutamente trascurata la descrizione del filone di ricerca delle celle multigiunzione per l'alta efficienza. Nella visione prospettica, che ora si vuole affrontare, appare conveniente discutere questo argomento, soprattutto per le implicazioni che esso ha con gli obiettivi futuri del fotovoltaico. È infatti ormai invalso l'uso di considerare per le celle fotovoltaiche una classificazione rispetto al tempo in tre generazioni in modo da rendere subito evidenti i legami per così dire parentali che esistono tra i diversi rami della tecnologia.

Appartengono alla prima generazione le celle ed i moduli fotovoltaici realizzati con la tecnologia del silicio cristallino (mono e policristallino) in fette, sulla quale si è soffermata la descrizione storica precedente.

Il processo produttivo industriale è basato sulla lavorazione di elementi discreti (*wafers*) su banco e in linee parzialmente automatizzate. I costi derivanti, sia dalla quantità di materiale fotovoltaico impiegato, sia dal processo produttivo, pur essendo continuamente diminuiti, sono ancora tali da consentire la competitività soltanto con un'efficienza energetica dei moduli all'incirca superiore al 20%. Tale valore, già ottenuto per le celle di laboratorio e submoduli di piccola area, non è stato ancora raggiunto nei prodotti industriali a livello dei moduli, la cui efficienza media oggi (2008) si aggira intorno al 14-15% (vedi tabella 8).

La seconda generazione, oggi in fase di sviluppo, è quella dei moduli fatti con film sottili di materiali semiconduttori diversi che si prestano alla deposizione in strati su lamine di sostegno (vetro, metallo, plastica ecc.), come ad esempio il silicio amorfo idrogenato, il diseleniuro di indio e rame, il tellururo di cadmio ecc. Per questi prodotti è possibile un processo industriale in continuo, quasi completamente automatizzato, che può portare a ridurre fortemente i costi di produzione dal momento che il costo del materiale fotovoltaico in film sottile risulta pressoché trascurabile nei confronti degli altri costi tecnologici. Dato il costo più basso per la produzione, la competitività dell'energia prodotta può essere ottenuta con un'efficienza dei moduli un po' più bassa di quella della prima generazione, in ogni caso superiore a circa il 15%. Tale valore è stato ottenuto in laboratorio per submoduli di piccola superficie, ma esso non è stato ancora raggiunto nei moduli di produzione industriale, che mostrano oggi efficienze di poco superiori al 10% (vedi tabella 8).

Fotovoltaico a concentrazione

La tecnologia del fotovoltaico a concentrazione ha storicamente accompagnato sia la prima, che la seconda generazione. Essa si basa sull'idea di utilizzare celle ad alta efficienza e piccola area sulle quali viene concentrata la radiazione solare attraverso opportuni sistemi ottici.

Il fotovoltaico a concentrazione è una tecnologia cui oggi si guarda con maggiore attenzione rispetto al passato grazie ai nuovi traguardi raggiunti nella realizzazione di dispositivi ad altissima efficienza, ancorché molto sofisticati e molto più costosi per unità di area rispetto a quelli tradizionali. Infatti nella concentrazione, date le dimensioni estremamente ridotte del materiale fotosensibile impiegato (dell'ordine di 1 cm² o inferiori), la relativa incidenza sul costo complessivo dei sistemi non supera il 10%, contro il 25% e oltre che si verifica nel fotovoltaico piano.

Molto di più incidono i componenti non fotovoltaici, alcuni più complessi rispetto al fotovoltaico piano, come le strutture di sostegno che devono essere eliostati a due assi ad alta precisione per permettere ai concentratori di intercettare sempre ortogonalmente la componente diretta della radiazione solare, la sola che si possa focalizzare.

Due diversi approcci tecnologici sono seguiti per realizzare sistemi a concentrazione: la radiazione può essere focalizzata con opportune lenti oppure con specchi.

Inoltre, nel caso di utilizzo di specchi la tendenza attuale è quella di ricorrere ad una separazione dello spettro solare.

Tecnica del beam splitting

In linea teorica, lo spettro solare può essere fatto passare attraverso un sistema ottico (ad esempio, nel caso più noto, attraverso un prisma di vetro), che possa separare i raggi di diverso colore ed inviare ciascun colore su una cella fotovoltaica fatta con un materiale particolarmente sensibile proprio a quel colore, in modo che la risposta della cella sia al massimo della sua efficienza.

Un dispositivo ottico di questo tipo, detto di *beam splitting*, consentirebbe di sfruttare tutto lo spettro solare ai fini della conversione fotovoltaica. L'efficienza teorica complessiva, calcolata per questa tecnica, può raggiungere un valore superiore al 60%.

In linea pratica, sono stati realizzati dispositivi ottici di *beam splitting* con l'impiego di filtri dicroici, ossia materiali in grado di riflettere una parte dello spettro solare e che sono trasparenti per il resto. Tali filtri, accoppiati a lenti, o essi stessi configurati in forme paraboliche, possono anche concentrare le componenti rossa, giallo-verde e blu-violetta della luce su tre celle o gruppi di celle a base, rispettivamente, di germanio, silicio e arseniuro di gallio, materiali la cui *band-gap* è centrata sull'energia dei fotoni del fascio relativo. Le tre celle sono poste nei tre fuochi ottici, geometricamente differenti, dei tre filtri, di cui l'ultimo è in realtà uno specchio perfetto. In questo modo è stata dimostrata sperimentalmente la possibilità di realizzare efficienze intorno al 30%.

Naturalmente il sistema ottico di cattura e concentrazione della radiazione solare deve essere in grado di operare ad un livello tale di densità di potenza da essere significativo per la conversione in elettricità. In altri termini, il fattore di concentrazione deve essere abbastanza grande da riuscire ad assorbire il differenziale di costo aggiunto dal complesso dispositivo ottico di *beam splitting*.

Gli esperimenti di laboratorio hanno pertanto dimostrato la validità del concetto di suddivisione dello spettro e la possibilità di avere efficienze fotovoltaiche molto alte, ma la realizzazione pratica dei dispositivi a *beam splitting* appare abbastanza complicata da un punto di vista tecnico e costosa sotto il profilo economico.

L'aumento ottenuto nell'efficienza non ripaga dei maggiori costi da sostenere per i sistemi ottici di concentrazione e di *beam splitting*.

Celle a giunzioni multiple sovrapposte

Esiste, però, una tecnica più semplice sul piano logico, anche se più complicata su quello della tecnologia, per attuare questo concetto. Essa consiste nel realizzare, in un unico dispositivo, celle a giunzioni multiple sovrapposte utilizzando materiali semiconduttori diversi in modo che ciascuna giunzione risponda soltanto ad una parte dello spettro solare. I differenti materiali semiconduttori cristallini sono tutti cresciuti su di un singolo substrato e risultano connessi in serie. Per tale motivo la cella viene detta monolitica.

La corrente in tale dispositivo è sempre limitata dalla più bassa corrente generata da una delle giunzioni e la tensione è data dalla somma delle tensioni dei singoli componenti. In questo caso, ciascuna giunzione assorbe soltanto una parte dei raggi e la converte in elettroni. La parte restante dello spettro passa oltre e, a sua volta, viene parzialmente assorbita nella giunzione successiva e così via. Il dispositivo è congegnato in modo tale che gli elettroni prodotti in ogni giunzione vengono raccolti nel circuito elettrico esterno. La potenza totale generata dal dispositivo è quindi la somma di tutti i contributi dovuti alla conversione fotovoltaica nelle diverse giunzioni da parte delle varie componenti dello spettro solare.

In linea teorica, se si avesse a disposizione un grande numero di materiali semiconduttori da accoppiare a tutte le componenti dello spettro, sarebbe possibile sfruttare l'intera energia contenuta nella radiazione solare. In questa ipotesi teorica, l'efficienza di conversione fotovoltaica è stata quantificata in un valore pari all'86,8% in condizioni di massima concentrazione (Green, 2002).

In linea pratica, sono stati realizzati numerosi dispositivi a celle multi-giunzione, limitandone il numero a tre per evidenti ragioni, sia di difficoltà tecnologica, sia di disponibilità di materiali semiconduttori di caratteristiche fotovoltaiche adeguate.

La tabella 9 riassume i migliori risultati conseguiti al 2008 dai dispositivi a multigiunzione confrontati con quelli delle celle a giunzione singola per i diversi semiconduttori ed in condizione di illuminazione concentrata.

Come si può notare, l'efficienza certificata delle celle a giunzione singola è superiore al 20%, quella delle celle multigiunzione supera il 30%, fino a raggiungere il record del 40,7%, per un tipo di cella a giunzione tripla realizzata nel 2006 dalla Spectrolab con fosforo di gallio e indio, arseniuro di gallio e indio e germanio sotto condizioni di concentrazione della luce solare pari a 240 volte. La figura 12 mostra una rappresentazione schematica in sezione della struttura di tale cella.

La radiazione solare (concentrata) incide dall'alto sullo strato antiriflesso e penetra all'interno della prima cella a fosforo di gallio ed indio. Qui la componente violetta/blu della luce viene assorbita e convertita in elettroni e lacune, mentre le altre componenti dello spettro solare proseguono il cammino attraverso lo strato a giunzione tunnel fino alla seconda cella, quella

ad arseniuro di gallio e indio, che assorbe la componente gialla/verde convertendola in elettroni e lacune. La restante parte rossa dello spettro attraversa il secondo strato tunnel e viene assorbita dalla terza cella, quella al germanio, dove realizza l'ultima parte della conversione fotovoltaica.

Gli strati di separazione tra le celle, che abbiamo chiamato giunzioni tunnel, sono realizzati con film di materiali speciali di spessore molto sottile cosicché essi possono essere attraversati dai portatori di carica per effetto tunnel. In questo modo essi riescono a giungere sui contatti di raccolta della corrente senza subire perdite.

Tab. 9 – I migliori risultati per l'efficienza dei dispositivi a multigiunzione misurati sotto illuminazione concentrata con spettro diretto AM1.5 e temperatura di 25 °C
(Green et al., 2008; Kazmerski, 2006)

Tipo di cella	Efficienza (%)	Area ^b (cm ²)	Intens. (n. soli)	Centro di certificazione e data	Descrizione del produttore
<u>Celle singole</u>					
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
<u>2 celle sovrapp.</u>					
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)
<u>3 celle sovrapp.</u>					
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.)
<u>Submoduli</u>					
GaAs/GaSb	25,1	41,4	57	Sandia (3/93)	Boeing (stack)
GaInP/GaAs/Ge	27	34	10	NREL (5/00)	ENTECH
<u>Moduli</u>					
Si	20,3	1.875	80	Sandia (4/89)	Sandia/UNSW/Entech
<u>Basso spettro AOD*</u>					
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

^a CIGS = CuInGaSe₂

^b area reale

* AOD= Aerosol Optical Depth

Lo spessore totale del dispositivo è determinato per la maggior parte dal substrato di germanio, che è di circa 140 micron. Le altre strutture sono realizzate su tale strato per deposizione in film sottili da fase vapore di composti metallorganici. Lo spessore aggiunto dai vari strati fotosensibili si aggira in tutto intorno a qualche micron.

Il conseguimento dell'efficienza del 40,7% da parte della Boeing Spectrolab ha dimostrato che la barriera del 40% può essere superata (Karsner, 2006). La Spectrolab è una delle industrie fotovoltaiche storiche statunitensi. Infatti, essa fu fondata nel 1956 con lo scopo di studiare e produrre celle fotovoltaiche per gli usi spaziali.

È nota soprattutto per il suo pluriennale impegno nella realizzazione di celle multigiunzione ad alto rendimento con semiconduttori composti. La cella a giunzione tripla, che ha ottenuto il record, ha un'area sensibile di 0,26 cm² ed è stata sottoposta ad un'illuminazione concentrata pari a 240 soli, mentre veniva raffreddata alla temperatura costante di 25 °C durante la misura (www.spectrolab.com).

Il record, che è stato successivamente certificato nel luglio 2007 dal National Renewable Energy Laboratory, conclude una lunga serie di risultati da primato ottenuti negli anni trascorsi prima con celle a giunzione semplice ad arseniuro di gallio e poi a giunzione doppia e tripla utilizzando GaAs e fosforo di gallio e indio.



Fig. 12 – Rappresentazione indicativa (non in scala) di una sezione trasversale della cella a giunzione tripla della Spectrolab che ha ottenuto nel 2006 il record di efficienza sotto illuminazione di 240 soli (A/R sta per strato antiriflesso)

Fonte: www.spectrolab.com, data sheet UTJ solar cells

La figura 13 mostra la caratteristica corrente-tensione della cella a giunzione tripla nella misura del record certificato dal NREL. L'importanza di questo record risiede nella dimostrazione sperimentale delle potenzialità offerte dalla tecnologia fotovoltaica circa la possibilità di produrre sempre più grandi quantità di energia elettrica solare occupando sempre minori quantità di suolo. Infatti un semplice calcolo mostra che, mentre con una efficienza del 10% occorrono circa 10 m² di moduli fotovoltaici per generare 1 kW_p, con il 40% ne bastano soltanto 2,5 m². Quindi, a parità di potenza generata, si può ottenere una riduzione ad 1/4 della superficie di terreno occupato dagli impianti realizzando così un notevole risparmio di suolo.

Ricordando che questo filone di ricerca si era aperto nel 1956 con le prime celle ad arseniuro di gallio di efficienza intorno al 6%, si può constatare per confronto il grande sviluppo avvenuto. A prima vista, questi alti livelli di efficienza potrebbero far pensare di avere raggiunto la soglia di competitività del kWh prodotto, se non si tenesse nel dovuto conto il costo molto alto della complessa tecnologia di produzione delle celle a tripla giunzione, che consente soltanto la realizzazione di celle di piccola area (26 mm² nella fattispecie del record).

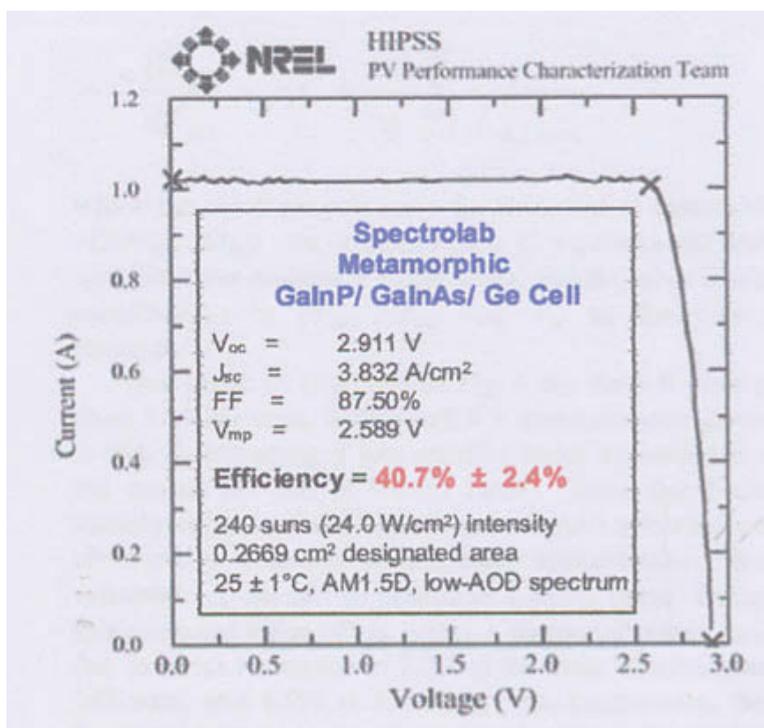


Fig. 13 – Caratteristica I-V della cella tripla Ga InP/GaInAs/Ge della Spectrolab, che ha ottenuto il record assoluto di efficienza del 40,7% sotto illuminazione concentrata a 240 soli (King et al., 2007)

Per ridurre l'incidenza del costo sul kWh prodotto, diviene quindi indispensabile accoppiare alla cella un sistema ottico di concentrazione della luce solare con la relativa meccanica per l'inseguimento automatico della posizione del sole.

Allo stato attuale della tecnica, l'ulteriore costo aggiunto dal concentratore, sommandosi a quello della tecnologia, porta a rendere arduo il compito di conseguire la competitività nonostante l'alto valore dell'efficienza di conversione. Al livello d'efficienza del 40,7%, la stima effettuata dalla Spectrolab stabilisce che il costo dei sistemi si troverà a circa 3 \$/W_p e il costo del kWh prodotto a 8–10 cent, notevolmente più basso dell'attuale 20–30 cent dei sistemi tradizionali, ma ancora non completamente concorrenziale (Karsner, 2006). Occorre ancora qualche punto di efficienza in più per arrivare alla competitività. Ricerche in questo senso sono in corso fin dal 1997 nel tentativo di realizzare una cella a quattro giunzioni sovrapposte, che in teoria dovrebbe realizzare l'obiettivo di superare di molto il 40% di efficienza (Kurtz et al., 1997). A giudicare dal tempo trascorso da allora, sembra che le difficoltà tecnologiche implicate nella realizzazione pratica di un tale dispositivo siano particolarmente ardue da superare.

In ogni caso, però, i risultati sperimentali già conseguiti da questo filone di ricerca rivestono un'importanza fondamentale nello sviluppo del fotovoltaico, perché confermano pienamente le previsioni teoriche verso l'ottenimento pratico di efficienze maggiori di quelle dei dispositivi tradizionali oggi in commercio e rafforzano la fiducia in questa tecnologia come fonte rinnovabile di energia elettrica.

Vista la riproducibilità delle caratteristiche, ottenuta per la fabbricazione delle celle a tripla giunzione per le applicazioni spaziali, la Spectrolab nel 2007 ha deciso di entrare nel mercato del fotovoltaico terrestre. A tale scopo ha messo a punto una linea di produzione di celle da 1 e 2 cm² per usi terrestri che mostrano un'efficienza massima intorno al 35% sotto condizioni di illuminazione concentrata a circa 500 soli e a temperatura della cella mantenuta a 60 °C (vedi curve caratteristiche di figura 14).

Queste celle sono poste in vendita oggi (2008) al prezzo di 14 \$ cadauna, già montate sul dissipatore termico per il loro raffreddamento. Poiché a livello di concentrazione solare di 500 soli e di temperatura intorno ai 60 °C ciascuna cella genera una potenza di 19 W_p, il costo della potenza generata dalla cella è pari a circa 1,4 \$/W_p, cioè ad un livello pari a circa 1/2 rispetto al costo delle celle al silicio cristallino.

Anche se bisogna aggiungere a questo costo quello del sistema di concentrazione ed inseguimento del sole, appare tuttavia chiaro che il livello raggiunto rende questa tecnologia (nata per lo spazio ed ora fatta scendere in terra analogamente a quanto avvenne per le celle al silicio), competitiva con quella dei sistemi fotovoltaici basati sul silicio o sui film sottili.

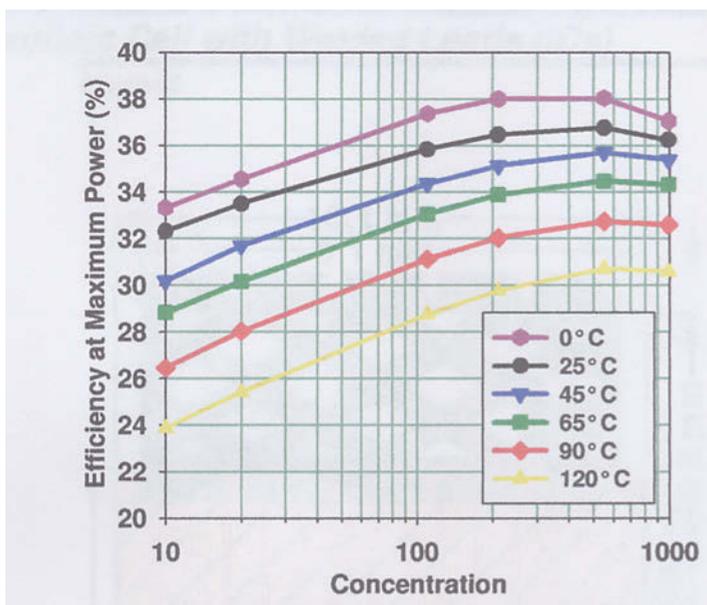


Fig. 14 – Efficienza di conversione della cella commerciale a tripla giunzione della Spectrolab in funzione del fattore di concentrazione e per diverse temperature di funzionamento
(fonte: www.spectrolab.com , data sheet CDO-100-IC solar cells)

Occorre pertanto registrare la comparsa di questa nuova opzione tecnologica sulla scena commerciale del fotovoltaico terrestre, opzione che va ad arricchire il campo delle scelte per la produzione di energia elettrica solare. Tanto è vero che è attualmente in corso un progetto di grandi dimensioni in Australia, nella provincia di Victoria, per realizzare un impianto fotovoltaico a concentrazione da 154 MW_p, che utilizza piccoli moduli assemblati dalla Solar Systems con le celle della Spectrolab sopra descritte (154 MW Victorian Project www.solarsystems.com.au).

■ Fotovoltaico della terza generazione

La terza generazione si riferisce alle tecnologie basate su concetti innovativi, che, pur avendo avuto conferma sperimentale in laboratorio, ancora non hanno trovato una sufficiente sperimentazione pratica per passare alla fase della produzione industriale.

Alla base di questa terza generazione fotovoltaica sta l'osservazione che i dispositivi fotovoltaici realizzati con un singolo materiale semiconduttore riescono a sfruttare soltanto una piccola parte dello spettro solare, quella i cui fotoni hanno energia superiore alla banda proibita (*energy gap*) che caratterizza il materiale.

In altre parole i dispositivi sono sensibili, cioè vedono, soltanto alcuni colori

che compongono lo spettro. Ad esempio, il silicio è in parte sensibile al blu, molto sensibile al verde e al giallo e poco al rosso, mentre è completamente insensibile all'infrarosso. In questo modo, più della metà dello spettro solare sfugge alla conversione fotovoltaica e l'energia ad esso associata viene persa. Ciò pone un limite superiore all'efficienza dei dispositivi ed il tentativo di rimuovere questo confine costituisce la principale motivazione delle ricerche sulle celle fotovoltaiche della cosiddetta terza generazione.

Prima di affrontare questo tema, occorre segnalare il fatto che una trattazione rigorosa dell'argomento richiederebbe nel lettore profonde conoscenze di fisica quantistica applicata alla struttura della materia con particolare riguardo ai materiali semiconduttori. Una descrizione a tale livello tecnico esula dallo scopo di questo lavoro, la cui natura è di carattere prevalentemente storico per la prima parte e informativo e divulgativo per la seconda. Pertanto si cercherà nel seguito di dare soltanto qualche cenno sommario sulle diverse tecniche in fase di studio e sperimentazione, privilegiando essenzialmente gli aspetti concettuali. Ciò costringerà inevitabilmente ad una semplificazione degli argomenti, che darà luogo a qualche imprecisione. Di questo si chiede scusa anticipata al lettore.

I nuovi concetti

Super-reticoli

Indubbiamente il risultato sperimentale ottenuto nel campo delle celle multigiunzione ad alta efficienza è importante ed esso costituisce un punto di riferimento nel processo storico dello sviluppo del fotovoltaico. Tuttavia, occorre notare che il valore dell'efficienza di conversione conseguito si trova a meno della metà del limite teorico ideale, calcolato come l'86,8% in condizioni di massima concentrazione (Green, 2002). Il calcolo si riferisce al caso in cui si riuscisse a sfruttare completamente lo spettro solare mediante l'uso di una serie infinita di giunzioni ottenute con materiali semiconduttori a *energy gap* decrescente.

Questa possibilità veniva considerata, fino a qualche anno fa, soltanto dal punto di vista concettuale. La sua realizzazione pratica appariva discutibile essenzialmente a causa della limitatezza del numero dei semiconduttori naturali utilizzabili per le celle multigiunzione e delle difficoltà tecnologiche incontrate nel sovrapporre più di tre giunzioni.

Per la verità storica, però, bisogna ricordare che una speranza di superare questa limitazione era sorta già da qualche tempo in relazione allo studio e alla sperimentazione delle giunzioni ad eterostruttura realizzate con leghe ternarie e quaternarie di materiali semiconduttori composti del gruppo III-V. La grande varietà delle caratteristiche optoelettroniche di tali materiali lasciava presumere la possibilità di realizzare dispositivi fotovoltaici multigiunzione in grado di sfruttare un vasto campo di lunghezze d'onda dello spettro solare. Le difficoltà pratiche incontrate a livello tecnologico,

soprattutto per superare i problemi fisici della compatibilità reticolare (*mismatch*) tra i diversi strati di materiali e quelli chimici per ottenere omogeneità e purezza su aree significative, non hanno consentito di realizzare in modo industrialmente riproducibile dispositivi di dimensioni adeguate per generare sufficienti quantità di potenza senza far ricorso alla tecnica della concentrazione. Sono questi gli inconvenienti che ancora oggi limitano l'interesse industriale su questo argomento, tanto da renderlo marginale nel mercato delle applicazioni terrestri.

Contemporaneamente, però, la speranza di realizzare un più ampio sfruttamento dello spettro solare si andava localizzando sulla comparsa del concetto dei cosiddetti "super-reticoli" nel campo della fisica dello stato solido. L'idea si deve all'inventore del diodo tunnel e premio Nobel per la fisica nel 1973, Leo Esaki, che nel 1970 la propose quasi come una curiosità scientifica (Esaki et al., 1970). Senza entrare in dettagli troppo specialistici che porterebbero il discorso a divergere, basti accennare al fatto che i materiali semiconduttori naturali, quando sono depositi (conservando la struttura cristallina) in strati piani molto sottili con spessori dell'ordine dei 10–100 angstrom, ovvero 1–10 nanometri, mostrano caratteristiche opto-elettroniche diverse da quelle del semiconduttore di partenza. Lo stesso Esaki individuò teoricamente la possibilità di ottenere interessanti caratteristiche optoelettroniche in un ipotetico materiale cristallino cresciuto utilizzando strati ultrasottili alternati di arseniuro di gallio e di arseniuro di gallio e alluminio (GaAs/AlGaAs). Poiché i due semiconduttori hanno *energy gap* differente, l'alternarsi degli strati crea un nuovo materiale con un profilo spaziale dell'*energy gap* discontinuo, modulato periodicamente "a greca" con l'altezza della greca dipendente dalla differenza di *energy gap* ed il periodo spaziale fissato dallo spessore degli strati. Questo nuovo aggregato cristallino multistrato fu chiamato "super-reticolo" e la sua realizzazione pratica, ottenuta qualche anno dopo presso i laboratori della IBM, diede la conferma sperimentale dell'idea di Esaki.

Alcuni anni dopo fu dimostrato che un super-reticolo poteva essere realizzato anche sovrapponendo molti strati ultrasottili di un solo materiale semiconduttore, alternativamente drogati n e p (Döhler, 1981). Naturalmente il pacco complessivo ottenuto deve avere uno spessore significativo per l'assorbimento della radiazione solare (cioè in genere dell'ordine di qualche micron). Per distinguere questa tecnica da quella di Esaki si assegnò al nuovo materiale il termine "super reticolo drogato", mentre il precedente fu chiamato "super reticolo composto" (Döhler, 1984). Oggi l'accezione del termine super-reticolo ha assunto una connotazione leggermente diversa, soprattutto in relazione alla nascita delle cosiddette nanotecnologie dei materiali semiconduttori ed in particolare dello sviluppo del concetto dei nanocristalli quantistici (*quantum dots*), come si vedrà meglio nel seguito.

Tuttavia nella sostanza il concetto di base è rimasto immutato.

In entrambi i casi, sia per i super-reticoli composti, che per quelli drogati, il materiale risultante si comporta come un nuovo semiconduttore cristallino, non esistente in natura, avente caratteristiche fisiche dipendenti, entro certi limiti, dallo spessore dei singoli strati sottili che lo costituiscono. Modulando opportunamente tale parametro durante la fase di deposizione degli strati, si possono realizzare nuovi materiali semiconduttori con banda di energia proibita di larghezza variabile a progetto.

Questo nuovo ramo della tecnologia dei semiconduttori è stato chiamato *band engineering* e mediante esso è oggi divenuto possibile progettare materiali dalle caratteristiche ottimali per le esigenze della conversione fotovoltaica dell'intero spettro solare.

Come già detto, questi materiali furono indicati storicamente con il nome di "super-reticoli", ma recentemente si è preferito classificarli come uno dei primi prodotti ottenuti dalla nuova branca della tecnica, detta delle nanotecnologie a causa delle dimensioni nanometriche dello spessore dei singoli strati.

Nella storia della tecnologia fotovoltaica il capitolo dei super-reticoli, pur possedendo un grande interesse concettuale, tuttavia non ha avuto una grande influenza pratica. La prima applicazione fotovoltaica di un super-reticolo si è avuta nel 1982 in una cella a due giunzioni sovrapposte (cella ad arseniuro di gallio sovrapposta ad una al silicio) (Wanlass et al., 1982). In questo dispositivo, però, il super-reticolo (realizzato con strati da 10 nm alternati di arseniuro di gallio e fosforo di gallio) era interposto fra le due giunzioni ed aveva la funzione di accoppiare meccanicamente il reticolo cristallino della cella ad arseniuro di gallio con quello della cella al silicio (reticoli che altrimenti sarebbero stati fra loro incompatibili), permettendo nel contempo, sia il passaggio della corrente fotogenerata nella cella anteriore, sia l'attraversamento della parte di spettro solare destinato alla cella inferiore.

Nel 1985 si ebbe la prima applicazione di un super-reticolo come vero e proprio materiale fotovoltaico in alcuni dispositivi al silicio amorfo idrogenato. La zona p della cella fu realizzata con un materiale ottenuto depositando una serie di strati sottili di silicio amorfo idrogenato, che all'atto pratico si comportava come un super-reticolo avente una banda d'energia proibita di 2,0 elettronvolt contro quella di 1,4 elettronvolt del silicio amorfo costituente dei singoli strati (Arya et al., 1985). In tal modo fu possibile aumentare l'efficienza del dispositivo, portandola al 10,4%.

Studi più approfonditi sui super reticoli realizzati con il silicio amorfo, furono effettuati negli anni seguenti (Wronski, 1987; Rothwarf et al., 1990), mentre in parallelo altri ricercatori portavano avanti studi ed esperimenti con l'arseniuro di gallio (Chaffin et al., 1984; Wagner et al., 1985; Goradia et al., 1985).

Nessuno di questi lavori, però, utilizzava i super-reticoli per tentare di costruire il dispositivo monolitico rivoluzionario, la cella cosiddetta multi-

colore, sensibile cioè a tutto lo spettro solare, come era stato teoricamente pensato. Il materiale super-reticolare veniva impiegato soltanto per realizzare alcune parti delle celle multigiunzione convenzionali in modo da migliorarne l'efficienza.

Le ragioni di questa rinuncia appaiono evidenti se si considera la difficoltà pratica di estendere una tecnologia così raffinata al grande numero degli strati nanometrici (alcune migliaia), che sarebbero necessari per realizzare l'assorbimento selettivo dello spettro solare.

Inoltre, la complessità tecnologica avrebbe comportato una grande difficoltà a realizzare i processi produttivi industriali a basso costo su grandi superfici e larga scala, che sarebbero serviti nell'ottica dei dispositivi fotovoltaici per la produzione di energia elettrica. Infine, analizzando attentamente il comportamento di un modello teorico della cella multicolore rispetto ai cambiamenti dello spettro solare nell'arco della giornata, fu messa in evidenza l'estrema sensibilità della sua risposta in funzione delle variazioni dell'intensità d'illuminazione e della composizione spettrale, effetti che si registrano nel corso dell'esposizione sul campo.

In pratica si è visto che l'alto valore teorico dell'efficienza di conversione può essere ottenuto soltanto in condizioni di insolazione ideale, mentre nelle condizioni reali l'efficienza media è molto più bassa, al punto tale che la convenienza rispetto ad una cella tandem scompare (Brown et al., 2002).

Nanocristalli

Di fatto, l'interesse in campo fotovoltaico sui super reticoli a struttura piana è andato progressivamente a diminuire negli anni 90, mentre nel contempo si sono affacciati nuovi argomenti di studio, basati sulle nanotecnologie dei materiali. Questi argomenti, oggi, promettono di realizzare con altre tecniche più semplici lo sfruttamento dello spettro solare al fine di ottenere l'alta efficienza di conversione, che, abbinata ai bassi costi, è necessaria per raggiungere la competitività.

Come appare conveniente per il nostro lavoro, si affronterà l'argomento delle nanotecnologie sul piano concettuale senza entrare in dettagli specialistici, cominciando con una sommaria descrizione dei cosiddetti "nanocristalli quantistici".

Si immagini di prendere una particella di un semiconduttore cristallino e si assuma che essa abbia forma pressoché sferica. Si supponga poi di poter ridurre le dimensioni di questa sfera, in modo che il suo diametro raggiunga una misura dell'ordine del nanometro, cosicché il suo volume venga a contenere da 10 a 100 atomi.

A questo grado microscopico di aggregazione atomica, continuano ad esistere nel cristallo nanoscopico, sia la fascia dei livelli energetici proibiti per gli elettroni (*energy gap*), sia la banda di conduzione, sia quella di valenza.

La differenza rispetto al semiconduttore macroscopico è che i livelli all'interno delle bande sono associati a valori discreti dell'energia e la distanza tra i singoli livelli dipende dal numero di atomi presenti nell'aggregato.

Minore è il numero degli atomi e più separati sono i livelli energetici. Ciò in particolare accade per la banda proibita, la cui larghezza in tal modo viene fissata in funzione del numero di atomi, o, ciò che è lo stesso nel caso di atomi di uno stesso materiale, dalle dimensioni del diametro della sferetta.

In conclusione, il passaggio dal materiale semiconduttore cristallino esteso a quello di aggregato atomico di dimensioni nanometriche, chiamato brevemente *nanocristallo quantistico* o *quantum dot*, produce un cambiamento delle caratteristiche fisiche ed optoelettroniche tale che diviene possibile l'ingegneria delle bande attraverso la scelta del materiale di partenza ed il controllo delle dimensioni dei nanocristalli. In linea di principio, modulando il diametro dei nanocristalli quantistici, si possono realizzare diversi valori della banda proibita in modo da regolare a piacere la soglia di assorbimento luminoso, così da realizzare con lo stesso materiale diverse possibilità d'accoppiamento fotoelettrico ottimale con le varie frequenze dello spettro solare.

In teoria, i nanocristalli possono essere disposti in una struttura regolare tridimensionale ottenuta sovrapponendoli a strati piani multipli in modo da realizzare un nuovo materiale analogo ad un super-reticolo, in cui i *quantum dots* svolgono le stesse funzioni dei singoli atomi. Questa struttura può essere posta idealmente all'interno di un'opportuna giunzione n-i-p, collocandola al posto della zona intrinseca, i, cosicché la corrente fotogenerata nei *quantum dots* dalla radiazione solare possa passare da uno strato all'altro per effetto tunnel fino a venir convogliata dal campo elettrico della giunzione sugli elettrodi di uscita analogamente a quanto avviene nelle celle fotovoltaiche convenzionali.

Nella pratica, però, la situazione appare più complicata di come concettualmente si è descritta. Ad esempio il primo tentativo fatto con strati di *quantum dots* di InAs e InGaAs posti su substrati di GaAs in dispositivi fotovoltaici a barriera Schottky, mentre hanno confermato in pieno le caratteristiche optoelettroniche, hanno mostrato un comportamento fotovoltaico molto deludente (Kamprachum et al., 2002).

Altri semiconduttori che si prestano ad essere lavorati e ridotti in nanocristalli quantistici adatti all'accoppiamento con le componenti principali dello spettro solare (ad esempio PbSe, CdSe, InP, CdS) mostrano tutti una bassa vita media delle coppie elettrone-lacuna fotogenerate. La presenza di numerosi livelli di ricombinazione dovuti proprio alla condizione nanocristallina fa sì che entro qualche nanosecondo tutti i fotoelettroni scompaiano dalla banda di conduzione. Se si vuole raccogliere la corrente fotogenerata, occorre pertanto allontanare subito l'elettrone dalla lacuna ed avviarlo all'elettrodo esterno.

Ciò può essere fatto con un accorgimento tecnico, mettendo cioè il nanocristallo fotosensibile, o *quantum dot*, a stretto contatto con un altro materiale semiconduttore, che presenti una densità bassa di livelli di ricombinazione. In questo caso, l'elettrone generato dalla radiazione solare nel *quantum dot* viene immediatamente iniettato all'interno della banda di conduzione del secondo semiconduttore, dove la sua vita media può essere notevolmente più lunga e la sua raccolta può venire facilitata. In questo modo, però, la neutralità elettrica del *quantum dot* viene persa poiché le lacune rimaste in esso vengono ad essere in eccesso e quindi il nanocristallo si carica positivamente. Per riportare il nanocristallo in condizioni neutre occorre fornire elettroni dal circuito esterno mediante opportuni accorgimenti.

La cella di Grätzel

Storicamente, la prima realizzazione pratica di un dispositivo costituito da *quantum dots* dispersi in una matrice adatta al trasporto delle cariche è costituita dalla cella elettrochimica di Grätzel, detta così dal nome del suo inventore (O'Regan, Grätzel, 1991). Il dispositivo in origine utilizzava, come materiale semiconduttore per il trasporto e la raccolta delle cariche, nanocristalli di biossido di titanio (TiO_2) di dimensioni relativamente grandi (20 nm). Questi nanocristalli erano trattati in modo tale da rendere la loro superficie altamente ruvida (mesoporosa) cosicché ciascun avvallamento superficiale poteva essere riempito con particelle di materiale organico luminescente (coloranti organici indicati con il termine inglese di *dyes*).

La differenza con il sistema sopra descritto è solo che i pori sono riempiti dalle molecole di *dye* invece che dai *quantum dots*. Per tale motivo si dice che i nanocristalli di TiO_2 erano stati *sensibilizzati* dalla *dye* e le celle realizzate con questo material sono state dette *dye-sensitized solar cells*.

Il loro funzionamento può essere brevemente illustrato nel modo seguente. I nanocristalli di biossido di titanio sensibilizzati vengono compattati per sinterizzazione in forma di strato, spesso una decina di micron. Lo strato è incollato ad una lastra di un conduttore trasparente attraverso cui viene fatta passare la radiazione solare (contatto anteriore della cella).

All'altro lato dello strato dei nanocristalli viene appoggiato un secondo elettrodo (contatto posteriore) e i contorni del pacchetto vengono sigillati dopo aver riempito lo spazio interno con una soluzione elettrolitica.

I nanocristalli di TiO_2 nel loro complesso vanno a costituire il primo elettrodo di una cella elettrolitica che ha il contatto posteriore come secondo elettrodo. Sotto condizioni d'illuminazione solare, la molecola della *dye* assorbe la luce passando dallo stato fondamentale ad uno eccitato. Poi, entro un tempo breve, essa si diseccita emettendo un elettrone, che penetra all'interno del biossido di titanio attraverso la barriera superficiale.

L'energia dell'elettrone è tale che esso viene iniettato direttamente nella banda di conduzione del biossido di titanio.

Questo materiale è un buon semiconduttore ad alto *energy gap* con la banda di conduzione contenente pochissimi elettroni (in condizioni termiche normali). Pertanto, gli elettroni iniettati dalla *dye* direttamente nella banda di conduzione possono attraversare il TiO₂ essenzialmente per diffusione senza praticamente subire processi di ricombinazione.

Il movimento degli elettroni è di tipo diffusivo perché all'interno dei nanocristalli non esiste alcun campo elettrico dato che la soluzione elettrolitica in cui essi sono immersi, essendo un buon conduttore, mantiene lo spazio intorno ai nanocristalli equipotenziale (Deb et al., 1997). Gli elettroni pertanto raggiungono il contatto anteriore per diffusione e, sotto l'azione della differenza di potenziale esistente tra questo contatto e quello posteriore, circolano nel circuito esterno che collega i due elettrodi attraverso il carico, sviluppando potenza in esso. Una volta raggiunto il contatto posteriore, le cariche vengono neutralizzate dalla reazione elettrochimica. In questo modo si riesce a realizzare la conversione fotovoltaica in due tempi ed in due luoghi separati.

La fotogenerazione di carica avviene all'interno della *dye* e il trasporto e raccolta degli elettroni all'interno del semiconduttore. Ciò costituisce un vantaggio perché aumenta i gradi di libertà, consentendo di ottimizzare il processo di fotoconversione indipendentemente da quello della raccolta della carica. La neutralità elettrica della cella viene ristabilita dalla reazione elettrochimica, che, nel caso della cella di Grätzel, avviene in una soluzione elettrolitica non acquosa contenente la coppia redox ioduro/triioduro in acetonitrile cosicché gli elettroni fotogenerati dopo aver attraversato il circuito esterno vengono neutralizzati mediante la riduzione del triioduro a ioduro.

Celle fotoelettrochimiche di questo tipo con efficienza certificata pari al 7% sono state realizzate nel 1994 e da allora è iniziato il tentativo di industrializzazione della tecnologia (McEvoy et al., 1994).

Nel 1996 la tecnologia delle celle di Grätzel era già migliorata al punto tale che l'efficienza, certificata dal Fraunhofer Institut, si era portata all'11% con una cella da 25 mm² a nanocristalli *dye-sensitized* (Grätzel, 2000). Attualmente sono in corso attività di ricerca e sviluppo per estendere la superficie della cella fino al livello di modulo in modo da verificare la possibilità di interesse del mercato fotovoltaico.

La cella fotoelettrochimica di Grätzel ha indubbiamente un valore concettuale (ed anche storico) notevole in quanto essa ha dimostrato sperimentalmente il funzionamento delle nanotecnologie applicate alla fotoconversione elettrica. Essa tuttavia si presta a considerazioni critiche circa la sua reale possibilità di raggiungere il campo di alte efficienze necessario per la competitività del kWh prodotto. Infatti, il processo di fotoluminescenza delle *dyes* introduce al primo stadio della catena un rendimento basso a causa dell'assorbimento estremamente selettivo e quindi ristretto a piccole bande delle frequenze

luminose. Ciò riduce subito il valore limite dell'efficienza di conversione ottenibile. Inoltre le molecole dei coloranti organici hanno tutte la tendenza a decomporsi abbastanza rapidamente nel tempo quando sono esposte alla luce solare cosicché l'efficienza delle celle tende a degradare.

Pertanto, nonostante siano in corso progressi per ovviare a tale inconveniente, la validità del concetto mostra un punto debole nell'uso del *dye* per realizzare l'assorbimento luminoso, mentre permane alto il valore del meccanismo d'iniezione e di trasporto delle cariche nei nanocristalli di TiO_2 e del successivo sistema elettrolitico di neutralizzazione del dispositivo.

Nanocristalli quantistici

Il punto di debolezza delle *dyes* può essere proficuamente rimosso se al loro posto vengono collocati nei pori del biossido di titanio altrettanti nanocristalli quantistici di semiconduttori fotosensibili con i quali poter regolare la soglia di assorbimento. Avviene allora che i *quantum dots*, fatti ad esempio con i semiconduttori sopra descritti, hanno una grande capacità di assorbimento della luce in quanto essa è limitata soltanto dal loro *energy gap* ed inoltre questi materiali sono estremamente stabili (anche perché possono essere facilmente protetti dall'ambiente elettrolitico in cui operano). Si ha così che uno strato sinterizzato (sottile e compatto) di particelle di TiO_2 "sensibilizzate" con *quantum dots* di banda opportuna può essere reso fotosensibile soltanto ad alcune componenti dello spettro solare e completamente trasparente alle altre.

Sovrapponendo tra loro diversi strati, ciascuno sensibile ad una delle varie componenti dello spettro solare, si può realizzare un dispositivo fotoelettrochimico ad altissima efficienza simile alle celle fotovoltaiche multigiunzione, ma in linea di principio con una tecnologia molto più semplice e soprattutto più adatta alla industrializzazione su grande scala. Nella pratica oggi il principale problema consiste nel superare la difficoltà di mantenere alta la vita media dei portatori di carica, a causa del fenomeno della ricombinazione che avviene all'interfaccia tra i *quantum dots* e i grani di TiO_2 .

Il modello concettuale fornito dalla cella elettrochimica di Grätzel può servire per immaginare un dispositivo realizzabile nella pratica, anche se il filone di ricerca sui *quantum dots* sembra attualmente allontanarsi da tale modello.

La necessità di ricorrere ad un'alternativa emerge non appena si sottopone il concetto della conversione fotoelettrochimica al vaglio dei criteri d'impatto ambientale. Infatti, le soluzioni elettrolitiche necessarie per il funzionamento delle celle di Grätzel mostrano un alto grado di tossicità per cui l'eventuale uso esteso di tali dispositivi, visto nella prospettiva energetica di grande scala, pone notevoli rischi di rilascio di effluenti chimici, sia durante il funzionamento degli impianti in caso d'incidente, sia a fine vita operativa per la loro disposizione in discarica.

Allo stato attuale della conoscenza, sembra che l'alternativa possa venire dall'uso rinnovato del silicio, sia sotto forma di *quantum dots*, sia come biossido di silicio in combinazione con nitrato di silicio per realizzare la matrice di contenimento degli strati di *quantum dots*. Ciò è quanto risulta, ad esempio, dai programmi d'attività del Centre For Photovoltaic Engineering dell'Università australiana del Nuovo Galles del Sud (UNSW), uno dei principali centri di eccellenza di R&D sul fotovoltaico nel mondo. Qui, nanocristalli quantistici di silicio puro sono stati ottenuti in laboratorio e la possibilità di modulare la banda di energia proibita tra 1,3 eV e 1,7 eV è stata verificata sperimentalmente. Si apre quindi la strada per modulare il coefficiente di assorbimento del silicio in modo da impiegare soltanto questo materiale (stabile e non inquinante) per realizzare i dispositivi fotovoltaici della terza generazione senza far ricorso ad altri tipi di semiconduttori, tutti, più o meno, ambientalmente pericolosi. In particolare si prospetta la possibilità di realizzare celle tandem che utilizzino soltanto il silicio, evitando in tal modo di incontrare le note difficoltà di *mismatch* reticolare che si verificano con questo materiale quando si cerchi di accoppiarlo ad altri semiconduttori. Strati di *quantum dots* disposti in modo ordinato in forma di super reticolo sono stati ottenuti all'interno di uno strato più spesso e trasparente di SiO₂, dimostrando la possibilità della tecnologia di realizzare alcuni dispositivi fotovoltaici di terza generazione finora soltanto teorizzati (ad esempio le celle a elettroni caldi), che potrebbero portare l'efficienza di conversione al limite del valore teorico calcolato.

Nel concludere la descrizione del processo di sviluppo del fotovoltaico, meglio di ogni ulteriore considerazione, sembra conveniente citare l'opinione del Centre For Photovoltaic Engineering della Università del Nuovo Galles del Sud circa lo stato e le prospettive della tecnologia.

La situazione è sintetizzata nel grafico di figura 15.

L'area del grafico è divisa in due parti dalla linea di uguale costo di produzione del kWh (linea blu aggiunta dall'autore), corrispondente al valore attuale della competitività di 0,066 €/kWh. Nel calcolo sono state fatte alcune ragionevoli ipotesi di sviluppo del costo del resto del sistema (strutture di sostegno dei moduli e apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza). Pertanto, tutta la zona al di sopra della linea blu rappresenta coppie di valori efficienza/costo dei moduli che portano alla competitività. La zona inferiore alla linea blu rappresenta coppie di valori non competitivi.

I punti rappresentativi della prima generazione fotovoltaica, quella presente basata sul silicio cristallino a dispositivi discreti, sono raggruppati nell'area verde, che è racchiusa tra le due isolinee di costo dei moduli di 2 €/W_p e 5 €/W_p. Tutta l'area è al di sotto e distante dalla linea blu, cioè dalla soglia di competitività. Nemmeno se si potesse estendere l'area fino alla linea di costo dei moduli a 1,2 €/W_p, si arriverebbe a toccare la competitività.

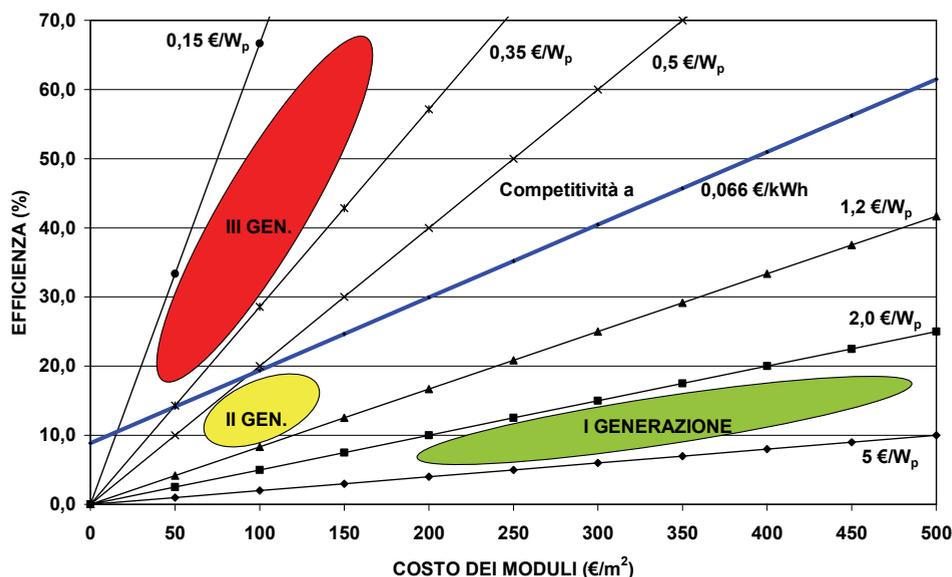


Fig. 15 – Situazione della tecnologia fotovoltaica in relazione al costo dei moduli e all'efficienza di conversione

Fonte: rielaborazione e adattamento dell'autore del grafico di UNSW Centre for Photovoltaic Engineering Annual Report 2003, www.pv.unsw.edu.au

L'area gialla rappresenta la tecnologia dei film sottili estrapolata al medio termine. Il costo dei moduli è basso, compreso fra 1,2 €/W_p e 0,5 €/W_p, ma anche l'efficienza è bassa e, quindi, l'area rappresentativa nel caso migliore arriva a sfiorare la linea blu della competitività. Per avere la competitività occorrerebbe che i film sottili a basso costo avessero efficienza superiore al 20%.

La terza generazione, ancora in fase di ricerca fondamentale e applicata, dovrebbe essere rappresentata da coppie di valori efficienza/costo dei moduli che corrispondono ai punti racchiusi nella zona rossa, tutta situata al di sopra della linea blu della competitività. È da questa generazione che si attende il conseguimento della piena competitività economica dell'energia elettrica fotovoltaica.

Le recenti innovazioni introdotte in campo fotovoltaico dalle nanotecnologie dei materiali e le acquisizioni concettuali relative alle applicazioni quantistiche che divengono oggi possibili, assieme ai primi risultati sperimentali conseguiti, lasciano prevedere l'occupazione reale della zona rossa del grafico in tempi non tanto lontani.

Il percorso storico della tecnologia fotovoltaica, iniziato nel lontano 1839 con l'osservazione di Becquerel, appare oggi tutt'altro che terminato. Piuttosto, tutto lascia presumere che il futuro del fotovoltaico sia appena cominciato.

2 CENNI STORICI SUL PROGRAMMA FOTOVOLTAICO DELLA COMUNITÀ EUROPEA

2.1 Premessa: il fotovoltaico francese

Prima di tracciare il quadro storico delle attività fotovoltaiche intraprese a partire dagli anni 80 dalla CEE, è doveroso ricordare il contributo pionieristico della Francia allo sviluppo del fotovoltaico terrestre.

Fin dagli anni 50, subito dopo l'invenzione della cella fotovoltaica, l'attenzione dell'ambiente scientifico francese era posta sulla conversione fotovoltaica, tanto da sentire la necessità nel 1961 di stabilire un punto fermo sullo stato della ricerca e della tecnologia. Nel luglio del 1961, infatti, un numero monografico della rivista *Acta Electronica*, curata dai Laboratori Nazionali di Elettronica e di Fisica Applicata, fu interamente dedicato al fotovoltaico (*Acta Electronica*, 1961). Accanto agli interventi dei ricercatori francesi, molto pregevoli per chiarezza, erano riportati anche tre lavori di rassegna curati rispettivamente da J. J. Loferski, M. B. Prince, e P. Rappaport e J. J. Wysocki, scienziati all'epoca tra i più autorevoli sull'argomento fotovoltaico. Tutti i lavori erano corredati da un'ampia bibliografia in modo da costituire un sicuro riferimento per i ricercatori.

Da un punto di vista storico, tuttavia, appare doveroso segnalare un lavoro francese, quello di Desvignes e Beauzée dedicato agli aspetti economici (Desvignes et al., 1961). In questo lavoro, gli autori affrontano l'argomento dei costi di fabbricazione delle celle già in un'ottica rivolta alla competitività economica dell'energia elettrica prodotta. Per la prima volta, viene esplicitamente indicato il ruolo energetico della tecnologia fotovoltaica, ruolo che, come si è visto, ha poi cominciato ad affermarsi soltanto a partire dal 1978 con il *Photovoltaic Act* degli USA.

Accanto alle attività scientifiche nei laboratori, si svilupparono fin dal 1960 anche alcune attività industriali per merito essenzialmente della RTC (La Radio Technique Compelec), una sussidiaria della Philips di Caen, che già nel 1960 aveva in produzione moduli fotovoltaici composti da 36 celle di silicio monocristallino, ciascuna del diametro di 19 mm, progettati per caricare le batterie da 12 volt (Salles, 1961). Un pannello, costituito da 144 moduli per una potenza totale di picco di 100 W, fu montato in quell'anno nel deserto del Cile vicino ad Antofagasta, presso la miniera di rame, con il compito di alimentare un impianto per la purificazione elettrolitica del minerale.

Alla data della Conferenza Internazionale di Tolosa sull'elettricità solare del 1976, l'impianto risultava ancora in servizio con ottime prestazioni (Durand, 1976). Le successive molteplici applicazioni, che ebbero carattere essenzialmente dimostrativo, furono dedicate principalmente all'alimentazione dei segnalatori luminosi dei corridoi aerei e dei radiofari, a quella dei ripetitori per le telecomunicazioni e a quella delle pompe sommerse per l'estrazione dell'acqua dai pozzi soprattutto in Africa.

La potenza per impianto aumentò fino a oltre 500 W di picco, sia in relazione all'aumento del diametro delle celle, che passò dai 19 mm del 1960 ai 57 mm del 1975, sia in corrispondenza del miglioramento dell'efficienza di conversione, che salì dall'8% del 1960 al 12% del 1975. Quell'anno, la produzione delle celle al silicio della RTC raggiunse la quota di circa 3 kW di picco al mese (circa 36 kW all'anno) (Durand, 1976).

Una misura della considerazione notevole, posta dal governo francese sul fotovoltaico, può essere desunta dall'impegno finanziario messo a disposizione degli istituti scientifici pubblici nel 1976 per le ricerche fotovoltaiche. Le attività sulle tecnologie delle celle, su quelle dei moduli e sugli altri componenti dei sistemi furono finanziate con circa 20 MF (circa 4,2 M\$ del 1976 corrispondenti a circa 3,5 miliardi di lire).

Nonostante che in quegli anni la scelta energetica principale francese fosse indirizzata sul nucleare, le attività scientifiche fotovoltaiche continuarono alacremente soprattutto in partecipazione al nascente programma europeo. Per di più, l'impegno francese aumentò sul piano industriale, avendo riconosciuto l'esistenza di un segmento notevole del mercato dei piccoli sistemi *stand alone* nelle zone tropicali e sub tropicali francofone, dall'Africa ai Caraibi e alla Polinesia. In poco tempo nel 1979, mentre la gloriosa RTC si ritirava dal mercato fotovoltaico, nacque la società Photowatt International, nella quale la partecipazione della RTC permise il trasferimento del *know how* storico. Nello stesso periodo fu costituita anche un'altra industria fotovoltaica, la France Photon, che assieme alla Photowatt partecipò attivamente al programma europeo degli anni 1980–84 sugli impianti pilota. La Photowatt International (ancora presente sul mercato in modo consistente) in pochi anni portò la capacità produttiva delle linee intorno al MW di picco all'anno in modo da far fronte all'aumento della domanda.

La Photowatt ha partecipato attivamente anche al programma USA sugli impianti dimostrativi con la realizzazione di alcune applicazioni di media taglia.

2.2 Il programma fotovoltaico europeo

La Commissione della Comunità Europea nell'agosto del 1975 prese la decisione di avviare un programma di ricerca della durata di quattro anni nel campo dell'energia "non-nucleare e non-fossile", che era articolato sui seguenti temi:

- Risparmio energetico, produzione e utilizzazione di idrogeno, energia solare, energia geotermica, analisi dei sistemi.

Il finanziamento complessivo fu di 70,8 M\$ (\$ del 1975) e la quota più alta fu assegnata allo sviluppo dell'energia solare con 21 M\$, pari al 30% del totale (Strub, 1976). All'interno del tema solare, una particolare importanza veniva attribuita alla conversione fotovoltaica, a cui furono destinati 9 M\$, pari al 43% dell'impegno totale sull'energia solare.

Gli argomenti affrontati dal programma riguardavano: le celle fotovoltaiche al silicio cristallino, le celle a film sottile di elementi composti II-IV, le celle ad arseniuro di gallio, la concentrazione solare, la produzione automatica e l'incapsulamento delle celle, un centro per la raccolta dei dati fotovoltaici.

L'intero programma era suddiviso in due fasi temporali, la prima delle quali terminava il 31 dicembre 1976. L'avvio della seconda fase (1977-79) era stato subordinato alla discussione dei risultati parziali ottenuti nella prima fase e presentati nella prima Conferenza Europea sul Fotovoltaico da tenersi il 27-30 settembre 1977 in Lussemburgo.

Oltre a questa iniziativa di ricerca e sviluppo, merita una particolare menzione il coinvolgimento attivo nel programma del Centro di Ricerca Comunitario dell'Euratom di Ispra fin dalle prime fasi. Fu costituito infatti nel 1975 a Ispra, un gruppo di studio che ebbe il compito di stabilire le procedure di qualificazione e di standardizzazione delle misure delle caratteristiche dei generatori fotovoltaici da adottare in tutta la Comunità Europea (Strub, 1976). Il risultato del lavoro di questo gruppo portò alla costituzione di un laboratorio nel Centro Ricerche di Ispra, l'ESTI (European Solar Test Installation), dotato di un sofisticato simulatore solare (chiamato *helioclimatron*), che permetteva (e lo fa tutt'ora) di sottoporre ai test di qualificazione in condizioni ambientali simulate, sia i collettori solari termici, sia i moduli fotovoltaici, singolarmente o anche aggregati in piccoli pannelli. Il lavoro di questo laboratorio, in collegamento con le analoghe iniziative operanti nel Comitato Elettrotecnico Internazionale, ha portato alla definizione degli standard di misura e alla certificazione degli strumenti di monitoraggio delle caratteristiche delle celle, dei moduli e dei sistemi, da adottare nella Comunità Europea in modo che fosse possibile confrontare le prestazioni della tecnologia fotovoltaica sul campo.

Come previsto, la seconda fase del programma europeo vide una suddivisione più dettagliata delle attività, che furono formalizzate in 53 contratti sui seguenti argomenti: silicio cristallino, silicio amorfo, CdS, CdZnS, CdTe, GaAs, celle al silicio per concentratori, prototipi di impianti, studio di fattibilità di una centrale da 1 MW in collegamento alla rete (Palz, 1978). Quest'ultimo contratto fu affidato all'ENEL.

All'inizio del 1980 la Commissione delle Comunità Europee avviò un secondo programma di ricerca 1979-83 sul fotovoltaico, nel quale furono proseguite, per la maggior parte, le attività sui temi del primo programma. Occorre però menzionare due nuove attività, che ebbero nel seguito notevole importanza: la raccolta sistematica e l'elaborazione dei dati d'insolazione sul territorio e la promozione del mercato europeo attraverso la realizzazione degli impianti fotovoltaici pilota.

La prima iniziativa riguardava, per così dire, la qualificazione solare del territorio europeo, estesa anche ad altri paesi confinanti (Nord Africa e Medio Oriente).

Le informazioni climatiche storiche, relative ad almeno 10 anni, furono fornite dai vari servizi meteorologici nazionali e istituzioni analoghe esistenti nei diversi paesi. Un gruppo di esperti della Comunità Europea elaborò questi dati uniformandoli sulla base di un modello di calcolo unitario e nel 1984, per la prima volta, si arrivò a disporre dell'Atlante Europeo della radiazione solare al suolo (Palz, 1984). I dati erano riferiti, sia al piano orizzontale, sia ad un piano inclinato di un angolo pari alla latitudine del sito (angolo ottimale per la raccolta della radiazione). È doveroso sottolineare che questo strumento facilitò moltissimo i calcoli di progetto riguardo alle previsioni della produzione annuale di energia nei siti candidati e le conseguenti valutazioni economiche.

Per quanto riguarda la seconda iniziativa, nel 1980 fu emanato un bando di gara per la realizzazione di progetti dimostrativi delle applicazioni degli impianti fotovoltaici nel campo di potenza da 30 a 300 kW. Nel 1981 furono selezionati 15 progetti e stanziati 22 milioni di unità di conto (ECU) per la loro realizzazione. Lo stanziamento comunitario era destinato a coprire non più del 50% dei costi degli impianti. La quota mancante doveva essere reperita a carico delle industrie partecipanti ai progetti e dei paesi dove l'impianto veniva localizzato (Palz, 1981). La seguente tabella 10 mostra l'elenco dei progetti e alcuni dati caratteristici degli impianti, la cui realizzazione si effettuò per la maggior parte tra il 1981 e il 1984.

È possibile notare che alla data di aggiudicazione della gara erano presenti con produzione propria le seguenti 10 industrie: in Italia, l'Ansaldo e la Pragma; in Francia, la Photowatt International e la France Photon; in Germania, la Siemens e la AEG Telefunken; in Inghilterra, la BP Solar; in Belgio, la IDE/Fabricable.

L'importanza storica, che il programma europeo degli impianti pilota ha rappresentato, è stata già sottolineata in relazione al sostegno del mercato mondiale nel momento di crisi causato dal taglio dei finanziamenti al programma del DOE operato dall'Amministrazione Reagan. In aggiunta, occorre annotare un altro merito: nei primi anni 80 si erano costituite in Europa 10 industrie fotovoltaiche con linee di produzione di capacità complessiva pari a 5 MW_p per anno contro la capacità precedente di circa 200 kW_p all'anno degli anni 70.

A questa crescita non è stato indifferente il programma di realizzazione degli impianti pilota, in quanto esso ebbe il merito di offrire alle industrie l'opportunità di dimostrare sul campo l'affidabilità dei loro prodotti a livello di impianti di dimensioni significative. In pratica, pur essendo partiti in ritardo rispetto agli USA, erano state gettate anche in Europa le basi iniziali per affrontare le problematiche energetiche poste dalla seconda crisi petrolifera internazionale.

Tab. 10 – Elenco degli impianti pilota del programma fotovoltaico della UE del 1980
(Palz, 1981)

Progetto / Località	Potenza (kW _p)	Fornitore dei moduli	Applicazione	Note
ADRANO (EURELIOS) ¹	40	(Italiano, francese e tedesco)	8 Impianti da 5kW _p a inseguimento e a concentrazione connessi alla rete	Italia – Sicilia
AGHIA ROUMELI	50	France Photon	Elettrificazione villaggio isolato	Grecia – Isola di Creta
CHEVETOGNE	63	IDE / Fabricable	Elettrificazione camping	Belgio – Rochefort
FOTA ISLAND	50	AEG-Telefunken	Elettrificazione fattoria agricola	Irlanda – Cork
GIGLIO ISLAND	45	PRAGMA	Frigorifero alimentare e sterilizzatore acqua	Italia – Toscana
HOBOKEN	30	IDE/Fabricable	Produzione idrogeno elettrolitico	Belgio – Antwerp
KAW	35	France Photon	Elettrificazione villaggio isolato	Guaiana Francese
KYTHNOS ISLAND	100	Siemens	Connessione a gruppo diesel	Grecia
MARCHWOOD	30	BP Solar Systems	Connessione alla rete	Inghilterra – Southampton
MOUNT BOUQUET	50	PHOTOWATT International	Alimentazione teleemittitore	Francia – Nimes
NICE AIRPORT	50	PHOTOWATT International	Alimentazione luci delle piste dell'aeroporto	Francia – Nizza
PELLWORM ISLAND	300	AEG-Telefunken	Alimentazione di un centro ricreativo e collegamento alla rete	Germania
RONDULINU	44	France-Photon	Elettrificazione villaggio isolato	Francia – Corsica
TERSCHELLING ISLAND	50	AEG-Telefunken	Alimentazione scuola navale	Olanda
TREMITI ISLAND	65	Siemens e Ansaldo	Alimentazione dissalatore marino	Italia – Puglia
VERONA ZAMBELLI	70	Pragma	Pompaggio acqua potabile	Italia – Veneto – Bosco Chiesa Nuova
VESTER BOEGEBJERG ²	100	(Dato non disponibile)	Alimentazione villaggio	Danimarca – Korsoer
VULCANO ISLAND	80	Ansaldo e Pragma	Connessione rete elettrica locale	Italia – Isole Eolie – Sicilia

¹ Alla fine del 1984 risultavano in funzione soltanto due impianti a inseguimento su due assi da 2,5 kW_p ciascuno

² L'impianto alla fine del 1984 non risultava ancora realizzato

N.B.: Tutti gli impianti sono stati realizzati con moduli a celle di silicio monocristallino

L'abbassamento del prezzo del petrolio negli anni 80 a livelli antecrisi non ha permesso l'espansione dei sistemi fotovoltaici all'infuori dei mercati delle applicazioni di nicchia e ha determinato il ripiegamento dei piani di sviluppo dell'industria europea su posizioni difensive, dalle quali soltanto da poco ha cominciato a staccarsi. Di fatto, le nuove iniziative europee della seconda metà degli anni 80, (Programmi Joule, Thermie) hanno in gran parte rivolto le azioni sul versante della ricerca, riducendo gli investimenti sul lato degli impianti dimostrativi. Il programma Joule II del 1992-94, ancora conservava un'impostazione disincentivante per impianti di dimensioni superiori a 100 kW_p (Palz, 1994). Tuttavia, nel corso dello sviluppo del programma, sono venute a cambiare le condizioni al contorno, cosicché si è assistito ad una inversione di tendenza con la ripresa del percorso promozionale delle fonti rinnovabili. Ne è seguito un aumento degli investimenti su questo argomento e in particolare sugli impianti fotovoltaici in applicazioni domestiche standardizzate. Nel 1994 il Consiglio dei Ministri della UE, preso atto della crescente importanza strategica dello sviluppo delle fonti rinnovabili per l'Europa, ha deliberato la prosecuzione del programma Joule II fino al 1998, aumentando nel contempo lo stanziamento tanto da portarlo a 220 MECU, somma che quadruplicava l'impegno della UE rispetto al finanziamento originario (Palz, 1994).

Il crescente trend attuale degli aumenti del prezzo del petrolio e le normative europee di riduzione delle emissioni di gas serra per l'esecutività del Protocollo di Kyoto stanno producendo una nuova forte spinta allo sviluppo dei sistemi fotovoltaici da parte delle industrie europee. A prescindere dal rimescolamento avvenuto nel campo delle imprese industriali, che ha visto la scomparsa di firme storiche prestigiose e la comparsa di nuove iniziative imprenditoriali di grande rilevanza, occorre registrare che nel 2003 il numero di industrie europee che producono moduli fotovoltaici è salito da 10 del 1980 a 27. La capacità produttiva complessiva è passata da 5 MW_p a 202 MW_p per anno, quantità che rappresenta il 27% della capacità mondiale, mentre il mercato europeo dei sistemi registra un tasso di aumento superiore al 30% all'anno (Schmela, 2004).

3 IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

3.1 Note storiche

L'osservazione del 1839 di Becquerel dell'effetto della luce solare sulla corrente degli elettrodi metallici immersi in soluzioni saline suscitò in Italia la curiosità di Antonio Pacinotti. Egli nel 1862 iniziò a indagare la possibilità di ottenere correnti elettriche illuminando piastre metalliche immerse in soluzioni di sali dello stesso metallo.

Bisogna ricordare che all'epoca non era ancora stata chiarita la natura del calore "raggiante" e della luce. Si riteneva che il calore fosse trasmesso da un fluido, detto calorico, e la luce da un fluido luminoso. Pacinotti usò per i suoi esperimenti sia il "calorico raggianti" proveniente da un lume a petrolio e da una lastra di ferro incandescente, sia la radiazione luminosa solare. In una prima serie di esperimenti egli evidenziò chiaramente la dipendenza dell'intensità di corrente dall'intensità della luce (Pacinotti, 1863), ma i risultati degli esperimenti erano spesso contrastati dalla forte dipendenza della corrente dalla temperatura della soluzione. In effetti, quello che sembrava possibile era la trasformazione del calorico in elettricità. Pertanto si riteneva che l'effetto della luce fosse soltanto quello di aumentare la temperatura locale dell'elettrodo e che da ciò derivasse l'aumento di corrente. Di fatto, oggi sappiamo che il potenziale di ossidoriduzione dipende dalla temperatura e, quindi, la corrente tra gli elettrodi risente delle condizioni termiche. Tuttavia, Pacinotti notò che le variazioni di corrente indotte dal calorico raggianti o dalla luce solare erano quasi istantanee e molto più rilevanti di quelle che potevano essere giustificate termicamente.

In una successiva serie di esperimenti egli isolò nettamente il fenomeno fotoelettrico da quello termico e notò chiaramente che l'effetto della luce rossa era molto meno intenso di quello ottenuto con la luce violetta (Pacinotti, 1864). Si era a un passo dalla scoperta di Hertz dell'effetto fotoelettrico esterno del 1887 ottenuto con la luce ultravioletta, ma Pacinotti non se ne accorse. Un'altra considerazione acutissima scaturiva direttamente dalle numerose osservazioni di Pacinotti: quella della identità tra il calorico raggianti e la luce. Egli infatti scrive: « Altri fatti ai quali pure si aggiungono quelli or veduti, conducono ad ammettere identità di natura fra la luce e il calorico raggianti.....». E dopo una tale intuizione, Pacinotti dice: «Se mi sarà possibile riprenderò quanto prima questi studi». Peccato che non l'abbia più fatto. La dimostrazione di questa intuizione si ebbe soltanto nel 1900 con la teoria della radiazione di corpo nero di Planck.

Negli anni successivi, Pacinotti si dedicò a più riprese allo studio dei cosiddetti "motori solari", cioè agli effetti termici e termoelettrici del calore solare raccolto da concentratori a specchio. Nel frattempo, come abbiamo già visto, venivano scoperte le proprietà fotoelettriche del selenio e venivano formulate le prime ipotesi per la produzione di potenza elettrica con celle realizzate con

questo materiale. In Italia, questo argomento ebbe un momento d'interesse nel 1935 in relazione allo sforzo autarchico imposto dal fascismo. Il maggiore studioso delle celle al selenio fu in quegli anni Alessandro Amerio, il quale per molti anni effettuò lo studio della fotoconduttività di dispositivi al selenio, chiamati "cellule fotosensibili", soprattutto in vista di realizzare fotometri ed esposimetri per la misurazione della luce.

Nei suoi lavori scientifici (Amerio, 1935), le cellule vengono sempre utilizzate sotto tensione esterna mentre si registra il comportamento della corrente sotto condizioni diverse d'illuminazione. Non viene presa in esame la cellula come generatore di potenza elettrica. Risulta tuttavia agli atti che tali dispositivi fossero noti e non graditi ad Amerio, perché in un lavoro di rassegna del 1938 (Amerio, 1938) sul tema dell'energia solare egli afferma a proposito delle *cellule fotoelettriche*: «Si potrebbe pensare ad una trasformazione diretta in energia elettrica.....» ma tale soluzione «è da scartare senz'altro perché le cellule fotoelettriche appaiono inadatte in generale per i loro funzionamenti specifici in particolari campi dello spettro solare, per la loro delicatezza e per il costo; potrebbe fare eccezione quella a ossidulo di rame (Cu_2O), ma anche con questa siamo lontani dalla convenienza». Dopo aver detto inoltre che il miglior materiale fotosensibile non è il selenio metallico ma il costosissimo seleniuro di argento con cui è possibile realizzare celle con efficienza del 10% (è scritto proprio così), egli conclude facendo una considerazione ancora molto attuale: « Bisognerebbe disporre di una cellula, che fosse sensibile a tutto lo spettro solare.....robusta e di piccolo costo ». C'è tutto il programma di sviluppo del fotovoltaico, in parte attuato e in parte ancora da realizzare.

In una rassegna storica del 1939, effettuata per conto della Società Italiana per il Progresso Delle Scienze, Giovanni Polvani dedica un paragrafo alla fotoelettricità (Polvani, 1939). Si tratta in tutto di tre pagine, che contengono i riferimenti a tutti i ricercatori che hanno dedicato la propria attività ai fenomeni fotoelettrici nell'arco di un secolo dal 1839 al 1939. A parte gli scienziati già citati, ne vengono indicati in tutto altri 20 con alcuni cenni ai temi delle loro attività. Tra essi si può citare: Augusto Righi per i suoi lavori sull'effetto fotoelettrico esterno eseguiti contemporaneamente a quelli di Hertz e di Hallwachs, E. Perrucca e R. Deaglio nel 1931 per le ricerche sull'effetto fotoelettrico cosiddetto di contatto ed Enrico Fermi per aver dedotto la formula di Einstein mediante l'uso della legge di corpo nero di Planck applicata all'effetto Richardson. In ogni caso colpisce il fatto che, a parte Fermi, tutti gli studi degli altri ricercatori ancora negli anni 30 ignorassero la spiegazione del fenomeno data da Einstein nel 1905 e provata sperimentalmente da Millikan nel 1915 al di là di ogni dubbio. Infine c'è da notare come nessuno si sia posto il problema di studiare l'effetto fotoelettrico come potenziale sorgente di elettricità ricavabile dalla luce solare.

3.2 Dagli anni 60 fino al 1972

Conformemente a quanto avveniva negli USA, ma in tono decisamente minore, anche in Italia l'attività scientifica sulle celle fotovoltaiche cominciò a svilupparsi negli anni 60 soprattutto nell'ambiente universitario con qualche collegamento, per così dire, industriale, ad esempio quello con la Selenia del Gruppo IRI Finmeccanica. In quegli anni la Selenia era impegnata in uno sforzo di sviluppo dell'attività sui satelliti artificiali e di conseguenza era interessata ad alimentare la strumentazione di bordo con le celle solari. Si ricorda che il 15 dicembre del 1964 fu messo in orbita da un vettore Scout X4, lanciato dalla base della NASA di Wallops Island, il primo satellite artificiale italiano per scopi scientifici della serie San Marco, sviluppato dal Centro di Ricerca Aerospaziale del CNR sotto la guida prof. Luigi Broglio. In tale occasione furono realizzate presso i laboratori della Selenia di Roma le prime celle fotovoltaiche italiane, la cui produzione artigianale continuò ad essere impiegata per alcuni satelliti messi in orbita dalla piattaforma di lancio in Kenya. I lanci si conclusero con il *San Marco 5* che chiuse il programma nel 1988.

Durante il corso degli anni 60 e in particolare verso la fine del decennio, l'efficienza delle celle prodotte in Selenia raggiunse valori intorno al 10%. Nell'ultimo periodo, la Selenia focalizzò il suo interesse di ricerca sul metodo dell'impianto ionico per drogare il silicio. Si tratta della tecnica che permette di accelerare gli ioni di atomi di impurezze droganti (ad esempio ioni di boro o di fosforo) all'interno di una piccola macchina d'accelerazione, in modo da focalizzare il fascio ionico fino a farlo incidere sulla superficie di una lastra di silicio, di tipo n per l'impianto del boro, o p per il fosforo, in modo da ottenere la giunzione n-p. Gli ioni si muovono in un tubo sotto vuoto nella macchina e acquistano notevole energia cinetica durante la fase d'accelerazione. Quindi, quando colpiscono la lamina di silicio, penetrano, cioè *s'impiantano*, all'interno del reticolo cristallino per uno spessore dipendente dal valore dell'energia cinetica posseduta. Modulando tale energia è possibile controllare finemente lo spessore della zona impiantata, realizzando in tal modo giunzioni estremamente sottili.

Pertanto la Selenia, ritenendo che tale tecnica permettesse di realizzare giunzioni più sottili e più controllabili di quelle prodotte con la diffusione termica convenzionale e, quindi, celle di maggiore efficienza, si fece promotrice di un progetto di sviluppo del metodo dell'impianto di ioni, cercando risorse tecniche e competenze negli istituti scientifici contemporanei. Come si vedrà in dettaglio nel seguito, il Laboratorio di Elettronica del Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare (CNEN) entrò in collaborazione su questo programma con la Selenia nel 1969, incominciando a sperimentare l'impianto di ioni per realizzare celle fotovoltaiche con questo metodo.

3.3 Il Progetto Finalizzato Energetica 1 del Consiglio Nazionale delle Ricerche (1976–79)

La crisi petrolifera del 1973 produsse in Italia uno shock ancora maggiore che negli USA a causa della quasi totale dipendenza dal petrolio del nostro Paese e dello scarso interesse nello sviluppo delle fonti alternative. Al contrario della Francia, che era impegnata in un ambizioso programma nucleare, già in parte realizzato, lo sviluppo del nucleare italiano aveva subito una pesante stasi dopo che il CNEN (ente preposto allo sviluppo dell'energia nucleare) era entrato in una lunga crisi, iniziata nel 1963 a seguito della vicenda giudiziaria, che aveva visto coinvolto il suo segretario generale, prof. Felice Ippolito. La conclusione del processo con la controversa condanna di Ippolito non produsse un'analoga conclusione della situazione di crisi, che si protrasse fino al 1971, cioè fin quando non fu modificata dal Parlamento la legge istitutiva dell'Ente con una nuova normativa, che ne ridimensionava fortemente il ruolo (Legge 15/12/1971, n. 1240).

Contemporaneamente, la nazionalizzazione della produzione di energia elettrica aveva visto nel 1962 l'istituzione dell'ENEL, la cui operatività piena si ebbe nel 1964. A partire da quell'anno, l'ENEL iniziò a operare nel campo delle opzioni alternative al petrolio portando in esercizio le tre centrali nucleari, a Latina, al Garigliano e a Trino Vercellese, ereditate dalle società private nazionalizzate.

Nel 1973 lo shock petrolifero portò all'evidenza dell'opinione pubblica e della politica l'estrema debolezza del sistema energetico italiano. Presto cominciò a montare la preoccupazione circa la grande dipendenza dell'economia italiana dalla fornitura del petrolio e il dibattito pubblico circa i provvedimenti da prendere si avviò subito lungo due direttrici: il solare e il nucleare.

L'azione del governo dell'epoca si concentrò subito sul nucleare. Il Ministero dell'Industria, sotto l'egida del ministro Carlo Donat Cattin, impiegò due anni per elaborare un tentativo di reazione alla crisi con il famoso programma di sviluppo del nucleare che prevedeva, a partire dal 1975, la costruzione di 20 centrali da 1.000 MW ciascuna con un investimento complessivo di circa 20.000 miliardi di lire. La storia complicata di come si è evoluto ed è andato a morire tale piano nel tempo esula dai nostri scopi. Qui la vicenda nucleare è citata soprattutto per tracciare il quadro di riferimento entro cui è iniziata in Italia la storia recente delle fonti rinnovabili e in particolare del fotovoltaico.

Sulla direttrice del solare, le cose procedettero con un passo più lento e con risorse molto limitate. In particolare nel 1973 il fotovoltaico era pressoché sconosciuto nel mondo dei decisori pubblici, mentre negli ambienti tecnici tale tecnologia era considerata a livello di curiosità scientifica, che trovava applicazione soltanto nel settore spaziale. Tuttavia le riviste di divulgazione dell'epoca non mancavano di pubblicare articoli didattici con ampie spiegazioni del funzionamento delle celle fotovoltaiche e servizi fotografici raffiguranti pannelli connessi ai satelliti artificiali.

Ad esempio *Radiatorama*, una rivista italiana collegata alla famosa *Popular Electronics* statunitense, pubblicava nel luglio del 1974 una rassegna dal titolo: “Le celle solari al silicio, funzionamento e impieghi” (*Radiatorama*, 1974). Nel contempo, però, occorre anche registrare che cominciava ad affacciarsi tra gli esperti il concetto che la tecnologia fotovoltaica avrebbe potuto costituire una delle possibili risposte alla crisi energetica.

A titolo di esempio della consapevolezza che si era raggiunta a livello dei tecnici si può citare un articolo del prof. Gian Vittorio Pallottino pubblicato nel 1975 sulla rivista *CQ Elettronica* dal titolo significativo: “Crisi dell’energia: sceicchi e celle solari”, in cui l’autore dava brevemente notizia di quello che si stava facendo negli USA in campo fotovoltaico e indicava chiaramente la tecnologia delle celle fotovoltaiche come una delle possibili vie di contrasto della crisi (Pallottino, 1975). Si deve altresì notare che gli articoli riguardanti il fotovoltaico come possibile opzione energetica in Italia venivano tutti ospitati nelle riviste divulgative, mentre difficilmente si trova un riscontro di questo concetto nelle riviste scientifiche dell’epoca.

Un sostanziale cambiamento di questa situazione si ebbe nel 1976 quando, dopo circa tre anni dall’inizio della crisi petrolifera, venne istituita, sotto l’egida del Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR), un’unità operativa guidata dal prof. Francesco Reale dell’Istituto di Fisica Tecnica dell’Università di Napoli, il Progetto Finalizzato Energetica 1 (PFE1). Tale progetto fu finanziato con fondi statali sulla base di una durata triennale.

Al prof. Roberto Visentin dell’Università di Cosenza fu affidato il compito di coordinare i diversi programmi del sub Progetto Finalizzato Energia Solare.

Le attività di ricerca e sviluppo si svolgevano presso le università, alcuni laboratori del CNR, altri istituti pubblici e presso alcuni laboratori industriali. Tra le attività coordinate dal PFE, una parte considerevole riguardò l’energia solare nei suoi diversi aspetti, tra i quali cominciava ad affacciarsi la tecnologia delle celle fotovoltaiche.

I finanziamenti messi a disposizione del sub Progetto Solare, esclusi gli stipendi del personale pubblico implicato, ammontarono nel periodo 1976–79 a 7.300 ML, pari a circa 1.800 ML per anno (Reale, 1979). Una parte di questi fondi, circa 500 ML nel 1978 e 1.000 ML nel 1979, fu dedicata a finanziare il Tema D, che raggruppava alcune attività scientifiche sul fotovoltaico a carattere di ricerca fondamentale e applicata (Califano et al., 1979).

In particolare furono coinvolti con contratti di R&D di argomento fotovoltaico le seguenti organizzazioni pubbliche e private, che nel 1976 costituivano la maggior parte delle competenze presenti in Italia sul fotovoltaico:

- l’Università di Roma e di Bari, per ricerche sul silicio amorfo;
- l’Istituto Donegani di Novara (Montedison), il LAMEL (CNR) di Bologna e l’Università di Pavia, per lo sviluppo del silicio a basso costo di grado solare;

- l'Istituto del CNR LAMEL di Bologna e l'Università di Modena, per le celle a impianto di ioni e gli studi a esse collegati;
- l'ANSALDO (Divisione Semiconduttori), il LAMEL, la Società Generale Semiconduttori (SGS-ATES), l'Università di Pisa, per le celle al silicio a concentrazione;
- l'ASSORENI (Associazione Ricerca ENI), l'Università di Roma e il Politecnico di Milano, per le celle fotogalvaniche con elettrodi a semiconduttore;
- l'Università di Napoli, per le celle a basso costo al silicio e a semiconduttori composti;
- il CISE (Centro Industriale Studi Esperienze), per le celle al Ga(AlAs) con uso di Zn e Be come droganti;
- l'Università di Parma, per le celle a eterogiunzione realizzate con semiconduttori composti dei gruppi II-IV;
- l'Università di Pisa, per l'applicazione delle guide di calore per il raffreddamento delle celle solari nei concentratori;
- il Centro Ricerche Montedison di Barra-Napoli per le guide di luce e l'incapsulamento delle celle solari in materie plastiche;
- l'Istituto Donegani per la costruzione di moduli PV (PhotoVoltaic) per un impianto dimostrativo da 1 kW_p e prove sul campo;
- l'Università di Napoli per la realizzazione di un impianto PV a moduli piani da 3 kW_p;
- l'Università di Cosenza per la realizzazione di un impianto PV a concentrazione con specchi paraboloidi a fuoco lineare da 5 kW_p.

Accanto a queste organizzazioni occorre anche ricordare la Divisione Strumentazione delle Officine Galileo di Firenze e la Società SECIES di Rovigo. La prima, che era impegnata da tempo nel solare termico a concentrazione, passò anche a progettare sistemi a concentrazione con lenti di Fresnel (40–50x) modificate per l'impiego con le celle fotovoltaiche (Scarpi, 1979).

La seconda va ricordata per il tentativo fatto di affiancare, alla sua attività sui collettori solari termici, le prime ricerche in Italia per la produzione di moduli fotovoltaici mediante l'incapsulamento delle celle in resine siliconiche e doppio vetro. Infine, nel 1978 si aggiunse alle competenze fotovoltaiche italiane la società privata Solaris, che cominciò a divenire operativa alla fine del 1979 con la produzione a Firenze di moduli fotovoltaici piani su fornitura di celle dall'americana Solarex con una linea da 350 kW_p/anno. I programmi della Solaris, le cui vicende saranno descritte in seguito, prevedevano la realizzazione in proprio delle celle e dei moduli con l'aumento della capacità produttiva delle linee fino a raggiungere 5 MW_p/anno nel 1981.

È chiaro che, essendo partiti in ritardo rispetto agli USA, le attività italiane sul fotovoltaico non poterono avere altro che un carattere di inseguimento, sia per gli aspetti di ricerca, sia per quelli connessi allo sviluppo industriale.

Tuttavia occorre notare che il tentativo di adeguamento scientifico fu portato avanti con grande impegno e ad alto livello. Infatti, in parallelo alle prime ricerche nell'ambito del PFE1, si ebbe l'accortezza di non trascurare gli aspetti didattici di specializzazione. Ad esempio, merita una speciale menzione l'inizio dei corsi della Scuola Permanente sui Processi dell'Energia Solare, SOGESTA, di Urbino nel 1978. Si trattava di una scuola di specializzazione patrocinata dall'ENI con particolare riferimento alla partecipazione di studenti dei Paesi in Via di Sviluppo. Dal 25 settembre al 3 dicembre del 1978 si tenne il primo corso dedicato alla conversione fotovoltaica, suddiviso in due sezioni: "Solar Energy Conversion by Photochemical and Photoelectrochemical Processes" e "Physics and Technology of Solar Cells. Status and Perspectives".

Le lezioni furono tenute dai maggiori esperti italiani degli argomenti in programma. I nomi degli insegnanti e dei coordinatori del corso possono essere letti nella riproduzione delle copertine dei testi scolastici mostrate in figura 16, mentre qui interessa sottolineare che una parte fondamentale delle lezioni fu tenuta da uno dei massimi esperti mondiali della materia, il pioniere del fotovoltaico, Joseph J. Loferski, professore della Brown University di Providence, Rhode Island, già menzionato in precedenza come iniziatore nei laboratori della RCA del filone storico delle celle ad alta efficienza.

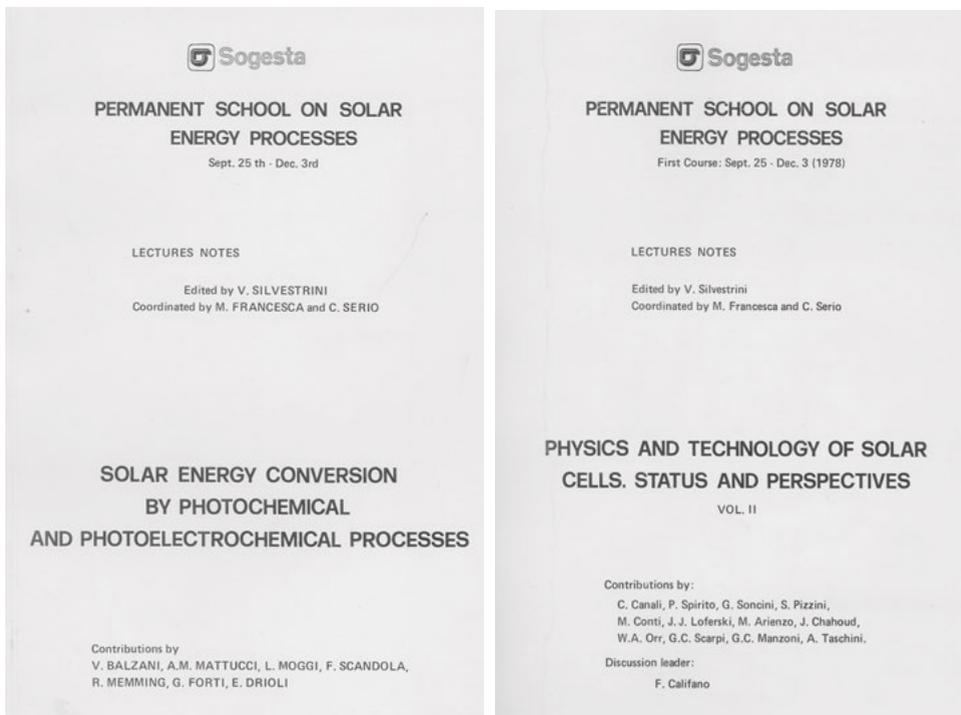


Fig. 16 – Copertine dei testi del primo corso del 1978 della Scuola SOGESTA di Urbino

Approfittando della collaborazione di questo scienziato con la SOGESTA anche per il secondo corso del 1979 e quindi della sua presenza prolungata in Italia dove egli decise di trascorrere il suo anno sabatico, si tennero numerosi seminari e lezioni sulla conversione fotovoltaica in varie università e istituti scientifici, cosa che contribuì notevolmente ad ampliare le conoscenze in questo campo. A titolo di esempio, si può citare la lezione tenuta presso il CNEN a Roma il 6/11/1980, poco prima del suo rientro negli USA. In quel caso il prof. Loferski presentò un'ampia rassegna delle tecnologie fotovoltaiche e tracciò un quadro delle prospettive del settore (Loferski, 1981).

Al di là del valore documentaristico che può avere la figura 16, interessa scorrere l'elenco dei relatori, i cui nomi costituiscono il nucleo storico degli esperti italiani che, come si vedrà nel seguito, continueranno ad apparire in tutta le vicende del fotovoltaico italiano.

Infine bisogna ricordare che l'ENEL, nel suo Centro Di Ricerca Elettrica di Cologno Monzese della Direzione Studi e Ricerche, dopo aver esaminato la possibilità di applicare gli impianti fotovoltaici all'elettrificazione rurale (Taschini et al., 1978), aveva intrapreso nell'aprile del 1978 uno studio di fattibilità per una centrale fotovoltaica da 1 MW_p, che potesse utilizzare un sottosistema di bassa concentrazione solare. Tale studio, che fu portato a termine nel 1979, era stato finanziato mediante un contratto della Comunità Economica Europea (Contratto n. 475-78-1, "Feasibility study of a medium-size central PV plant working with low-concentration sub-systems"). Questa attività merita una citazione per due motivi:

- essa testimonia del grande interesse che l'ENEL pose sul fotovoltaico, considerandolo subito per il suo aspetto di fonte di energia elettrica su scala significativa;
- l'idea di realizzare in Italia una centrale dimostrativa da 1 MW_p ebbe importanti riscontri nei programmi successivi dello sviluppo nazionale del fotovoltaico.

Tra i più significativi risultati ottenuti dal PFE1 nel 1979, meritano particolare attenzione le celle al silicio a impianto ionico realizzate al LAMEL, che avevano raggiunto un'efficienza del 14%, e le celle al silicio sviluppate dalla SGS-ATES per i concentratori a lenti di Fresnel della Galileo, che mostravano un'efficienza del 17,6% sotto condizioni di illuminazione di 50 soli (figura 17). In questo caso (SGS-ATES, 1979), la cella aveva un diametro utile di 44 mm e produceva 13 W a 50 soli. Essa era in stretto contatto termico con un supporto di acciaio nichelato, a cui era incollata, in modo da poter essere montata facilmente su un dissipatore di calore.

Sempre in questo periodo, occorre ricordare i risultati dell'attività del CISE di Segrate (MI) nel campo delle celle per alta concentrazione all'arseniuro di gallio. L'efficienza misurata in condizioni d'illuminazione concentrata con lenti di Fresnel a 100 soli era del 23% e del 15% a una concentrazione di 1.000 soli (Guarini, 1979).

Mentre erano in corso le attività fotovoltaiche del PFE1, il 18 maggio 1978, il Gruppo di Microelettronica dell'Associazione Elettrotecnica Italiana tenne presso la FAST di Milano un convegno dal tema: "Giornata di Studio sulla Conversione Fotovoltaica dell'Energia Solare" (AEI Microelettronica, 1978). In quell'occasione furono presentati 5 lavori su invito. I relatori furono rispettivamente: C. Canali dell'Istituto di Fisica dell'Università di Modena, "Spettro Solare e Semiconduttori"; G. Soncini del Laboratorio CNR-LAMEL di Bologna, "Celle Solari al Silicio Monocristallino"; S. Pizzini dell'Istituto Donegani Montedison di Novara, "Silicio per la Fabbricazione di Celle Solari"; M. Conti della SGS-ATES di Milano, "Celle a Film Sottile"; G. Fabri del CISE di Milano, "Celle al GaAs per Alta Concentrazione".

Come si può desumere dal contenuto di tali lavori, l'intento della riunione era chiaramente didattico e quindi da essi non è possibile stabilire che cosa si faceva in concreto nei laboratori nel 1978, tuttavia il tenore del convegno di per sé induce a qualche riflessione.

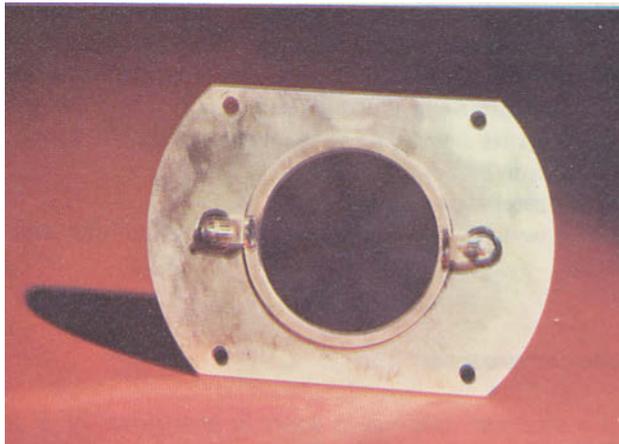


Fig. 17 – Cella solare per concentrazione SGS-ATES Mod. SPV-050 (Conti, 1979)

Si ricorda che in quello stesso anno negli USA il dibattito pubblico sul fotovoltaico era situato su un livello tale che la discussione aveva raggiunto il Congresso. Questo aveva già adottato una decisione politica con la promulgazione del già citato *Photovoltaic Act*. Il fotovoltaico era stato ufficialmente riconosciuto come una fonte di energia, tanto che era stato finanziato con 1.500 M\$ il programma di R&D del DOE.

Nello stesso tempo in Italia la situazione era talmente distante da questo livello che il Gruppo di Microelettronica dell'AEI aveva sentito il dovere di indire una giornata di studio a carattere didattico per divulgare i rudimenti della conversione fotovoltaica della radiazione solare e le tecnologie dei materiali e delle celle fotovoltaiche.

D'altra parte, che l'argomento fotovoltaico fosse a conoscenza soltanto degli esperti dell'ambiente scientifico, si può facilmente desumere dall'elenco, esposto sopra, dei gruppi di ricerca che stavano lavorando in quel periodo sulle attività del PFE1: si tratta in tutto di 18 gruppi tra quelli universitari e industriali.

A distanza di un anno, sempre su iniziativa del Gruppo di Microelettronica dell'AEI, il 18 e 19 ottobre del 1979 si tennero due giornate di studio sulla "Conversione Fotovoltaica dell'Energia Solare" con la partecipazione di 21 relatori. Questa volta accanto ai lavori di rassegna, vennero presentate anche le ricerche che erano in corso in alcuni laboratori italiani. Sicuramente i lavori del convegno rappresentavano soltanto una parte delle attività del settore fotovoltaico italiano dell'epoca, tuttavia essi davano un'idea della consistenza delle competenze fotovoltaiche presenti in Italia. Per tale motivo sembra conveniente riassumere nella tabella 10 la situazione delle competenze così come si desume dall'elenco dei lavori, dei relatori e delle organizzazioni rappresentate.

Scorrendo l'elenco delle organizzazioni di appartenenza dei relatori, si può notare che la situazione era cominciata a cambiare rispetto al 1978. Infatti, a prescindere dal CNR e dall'Università (già presenti come PFE1), la presenza dello IEFE (Istituto Economia Fonti Energia), che fino ad allora si era occupato di carbone, petrolio e nucleare, della Direzione Generale delle Fonti di Energia del Ministero dell'Industria, dell'ENEL e del CNEN lasciava presumere una maggiore attenzione degli organismi pubblici per il fotovoltaico. Indubbiamente si cominciava a sentire l'effetto di trascinarsi dei programmi statunitensi e di quelli europei, tanto che nel panorama politico italiano di quegli anni era in corso un acceso dibattito sulla necessità di colmare il divario tecnologico esistente sulle fonti rinnovabili con l'istituzione per legge di nuove strutture pubbliche dedicate allo sviluppo dell'energia solare.

Di questo aspetto si parlerà in dettaglio nel seguito. Qui conviene segnalare il fatto che la drammatica crisi petrolifera del 1979 venne a cadere nel mezzo della situazione appena descritta e ciò non mancò di avere importanti ripercussioni.

**Tab. 10 – Giornate di studio su “Conversione Fotovoltaica dell’Energia Solare” – Milano
18–19 ottobre 1979. Lista dei partecipanti e titoli dei lavori**

Organizzazione d'appartenenza	Relatore	Titolo
Istituto Economia Fonti Energia – Milano	Non precisato nella locandina	Proposte per una politica di promozione delle tecnologie fotovoltaiche: incentivi per la commercializzazione o sostegno per la R&D?
DGFE – Ministero Industria – Roma	G. Simoni	Analisi e prospettive dei programmi di R&D nel settore fotovoltaico in Europa e negli USA.
ENEL – Milano	A. Taschini	Esame del possibile contributo di impianti fotovoltaici alla generazione di energia elettrica. – Attività dell'ENEL nel settore fotovoltaico.
Euratom – Ispra	E. Gianoli Rossi, K. Krebs	Programma e attività nel campo fotovoltaico nell'ambito del progetto ESTI (European Solar Test Installation)
Ansaldo – Genova	A. Oberti	Evoluzione e prospettive d'uso dei sistemi a concentrazione.
SGS-ATES – Castelletto, Milano	Mario Conti	Problemi relativi alla fabbricazione di celle al silicio per concentratori.
CNR LAMEL – Bologna	M. Finetti, P. Ostoja, S. Solmi, G. Soncini	Celle solari al silicio per concentratore realizzate con una tecnologia non tradizionale
	G. Soncini	Prospettive dell'impianto ionico come tecnologia di fabbricazione di celle solari
	M. Finetti, P. Ostoja, S. Solmi	Prestazioni di celle solari realizzate con diverse tecnologie su silicio semicristallino
CNEN – Roma	S. Bevilacqua, D. Coiante	Valutazione comparativa delle tecniche fotovoltaica e termofotovoltaica per la generazione di energia elettrica
Politecnico Milano – Università Roma	L. Peraldo Bicelli, B. Scrosati	Prospettive d'uso delle celle fotoelettrochimiche
Istituto Donegani – Novara	S. Pizzini	Evoluzione e prospettive del silicio solar grade
	L. Giarda, A. Parisi, S. Pizzini	Influenza di impurezze primarie e secondarie sulle proprietà elettriche del silicio solar grade
Università di Roma	A. Frova	Stato di avanzamento del silicio amorfo quale materiale a basso costo per la costruzione di celle solari
Università di Bari	V. Augelli, R. Murri, R. Piccolo, A. Rizzo	Caratterizzazione fisica di films di silicio amorfo depositati da plasma reattivi
	A. M. Mancini, A. Quirini, A. Rizzo, L. Vasanelli	Preparazione e caratterizzazione di films epitassiali di CdTe su substrati di CdS
Università di Napoli	F. Califano	Celle solari a semiconduttori composti, stato dell'arte e prospettive
CISE – Segrate Milano	G. Guarini	Celle solari all'arseniuro di gallio per sistemi ad altissima concentrazione: risultati recenti, problemi e prospettive
Università di Parma	n. Romeo	Studio delle proprietà strutturali e fisiche di film sottili di materiali per la conversione fotovoltaica
Maspec – Roma	C. Paorici, n. Romeo, L. Zanotti	Crescita e proprietà di materiali ternari e quaternari calcopiritici per celle solari
Non precisata nella locandina	P. Franzosi, G. Ghezzi, E. Gombia	Celle solari a eterogiunzione del tipo $Cd_{1-x}Zn_xS/p-GaAs$

Fonte: locandina annuncio del Convegno a cura di AEI Microelettronica 1979

3.4 Il fotovoltaico al CNEN-ENEA (dal 1965 al 1989)

3.4.1 Premesse

Nella descrizione storica del periodo 1965–89, soprattutto per ciò che concerne il contributo allo sviluppo del fotovoltaico dato dal CNEN prima del 1982 e dall'ENEA dopo, si farà ricorso per quanto possibile ai documenti scritti pubblicati, ma parte dei fatti verranno attinti dalla memoria e dall'archivio personale dell'autore, in special modo per quelli a cui egli ha partecipato direttamente.

Nel 1965–67, presso il Laboratorio di Elettronica del CNEN, erano stati prodotti i primi diodi Schottky al silicio per la rivelazione e la spettrometria delle radiazioni nucleari alfa e beta (Coiante et al., 1965, 1967). La figura 18 mostra una fotografia di uno di questi rivelatori.

Fig. 18 – Rivelatore al silicio per la spettrometria delle particelle alfa costruito al CNEN nel 1966. Si può notare la superficie scura della fetta di silicio incollata al contenitore di protezione. Il diametro dell'area sensibile era di circa 1 cm. Il contatto superiore del diodo era ottenuto da uno strato d'oro, di cui si vedono i residui sul bordo del rivelatore.
(fotografia fornita per la cortesia del Sig. Luciano Parisi Presicce, all'epoca perito tecnico del Laboratorio di Elettronica del CNEN)



I rivelatori di radiazioni nucleari erano anche molto sensibili alla radiazione luminosa tanto che essi venivano usati nelle misure di spettrometria rigorosamente all'oscuro, mantenendoli in una custodia opaca per schermanli dal disturbo provocato dalla luce. Nel 1969, su alcuni campioni di questi rivelatori furono effettuate misure di fotorisposta spettrale e di effetto fotovoltaico in occasione della tesi di laurea in fisica dello studente M. Russo (relatore prof. A. Sanò, Università di Roma).

Il risultato delle misure mostrò che l'efficienza di conversione, al netto dell'assorbimento dovuto allo strato d'oro di 50 angstrom che costituiva il contatto anteriore del rivelatore, era intorno al 10–12%.

Questo interessante risultato dimostrava la bontà raggiunta dalle tecnologie di lavorazione del silicio, messe a punto nel Laboratorio di Elettronica del CNEN, e ad esso si aggiunsero presto altri notevoli risultati che si ottennero nella realizzazione di diodi a giunzione in silicio con il metodo dell'impianto di ioni, metodo con cui si pensava di poter ottenere rivelatori nucleari più resistenti al danno da radiazioni di quelli basati sulle giunzioni Schottky.

In quegli anni, era stato stipulato un accordo di collaborazione tra il Laboratorio di Elettronica del CNEN e la Selenia per la messa a punto del metodo di drogaggio del silicio per impianto ionico. Nell'ambito di questo accordo, il Laboratorio di Elettronica fu incaricato di recuperare un vecchio spettrometro di massa a separazione magnetica, appartenente al Centro Nazionale per la Chimica delle Radiazioni e dei Radioelementi (CNR), e di modificarlo per accelerare gli ioni da impiantare nel silicio al fine di realizzare giunzioni sottili, cosa che era di interesse, sia per i rivelatori nucleari del CNEN, sia per le celle fotovoltaiche della Selenia. Questa macchina era stata costruita negli anni 50 e si trovava nei locali sotterranei dell'Istituto di Chimica Farmaceutica e Tossicologica dell'Università di Roma. Il separatore era stato impiegato da un gruppo di fisici, capeggiati dai professori Ezio Clementel e Sebastiano Sciuti, per sperimentare la separazione isotopica dell'uranio analogamente ai tentativi che erano stati fatti negli USA con macchine simili al fine di ottenere l'arricchimento dell'uranio (Ascoli et al., 1965). L'esperimento era stato chiuso non appena apparve chiaro che la resa del processo sarebbe stata bassissima e che nello stesso tempo negli USA era stato messo a punto su scala industriale il metodo, ben più redditizio, di arricchimento dell'uranio per diffusione gassosa.

In ogni caso, alla metà degli anni 60, lo spettrometro di massa si trovava ancora al suo posto, quasi intatto, ma in condizioni di completo abbandono. Esso fu completamente revisionato e modificato dai tecnici del CNEN in modo da poter accelerare ioni boro e fosforo da impiegare per realizzare diodi al silicio per impianto ionico. Nel 1968 si ottennero i primi diodi con impianto di ioni su piccola area (Ascoli et al., 1968) e, a seguire, cominciarono le attività per realizzare giunzioni sottili di grande superficie. Nel 1970-71 furono effettuati numerosi esperimenti d'impianto ionico sia in silicio di tipo n, che di tipo p, così da realizzare diversi campioni di diodi. La misura della risposta spettrale di questi dispositivi effettuata con la luce di un monocromatore mostrò chiaramente la curva caratteristica corrente/tensione tipica delle celle fotovoltaiche (Russo et al., 1972). Purtroppo, i dati pubblicati nel rapporto conclusivo non consentono di avere la stima dell'efficienza di conversione. Rimane tuttavia il fatto che i diodi impiantati erano veri e propri dispositivi fotovoltaici (vedi curva caratteristica di figura 19).

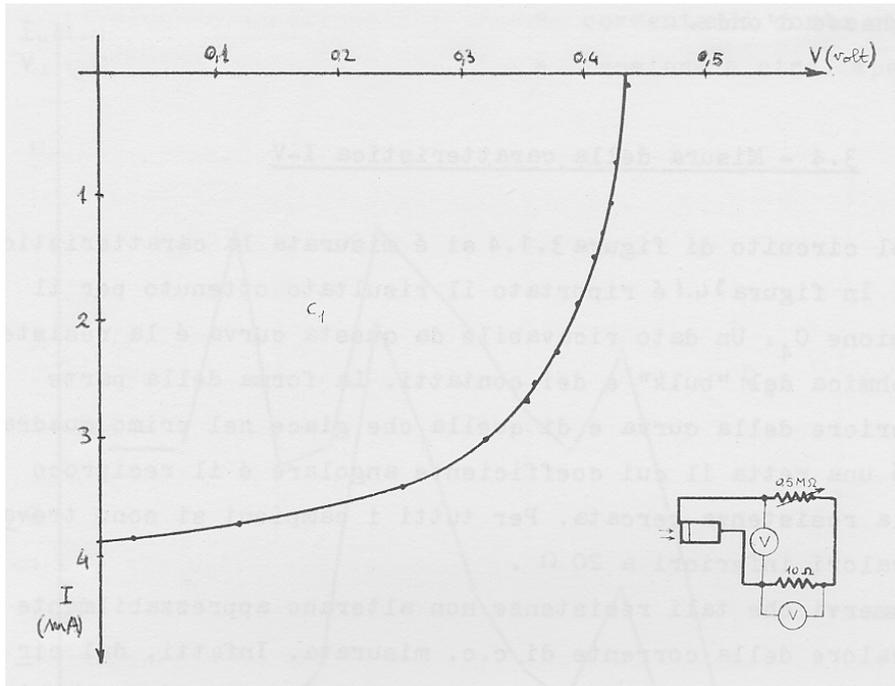


Fig. 19 – Caratteristica corrente-tensione di un campione di cella fotovoltaica sotto illuminazione artificiale. La giunzione era stata ottenuta per impianto di ioni dal Laboratorio di Elettronica del CNEN nel 1972 (Russo, 1972)

Questi risultati confermarono il livello di qualità raggiunto dalle competenze tecniche del CNEN sulla tecnologia dei diodi al silicio e ciò, unito al permanere della crisi delle attività nucleari dell'Ente, incoraggiò il Laboratorio di Elettronica a presentare alla Direzione la domanda di finanziamento per un programma di ricerca sulle celle solari fotovoltaiche, giustificando tale richiesta anche con l'interesse e l'impegno che veniva espresso in quegli anni negli USA su questa nuova tecnologia.

Il CNEN respinse la richiesta motivando la decisione con il fatto che le attività proposte non avevano natura nucleare e che, pertanto, esse erano al di fuori dei compiti attribuiti dalla legge istitutiva all'Ente. Il risultato fu che anche il programma sui rivelatori nucleari venne fortemente ridimensionato e le competenze disperse su altri programmi dell'Ente. Si perse così l'occasione per l'Italia di entrare nel campo fotovoltaico in un momento iniziale, e pertanto favorevole, del dibattito scientifico quando era ormai imminente il passaggio dalla tecnologia spaziale delle celle solari a quella delle applicazioni terrestri. Occorrerà aspettare molti anni prima che al CNEN si torni a parlare di fotovoltaico e, per capire come ciò avvenne, è necessario ricordare ulteriormente le vicende del nucleare italiano.

3.4.2 *Il quadro di riferimento*

Si è già accennato al Programma Nucleare del 1974–75, che avrebbe dovuto provvedere alla realizzazione nel tempo di 20 centrali nucleari da 1.000 MW ciascuna. La responsabilità esecutiva era stata affidata congiuntamente all'ENEL e al CNEN, che, tra le altre cose, avrebbero dovuto effettuare studi e ricerche al fine di scegliere la filiera industriale più conveniente per l'Italia (reattore moderato ad acqua bollente General Electric o ad acqua in pressione Westinghouse).

Nelle more dell'accesa discussione circa la scelta, che a un certo punto vide anche la presenza della filiera canadese Candu ad acqua pesante e quella del reattore a nebbia di concezione italiana CIRENE, si arrivò al 1976, quando il presidente degli USA, G.R. Ford, privatizzò il nucleare statunitense. La conseguenza per l'Italia fu che venne improvvisamente a mancare la garanzia governativa USA sui finanziamenti internazionali che avrebbero dovuto sostenere il Piano Nucleare Italiano. Le risorse finanziarie disponibili diminuirono fortemente e le condizioni del prestito USA divennero meno vantaggiose. Di conseguenza il Programma fu ridotto prima a 12 centrali da 1.000 MW e poi a sole 6 centrali (l'incidente nucleare del 1979 della centrale di Three Mile Island ebbe anche la sua influenza su questa riduzione). Per inciso, di queste centrali solo due furono realizzate, quella di Trino Vercellese e quella di Caorso, mentre quella di Montalto di Castro fu bloccata durante la costruzione a seguito dell'esito del referendum popolare sul nucleare dell'8–9/11/1987 (Decreto Presidente della Repubblica del 5/4/1987), che sancì il blocco della produzione elettronucleare in Italia.

In conseguenza del ridimensionamento del Programma Nucleare nazionale, le attività del CNEN nel 1978 si trovavano in una situazione di forte crisi e la stessa definizione istitutiva del Comitato era posta in discussione pubblicamente. Venivano presentate in Parlamento diverse iniziative di legge per cambiare l'assetto istitutivo del CNEN e in parallelo, come si è accennato venivano avanzate da parte di diverse forze politiche iniziative di legge per la creazione di nuovi strumenti e organismi governativi per lo sviluppo dell'energia solare. Tra tutte si possono citare le seguenti iniziative parlamentari:

- Disegno di legge n. 979 del 3/11/1977: "Disposizioni intese a facilitare alcune applicazioni dell'energia solare" a iniziativa del senatore Noè et al. (Democrazia Cristiana);
- Progetto di legge n. 2027 del 1/2/1978 "Facilitazioni a favore dell'uso dell'energia solare e della conservazione dell'energia" a iniziativa del deputato Barca et al. (Partito Comunista Italiano);
- Disegno di legge n. 1149 del 22/3/1978: "Facilitazioni a favore dell'uso di energia solare e della conservazione dell'energia" a iniziativa del senatore Villi et al. (Partito Comunista Italiano);
- Proposta di legge n. 2133 del 20/4/1978: "Incentivazione dell'uso

dell'energia solare" a iniziativa del deputato Fortuna et al. (Partito Socialista Italiano).

In comune tutte queste iniziative avevano il fatto che, analogamente a quanto era già avvenuto negli USA con l'istituzione del Solar Energy Research Institute, in Francia con il Commissariat a l'Energie Solaire e in Germania con il Fraunhofer Institute, si voleva la creazione di una struttura governativa, del tipo "Istituto per l'Energia Solare", che fosse preposto anche in Italia alla ricerca e allo sviluppo della fonte energetica solare.

In questa situazione estremamente fluida, il Ministro dell'Industria, Carlo Donat Cattin, presentò al Consiglio dei Ministri del 20 ottobre 1978 un DdL di iniziativa governativa dal titolo: "Promozione e sviluppo delle tecnologie per l'utilizzazione delle fonti rinnovabili d'energia". Il testo del DdL raccoglieva la maggior parte dei contenuti delle varie proposte e in particolare fissava chiaramente due punti ritenuti fondamentali nella relazione di Donat Cattin in Consiglio dei Ministri (ADN KRONOS del 19/10/1978):

- «.....Allargamento delle attività del CNEN al settore delle fonti di energia rinnovabile - e in particolare - dell'energia solare. Al CNEN vengono assegnati complessivamente, per il quadriennio 1978-81, 90 miliardi (di lire) *parte dei quali dovranno essere impiegati per lo sviluppo delle tecnologie per la Conversione Fotovoltaica* ».
- «....Potenziamento delle attuali attività nel settore (fotovoltaico) *realizzando nell'ambito del CNEN un Centro per la Ricerca e lo Sviluppo.*»

Il Consiglio dei Ministri approvò il DdL e in più assegnò alla Commissione Industria della Camera il compito di costituire tre Comitati parlamentari sulle problematiche energetiche, dei quali uno si doveva occupare dei combustibili fossili e nucleari e gli altri due si sarebbero occupati rispettivamente dell'esame dei problemi dell'energia solare e della riforma istitutiva del CNEN. Nel DdL licenziato dal Consiglio, i due punti precedenti erano contenuti rispettivamente negli articoli nn. 13 e 14 con la precisazione che per il 1978 il finanziamento assegnato al CNEN per le fonti rinnovabili era di 5 miliardi di lire e che il Centro per le Ricerche Fotovoltaiche doveva essere costituito nel Mezzogiorno.

Pertanto, le sollecitazioni dei deputati al Governo perché si occupasse di energia rinnovabile e in particolare di fotovoltaico venivano accettate, ma, al contrario di quanto si era fatto negli altri Paesi, si rinunciava a priori alla costituzione di una istituzione indipendente e si assegnava al CNEN la nuova competenza dello sviluppo del solare, affiancandola a quella già consolidata del nucleare. La realizzazione di un nuovo centro di ricerca per l'energia fotovoltaica era posto nettamente all'interno della struttura operativa dell'Ente.

La scelta governativa di assegnare al CNEN la competenza sul solare non mancherà di avere ripercussioni sulla reale possibilità operativa delle strutture preposte dall'Ente a operare sull'energia solare "a fianco", ma in realtà in una sorta di "conflitto d'interesse" di carattere soprattutto culturale, con le attività ben più consistenti che operavano già da molti anni sul nucleare.

3.4.3 La nascita del fotovoltaico all'ENEA

A metà del 1978 fu chiamato a presiedere il CNEN il Prof. Umberto Colombo, già Direttore dell'Istituto Donegani e delle ricerche della Montedison, membro del Gruppo di Roma sui Limiti dello Sviluppo di Aurelio Peccei.

Poiché alla fine del 1978 ancora non si era concluso l'iter parlamentare del Ddl governativo sull'energia solare, il 26 dicembre 1978, su richiesta del Ministro dell'Industria, Romano Prodi, venne approvato dal Senato il Ddl sulla "Concessione al CNEN di un contributo statale di 55 miliardi di lire per l'anno finanziario 1978". Tale contributo, che si andava ad aggiungere al finanziamento già assegnato al CNEN per l'ordinaria amministrazione, ebbe per le fonti rinnovabili, in generale, e per il fotovoltaico, in particolare, una grande importanza. Infatti la legge entrava nel merito attribuendo al CNEN 55 miliardi, "di cui 5 miliardi" da destinare al finanziamento delle prime attività sull'energia solare per l'anno finanziario 1978.

In pratica, in attesa della messa a punto della nuova legge istitutiva, veniva riconosciuto al CNEN il compito di operare sulle fonti rinnovabili a partire dalla fine del 1978.

Come si è accennato, la crisi petrolifera internazionale del 1979 pose in campo ulteriori elementi di discussione e di dibattito sulla situazione energetica italiana, sulla dipendenza dal petrolio, sulle possibili opzioni alternative e sulle azioni governative atte a fronteggiare tale crisi. Il 15 novembre 1979 si ebbe l'audizione del prof. Colombo alla Commissione Industria del Senato sulle prospettive delle energie alternative in Italia con particolare riguardo ai programmi del CNEN.

Nell'ampia relazione presentata, il prof. Colombo sostenne la tesi della necessità nazionale dello sviluppo delle energie alternative e del risparmio energetico e dell'opportunità di assegnare al CNEN tale compito. A sostegno di questa tesi erano forniti vari e solidi argomenti, dei quali apparvero maggiormente efficaci quelli basati essenzialmente sulla esistenza nell'Ente di valide competenze e moderne strutture di ricerca, sperimentate sul nucleare e di livello adeguato al compito di gestire grandi progetti di R&S. Inoltre, veniva evidenziata la funzione di cerniera esercitata dall'Ente tra il mondo della ricerca e quello dell'industria, funzione consolidata ormai da anni nei rapporti operativi con le industrie nucleari. Si fece anche notare che, per traslato, riconvertendo parte delle competenze e utilizzando le strutture tecnico-amministrative dell'Ente già ben rodute, si sarebbero abbreviati i tempi d'azione e ottenuti vantaggi per le fonti alternative (Colombo, 1979).

La tesi del prof. Colombo fu accettata dal CIPE che approvò le “Linee Guida” per il IV Piano Quinquennale 1980–84 del CNEN nella delibera del 29 aprile 1980. Al punto 5 di tale delibera venne raccomandata l’estensione delle attività al settore delle energie rinnovabili e del risparmio energetico.

Il finanziamento delle attività contenute nel Piano venne rimandato ad un apposito disegno di legge governativo, mentre per il 1980 le risorse economiche erano da trovare nei fondi già iscritti a bilancio (ENEA, 1982a). Con la successiva delibera del CIPE del 6 maggio 1981 venne approvato il IV Piano Quinquennale del CNEN e esplicitamente confermata “l’estensione delle sue attività all’utilizzazione delle energie rinnovabili e al risparmio energetico”. Le richieste di finanziamento delle attività del Piano approvato ammontarono a 2890 miliardi di lire e prevedevano 2.500 miliardi di lire per il nucleare e 390 miliardi di lire per le fonti rinnovabili e risparmio energetico (ENEA, 1982b).

Il 5 marzo 1982, con la legge n. 84, venne approvata dal Parlamento la riforma istitutiva del CNEN, che cambiò il suo nome in ENEA (Comitato Nazionale per l’Energia Nucleare e l’Energie Alternative). Infine, con la legge 18 marzo 1982, n. 85, il Parlamento concesse all’ENEA un contributo statale di 2.890 miliardi di lire per le attività del quinquennio 1980–84.

Le attività sul fotovoltaico, che erano state avviate alla fine del 1978 in tono minore con lo stralcio di finanziamento di 5 miliardi di lire, potevano finalmente essere continuate “alla luce del sole”.

In conclusione, a partire dalla fine del 1978 al CNEN e poi dal 1982 all’ENEA, fu affidato il compito di coordinare la ricerca e lo sviluppo delle attività fotovoltaiche in Italia. I fondi per adempiere a tale incarico erano da reperire tra i 390 miliardi di lire che erano destinati allo sviluppo di tutte le fonti alternative sulla base del IV Piano Quinquennale 1980–84.

Subito dopo l’approvazione del IV Piano Quinquennale da parte del CIPE, era già divenuta ufficialmente operativa nel settembre del 1981 la nuova struttura del CNEN per la gestione delle risorse sulle fonti alternative. Era stato costituito il Dipartimento Fonti Alternative Rinnovabili e Risparmio Energetico (FARE), guidato dal prof. Ugo Farinelli, e, in linea subalterna per il fotovoltaico, la Divisione Impianti Solari Fotovoltaici, a cui era stata assegnata la responsabilità sia delle attività di ricerca, sia di quelle di promozione industriale.

Questa unità operativa, che fu affidata alla responsabilità dell’autore di queste note, fu a sua volta articolata in tre laboratori di ricerche tematiche nel giugno del 1983, in occasione della revisione strutturale imposta dalla legge istitutiva dell’ENEA. Nel contempo le attività di promozione industriale furono scorporate dalla Divisione e affidate ad una unità separata, il Progetto Impianti Fotovoltaici, posto all’interno dell’Unità Progettuale Impianti Elettrici, che accorpava anche i Progetti: Impianti Eolici, Delphos (di cui si parlerà nel seguito) e Dispositivi per l’Accumulo Elettrico.

Tab. 11 – Dipartimento FARE: 1° Piano di Spese 1982–84 (in migliaia di lire)

ATTIVITÀ	1982	1983	1984	Tot. 1982–84	Tot. 1982–84 con spese personale	Quota su spesa totale
Cogenerazione	4.900	8.000	9.200	22.100	23.820	20,1%
Pompe di calore	1.870	3.070	5.000	9.940	12.477	
Recupero di calore	2.400	3.900	7.400	13.700	15.162	
Applicazioni all'edilizia	2.000	3.900	5.500	11.400	14.518	10,9%
Applicazioni all'industria	680	2.070	3.030	5.780	7.672	
Applicazioni all'agricoltura	1.455	1.375	1.470	4.300	5.848	
Biomasse	3.380	6.400	6.950	16.730	19.331	7,5%
Eolico	2.100	4.770	6.830	13.700	15.441	6,0%
Collettori solari	2.920	3.520	2.380	8.820	12.174	8,5%
Termodinamico	1.670	3.210	2.800	7.680	9.478	
Fotovoltaico (1)	9.000	7.090	7.180	23.270	27.011	22,4%
Delphos (2)	2.500	3.200	3.850	9.550	11.354	
CRIF Portici (3)	1.000	7.000	8.000	16.000	19.096	
Immagazz. Termico	1.500	2.670	3.800	7.970	9.148	8%
Immagazz. Elettrico	2.500	4.000	3.750	10.250	11.308	
Rete acquisizione dati	265	465	470	1.200	1.682	2,5%
Fluidi	500	1.100	1.100	2.700	3.186	
Banca dati	500	500	300	1.300	1.601	
Processi agricoli	1.430	1.600	2.070	5.100	13.270	6,7%
Brevetti agricoli	200	240	280	720	1.881	
Aree interne	130	200	220	550	2.055	
Studi di fattibilità	500	800	800	2.100	2.100	73%
Centro ammin. FARE	2.100	4.000	5.000	11.100	16.647	
Totale	45.500	73.080	87.380	205.960	256.260	100%

(1) Si tratta di tutte le attività promozionali del Progetto Fotovoltaico

(2) Finanziamenti per la realizzazione dell'impianto dimostrativo DELPHOS

(3) Finanziamenti delle attività per la costruzione e l'attrezzatura del Centro Ricerche Fotovoltaiche di Portici

Fonte: dati in possesso dell'autore

La tabella 11 mostra una sintesi del primo Piano Operativo di Spese ufficiale, fatto nel 1982 dal Dipartimento FARE sulla base delle esigenze pianificate dalle diverse unità operative responsabili delle linee d'attività. Da essa è possibile rilevare subito quali erano gli argomenti ritenuti dall'ENEA d'interesse prioritario, quelli sui quali erano ripartite le risorse messe disposizione.

Come è possibile rilevare dalla tabella (vedi righe in rosso), le risorse economiche dedicate alle attività fotovoltaiche nel IV Piano Quinquennale dell'ENEA costituirono il 22,4% del totale, cioè la quota maggiore dei

finanziamenti dedicati alle fonti rinnovabili. In termini assoluti si trattò di impegni di spesa per 57,46 miliardi di lire ripartita sui tre anni 1982–84.

Per avere un'idea del salto di quantità fatto per l'impegno pubblico sul fotovoltaico, basta confrontare questa cifra con il finanziamento totale messo sul fotovoltaico dal PFE1, che, come si è detto, era stato di 1,5 miliardi di lire per il triennio 1976–79. L'incremento era di un fattore 38.

3.5 Le attività fotovoltaiche dal 1978 al 1980

3.5.1 Le prime attività sperimentali interne

I primi fondi sul fotovoltaico arrivarono al CNEN nel 1978 come parte del finanziamento stralcio di 5 miliardi di lire da impiegare sulle fonti rinnovabili. Con tali fondi vennero iniziate le attività fotovoltaiche, che consistettero essenzialmente nel realizzare le prime strutture di laboratorio, le prime ricerche e i primi impianti nel Centro di Ricerca della Casaccia.

Si ebbe così che le prime attività del CNEN sul fotovoltaico vennero affidate al Laboratorio Tecnologie Elettroniche, erede diretto del già citato Laboratorio di Elettronica degli anni 60, al cui interno, si ricorda, il fotovoltaico italiano aveva tentato di nascere. Furono in tal modo recuperate, almeno in parte, le competenze che ancora esistevano, aggregandole a partire dal 1981 in un nuovo laboratorio, il Laboratorio Tecnologie Fotovoltaiche, la cui realizzazione era stata affidata all'autore.

La prima comunicazione ufficiale all'ambiente scientifico italiano circa la struttura organizzativa e i programmi di attività del CNEN sul fotovoltaico (situazione all'11/3/1981) fu presentata dall'autore alle Giornate Fotovoltaiche FAST tenute a Milano il 4–5 giugno 1981 (Coiante, 1981).

Le prime attività avevano riguardato il recupero del *know how* relativo alle tecnologie delle giunzioni per diffusione termica nel silicio e l'impostazione di una ricerca sulla conversione termofotovoltaica dell'energia solare (Bevilacqua et al., 1979), (Coiante, 1980). La figura 20 mostra, a titolo di esempio, un'immagine dell'apparato sperimentale usato per studiare il comportamento termofotovoltaico delle celle fotovoltaiche al silicio.

Tali celle venivano prodotte dall'ANSALDO (Tipo a catalogo: AC25, AC40, AC50) per i concentratori solari ottici e un esempio di esse è mostrato nella figura 21.

Le celle erano sottoposte nell'apparato sperimentale di figura 20 a condizioni d'illuminazione proveniente da sorgenti artificiali con intensificazione della radiazione mediante riflessione multipla su specchi a filtro ottico selettivo (Bellino, 1982).

In parallelo all'attività di laboratorio, veniva attrezzata un'area all'aperto nei pressi del CSN-Casaccia con un insieme di strutture meccaniche di sostegno per l'esposizione al sole dei moduli fotovoltaici e un sistema di acquisizione automatica dei dati di funzionamento.

Fig. 20 – Dispositivo sperimentale per gli studi sulla conversione termofotovoltaica presso il Laboratorio di Tecnologie Elettroniche del CNEN nel 1979–82 (fotoriproduzione da: Farinelli,1984)

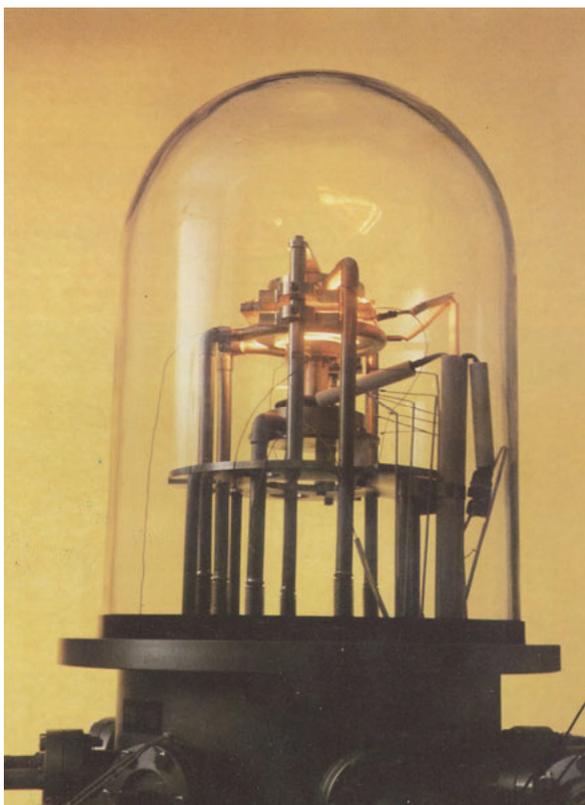


Fig. 21 – Cella al silicio mod. AC50 prodotta dall'Ansaldo nel 1980 per i sistemi fotovoltaici a concentrazione. Si noti la forma del contatto anteriore della cella fatto da un anello d'oro che è in contatto elettrico con la maglia a nido d'ape deposta sulla superficie del silicio per massimizzare la raccolta delle cariche generate dalla radiazione concentrata (circa 50 volte). Il diametro della cella era di circa 5 cm



Su questa area, detta poi Stazione Sperimentale Fotovoltaica, furono installati nel 1980 i primi tre impianti fotovoltaici, ottenuti assemblando i moduli acquistati nel corso del 1979 rispettivamente dall'ARCO Solar per un totale di 2,6 kW_p, dalla Solarex per 1,5 kW_p e dall'ANSALDO per 1,3 kW_p, tutti realizzati con celle al silicio monocristallino. Nell'estate del 1980 l'assemblaggio degli impianti fu terminato e si iniziarono le prime attività di monitoraggio delle caratteristiche degli impianti in condizioni di funzionamento reale. Alla fine del 1980, la situazione sul campo si presentava come mostrato nella figura 22.



Fig. 22 – La stazione sperimentale fotovoltaica del CSN Casaccia nel 1980. In primo piano si vede l'impianto della Solarex e sullo sfondo quello dell'ANSALDO, mentre l'impianto ARCO Solar è quello più in alto
(Coiante, 1984)

A questi primi tre generatori si aggiunse nel 1981 un impianto modulare a concentrazione con inseguimento sui due assi, di produzione delle Officine Galileo (vedi figura 23). Questo generatore era costituito da 14 lenti piane di Fresnel da 40 cm di diametro, modificate su brevetto Galileo, che concentravano 50 volte la radiazione solare, facendola incidere su altrettante celle fotovoltaiche speciali di produzione ANSALDO (AC50) per una potenza elettrica totale generata di circa 100 W_p. Vale la pena di dedicare a questo concentratore alcune considerazioni, perché il suo funzionamento portò subito in evidenza i limiti di questa tecnica. L'esperimento voleva verificare sul campo il funzionamento del concentratore soprattutto sotto l'aspetto dell'affidabilità dei meccanismi d'inseguimento e quello delle celle sottoposte all'intensità di 50 soli.

Già dopo un paio d'anni di funzionamento, il bilancio si dimostrò negativo, sia per i numerosi guasti al sistema elettromeccanico d'inseguimento, sia soprattutto per il degrado irreversibile dell'efficienza di conversione delle celle dovuto agli effetti termici indesiderati. Inoltre, la polvere che si depositava sopra le lenti ne rendeva inefficiente la focalizzazione, costringendo gli operatori ad una pulizia quasi giornaliera.

In breve, si realizzò presto la convinzione che la via della concentrazione, pur essendo molto attraente sul piano concettuale, confermava sul piano pratico la presenza di alcuni limiti di carattere generale, come la scarsa affidabilità dei sistemi e i grandi costi di manutenzione. Tale linea non fu pertanto ritenuta ancora matura per la generazione fotovoltaica, soprattutto nelle logica della produzione di energia elettrica su grande scala, e di conseguenza fu accantonata.

Nel corso del 1981 cominciarono a divenire operative sul mercato altre due industrie, che affiancarono l'ANSALDO sul lato dell'offerta dei moduli e dei sistemi fotovoltaici di produzione italiana. Si trattava della Società PRAGMA e della HELIOS Technology, società tuttora operative (la PRAGMA ha cambiato però il suo nome in EUROSOLARE e, oggi, in EniTecnologie).



Fig. 23 – Impianto fotovoltaico da 100 W_p a concentrazione ottica 50x con lenti di Fresnel delle Officine Galileo e celle Ansaldo AC50 in funzione nel 1981 presso la Stazione Sperimentale Fotovoltaica del CSN-Casaccia (Coiante, 1984)

La PRAGMA, che faceva parte del Gruppo Agip (ENI), nel 1981 aveva acquisito la Solaris e ne aveva trasferito le linee di produzione nello stabilimento di Nettuno (RM). La HELIOS Technology era una Società privata che si era costituita nel 1981 con accordi con la SECIES e con la statunitense SOLEC e aveva posto la sua sede e lo stabilimento di produzione a Galliera Veneta (PD). Entrambe le società all'epoca producevano moduli con celle al silicio monocristallino. Mentre la HELIOS è rimasta fedele a questo materiale fino a oggi, la PRAGMA mostrò subito un grande interesse per il silicio policristallino e orientò la sua produzione su questo materiale, che prometteva una possibile riduzione dei costi. Nel corso del 1981 furono installati nella Stazione Sperimentale della Casaccia altri due impianti, uno da 0,9 kW_p di produzione PRAGMA e l'altro da 1,2 kW_p di produzione HELIOS Technology. Alla fine del 1981, pertanto, erano sotto osservazione sul campo 6 impianti fotovoltaici, rappresentativi delle tecnologie operative in USA e in Italia, per una potenza totale di 7,6 kW_p. Ciascun impianto era dedicato ad alimentare un carico, come ad esempio un sistema d'illuminazione, una pompa sommersa in un pozzo, un frigorifero, un surgelatore, un apparecchio televisivo, ecc. Pertanto, gli impianti cominciavano a fornire i dati di funzionamento, in base ai quali si poteva cominciare ad effettuare quella valutazione tecnico-economica di prima mano che era necessaria per orientare i grandi progetti ancora da intraprendere.

La figura 24 mostra le foto di alcuni campioni di celle prodotte dall'Ansaldo in quegli anni, mentre la figura 25 rappresenta un campione delle celle prodotte dalla Pragma e dalla Helios Technology.

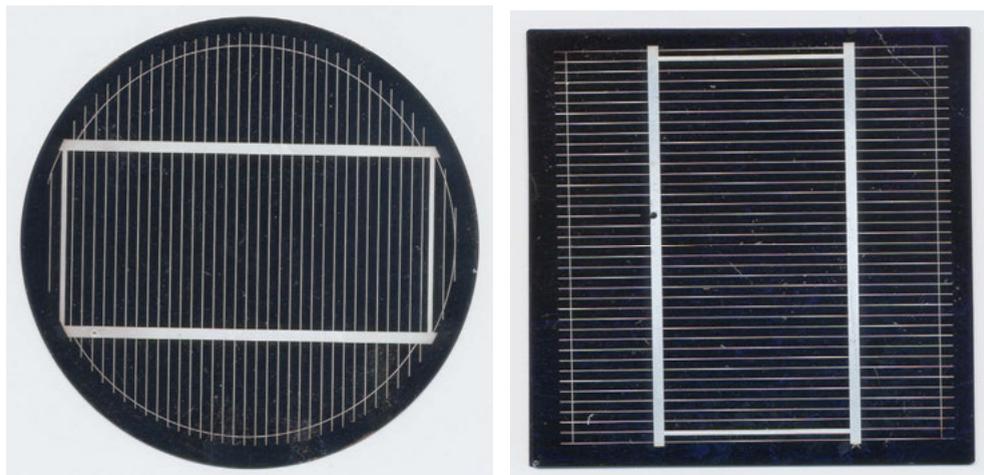


Fig. 24 – Celle fotovoltaiche Ansaldo al silicio monocristallino: di forma tonda da 10 cm di diametro e quadrata da (10x10) cm². La potenza sviluppata era di circa 0,75 W_p per la cella tonda e 1 W_p per la cella quadrata

3.5.2 *Le attività promozionali esterne*

Nel contempo, si ebbe cura di organizzare tre gruppi di studio misti tra esperti del CNEN e di altri enti pubblici per definire i programmi di ricerca e le linee di attività dell'intervento dell'Ente per lo sviluppo del fotovoltaico, mentre venivano avviate le indagini per identificare il sito di realizzazione (nel Mezzogiorno) del Centro per le Ricerche Fotovoltaiche, espressamente voluto dalla legge. Per l'importanza che ebbero queste iniziative nel contribuire a gettare le basi concettuali per le successive linee d'azione del fotovoltaico all'ENEA, conviene descrivere brevemente le attività di questi gruppi.

■ **Gruppo di Studio sulla Generazione Fotovoltaica dell'Energia Elettrica**

Il gruppo di esperti, detto brevemente Gruppo Fotovoltaico, era composto: dal prof. F. Califano dell'Università di Napoli e dal prof. D. Nobili del LAMEL di Bologna, entrambi in rappresentanza ufficiale del CNR, dall'ing. G. Simoni della Direzione Generale Fonti di Energia del Ministero dell'Industria, dall'ing. A. Taschini del Centro Ricerche Elettriche della Direzione Studi e Ricerche dell'ENEL; dal dott. D. Coiante del CNEN, dal prof. G. Lanzavecchia dell'Ufficio di Presidenza del CNEN, in qualità di presidente del Gruppo.

A partire dalla prima riunione dell'11 settembre 1979 a Roma, il Gruppo Fotovoltaico si riunì per altre 11 sedute fino alla chiusura dei lavori avvenuta il 20 febbraio 1980. Nel corso delle riunioni furono effettuate numerose audizioni dei rappresentanti di tutte le industrie italiane che si mostravano interessate a intervenire sul fotovoltaico.

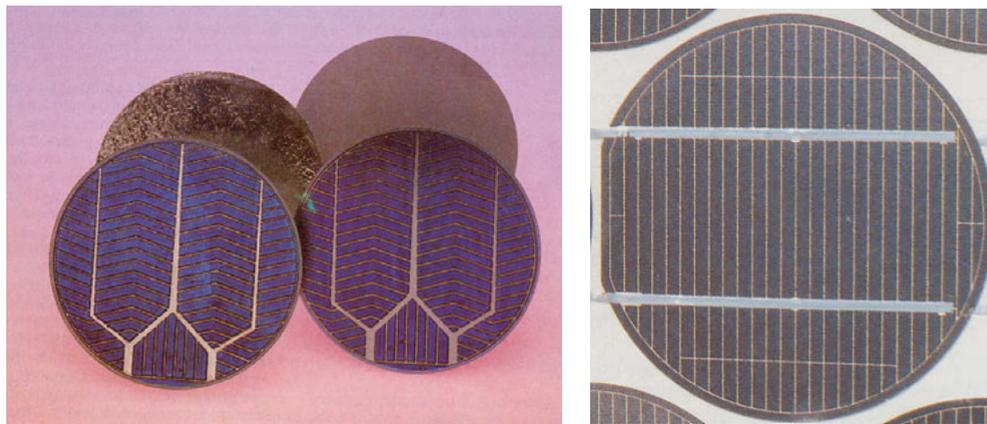


Fig. 25 – Celle fotovoltaiche della Pragma (a sinistra) e della Helios Technology (a destra) a silicio monocristallino di diametro pari a 10 cm, fabbricate nel 1980–81. Si noti la diversa forma della griglia di raccolta delle cariche della faccia anteriore delle celle

Il 10 aprile 1980 fu presentato al Presidente del CNEN il rapporto conclusivo dei lavori del Gruppo dal titolo: "Energia Elettrica Fotovoltaica: Proposta per un Programma d'Intervento Pubblico". Tale documento costituì la base concettuale sulla quale fu poi elaborato il programma dettagliato delle attività fotovoltaiche contenuto nel IV Piano Quinquennale 1980-84 del CNEN-ENEA.

Da un punto di vista storico, può essere interessante mostrare l'elenco dei rappresentanti delle organizzazioni che parteciparono alle audizioni del Gruppo Fotovoltaico. Ciò soprattutto perché tale elenco costituisce il censimento più ampio delle forze italiane disponibili nel 1979 per operare in campo fotovoltaico. La tabella 12 mostra tale elenco ripartito per argomenti d'interesse. Dall'esame dell'elenco appare evidente l'assenza della Selenia e della SGS-ATES, che erano state molto attive in precedenza nel campo fotovoltaico. La ragione di questa mancanza derivava in entrambi i casi dalla decisione esplicita di disimpegno assunta dai rispettivi Consigli di Amministrazione nei confronti delle attività fotovoltaiche. Nel caso della SGS-ATES tale decisione fu comunicata al Gruppo dal dott. Mario Conti in risposta all'invito a partecipare ai lavori.

Tra le compagnie di produzione di transistori, partecipò soltanto la MISTRAL, una società di origine francese con stabilimenti presso Latina, che però negli anni seguenti ridimensionò la sua produzione in Italia.

Le uniche società produttrici di celle e/o moduli fotovoltaici, presenti in Italia alla fine del 1979, erano costituite dall'ANSALDO di Genova con una capacità di 30 kW_p/anno (celle e moduli), dalla SECIES di Rovigo con capacità di 60 kW_p/anno (solo moduli) e dalla SOLARIS di Firenze con una linea di produzione da 370 kW_p/anno (di origine Solarex) in corso di assemblaggio.

Il risultato dei lavori del Gruppo di Studio può essere riassunto tramite le indicazioni contenute nel rapporto conclusivo per il programma di R&D sul fotovoltaico. Si distinguevano quattro linee d'intervento consistenti nella promozione delle ricerche e dello sviluppo industriale sui seguenti argomenti:

Azioni sui materiali

- silicio di grado solare dal *casting* del silicio metallurgico;
- silicio semicristallino dal *casting* degli scarti del silicio di grado elettronico;
- macchine utensili per il taglio a basso costo del silicio;
- silicio in strati su supporto ceramico;
- silicio amorfo idrogenato;
- arseniuro di gallio e sue leghe;
- solfuro di cadmio;
- semiconduttori composti ternari e quaternari.

**Tab. 12 – Partecipanti alle audizioni del Gruppo Fotovoltaico
nelle sedute del 12–13–14/11/1979**

Materiali Fotovoltaici (12/11/1979)		Dispositivi Fotovoltaici (13/11/1979)		Sistemi Fotovoltaici (14/11/1979)	
Organizzazione	Partecipante	Organizzazione	Partecipante	Organizzazione	Partecipante
AGIP	Tomasi Paolo	ANSALDO	Oberti Andrea	AGIP	Basevi Fabrizio
ANSALDO	Oberti Andrea		Zani Pier Enrico	AMN	Barutti Aventino
	Zani Pier Enrico	ASSORENI	Missoni Guido	ANSALDO	Zani Pier Enrico
ASSORENI	Missoni Guido		Scafé Ernesto	ASSORENI	Missoni Guido
CISE	Guarini Giorgio	C.G. ACCUMUL.	Tortora Ciro	C.G. ACCUMUL.	Tortora Ciro
CNEN	Coiante Domenico	CISE	Guarini Giorgio	CISE	Guarini Giorgio
	Farinelli Ugo	CNEN	Coiante Domenico	CNEN	Albergamo Vittorio
CNR	Lanzavecchia Giuseppe		Farinelli Ugo		Coiante Domenico
	Califano Francesco	CNR	Califano Francesco		Farinelli Ugo
	Nobili Dario		Nobili Dario		Mebane William
DONEGANI	Colombo Ezio	ENEL	Malaguti Carlo	CNR	Califano Francesco
	Pizzini Sergio	FIAT	Boero Angioletta		Nobili Dario
FIAT	Boero Angioletta	IEFE	Braicovich Lucio	FIAT	Boero Angioletta
IEFE	Braicovich Lucio	MISTRAL	Bonfigli Massimo	FINMECCAN.	Vespasiani Giovanni
INDEL	Benvegnù		Costamagna Giuliano	IEFE	Braicovich Lucio
MISTRAL	Costamagna Giuliano		Stefanori Renato	MISTRAL	Stefanori Renato
	Stefanori Renato	MONTEDISON	Corradetti Marcello	MONTEDEL-	Dell'Acqua Ermanno
MONTEDISON	Corradetti Marcello	OFF. GALILEO	Cabrucci Andrea	LABEN	
PHOEBUS	Licata Rino		Scarpi G. Cesare	MONTEDISON	Corradetti Marcello
SECIES	Rigosi Giuseppe	SECIES	Rigosi Giuseppe	OFF. GALILEO	Scarpi G. Cesare
SOLARIS	Ghiotto Renzo	SOLARIS	Arienzo Maurizio	SECIES	Rigosi Giuseppe
	Maltagliati Marco		Ghiotto Renzo	SOLARIS	Maltagliati Marco
			Maltagliati Marco		

Fonte: Relazione del Gruppo di Studio sulla Generazione Fotovoltaica dell'Energia Elettrica (Califano et al., 1980)

Azioni sui componenti fotovoltaici (celle, strutture e apparecchiature elettriche)

- miglioramento delle prestazioni delle celle fotovoltaiche;
- aumento della capacità produttiva nazionale di celle e moduli fino a 2 MW_p/anno per il 1984;
- *Inverter* ad alto rendimento e apparecchi per il condizionamento della potenza;
- motori asincroni a frequenza variabile per le pompe di sollevamento dell'acqua;
- accumulatori elettrochimici ad alta efficienza;
- concentratori ottici solari;
- trattamenti superficiali anti riflesso per i vetri e per la plastica d'incapsulamento delle celle.

Azioni sui sistemi fotovoltaici

Impianti dimostrativi operanti in condizioni reali *stand alone* e in collegamento alla rete per una potenza totale cumulata tra il 1980 e 1984 di 2 MW_p, realizzati con moduli di produzione italiana.

Azioni sulla ricerca fotovoltaica

Sostegno finanziario qualificato del fronte di ricerca già esistente (CNR post PFE1, Università e Laboratori ENEA-Casaccia) e suo ampliamento con la realizzazione del nuovo Centro per le Ricerche Fotovoltaiche localizzato nel Mezzogiorno.

■ **Gruppo di Studio per la Fattibilità della Centrale Fotovoltaica da 1 MW_p (Delphos)**

Come si è già accennato in precedenza, l'ENEL, su contratto della CEE, aveva condotto nel 1979 uno studio di fattibilità per la realizzazione di una centrale fotovoltaica da 1 MW_p con sistemi a bassa concentrazione. A questo studio aveva partecipato l'ing. A. Taschini, che era attualmente membro del Gruppo Fotovoltaico. Apparve subito conveniente utilizzare le conoscenze messe a punto nello studio dell'ENEL per implementare sia la linea d'attività dell'ENEL, sia quella del CNEN sullo sviluppo dei sistemi fotovoltaici mettendo insieme un gruppo misto CNEN-ENEL-Università di Napoli per studiare la fattibilità di una centrale fotovoltaica dimostrativa da 1 MW_p a pannelli piani con lo scopo di alimentare un villaggio isolato.

Lo studio fu condotto dagli ingegneri A. Taschini e P. Bullo dell'ENEL, dai professori F. Califano, P. Spirito, G.F. Vitale e V. Silvestrini dell'Università di Napoli e dall'ing. V. Albergamo e dal dott. G. Sidoti del CNEN. L'ipotesi di partenza era quella di studiare una centrale del tipo *stand alone* da collocare nell'isola di Ustica in Sicilia per alimentare la comunità isolana. Lo studio fu completato nel 1980 e il nome scelto per la centrale fu DELPHOS, acronimo dai termini DEMonstration ELectric PHOTovoltaic System (CNEN, 1980).

Il rapporto del Gruppo era stato revisionato dagli esperti del DOE-USA, in quanto tale organismo avrebbe dovuto partecipare alla realizzazione con il 50% dei finanziamenti in base a un accordo bilaterale Italia-USA. Tale accordo era stato stipulato in occasione della visita nel giugno 1980 del Presidente J. Carter, a cui era stato mostrato dal prof. U. Colombo il modello architettonico in scala del futuro impianto Delphos (vedi foto in figura 26).

L'elezione a novembre del 1980 del presidente Reagan e i tagli al programma fotovoltaico del DOE subito attuati dall'amministrazione repubblicana portarono alla revoca del finanziamento statunitense. Sembrò tuttavia che l'iniziativa potesse ugualmente proseguire con le risorse congiunte del CNEN e dell'ENEL, tanto che, nel 1981, il progetto di massima dell'impianto Delphos fu completato e presentato alla 15th IEEE Photovoltaic Specialist Conference congiuntamente dai rappresentanti dei due Enti, V. Albergamo e P. Bullo (Albergamo et al., 1981). La versione definitiva fissava la potenza dell'impianto a 1,12 MW_p, ma spostava la sua collocazione da Ustica alla località di Monte Aquilone, un'area vicina a Manfredonia in provincia di Foggia, soprattutto perché si era ritenuto più proficuo aggiungere al progetto l'opportunità di sperimentare il collegamento dell'impianto alla rete nazionale. Pertanto, all'inizio del 1982, la fase di fattibilità poteva considerarsi conclusa e si poteva dare l'avvio alle attività di realizzazione dell'impianto (le cui vicende saranno descritte nel seguito).

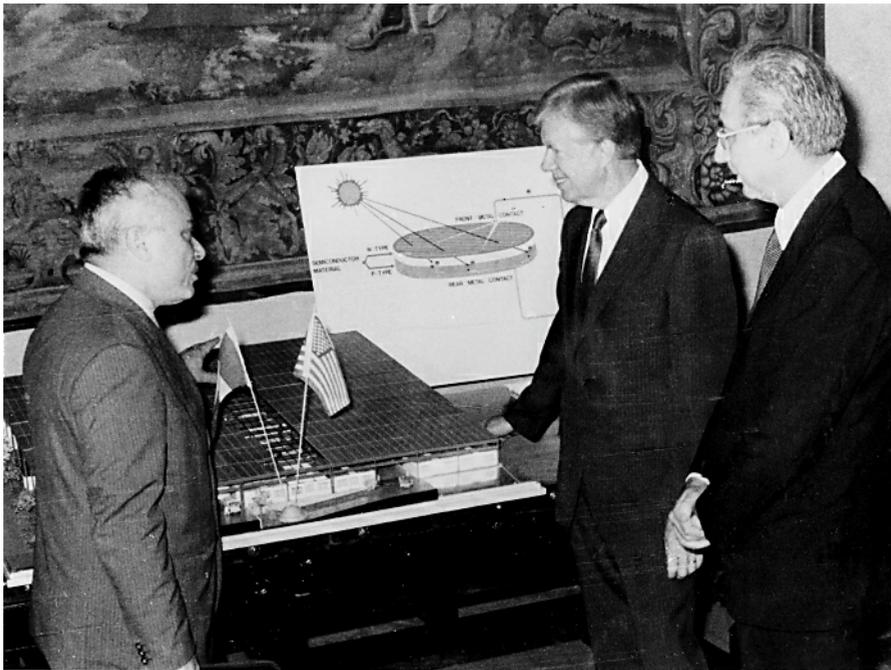


Fig. 26 – Il prof. Colombo mostra al presidente Carter e al presidente Cossiga il modello in scala dell’impianto Delphos (giugno 1980) (per concessione dall’archivio fotografico dell’ing. V. Albergamo, capo del Progetto Delphos)

■ **Commissione di Studio per la Fattibilità del Centro di Ricerche Fotovoltaiche (CRIF)**

Contemporaneamente ai lavori del Gruppo Fotovoltaico, l’autore, in rappresentanza del CNEN, ebbe numerosi incontri nel 1979–80 con il Sindaco di Napoli, con il Presidente della Regione Campania e alcuni membri della Giunta per valutare la possibilità di dare seguito, attraverso il coinvolgimento del CNEN, a un Protocollo d’Intesa già siglato tra la Montedison e la Regione. L’accordo, che era oggetto da anni di un vivace contenzioso sindacale, prevedeva la chiusura del Centro di produzione Montedison di Barra in cambio della realizzazione da parte di Montedison di un Centro di ricerche interdisciplinari a Portici nell’area di Granatello, dove esisteva un terreno di proprietà della Montedison che aveva ospitato in passato un impianto chimico, ormai dismesso e parzialmente demolito.

Nell’ambito dell’accordo con la Regione, la Montedison aveva indetto un concorso internazionale per la progettazione architettonica del Centro di ricerche interdisciplinari. Era risultato vincitore un progetto elaborato dallo Studio dell’architetto Vittorio Gregotti.

Il progetto prevedeva la costruzione di tre edifici interconnessi, dei quali il primo era già dedicato ad attività d'informatica di un consorzio formato tra ITALSIEL e Università di Napoli (CRIA) e il secondo alle ricerche di chimica delle plastiche per un altro consorzio (CRMP) da costituire tra Montedison, Alfa Romeo, Aeritalia, EFIM e Università di Napoli, mentre il terzo edificio non aveva ancora una specifica destinazione. Nel corso degli incontri con la Regione e con la Montedison si arrivò all'invito ufficiale al CNEN da parte della Regione per utilizzare questo terzo edificio come Centro per le Ricerche Fotovoltaiche. Per valutare l'offerta, che subito seguì da parte della Montedison, nel febbraio del 1981 il Direttore Generale del CNEN, ing. G. Franco, nominò ufficialmente una Commissione per lo Studio di Fattibilità del Centro Ricerche Fotovoltaiche. La Commissione era composta dal prof. G. Lanzavecchia del CNEN in qualità di presidente, dai proff. F. Califano, V. Silvestrini e F. Alfani dell'Università di Napoli, dai dipendenti del CNEN, ing. R. Cerchia, dott. D. Coiante, ing. R. Evangelisti, ing. L. Giaquinto, dott. A. La Croce e dott. C. Schonenberg e dal dott. R. Galli della Montedison.

Il compito della Commissione consisteva nel verificare sul piano tecnico se l'offerta della Montedison era adeguata alle esigenze del costituendo Centro per le Ricerche Fotovoltaiche del CNEN e sul piano economico quali erano i costi stimati da sostenere. Nell'ottobre del 1981 la Commissione chiuse i lavori con la presentazione di un rapporto conclusivo (Lanzavecchia, 1981), nel quale veniva confermata «la validità della scelta dell'area napoletana come sede del CRIF per la rilevanza del contesto culturale e scientifico e l'esistenza di infrastrutture e servizi necessari per la vita di un Centro, che opererà in un settore tecnologicamente avanzato e con vasti collegamenti internazionali». Inoltre veniva sottolineato il vantaggio di avere la « disponibilità immediata dell'area con concessione edilizia e quindi possibilità di iniziare i lavori di costruzione in tempi brevissimi ». Il numero dei ricercatori previsti a regime era di circa 60 su un totale di 130 addetti. Il costo di realizzazione dell'opera in moneta del 1981 era stato stimato in 14 miliardi di lire e i tempi di costruzione erano preventivati in 36 mesi dall'avvio del cantiere.

La Commissione individuava per il Centro alcune linee d'attività sui seguenti temi di ricerca, qui riportati in modo sommario:

- silicio amorfo idrogenato;
- semiconduttori composti (CdS, GaAs, CdTe, CuInSe₂ ecc.);
- silicio in fogli e nastri;
- tecnologie di realizzazione delle celle e dei moduli;
- sistemi fotovoltaici per la produzione di elettricità a basso costo;
- sistemi di acquisizione dati dagli impianti;
- banca dati degli impianti in esercizio.

Preso atto delle conclusioni della Commissione, il Consiglio d'Amministrazione dell'ENEA, (subentrato al CNEN nel marzo 1982) deliberò la costruzione del CRIF. A parziale modifica dello Studio di Fattibilità, la posizione del secondo edificio previsto in progetto, non fu mai occupata in quanto il Consorzio Montedison non riuscì a costituirsi. Si prese così la decisione di realizzare il terzo edificio, come costruzione a sé stante non collegata agli altri previsti dal Progetto Gregotti. Fu anche acquistata dal CNEN tutta l'area che rimaneva libera a Sud degli edifici, destinandola in parte a verde e in parte all'ampliamento della zona da dedicare alla sperimentazione in campo dei sistemi fotovoltaici.

Il CRIF divenne operativo fin dalla fase di cantiere iniziata alla fine del 1983, in quanto le prime strutture di ricerca e i primi ricercatori furono ospitati provvisoriamente all'interno di edifici prefabbricati posti accanto al cantiere. Ad esempio, nel 1986 fu messo in funzione nei locali provvisori un banco per la deposizione di silicio amorfo idrogenato e sue leghe e, a partire dall'avvio della centrale DELPHOS, cioè dall'agosto 1986, la sua gestione fu presa in carico dai ricercatori del CRIF di Portici (che ancora la gestiscono), anche se il Centro era in fase di costruzione. In pratica il CRIF era pienamente operativo nel 1988, ma l'inaugurazione ufficiale del Centro avvenne il 10 novembre del 1990 (vedi figura 27).

A dirigere il Centro fu chiamato il dott. Renato Gislon, che aveva diretto negli anni 70 e nei primi anni 80 il Laboratorio Tecnologie Elettroniche del CNEN, dove, come si è visto, avevano avuto luogo le prime ricerche nell'Ente sulle celle fotovoltaiche a impianto ionico.



Fig. 27
Il Centro per le
Ricerche
Fotovoltaiche
dell'ENEA a Portici
(Na)
appena completato

3.6 Le attività fotovoltaiche all'ENEA nel IV e V piano quinquennale (1980-84 e 1985-89)

Come si è visto, i primi due anni del IV Piano furono caratterizzati da una serie di vicende istituzionali e normative che investirono il CNEN fino al marzo del 1982, data di promulgazione della legge istitutiva dell'ENEA. Queste vicende ebbero notevoli ripercussioni sulla struttura operativa dell'Ente, che fu costretto a una serie di adeguamenti organizzativi con frequenti cambiamenti del diagramma organico. Senza entrare in questa tormentata vicenda per non annoiare il lettore, qui conviene focalizzare l'attenzione sulle principali attività e realizzazioni fotovoltaiche attuate nel corso del periodo 1980-89. L'accorpamento delle attività fotovoltaiche dei due piani quinquennali è suggerita dal fatto che per tutto il periodo le linee d'azione sono proseguite senza soluzione di continuità.

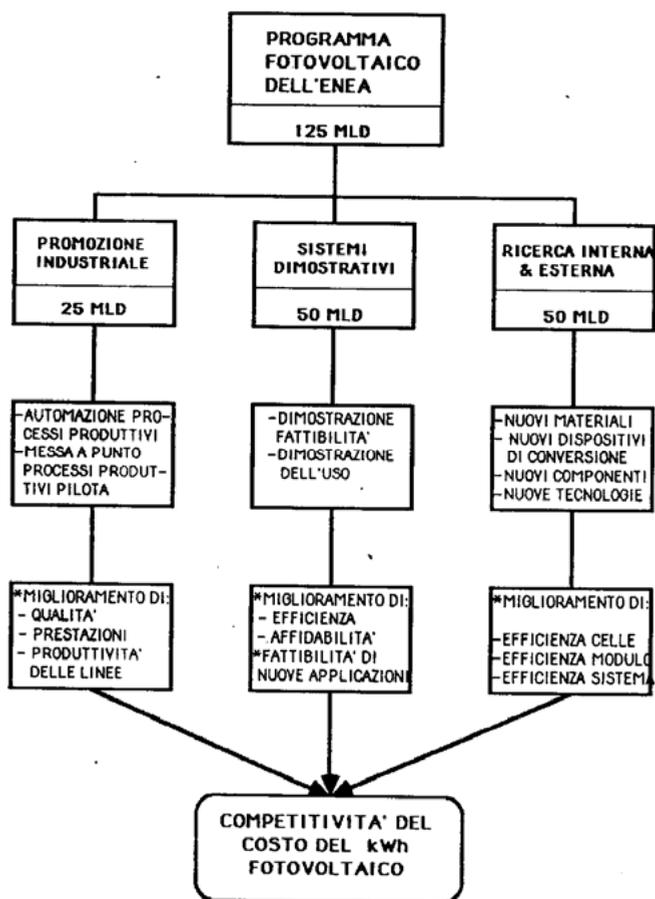


Fig. 28 – Schema del Programma Fotovoltaico dell'ENEA 1985-89 (fonte: archivio dell'autore)

Infatti allo scadere nel 1984 del IV Piano Quinquennale (il cui finanziamento di 57,5 miliardi di lire per il fotovoltaico è stato riportato nella tabella 11), nel 1985 il Parlamento approvò il V Piano Quinquennale dell'ENEA, che innalzava il finanziamento sul fotovoltaico a 125 miliardi di lire (valore della lira del 1985). Per grandi tratti, l'impegno finanziario era suddiviso sulle linee di attività secondo lo schema riassuntivo di figura 28, presentato al Consiglio d'Amministrazione, da cui è possibile evincere anche le singole attività finanziate.

Il programma era suddiviso secondo tre linee d'attività: una riguardava la promozione industriale ed era finanziata con 25 miliardi di lire, un'altra era rivolta alla realizzazione di sistemi dimostrativi con finanziamento di 50 miliardi e la terza, finanziata con 50 miliardi, era dedicata alla promozione delle ricerche fotovoltaiche, sia eseguite nei laboratori dell'ENEA, sia commissionate a istituti e laboratori esterni. I tipi di attività per ciascuna linea e gli obiettivi parziali che si voleva raggiungere erano anche dichiarati con il fine ultimo di avvicinare l'obiettivo finale, costituito dal raggiungimento della competitività economica del costo del kWh prodotto.

3.6.1 Azioni di ricerca per lo sviluppo del fotovoltaico

Seguendo, per quanto possibile, una linea cronistorica, si possono evidenziare le seguenti azioni:

■ **Stazione Sperimentale della Casaccia**

Le attività di monitoraggio degli impianti e di qualificazione dei moduli di produzione italiana, di cui si è detto sopra, sono continuate per la durata di tutto il IV e V Piano Quinquennale.

■ **Ricerche nei laboratori dell'ENEA e commesse di ricerca all'esterno**

Nei tre laboratori della Divisione Impianti Solari Fotovoltaici al CSN della Casaccia, costituiti in parte con personale del CNEN proveniente dalle attività nucleari e in parte con personale assunto negli anni 1982-84, furono avviati tre filoni di ricerca, uno riguardava le tecnologie delle celle fotovoltaiche al silicio e le relative tecniche di misura delle proprietà fisiche e optoelettroniche, un altro era centrato sulle tecnologie delle celle ad alta efficienza realizzate con i semiconduttori composti a partire con il GaAs e sue leghe con l'alluminio e infine il terzo era rivolto alle problematiche dei sistemi fotovoltaici con particolare attenzione ai componenti cosiddetti di bilancio di sistema (*balance of system*), cioè alle apparecchiature elettroniche dedicate al condizionamento della potenza generata al fine della sua utilizzazione ottimale da parte del carico o della sua immissione in rete.

A titolo di esempio si può citare la realizzazione nel 1986 delle prime celle ad arseniuro di gallio ottenute con la tecnica della epitassia da fase liquida, di dimensioni (2×2) cm² con efficienza, in condizioni normali, che aveva raggiunto nel 1987 un valore del 21% (Garozzo et al., 1988).

La figura 29 mostra una fotografia di una cella fabbricata al Centro Ricerche della Casaccia nel 1987 con il processo di deposizione LPE (Liquid Phase Epitaxy = Epitassia da Fase Liquida) da 4 cm², efficienza a 1 sole pari al 21%. Si noti il supporto in lastra di rame a cui è incollata la cella, predisposto per il montaggio sul sistema di dissipazione del calore, che si produce quando la cella è posta sotto condizioni di illuminazione concentrata.

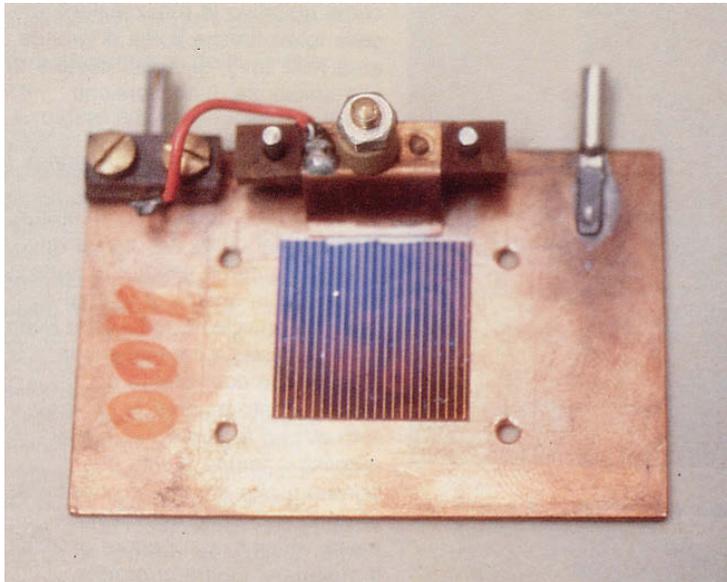


Fig. 29 – Cella fotovoltaica a GaAs realizzata alla Casaccia nel 1987
(fonte: ENEA, depliant “I laboratori fotovoltaici dell’ENEA”, Roma 1988)

Accanto alle attività condotte in proprio, i laboratori si occuparono della promozione delle ricerche esterne all’ENEA gestendo le commesse di ricerca sui temi d’interesse dei laboratori, attività che vennero affidate a organismi esterni, sia a gruppi di ricerca dell’Università, sia a laboratori industriali, dove preesistevano competenze specialistiche già qualificate dal PFE1.

A partire dal 1983 queste commesse esterne passarono sotto la responsabilità del Progetto Sviluppo delle Tecnologie Fotovoltaiche, nel quale furono aggregate tutte le attività promozionali, sia della ricerca, che dello sviluppo industriale.

A titolo di esempio delle ricerche promosse in quel periodo si può citare

l'attività sui sistemi termofotovoltaici affidata al gruppo del Politecnico di Torino della prof. Francesca Demichelis e a quello dell'Università di Napoli del prof. G. F. Vitale (Bellone et al., 1985), lo sviluppo di *inverters* ad alto rendimento a GTO (Gate Turn Off thyristors) affidato all' ANSALDO, lo sviluppo del silicio policristallino *solar grade* affidato al prof. Sergio Pizzini della Heliosil (una società sussidiaria dell'Agip creata ad hoc e poi integrata nella PRAGMA), lo sviluppo delle resine acriliche per l'impiantamento delle celle in sostituzione del vetro affidata alla Montedison. Per una rassegna più dettagliata delle attività promozionali sulla ricerca e sullo sviluppo industriale conviene far riferimento alla tabella 14 della sezione seguente dedicata alle attività fotovoltaiche del PFE2, che furono gestite dall'ENEA nell'ambito dell'accordo con il CNR.

3.6.2 Impianti fotovoltaici dimostrativi: Verona, Giglio, Delphos

■ Impianti Pilota della CEE in Italia

Come si è visto, la CEE negli anni 1979-80 mise a punto una gara d'offerta per la realizzazione di una serie d'impianti fotovoltaici pilota in quei paesi della comunità che erano disposti a completare con risorse proprie i fondi messi a disposizione dalla Commissione Europea in misura pari al 50% del costo d'impianto. Alla gara avevano risposto alcune Regioni italiane, come la Sicilia, la Puglia, la Toscana e il Veneto, dichiarando la loro disponibilità a ospitare gli impianti e a finanziare in parte la loro realizzazione. In generale, però, la quota di partecipazione finanziaria non copriva il 50% mancante e per giunta le Regioni non erano in grado di ricoprire i ruoli di *main contractor e project leader* che erano richiesti dalla CEE a fronte dell'erogazione dei finanziamenti. Per gli impianti della Sicilia, che furono localizzati uno ad Adrano per 40 kW_p e l'altro da 80 kW_p nell'isola di Vulcano, si era offerto l'ENEL per coprire parte dei costi mancanti e soprattutto per gestire i relativi contratti durante la costruzione e l'esercizio successivo degli impianti, la cui storia verrà accennata più avanti.

Per la Puglia, l'impianto da 65 kW_p, destinato ad alimentare un dissalatore a osmosi inversa, era localizzato all'isola di San Nicola alle Tremiti. I fondi complementari a quelli della CEE furono reperiti nel bilancio regionale, mentre la realizzazione e l'esercizio erano affidati a un consorzio d'impresa capeggiato dalla società privata Italenergie di Sulmona, di cui facevano parte la Tecmar e la Rossetti. I moduli fotovoltaici furono forniti dalla Siemens e dall'Ansaldo. L'impianto fu inaugurato nel luglio 1984.

Infine, per gli ultimi due impianti, prima dell'intervento del CNEN nel 1980, la situazione era bloccata in quanto non si erano reperiti i finanziamenti aggiuntivi per il completamento dei progetti. Gli impianti erano destinati, uno all'isola del Giglio nell'arcipelago toscano per 45 kW_p e l'altro a Boscohiesanuova nella Lessinia, in località Zambelli, vicino a Verona, per 70

kW_p. L'intervento del CNEN sbloccò la situazione con la partecipazione, sia finanziaria, sia tecnica, alla realizzazione degli impianti, tanto che nel 1981 poté essere avviata da parte della CEE la fase esecutiva e all'inizio del 1982 si avviarono i rispettivi cantieri.

Impianto Zambelli di Verona

L'impianto Zambelli di Verona da 70 kW_p, mostrato nella foto di figura 30, fu inaugurato il 7 luglio del 1984. Esso era dedicato ad alimentare le pompe di sollevamento dell'acqua di una stazione dell'acquedotto della Lessinia. Fu realizzato con 1.296 moduli fotovoltaici da 57 W_p ciascuno, fatti con celle a silicio monocristallino di produzione della Pragma. Il CNEN, oltre a completare il finanziamento del progetto con una partecipazione di circa il 22,5%, si assunse l'incarico di affiancare l'Azienda Generale Servizi Municipali di Verona nella stesura del progetto tecnico definitivo e nella realizzazione dell'impianto, avvenuta a partire dal 1983 fino alla sua inaugurazione. A partire da questa data, la proprietà dell'impianto passò all'AGSM che assunse in carico il suo esercizio con l'obbligo di fornire all'ENEA tutti i dati di funzionamento rilevati durante la fase operativa.



Fig. 30 – Impianto fotovoltaico Zambelli di Verona realizzato da CEE, ENEA, Regione Veneto, AGSM e Pragma SpA (1984)
(fonte: depliant “Progetto Zambelli”, Dir. Centrale Relazioni dell’ENEA)

Impianto di Isola del Giglio

La centrale fotovoltaica di Isola del Giglio, di cui la figura 31 mostra una veduta fotografica, fu inaugurata nel luglio 1984. Essa era costituita inizialmente da due impianti separati. Uno, della potenza di 30 kW_p, aveva la funzione di alimentare il sistema di raffreddamento di un magazzino frigorifero per derrate alimentari e l'altro, da 15 kW_p, doveva servire per il funzionamento di uno sterilizzatore a ozono per l'acqua dei pozzi prima che essa venisse immessa nell'acquedotto dell'isola. La centrale, che era stata realizzata con il concorso della CEE, della Regione Toscana, del Comune di Isola del Giglio e dell'ENEA, era stata costruita dalla Pragma SpA in associazione temporanea con la Oto Melara e la Nuovo Pignone, utilizzando 864 moduli da 57 W_p ciascuno prodotti dalla Pragma con celle al silicio monocristallino. Trattandosi di una centrale del tipo *stand alone*, l'impianto era dotato di un sistema di accumulo dell'energia in un banco di accumulatori elettrochimici della capacità di 36.000 Ah alla tensione totale di 240 volt. L'energia accumulata forniva all'impianto un'autonomia di 4 giorni in assenza completa di sole. La gestione della centrale fu assunta dall'ENEA, che aveva anche l'obbligo contrattuale di fornire i dati di esercizio alla CEE.



Fig. 31 – Veduta d'insieme della centrale fotovoltaica dell'Isola del Giglio. Si noti a sinistra del campo fotovoltaico il magazzino frigorifero e al centro sotto la collina l'edificio di copertura del pozzo (foto da archivio dell'autore, 1984)

Dopo un anno di funzionamento l'impianto chimico di ozonizzazione dell'acqua dei pozzi fu messo fuori uso dalla corrosione, causata dal fatto che i pozzi, anticamente appartenenti alla miniera di pirite abbandonata nel sottosuolo, vennero contaminati dalle infiltrazioni di acido nitrico, probabilmente proveniente dai residui degli esplosivi lasciati nei depositi allagati della miniera. Essendo l'acqua dei pozzi divenuta inutilizzabile perfino per gli usi sanitari, si decise di abbandonare l'esperimento di sterilizzazione e di aggiungere i 15 kW_p fotovoltaici a quelli del magazzino frigorifero, utilizzando questa potenza aggiuntiva per incrementare la capacità di accumulo elettrochimico, onde rendere più affidabile il funzionamento della refrigerazione. Dopo tale modifica, la centrale fu esercitata dall'ENEA e il frigorifero fu assegnato dal Comune per l'uso ad alcuni operatori commerciali. L'esercizio durò per circa 10 anni, cioè fino a quando la nuova amministrazione comunale decise di recuperare il terreno dell'impianto per destinarlo ad altre attività. All'atto dello smantellamento, i moduli fotovoltaici si mostravano in larga parte ancora perfettamente funzionanti e, pertanto, furono reimpiegati dai ricercatori del Centro di Portici per altri esperimenti, che sono tutt'ora in corso.

■ **Impianto Delphos e Stazione Sperimentale di Monte Aquilone**

Terminato lo studio di fattibilità, nel 1982, iniziò l'attività per il progetto esecutivo del Delphos, che fu affidato dall'ENEA all'ing. Vittorio Albergamo. In questa fase l'ENEL decise il disimpegno dall'impresa. Il Consiglio d'Amministrazione dell'ENEA, preso atto di questa decisione, il 27/4/1983 deliberò la prosecuzione del progetto con costi a totale carico dell'Ente, suddividendo però l'impianto in quattro sezioni da 300 kW_p ciascuna e la realizzazione in fasi successive. La prima sezione della centrale Delphos, mostrata in figura 32, fu pertanto realizzata nel sito di Monte Aquilone a partire dal 1985. Essa entrò in servizio il 22 agosto 1986 (Albergamo, 1987) e fu inaugurata ufficialmente il 13 dicembre dello stesso anno (vedi foto in figura 33).

Le principali caratteristiche dell'impianto da 300 kW_p, che all'epoca aveva dimensioni pari alla più grande centrale europea (quella della EEC di Pellworm, vedi programma fotovoltaico EEC), sono riassunte nella tabella 13. Si noti nella fotografia la dimensione della tensiostruttura di sostegno dei moduli fotovoltaici in rapporto con quelle del pullman dei visitatori nell'angolo in basso a destra.

Accanto all'impianto Delphos fu realizzato un edificio destinato a ospitare un centro di diffusione delle informazioni sulla tecnologia degli impianti fotovoltaici e un laboratorio in appoggio alla gestione locale delle esperienze condotte sugli impianti. L'intera area di Monte Aquilone fu attrezzata per ospitare gli esperimenti da condurre sugli impianti fotovoltaici di scala significativa, fino a divenire una vera e propria sede distaccata dell'ENEA

dedicata alle ricerche sul campo dei sistemi solari e alla diffusione delle informazioni sulla tecnologia fotovoltaica.



Fig. 32 – Prima sezione dell’impianto Delphos da 300 kW_p a Monte Aquilone (FG) (dal depliant: “I laboratori fotovoltaici dell’ENEA”, Ed. ENEA, Dir. Centrale Relazioni, Roma, Luglio 1987)



Fig. 33 – Il presidente dell’ENEA, prof. Umberto Colombo, parla all’inaugurazione dell’impianto Delphos alla presenza del ministro dell’Industria, Valerio Zanone (posto alla sua sinistra, mentre si nota in primo piano il capo progetto, ing. Vittorio Albergamo e all’estrema sinistra il direttore del Dipartimento Fonti Rinnovabili, ing. Giuseppe Bianchi) (dall’archivio dell’ing. Albergamo)

Tab. 13 – Principali caratteristiche della prima sezione dell’impianto DELPHOS

Blocco N.	6 (Helios Technology)	5 (Pragma)	4-3 (Pragma)	2-1 (Ansaldo)	Totale
Potenza (kW _p)	64,8	47,8	48,2 x 2	49,4 x 2	308
Numero moduli	720	720	1.440	2.880	5.760
Potenza modulo (W _p)	90,0	66,4	67,0	34,3	/
Efficienza modulo (%)	10	7,5	7,6	7,7	/
Materiale celle	Silicio mono	Silicio mono	Silicio poli	Silicio poli	/
Forma celle (dimensione, in cm)	Quadrata (10)	Circolare (10)	Quadrata (10)	Quadrata (10)	Quadrata (10)
Numero celle	72 (a modulo)	72 (a modulo)	72 (a modulo)	36 (a modulo)	311.000
Area modulo (cm x cm)	130 x 68	130 x 68	130 x 68	130 x 34	3.819 m ²
Inclinazione dei moduli rispetto al piano orizzontale					20°
Area struttura di sostegno					4.374 m ²
Resa energetica netta (dal sole alla rete) misurata il primo anno di funzionamento					6,3%

Fonte: “L’impianto fotovoltaico Delphos”, ENEA, Depliant Illustrativo, Dir. Centrale Relazioni, Roma, 5/1988

3.6.3 Altri impianti dimostrativi dell’ENEA

A partire dalla seconda parte del IV Piano quinquennale, furono realizzati alcuni impianti minori, che tuttavia, per amore di completezza, conviene ricordare.

Tormancina

Anche se questo impianto non fu realizzato letteralmente dall’ENEA, tuttavia esso può essere annoverato tra le iniziative dell’Ente perché nel 1980, quando fu richiesto il suo intervento, le apparecchiature si trovavano in uno stato di blocco. Si trattava di un impianto di pompaggio dell’acqua per usi agricoli situato presso l’Istituto Sperimentale per la Meccanizzazione Agricola del Ministero per l’Agricoltura in località Tormancina, sulla via Salaria nei pressi di Roma. L’impianto era costituito da due sezioni di pompaggio, una realizzata con collettori solari termici, che alimentavano una pompa solare meccanica a ciclo termodinamico, mentre la seconda sezione era costituita da un generatore fotovoltaico da 3 kW_p, fatto con 150 moduli di produzione Ansaldo tipo AP20 (celle tonde al silicio monocristallino da 7,6 cm di diametro), che alimentavano mediante un *inverter* elettronico trifase una pompa elettrica sommersa da 2 HP. La realizzazione era stata effettuata durante l’attività del PFE1, ma nel 1980 l’impianto era pressoché abbandonato. L’intervento dei tecnici dell’ENEA riportò la stazione di pompaggio in attività e si poterono cominciare ad acquisire i dati di funzionamento comparato tra il sistema di

pompaggio solare classico a ciclo termodinamico e quello elettromeccanico alimentato dall'impianto fotovoltaico. L'esperienza, condotta per qualche anno, permise di raggiungere la convinzione della superiorità tecnica del pompaggio fotovoltaico e, pertanto, la pompa solare fu smantellata, mentre l'impianto fotovoltaico fu passato in carico ai ricercatori del Ministero dell'Agricoltura, che avevano collaborato durante l'esperienza e avevano raggiunto la capacità tecnica di proseguire la gestione.

Generatori fotovoltaici per le stazioni sismometriche

Nel corso del 1979 furono acquistati tre impianti da circa 1 kW_p ciascuno da destinare all'alimentazione elettrica delle apparecchiature sismometriche automatiche di tre stazioni remote della rete di rilevamento del CNEN. I tre impianti fotovoltaici erano stati forniti rispettivamente dall'Ansaldo, dalla SOLARIS e dalla statunitense ARCO SOLAR, in modo da poter verificare il comportamento dei prodotti italiani in confronto con la tecnologia ormai consolidata della ARCO. L'assemblaggio e il collaudo tecnico avvennero nel 1980 e le tre stazioni furono affidate ai ricercatori del laboratorio Misure Sismiche, che le collocarono in località remote dove esse dimostrarono la loro adeguatezza durante il primo periodo di funzionamento.

Purtroppo una serie di vandalismi e furti di apparecchiature costrinse a interrompere l'esperienza sul territorio e a condurlo in forma ridotta con una sola stazione collocata all'interno del CSN-Casaccia.

Impianto fotovoltaico-eolico di Monte Cavallo

Si trattava di un sistema misto fotovoltaico-eolico per l'elettificazione del rifugio appenninico del valico di Monte Cavallo nell'Appennino tosco-emiliano (figura 34).



Fig. 34 – Impianto fotovoltaico di Montecavallo da 1 kW_p (1986)
(fotografia concessa gentilmente dal Sig. Luciano Parisi Presicce, responsabile per l'ENEA dell'impianto)

Il generatore fotovoltaico, di produzione HELIOS Technology, aveva una potenza di 1 kW_p e l'aerogeneratore monopala MP3, di produzione Riva-Calzoni, sviluppava 3 kW. La figura 34 mostra l'impianto nell'ottobre del 1986 quando era in corso la riparazione dell'aerogeneratore, il cui rotore era stato danneggiato da una tempesta di vento (nella foto si nota la mancanza della pala e si vede solo l'alloggiamento del rotore in cima al palo).

Impianto di Castel Porziano

Era costituito da un generatore fotovoltaico da 1,3 kW_p montato su una tettoia in prossimità di un piccolo edificio di servizio distaccato nel bosco della tenuta della Presidenza della Repubblica di Castel Porziano (figura 35). I 32 moduli fotovoltaici erano raggruppati in 4 blocchi rispettivamente 2 di produzione Helios Technology, 1 di produzione Pragma e 1 di produzione Ansaldo. L'impianto fu messo in funzione nel 1986. Esso serviva a fornire l'illuminazione dell'edificio e ad alimentare una piccola pompa sommersa da 570 W necessaria a sollevare per circa 35 m l'acqua dalla falda sotterranea e portarla a una distanza di circa 80 m dal pozzo fino a un abbeveratoio per gli animali domestici e selvaggi che popolano la tenuta. Per garantire un funzionamento ininterrotto per due giorni, anche in assenza completa di sole, era presente un sottosistema di accumulo elettrochimico costituito da 4 batterie al piombo-acido di capacità complessiva di 2,4 kWh.



Fig. 35 – Pannello fotovoltaico dell'impianto di Castel Porziano. Si può vedere l'alloggiamento degli apparecchi elettronici di controllo della potenza e degli accumulatori collocato al riparo sotto la tettoia che sostiene i moduli fotovoltaici

Impianti di elettrificazione dei rifugi alpini Biasi e Valmartello

Nei primi giorni di agosto del 1988 furono inaugurati due impianti fotovoltaici dedicati all'alimentazione elettrica dei rifugi Gino Biasi e Valmartello, situati entrambi in Alto Adige rispettivamente sul ghiacciaio della Val Ridanna a 3.200 m di altitudine e sul valico di Valmartello a 2.610 m di quota nel Parco Nazionale dello Stelvio (figura 36). Gli impianti erano stati realizzati con i contributi di diversi organismi, come l'ENEA, la Provincia Autonoma di Bolzano, il Ministero della Difesa Esercito, il Club Alpino Italiano e quello del Sud Tirolo, l'Azienda Elettrica di Bolzano e di Merano, il Centro per le Ricerche sulle Energie Rinnovabili di Verona e la AGSM di Verona, che si era assunta anche l'onere dell'esercizio dei due impianti e la fornitura dei dati di funzionamento all'ENEA.

L'impianto del rifugio Biasi era realizzato con un generatore fotovoltaico da 48 moduli di produzione della ITALSOLAR (una società costituita al 50% tra ANSALDO e PRAGMA) per una potenza totale di 3,3 kW_p, collegato a un adeguato sistema di accumulo in batterie elettrochimiche, che permetteva al rifugio di essere dotato d'illuminazione elettrica, di acqua corrente e di una radio ricetrasmittente, con autonomia di circa 5 giorni in assenza di sole.

L'impianto del rifugio di Valmartello comprendeva un generatore fotovoltaico da 3,5 kW_p, costituito per metà da moduli fotovoltaici di produzione ANSALDO e per metà da moduli della HELIOS Technology. Anche in questo caso era presente un sottosistema di accumulo elettrochimico, che alimentava attraverso un *inverter* a 220 V in corrente alternata tutti i servizi del rifugio, cioè illuminazione, frigorifero, freezer, con autonomia di 5 giorni.



Fig. 36 – Impianti fotovoltaici dei rifugi alpini Biasi (a sinistra) e Valmartello
(foto da archivio dell'autore, 1988)

Impianti di Cetona e Sovana

Si trattava di due impianti fotovoltaici (vedi figura 37), inaugurati nel giugno 1988 e destinati alla illuminazione notturna dei due siti archeologici toscani, quello delle grotte “Belvedere” di Cetona e quello della tomba di Ildebranda di Sovana (Barra et al., 1991a). Entrambi gli impianti erano stati realizzati dalla Società Italsolar (Ansaldo-Agip) e avevano rispettivamente una potenza di 20 kW_p e 7,5 kW_p.

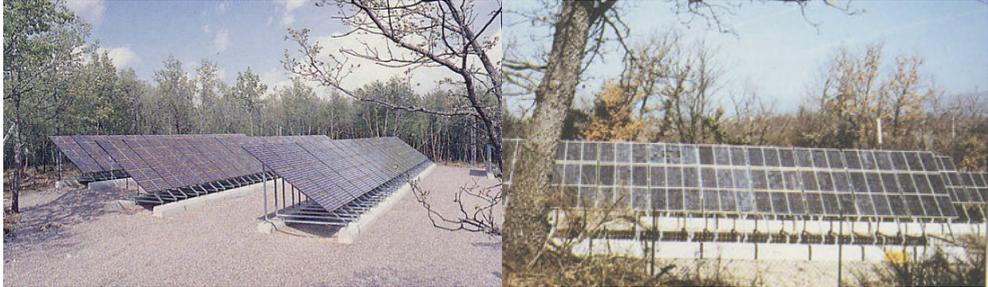


Fig. 37 – Impianto fotovoltaico delle grotte “Belvedere” di Cetona, a sinistra, e quello della tomba di Ildebranda, a destra (giugno 1988) (foto dai depliant Italsolar stampati per l’inaugurazione avvenuta l’11/6/1988)

Illuminazione della pista di atterraggio dell’aeroporto di PISA

Questo progetto costituiva il prototipo di un impianto fotovoltaico destinato a rendere praticabili di notte le piste di atterraggio di aeroporti minori, in località non servite dalla rete elettrica (piccole isole, villaggi isolati, ecc.). Ciascuna lampada da 40 W, sistemata al bordo della pista, era alimentata da un sistema autonomo, costituito da due moduli fotovoltaici da 45 W_p e un gruppo di batterie a 12 Vdc, che fornivano pure l’energia per il sistema radio rice-trasmittente di accensione della lampada su comando a distanza (Barra et al., 1991c). L’impianto era composto da 66 gruppi d’illuminazione per una potenza fotovoltaica totale di circa 6 kW_p. Esso fu realizzato in collaborazione con l’ENEA con moduli e sistema messi a punto dalla Italsolar ed entrò in esercizio nel 1989. La figura 38 mostra due illustrazioni dell’impianto.

3.6.4 Ricerche fotovoltaiche del PFE2

Il 22/12/1982, fu approvato dal CIPE il Progetto Finalizzato Energetica 2 (PFE2) del CNR, destinato a dare un seguito di nuove iniziative per il quinquennio 1983–87 alle attività ormai concluse del PFE1. Per evitare possibili sovrapposizioni con i programmi dell’ENEA, fu stipulata una convenzione per la gestione unificata del progetto da parte di un comitato misto formato da personale appartenente ai due enti.

Fig. 38 – Impianto fotovoltaico per l’illuminazione notturna dell’aeroporto di Pisa. Sotto sono visibili in dettaglio i blocchi di alimentazione di ciascuna lampada



Il coordinamento del PFE2 fu affidato al prof. Giacomo Elias e il tema fotovoltaico al prof. Francesco Califano, coadiuvato da un gruppo di esperti dei due Enti, tra i quali era presente per l’ENEA l’autore di queste note. Il controllo tecnico di tutte le attività fotovoltaiche fu affidato all’ENEA in modo da armonizzare i contenuti dei diversi contratti da avviare con quelli già in corso del Progetto Fotovoltaico dell’Ente. Per amore di sintesi, si riporta nella tabella 14 soltanto l’elenco sommario delle attività PFE2 a contratto di ricerca con gli istituti pubblici. Analogamente, nella tabella 15 sono raggruppate tutte le commesse di promozione industriale e i relativi importi. È indicato anche il ricercatore proponente, responsabile del contratto e l’importo dello stesso in milioni di lire del 1984. Come si può notare scorrendo l’elenco, il PFE2 dedicò nel 1984 alle iniziative fotovoltaiche la somma totale di 1.639,65 milioni di lire, che, rapportata a quella di 1.500 milioni spesi dal PFE1 nel biennio 1978–79, può sembrare insufficiente, visto il tasso d’inflazione a due cifre dell’epoca. Bisogna però ricordare che simultaneamente al PFE2 era in atto il IV Piano Quinquennale dell’ENEA, che aveva dedicato al fotovoltaico circa 57 miliardi di lire. In pratica i finanziamenti del PFE2 furono destinati a coprire quelle attività residuali che non avevano potuto essere accolte all’interno del Piano dell’ENEA.

Tab. 14 – Contratti di ricerca del PFE2 sul fotovoltaico nel 1984

Contratti con Istituti CNR	Responsabile	Importo totale (ML 1984)
IRTEC – FAENZA Sviluppo substrati e crogioli ceramici per realizzazione silicio a basso costo	Prof. P. Vincenzini	20
CENTRO STUDI CHIMICA PLASMI – BARI Deposizione films silicio intrinseco e drogato da plasmi reattivi e caratterizzazione chimica strutturale	Prof. F. Cramarossa	40
LAMEL – BOLOGNA - Sperimentazione processo impianto ionico e impulsi d'energia, atto alla fabbricazione di celle solari al silicio di alta efficienza e basso costo - Studio architettura dei sistemi, realizzazione prototipi e analisi	Prof. F. Zignani Prof. G. Cardinali	120 85
Contratti con Università	Responsabile	Importo totale (ML 1984)
ISTITUTO FISICA – MODENA - Metallizzazione di celle Al-Si con paste serigrafiche - Tecniche caratterizzazione silicio di grado solare	Prof. A. Alberigi Quaranta	60
ISTITUTO ELETTRTECNICO – NAPOLI Tecniche elettroniche caratterizzazione materiali semiconduttori e celle fotovoltaiche	Prof. G. F. Vitale	46
ISTITUTO DI FISICA – PARMA Preparazione prototipi celle solari a film sottili di semiconduttori composti (CdTe, GaAs,) su substrati di basso costo	Prof. N. Romeo	47
Dip. FISICA – PAVIA Messa a punto tecniche modulazione proprietà ottiche del silicio policristallino	Prof. A. Stella	20
Dip FISICA – ROMA - Silicio amorfo idrogenato e leghe per celle fotovoltaiche - Stati elettronici ai bordi di grano del silicio policristallino ed effetto dell'idrogenazione	Prof. A. Frova	130

(la tabella continua alla pagina successiva)

Tab. 14 – Contratti di ricerca del PFE2 sul fotovoltaico nel 1984

(continua dalla pagina precedente)

Contratti con Università	Responsabile	Importo totale (ML 1984)
Istituto Struttura Materia – MESSINA - Studio proprietà ottiche ed elettroniche di film drogati - Realizzazione di dispositivi a giunzione p-n a barriera Schottkey	Prof. V. Grasso	28
Dip. FISICA – BARI Caratterizzazione fisica di film di silicio amorfo e realizzazione di giunzioni	Prof. R. Murri	40
Dip. FISICA – LECCE Studio caratteristiche di giunzione e dei parametri dei portatori in dispositivi fotovoltaici a film di a-Si:H ₂	Prof. S. Galassini	20
Dip. ELETTRONICA – BOLOGNA Analisi e simulazione di un sistema fotovoltaico per il pompaggio	Prof. P. U. Calzolari	30
Istituto ELETTROTECHNICA – L'AQUILA Modelli matematici simulazione sistemi isolati e connessi alla rete	Prof. M. Carlevaro	20
Istituto FISICA – TORINO Silicio amorfo idrogenato mediante "PECVD"	Prof. C. Manfredotti	20
Dip. CHIMICA FISICA – MILANO Celle fotoelettrochimiche a giunzione semiconduttore/elettrolita, calcogenuro o ossido	Prof. L. Peraldo Bicelli	30
Dip. CHIMICA FISICA – ROMA Proprietà di celle solari fotoelettrochimiche rigenerative	Prof. B. Scrosati	30
CHIMICA INDUSTRIALE – MESSINA Fotoelettrolisi: produzione energia elettrica e/o idrogeno per decomposizione fotoassistita di acqua all'interfaccia semiconduttore/elettrolita (T ₂ O ₂ o Fe ₂ O ₃)	Prof. N. Giordano	25
TOTALE PROMOZIONE RICERCA PUBBLICA		811

Fonte: archivio dell'autore

Tab. 15 – Commesse di R&S del PFE2 verso l'industria fotovoltaica nel 1984

Industrie e altri enti	Responsabile di contratto	Importo (ML 1984)
CESEN (ANSALDO) – GENOVA Ottimizzazione dell'architettura di sistemi misti fotovoltaico + eolico e/o idraulico con modelli simulazione dinamica	Ing. R. Floris	30
ANSALDO – GENOVA Studio e messa a punto paste serigrafiche a base di metalli per contattatura delle celle di Si semicristallino	Dott. P. E. Zani	45,396
AGIP NUCLEARE – ROMA HELIOSIL – MILANO ASSORENI – ROMA Preparazione e caratterizzazione di silicio policristallino drogato con impurezze metalliche	Prof. S. Pizzini	150
CISE – MILANO - Sviluppo processi più economici per fabbricazione celle fotovoltaiche a GaAs - Tecniche foto acustiche per caratterizzazione di celle fotovoltaiche a Si amorfo	Dott. C. Floris	110
PRAGMA – ROMA - Contatti in celle solari al Si mediante serigrafia con paste a base di metalli non pregiati - Inverter a frequenza variabile per accoppiamento diretto moduli fotovoltaici-motopompa a.c.	Dott. D. Margadonna	80
AGIP NUCLEARE – ASSORENI ROMA Preparazione e caratterizzazione di celle solari ad area estesa da Si amorfo e sue leghe	Dott. G. Missoni	190
SEI – PRATO (FI) Sviluppo moduli ad alta affidabilità con nuovi polimeri (EVA) e sorgenti termiche a microonde	Ing. F. Pulcinelli	20
FOND. U. BORDONI – ROMA Laser annealing di film di Si amorfo	Prof. B. Daino	22
GAMFIOR – TORINO Utilizzazione tecnologie azionamenti brushless per rettificatrici (1)	Dott. C. Fiorito	75,140
SIATEM – PADOVA Conversione statica di frequenza mediante tiristori GTO (1)	Dott. C. Di Pieri	33,150
Elettronica SANTERNO – BOLOGNA Convertitore a transistori di potenza per il comando di motori c.c. gestito da microprocessore per riduzione delle armoniche ¹	Dott. S. Zanarini	72,960
TOTALE PROMOZIONE INDUSTRIALE SUL FOTOVOLTAICO		828,646

¹ Sottoprogetto Energia Elettrica: d'interesse per i sistemi fotovoltaici gestita dal Progetto Fotovoltaico ENEA

Fonte: archivio dell'autore

3.6.5 Attività dell'ENEA per la promozione dell'industria fotovoltaica

Le principali attività di promozione industriale dell'ENEA durante il IV e V Piano quinquennale furono ispirate alla soluzione dei problemi di sviluppo, che si vedevano sorgere all'orizzonte a causa dell'approccio concettuale adottato per il fotovoltaico come fonte di energia. Tali problemi si ponevano come vere e proprie barriere per la crescita della diffusione dei sistemi fotovoltaici. Ad esempio, la strategia di sviluppo basata sull'apprendimento economico del mercato comportava la disponibilità a basso costo dei materiali fotovoltaici nelle grandi quantità compatibili con la diffusione degli impianti su larga scala. In questo contesto, l'ipotesi di continuare ad usare le fette dei monocristalli di silicio di grado elettronico per realizzare le celle avrebbe portato presto alla conflittualità con il mercato dei componenti elettronici. Infatti, pur essendo il silicio disponibile in natura in quantità praticamente illimitate e pur essendo enormi le quantità di silicio puro di grado metallurgico annualmente prodotte dall'industria, la quantità di silicio purissimo, cosiddetto di grado elettronico, che era disponibile sul mercato sotto forma di lingotti monocristallini, era piccola, essendo commisurata al consumo di tale materiale da parte dell'industria elettronica. Esisteva tuttavia un piccolo margine con il quale era stata soddisfatta la domanda della nascente industria fotovoltaica. A parte gli alti prezzi che accompagnavano la scarsità della risorsa che di per sé già costituivano un problema, un grande sviluppo dei sistemi fotovoltaici avrebbe inevitabilmente incontrato un limite nella disponibilità del silicio. Tutte le analisi concordavano sul fatto che, a breve scadenza, si sarebbe verificata una crisi nella disponibilità sul mercato di questo materiale (*shortage* del silicio). Il programma di promozione industriale dell'ENEA cercò di affrontare questo problema alla base, mobilitando tutte le competenze nazionali esistenti sull'argomento. In particolare, furono avviate le seguenti attività:

Un contratto con l'Italsolar (Agip) per lo sviluppo del silicio policristallino di grado solare.

L'attività prevedeva una prima fase con la messa a punto del processo di cristallizzazione colonnare del silicio fuso proveniente dagli scarti dei monocristalli usati nell'industria elettronica, reperibili sul mercato USA. Il silicio policristallino ottenuto in un blocco di grandi dimensioni poteva essere tagliato in parallelepipedi a sezione quadrata da 12 cm di lato in modo da ottenere con tagli successivi direttamente le fette per fabbricare le celle fotovoltaiche. L'obiettivo del contratto mirava all'abbassamento del costo del materiale in modo da ridurre il costo finale delle celle. L'obiettivo di questa prima fase fu conseguito in pieno e l'Italsolar (ex Pragma) realizzò nello stabilimento di Nettuno una linea industriale per la produzione del silicio policristallino di grado solare per le proprie esigenze di fabbricazione delle celle fotovoltaiche, di cui la figura 39 mostra un esemplare (Acciarri et al., 1995).

Fig. 39 – Cella di dimensioni (12 x 12) cm² al silicio policristallino di grado solare ottenuta dalla Pragma con il metodo del *casting* da scarti di silicio di grado elettronico



L'impianto di *casting* del silicio è stato in funzione fino al 2003 a Nettuno e successivamente è stato spostato in Cina, dove l'EniTecnologie (già Pragma, Italsolar) ha formato una Joint Venture per la produzione del silicio semicristallino e delle celle fotovoltaiche.

La seconda fase del contratto affrontava la tematica dello *shortage* di silicio e prevedeva la possibilità di purificare chimicamente il silicio di grado metallurgico, reperibile a basso costo e in grande quantità anche in Italia, e di utilizzare questo materiale per il processo di cristallizzazione colonnare, messo a punto nella prima fase. Dopo numerosi tentativi e prove il cui esito si dimostrò deludente (l'efficienza di conversione ottenuta con celle fatte con questo materiale non riuscivano a raggiungere il valore del 10%), si decise di non proseguire la ricerca. In pratica avveniva che mediante gli ordinari metodi di purificazione chimica del silicio, non era possibile raggiungere il grado di purezza necessario per gli impieghi fotovoltaici. Tale grado di purezza poteva essere ottenuto soltanto mediante l'eliminazione delle impurezze residue con il costoso processo di distillazione frazionata dei clorosilani correntemente in uso (processo Siemens).

Anche se per l'applicazione alle celle fotovoltaiche il processo di distillazione poteva essere semplificato, non essendo richiesto l'elevato grado di purezza del silicio di grado elettronico, tuttavia l'uso di questo materiale per le fasi successive di fusione e cristallizzazione colonnare non permetteva il raggiungimento dell'obiettivo finale di costo.

Un contratto con ITALSOLAR per l'automazione della linea industriale di fabbricazione delle celle in modo da ridurre i costi di produzione.

L'attività portò ad una riduzione della quota di costo dovuto alla linea di circa il 30%. Purtroppo l'effetto sul costo totale servì praticamente soltanto a compensare il disavanzo dovuto all'innalzamento del cambio lira/dollaro, che nel frattempo aveva fatto lievitare tutti i costi dei materiali, per la maggior parte acquistati in USA. In ogni caso l'abbassamento del costo del processo permise all'Italsolar di rimanere sul mercato fotovoltaico internazionale.

Un contratto con l'ANSALDO per lo sviluppo di un processo di automazione delle linee di produzione delle celle e dei moduli.

Il risultato di questa attività fu positivo, anche se gli effetti furono assorbiti dalla lievitazione del cambio lira/dollaro, analogamente a quanto avvenne per il contratto Italsolar.

Un contratto con il LAMEL di Bologna per la messa a punto di un nuovo processo di fabbricazione delle celle fotovoltaiche mediante l'impianto ionico su grandi superfici e la ricottura della zona impiantata utilizzando impulsi di luce laser.

Si ricorda che nell'ambito del PFE1 il LAMEL aveva ottenuto celle a impianto ionico di piccola area con efficienza intorno al 17%. La nuova attività prevedeva di estendere il processo ad aree di cella di almeno 100 cm², mantenendo l'efficienza almeno al 14% e verificando la possibilità di industrializzare l'intero processo in linee di produzione automatizzate. Pur avendo conseguito su alcuni campioni di dimensioni (2 x 2) cm² l'obiettivo dell'efficienza di conversione, si incontrò una grande difficoltà a rendere il processo ripetibile e industrializzabile su aree di dimensioni maggiori (almeno su 100 cm²), mantenendo i costi compatibili con le condizioni del mercato fotovoltaico. Dopo numerosi tentativi in laboratorio, non si diede seguito alla fase realizzativa successiva.

Un contratto con ANSALDO per lo sviluppo di un inverter DC/AC ad alto rendimento da 120 kVA realizzato con circuiti elettronici, che utilizzavano i nuovi componenti di potenza gate turn off thyristors (GTO).

Questo apparecchio, che era dedicato al collegamento dell'impianto Delphos alla rete elettrica, avrebbe permesso di migliorare l'efficienza di trasformazione della corrente continua in corrente alternata, rendendo il collegamento alla rete più vantaggioso. Il risultato del contratto fu positivo. L'efficienza dell'inverter, provata nell'applicazione sul campo al Delphos, superò il valore del 90%.

Un contratto con la LOWARA per lo sviluppo di una pompa sommersa da accoppiare direttamente in corrente continua agli impianti fotovoltaici dedicati al pompaggio dell'acqua.

Nell'ambito del contratto fu sviluppato un motore in continua senza spazzole (*brushless*) da 500 W, che fu integrato nelle pompe sommerse di questa potenza da parte della Lowara. Un prototipo di questa pompa fu collegato ad uno degli impianti della Stazione Sperimentale della Casaccia e sottoposto a numerose prove di funzionamento. L'esito fu del tutto soddisfacente e conforme alle specifiche del progetto.

3.6.6 Partecipazione al Collaborative Project in Photovoltaic Solar Energy (PEP)

La Commissione della CEE sulla Ricerca e lo Sviluppo ha promosso nel 1984 un progetto internazionale per calibrare alcune celle fotovoltaiche in modo che esse potessero divenire campioni di riferimento standard. La necessità di avere tali campioni si era manifestata in relazione al rapido sviluppo della tecnologia fotovoltaica che continuava a immettere sul mercato prodotti, le cui caratteristiche erano divenute difficilmente confrontabili.

Infatti ogni laboratorio di ricerca o industriale utilizzava metodi diversi per caratterizzare le celle e i moduli, basando le misure essenzialmente sulla risposta dei dispositivi sottoposti alla illuminazione dei simulatori solari. Poiché questi apparecchi avevano caratteristiche fra loro diverse a seconda del costruttore, i valori delle misure caratteristiche delle celle risultavano diverse da un laboratorio all'altro. Occorreva pertanto mettere a disposizione degli operatori alcuni campioni di misura standard con i quali si potessero tarare i vari apparecchi commerciali usati nei laboratori e nelle industrie per caratterizzare le celle e i moduli fotovoltaici.

La responsabilità del Progetto fu assegnata al Centro Comune Europeo di ricerca di Ispra (Joint Research Centre, JRC). Parteciparono ai lavori, oltre al JRC, i seguenti laboratori:

ENEA per l'Italia, JMI (Japan Machinery Institute) per il Giappone, NRC (National Research Council) per il Canada, CNES (Centre National d'Etudes Spatiales) per la Francia, DFVLR (Deutsche Forschungs und Versuchsanstalt fuer Luft und Raumfahrt) per la Germania, RAE (Royal Aircraft Establishment) per la Gran Bretagna, JPL (Jet Propulsion Laboratory) e SERI (Solar Energy Research Institute) per gli USA.

All'ENEA fu assegnato il coordinamento delle attività dei laboratori europei e al Giappone quello degli altri.

Furono prese in esame 18 celle fotovoltaiche, ciascuna di area pari a (2 x 2) cm², messe a disposizione dai partecipanti al progetto e ripartite tra silicio monocristallino, policristallino e amorfo.

Il metodo di lavoro adottato fu quello cosiddetto del *round robin*, cioè i diversi campioni furono fatti circolare e caratterizzati a turno da tutti i laboratori partecipanti. I risultati delle misure furono confrontati durante la riunione conclusiva degli esperti tenuta a Ispra dal 9 all'11 settembre del 1985, dove fu presentato da parte dell'ENEA il rapporto definitivo delle misure fatte nei laboratori italiani (ENEA e ASSORENI) (Galluzzi et al., 1985). Il confronto, effettuato soltanto alla fine, garantì che non fossero stati presenti effetti indesiderati di interferenza. Come già accennato, le operazioni furono iniziate nel 1984 e si conclusero nel 1985 con un buon risultato: la dispersione riscontrata nelle misure rispetto al valor medio era entro $\pm 1,5\%$ per il silicio cristallino e $\pm 3\%$ per l'amorfo (Ossenbrink, 1985, 1986).

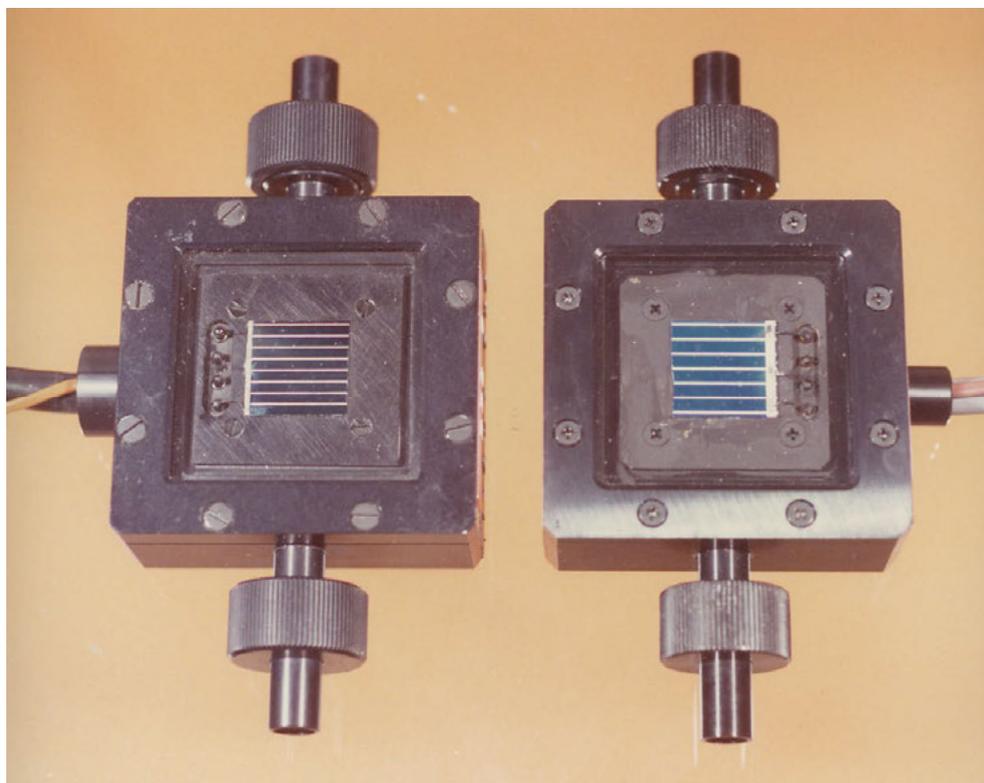


Fig. 40 – Celle fotovoltaiche standard di riferimento del *round robin* del 1984-85. Il campione a sinistra è la cella italiana a silicio monocristallino di produzione Ansaldo contrassegnata come RRC-7. La cella a destra è di produzione della francese Photowatt. Le celle sono contenute in un dispositivo di fissaggio che permette il controllo della temperatura durante le misure mediante il passaggio di acqua attraverso due bocchettoni (Foto messa a disposizione dal P. I. Luigi Gentilin, che eseguì all'epoca le misure di caratterizzazione sulle celle)

I campioni calibrati furono distribuiti fra i paesi partecipanti al progetto che poterono così disporre di celle di riferimento standard per tarare i vari apparati di misura. La figura 40 mostra una fotografia di due celle di riferimento, una italiana e una francese, di quelle che furono qualificate durante il *round robin*.

Nel 1987 il progetto fu ripreso con l'obiettivo di ottenere una migliore accuratezza nella calibrazione delle celle di riferimento con l'estensione delle misure anche a livello dei moduli. Parteciparono a questo secondo *Round Robin* i laboratori giapponesi del JMI, quelli di Ispra della CEE, quelli dell'ENEA, quelli inglesi del RAE, quelli statunitensi del SERI e quelli tedeschi del PTB (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) e dell'ISE (Fraunhofer-Institut Solare Energiesysteme). Le misure si svolsero nei due anni 1987-88 e i risultati furono presentati nelle riunioni degli esperti tenute rispettivamente presso il PTB dal 2 al 4 febbraio del 1987 e in forma finale presso l'ISE dal 2 al 4 ottobre del 1989 (Metzdorf J. et al., 1990). L'obiettivo fu pienamente conseguito. Infatti la dispersione finale delle misure fu ridotta entro $\pm 1\%$ rispetto al valor medio (Fornarini, 89). La figura 41 mostra la fotografia dell'apparato sperimentale con il quale furono eseguite le misure sulle celle e sui moduli in condizioni di insolazione naturale all'aperto.

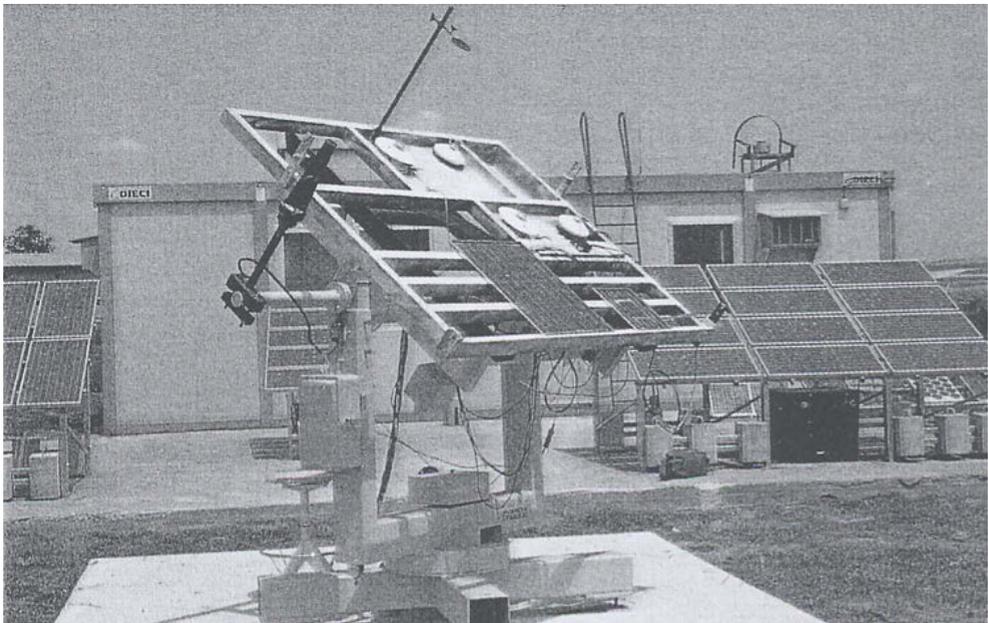


Fig. 41 – Apparato sperimentale per le misure su dispositivi fotovoltaici in condizioni di luce solare naturale realizzato dall'ENEA presso il Centro Ricerche Casaccia (fotoriproduzione dal Notiziario dell'ENEA "Energia e Innovazione", gennaio 1989, p. 89)

3.7 Le attività fotovoltaiche all'ENEA dopo il 1989

Il V Piano Quinquennale 1985–89 fu l'ultimo della serie dei piani messi in atto dal governo per programmare le attività dell'ENEA. A partire dal 1990, la procedura di piano fu abbandonata in favore di un nuovo assetto del sistema dei finanziamenti pubblici, quello ancora vigente degli Accordi di Programma dell'ENEA con i ministeri preposti alla Ricerca, alle Attività Produttive e all'Ambiente. Poiché l'argomento del fotovoltaico era d'interesse prevalente, sia del Ministero delle Attività Produttive, sia di quello dell'Ambiente, sia di quello della Ricerca, le attività fotovoltaiche avrebbero dovuto trovare i finanziamenti in accordi di programma separati, fatti con i tre ministeri. Avvenne così che la dipendenza da “tre padroni” portò a una maggiore burocratizzazione delle pratiche che non mancò di produrre un generale rallentamento nelle decisioni e quindi nei programmi. In particolare, subì una diluizione temporale la parte delle attività che riguardavano la realizzazione degli impianti dimostrativi. Ciò anche in relazione al cambiamento di rotta della Commissione Europea a questo riguardo, a cui si è già accennato.

Per le attività di ricerca invece la situazione fu meno compromessa. In particolare, il CRIF (Centro Ricerche Fotovoltaiche ENEA) di Portici, inaugurato nel 1990 (oggi semplicemente Centro Ricerche ENEA), continuò a occuparsi attivamente delle ricerche sui nuovi materiali per le celle fotovoltaiche. Fu messa a punto una linea di ricerca sul silicio amorfo idrogenato e fu trasferita dal Centro Ricerche della Casaccia la linea di produzione delle celle ad arseniuro di gallio per deposizione da fase liquida. Tale linea era in grado nel 1991 di produrre celle da 4 cm² aventi un'efficienza del 22,3% in condizioni di illuminazione standard, come testimonia la caratteristica corrente/tensione della cella riportata nella figura 42.

Per quanto riguarda il programma degli impianti dimostrativi, l'attività subì un forte ridimensionamento. In ogni caso, anche per onorare le dichiarazioni più volte fatte in sede internazionale circa la realizzazione della seconda sezione del progetto Delphos, l'ENEA riuscì ancora a mantenere gli impegni facendo approvare nel primo accordo di programma con il Ministero dell'Industria la realizzazione di un gruppo di 6 impianti dimostrativi da 100 kW ciascuno (in seguito denominati PLUG), per una potenza totale di 600 kW (Gislon et al., 1989). Di questi, i primi tre impianti per 300 kW avrebbero costituito la seconda sezione del Progetto Delphos.

Le mutate condizioni al contorno intervenute rispetto alla realizzazione della prima sezione suggerirono l'opportunità di revisionare la filosofia del progetto originale, elaborando insieme alle industrie il concetto di un modello d'impianto basato sulla ripetizione multipla di un generatore modulare standardizzato di taglia opportuna in modo da essere usato sia in collegamento alla rete che in altre occasioni. La standardizzazione avrebbe portato ad una notevole riduzione dei costi d'impianto.

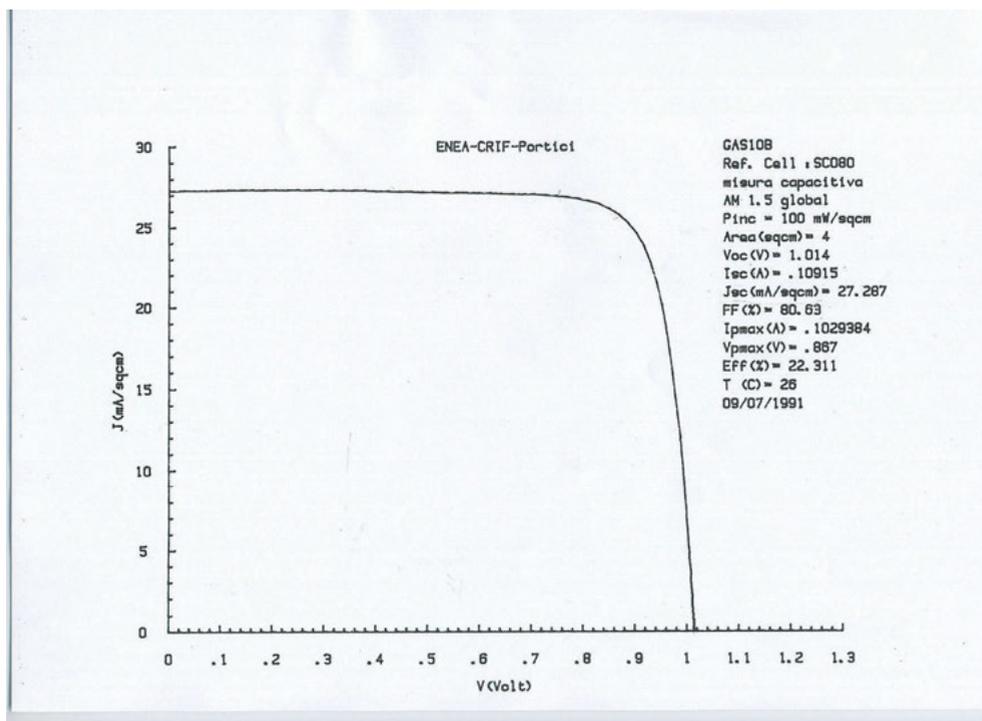


Fig. 42 – Caratteristica corrente/tensione di una cella ad arseniuro di gallio di dimensioni (2 x 2) cm², ottenuta al CRIF di Portici nel 1991. I dati di misura sono riportati sulla destra. Si noti l’efficienza misurata del 22,3% (grafico gentilmente fornito dal Perito Tecnico L. Gentilin, all’epoca responsabile delle misure di caratterizzazione dei dispositivi fotovoltaici)

Dei successivi tre impianti, soltanto uno aveva trovato una collocazione sicura alla Casaccia, mentre per gli altri due erano indicate alcune località da scegliere rispettivamente a Vulcano, accanto all’impianto già esistente dell’ENEL, a Salina in località da definire e in Sardegna nella Stazione Sperimentale per l’Eolico dell’ENEL in Alta Nurra.

3.7.1 Il progetto PLUG (Photovoltaic Low-cost Utility Generator)

Sullo sfondo del completamento del Delphos, fu avviato nel 1989 il progetto tecnico del generatore modulare standardizzato di base, detto PLUG. Nel 1991 il progetto era definito e le attività di costruzione potevano partire (Barra et al., 1991b). La taglia scelta fu di 100 kW_p e le specifiche tecniche dell’impianto furono concordate con le industrie partecipanti.

Per questa occasione si formò un consorzio Ansaldo-Italsolar (ANIT), mentre la Helios Technology partecipò da sola.

Si decise di standardizzare la forma dei moduli e di mettere in ciascun modulo 36 celle al silicio cristallino di forma squadrata, ciascuna da 96 cm² di area, racchiuse tra due strati di vetro temperato. L'efficienza minima delle celle doveva essere del 13% e quella del modulo dell'11%. La potenza di picco di ciascun modulo non doveva essere inferiore a 44 W e il suo peso non doveva superare i 7 kg. La vita media dei moduli garantita dalle industrie era di 10 anni. I singoli moduli venivano assemblati in gruppi di 6 su un pannello in fabbrica, con un peso per pannello di circa 60 kg in modo tale da poter essere facilmente trasportati e installati a mano in campo, senza bisogno di macchinari speciali. Le strutture di sostegno, anch'esse modulari, erano in profilato di ferro zincato, appoggiate a terra senza i soliti ancoraggi in cordoli di cemento, ma trattenute al suolo da adeguati pesi di cemento, posti a cavaliere sulle traverse di base, in modo da resistere al vento con velocità fino a 150 km/h. Elettricamente i 100 kW derivavano dal collegamento in parallelo di 28 stringhe di moduli in modo da realizzare una tensione continua di lavoro di circa 490 V e una potenza di 3,6 kW. Ogni generatore da 100 kW era servito da un inverter DC/AC con uscita trifase a 20 kV per il collegamento alla rete a media tensione.

Il progetto ha usufruito dei finanziamenti (40%) del Programma Valoren della UE per quattro impianti e del Programma Thermie per un altro.

Sono attualmente in esercizio, oltre ai tre impianti della II sezione del Delphos di cui si parlerà in seguito, altri tre impianti qui di seguito brevemente descritti.

Centro Ricerche della Casaccia

È stato il primo sistema PLUG realizzato in ordine di tempo nel 1990 finanziato totalmente dall'ENEA. I moduli, di produzione ANIT, furono collocati sopra una pensilina del parcheggio auto dei dipendenti dell'ENEA al Centro Ricerche della Casaccia (figura 43).

Per questioni estetiche, l'inclinazione dei moduli fu mantenuta bassa, intorno a 10°, in modo che non sporgessero alla vista. La potenza totale era di 100 kW_p e l'impianto fu collegato alla rete elettrica, che alimenta i servizi del Centro. I dati di funzionamento del PLUG sono stati registrati continuamente dai ricercatori dell'ENEA, che ne curano direttamente la manutenzione.

Oggi l'impianto è ancora perfettamente funzionante, con una produzione annuale di energia corrispondente ad una media annuale di circa 1.000 ore equivalenti di funzionamento a piena potenza. Il valore misurato è più basso di quello che si potrebbe ottenere con un'inclinazione ottimale dei moduli a circa 40°. Tuttavia esso corrisponde perfettamente alle previsioni rispetto alla inclinazione dei moduli fissata a 10°.



Fig. 43 – Impianto PLUG da 100 kW_p, collocato sopra le pensiline del parcheggio presso il Centro ENEA della Casaccia

Alta Nurra – Sardegna

L'impianto, che fu realizzato con un finanziamento parziale del Programma Europeo Valoren, entrò in esercizio nel 1995 presso la Stazione Sperimentale dell'ENEL in Alta Nurra (figura 44).

I moduli furono forniti dal Consorzio ANIT. La proprietà fu assegnata all'ENEL che ne ha curato la gestione fino al passaggio delle competenze sulle fonti rinnovabili all'ENEL Green Power, che oggi ha in carico tale impianto.

Isola di Vulcano

Un altro impianto PLUG fu realizzato nell'Isola di Vulcano (Isole Eolie – Sicilia), nello stesso sito dell'ENEL in cui si trova l'impianto pilota da 80 kW del Programma Europeo del 1984.



Fig. 44 – Impianto fotovoltaico PLUG da 100 kW ENEA-ENEL in Alta Nurra (SS)
(riproduzione dal Rapporto Annuale di Attività 1995 del
Dipartimento Energia dell'ENEA, p. 105)

Il PLUG entrò in esercizio nel 1997 andando a rafforzare il contributo che già l'impianto pilota immetteva nella rete elettrica locale. La realizzazione usufruì del finanziamento parziale da parte del Programma Europeo Thermie. I moduli fotovoltaici furono forniti dal Consorzio ANIT. Entrambi gli impianti sono passati oggi in carico alla ENEL Green Power.

3.7.2 Delphos II

Come si è già accennato, tre unità PLUG da 100 kW_p furono destinate alla realizzazione della seconda sezione del Progetto Delphos. I lavori iniziarono nel sito di Monte Aquilone (FG) nel 1990 e nel 1991 l'impianto entrò in esercizio in collegamento alla rete assieme alla prima sezione già collegata fin dal 1987. La figura 45 mostra una fotografia degli impianti con lo sfondo occupato dalla prima sezione del Delphos.

Il Consorzio ANIT fornì i moduli fotovoltaici di due PLUG, mentre il terzo impianto utilizzò i moduli prodotti dalla Helios Technology. La realizzazione usufruì del finanziamento parziale del Programma Europeo Valoren e la gestione degli impianti è ancora oggi a carico dei Laboratori Fotovoltaici dell'ENEA di Portici, che stanno curando la raccolta dei dati sperimentali di esercizio.



Fig. 45 – In primo piano gli impianti PLUG nella seconda sezione del Delphos, sullo sfondo la prima sezione (foto dal depliant illustrativo dell’ENEA)

3.7.3 Applicazioni del fotovoltaico all’automobile

Tra le applicazioni del fotovoltaico, che hanno avuto grande successo commerciale fin dall’inizio, si deve citare l’utilizzo dei moduli montati sulle roulotte e sulle barche (soprattutto quelle a vela) per tenere sotto carica la batteria e contemporaneamente alimentare i ventilatori estrattori di calore dall’interno degli abitacoli nei periodi di sosta.

Negli ultimi anni 1980, questa applicazione fu presa in considerazione da numerose case automobilistiche, soprattutto giapponesi, che svilupparono alcuni prototipi di automobile dotandoli di un “tettuccio fotovoltaico”. Alcuni moduli fotovoltaici vennero adattati alla forma curva della carrozzeria delle auto e montati sul tetto delle autovetture.

La potenza fotovoltaica generata durante i periodi di parcheggio sotto il sole, durante i quali la temperatura dell’interno può raggiungere d’estate anche i 70–80 °C, veniva destinata ad alimentare un sistema di ventilazione a basso consumo, che poteva tenere sotto controllo, entro limiti accettabili, la temperatura dell’aria dell’abitacolo.

L’aria più fresca (a 30–40 °C) veniva aspirata dalla zona in ombra sottostante all’autovettura e fatta circolare nell’abitacolo in modo da espellere il calore che si sviluppa all’interno per effetto dell’esposizione solare.

In linea con questa tendenza esplorativa, fu assegnato dall’ENEA alla FIAT Auto un contratto per modificare un’autovettura di serie, modello Cromo,

dotandola di un sistema di aerazione alimentato da un modulo fotovoltaico contenente 32 celle quadrate da 100 cm² ciascuna per una potenza complessiva di circa 40 W. Il modulo, sviluppato appositamente dall'Italsolar, era posto sul tetto dell'autovettura e aveva anche la funzione di tettuccio apribile. Sotto condizioni di insolazione standard, il sistema di ventilazione, che era stato progettato e sviluppato dal Centro di Ricerche FIAT, riusciva a movimentare una quantità d'aria pari a 300 m³/ora.

La figura 46 mostra una foto del prototipo in circolazione utilizzato dal parco auto di servizio dell'ENEA nel 1991. I risultati tecnici dell'esperimento, esposti alla Conferenza Europea sul Fotovoltaico di Barcellona (Messana et al., 1991), dimostrarono che la crescita della temperatura all'interno dell'abitacolo poteva essere contenuta agevolmente entro i 10 °C rispetto alla temperatura ambiente, mentre, senza la ventilazione fotovoltaica, l'aumento corrispondente si portava oltre i 30 °C.

Purtroppo, un'analisi di mercato, effettuata anche da altre case automobilistiche, per verificare la possibilità di inserire nelle vetture di serie il sistema fotovoltaico di ventilazione dimostrò l'indisponibilità degli acquirenti a sopportare l'incremento di spesa e, di conseguenza, non si diede seguito alla commercializzazione dell'innovazione.



Fig. 46 – Prototipo di automobile FIAT Croma dotata di tettuccio apribile fotovoltaico in circolazione nel 1991

3.8 Le attività più recenti dell'ENEA

Dopo il Programma PLUG, l'attività dell'ENEA nel campo degli impianti dimostrativi fotovoltaici ha subito una forte riduzione. A partire dagli ultimi anni 90 si è fatta largo tra i decisori pubblici la convinzione che occorresse passare ad altre forme d'incentivazione del mercato, che potessero coinvolgere direttamente l'utente finale. A questa convinzione non è stata estranea la riforma della Costituzione, con il passaggio della competenza sulla produzione di energia dallo Stato alle Regioni, a cui è stato demandato il compito di stendere i Piani Energetici Regionali. Pertanto il cambiamento del quadro di riferimento istituzionale ha prodotto un'ulteriore frammentazione dei fondi pubblici destinati alla promozione industriale e alla ricerca con il coinvolgimento negli Accordi di Programma ministeriali anche degli assessorati regionali. L'ulteriore burocratizzazione del settore non ha certo facilitato la rapidità delle operazioni di promozione delle iniziative fotovoltaiche, soprattutto quelle rivolte al lato della domanda. Solo in parte si sono salvate dalla stagnazione alcune attività di ricerca svolte in casa nei laboratori dell'ENEA. L'intero sistema ha finito per subire un'inevitabile ritardo rispetto ad altri paesi europei, come la Spagna e la Germania come risulterà chiaro dalle note seguenti, che descrivono le principali attività intraprese.

3.8.1 Programma dei 10.000 Tetti Fotovoltaici

Nell'ambito di questo nuovo quadro di riferimento, il Ministero dell'Industria e quello dell'Ambiente, in collaborazione con le Regioni e con l'ENEA, hanno messo a punto nel 1999 un programma detto "Programma Nazionale 10.000 Tetti Fotovoltaici" (Vivoli et al., 1999), approvato ufficialmente dal Ministero dell'Ambiente nel 2000 e in esecuzione a partire dal 2001 (Castello et al., 2001). Lo sviluppo del programma prevedeva la realizzazione, nell'arco temporale di 5 anni, di 10.000 impianti fotovoltaici, dei quali 9.000 di piccola taglia (potenza da 1 a 5 kW_p) e 1.000 di media taglia (da 5 a 50 kW_p) per una potenza totale di 50 MW_p.

Gli impianti erano tutti da installare sui tetti (o sulle aree di pertinenza) di edifici e dovevano essere collegati alla rete elettrica. L'obiettivo dichiarato del Programma era quello di creare un mercato nazionale dei piccoli sistemi fotovoltaici e di assicurarne la crescita per un periodo di 5 anni in modo che si potesse produrre una forte riduzione dei costi di produzione.

La gestione del Programma veniva affidato ad un Comitato di Indirizzo e Controllo, presieduto dall'ENEA. L'incentivo economico previsto nel primo anno era del tipo in conto capitale e in misura pari al 75-80% per i piccoli impianti e del 70-75% per quelli di media taglia. L'energia prodotta veniva scambiata in rete alla tariffa stabilita dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Tracciare il quadro cronistorico delle complesse vicende relative al finanziamento a spezzoni di questo programma e alla sua applicazione nelle diverse regioni è un'impresa che forse potrebbe essere istruttiva sul piano burocratico, però molto noiosa su quello dell'interesse del lettore. Pertanto si proverà a stringere il discorso dicendo che il finanziamento effettivamente reperito tra Stato e Regioni è stato di 135 M€ per coprire una quantità d'impianti pari ad un totale di 17,5 MW_p (contro i 50 MW_p preventivati). Alla fine del 2004 risultavano effettivamente realizzati soltanto 8 MW_p sui 17,5 MW_p che risultavano effettivamente finanziati (Castello et al., 2005). Alla fine del 2006 risultavano completate tutte le installazioni relative al primo finanziamento. Poiché nel frattempo era entrata in vigore la nuova normativa delle incentivazioni, detta del Conto Energia (Decreto 28/7/2005), di cui si parlerà in seguito, non si procedette al completamento dell'intero programma. Per confronto si consideri che alla fine del 2003, in Germania, l'analogo programma dei "100.000 tetti fotovoltaici" era arrivato a installare 65.700 impianti per un totale di 347,5 MW_p (IEA PVPS, 2003).

3.8.2 Le attività di ricerca svolte al Centro Ricerche Casaccia

Come si è accennato sopra, dopo l'inaugurazione nel 1990 del Centro Ricerche di Portici la maggior parte delle attività fotovoltaiche, che storicamente erano nate nel Centro Ricerche della Casaccia, furono trasferite a Portici. Alla Casaccia rimase soltanto un laboratorio dedicato essenzialmente allo studio e alla caratterizzazione delle celle al silicio mono e policristallino con l'obiettivo di apportare miglioramenti alla tecnologia di fabbricazione dei dispositivi in modo da ottenere un aumento dell'efficienza di conversione e di abbassamento del costo. Tale obiettivo era soprattutto volto a mettere a punto innovazioni tecnologiche su campioni di forma e dimensioni simili a quelle dei dispositivi commerciali così da poter trasferire subito i risultati delle ricerche nei processi produttivi industriali.

■ **Progetto Europeo INDHI**

Tra le principali attività svolte di recente si può citare la partecipazione nel 2003 al progetto triennale europeo INDHI (Industrially Scalable High Efficiency Silicon Solar Cells) in associazione a numerose istituzioni di ricerca (Institut für Solarenergieforschung, ISFH-Germania; Centre National de la Recherche Scientifique, CNRS-Francia; Jerusalem College of Technology, JCT-Israele; Università di Costanza-Germania, Commissariat à l'Énergie Atomique, CEA-Francia) e ad alcune industrie fotovoltaiche (EniTecnologie-Italia e Soltech-Belgio). Il coordinamento del progetto è stato assegnato all'ENEA ed esso si è concluso nel 2006.

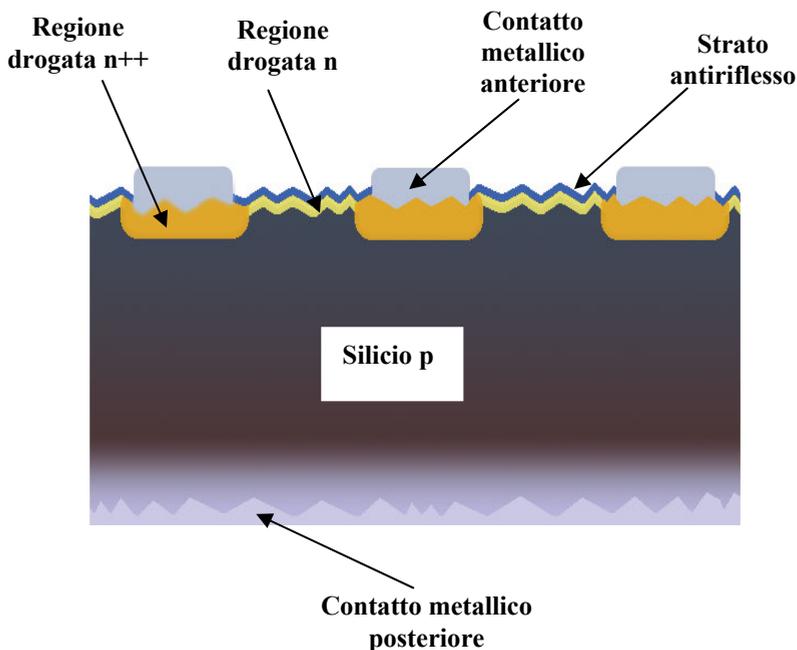


Fig. 47 – Sezione di una cella np al silicio a doppio strato emettitore n/n++ sviluppata presso i laboratori della Casaccia nell’ambito del Progetto Europeo INDHI. Il doppio emettitore consente un miglioramento nella risposta spettrale della cella con un conseguente aumento dell’efficienza

L’attività ha riguardato la messa a punto di una nuova tecnologia per la realizzazione di celle a giunzione n-p ad alta efficienza mediante l’uso della tecnica serigrafica per la formazione della zona n con doppio emettitore a struttura n/n++. Le principali fasi di ricerca si sono svolte presso il laboratorio della Casaccia, mentre le fasi di produzione in banco delle celle e dei moduli si sono svolte presso l’EniTecnologie di Nettuno (Pirozzi et al., 2006). La figura 47 mostra una rappresentazione schematica di una sezione delle celle.

La caratteristica corrente-tensione di una cella al silicio multicristallino da (10 x 10) cm², assieme ad una sua fotografia, è mostrata nella successiva figura 48. Si noti il valore dell’efficienza pari al 16,6% ottenuto nella linea di produzione industriale della EniTecnologie.

Per provare la ripetibilità dei risultati furono fabbricate numerose celle con *wafers* di silicio policristallino da (103 x 103) mm² di spessore pari a 260 micron, assemblate in alcuni moduli da 36 celle, utilizzando un processo a banchi sulla linea di produzione delle celle e dei moduli della EniTecnologie. I risultati finali hanno dimostrato il conseguimento degli obiettivi del Progetto.

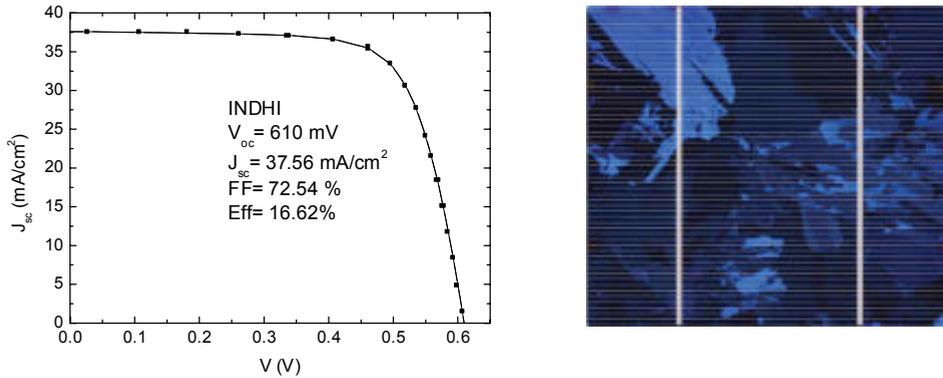


Fig. 48 – Caratteristica I-V di una cella (10 x 10) cm² sviluppata alla Casaccia per il Progetto INDHI e una sua fotografia (immagini messe a disposizione dalla dott.ssa Pirozzi)

■ **Celle solari in silicio multicristallino a contatti sepolti ottenuti per serigrafia ad alta risoluzione – Progetto Europeo “Lab2Line”**

La tecnologia del doppio emettitore è stata utilizzata in connessione alla tecnica, detta dei contatti sepolti. Si tratta di scavare mediante laser una serie di solchi sulla faccia anteriore del *wafer* di silicio in modo che, una volta riempiti con la pasta serigrafica conduttiva, venga realizzata la configurazione geometrica della griglia di raccolta della corrente. In questo modo i rami della griglia non sporgono sopra la superficie, cosicché essi non danno luogo a ombreggiamento quando le celle sono esposte alla luce. Si può ottenere così un ulteriore miglioramento dell’efficienza rispetto a quello già ottenuto con l’uso del doppio emettitore.

La figura 49 mostra una rappresentazione schematica in sezione di una cella realizzata nel laboratorio della Casaccia (Cole et al., 2008).

La successiva figura 50 riporta le caratteristiche I-V di alcune celle in silicio multicristallino, realizzate alla Casaccia, di area pari a (125 x 125) mm² misurate sotto condizioni di illuminazione standard. Si nota una migliore efficienza della cella con contatti metallici rispetto a quelle con i contatti serigrafici, ma tale vantaggio si ottiene a prezzo di un maggiore costo dovuto sia al materiale metallico, sia alle maggiori difficoltà di processo per la deposizione chimica dei contatti. In ogni caso, l’efficienza rilevata per le celle serigrafate è stata pari al 16%.

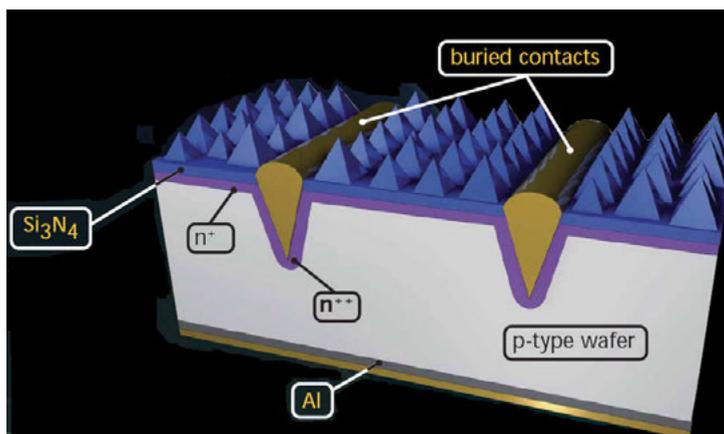


Fig. 49 – Rappresentazione schematica di una sezione di cella ad alta efficienza ottenuta alla Casaccia con doppio emettitore e contatti serigrafici sepolti. Si nota in blu lo strato antiriflesso di nitruro di silicio, in violetto la zona drogata n dell'emettitore, che in corrispondenza del contatto sepolto contiene una maggiore concentrazione di drogante n (n++). Il contatto ohmico anteriore, in colore marrone, si incunea sotto la superficie della cella senza praticamente sporgere (immagine messa a disposizione dalla dott.ssa Pirozzi)

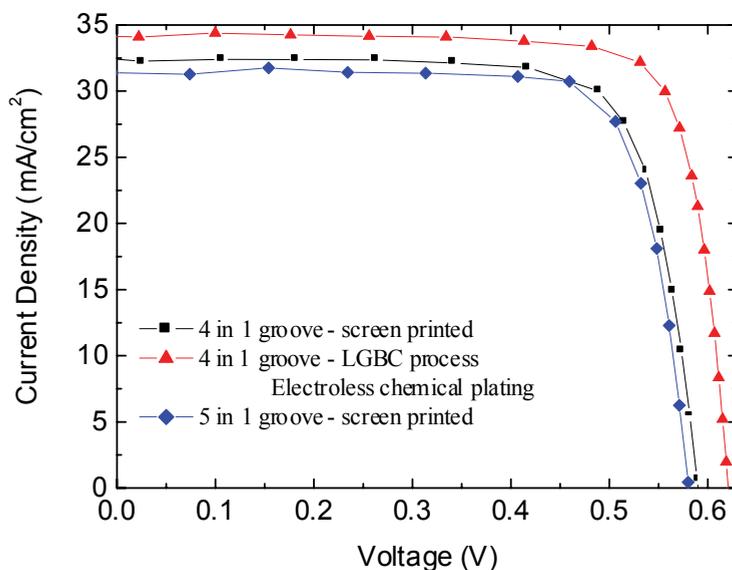


Fig. 50 – Caratteristiche I-V di alcune celle a contatti sepolti (Laser Grooved Buried Contacts, LGBC) ottenuti per serigrafia messe a confronto con una cella dello stesso tipo, ma a contatti metallici ottenuti per deposizione chimica (curva in rosso) (immagine messa a disposizione dalla dott.ssa Pirozzi)

■ Celle fotovoltaiche a eterostruttura: silicio amorfo su silicio cristallino (a-Si/C-Si)

Nelle celle fotovoltaiche al silicio cristallino l'incidenza del costo del materiale fotosensibile sul costo totale delle celle rappresenta di gran lunga la quota maggiore. Per abbassare questo costo si è cercato di ridurre lo spessore del *wafers* di silicio fino al limite che può essere tollerato nei processi termici e meccanici a cui il materiale è sottoposto durante le varie fasi di fabbricazione delle celle. Si è così passati nel corso degli anni da uno spessore di circa 0,5 mm delle prime celle agli attuali 0,25–0,20 mm circa per *wafers* da (12 x 12) cm². Al di sotto di questo spessore gli sfridi del processo assumono un valore così alto da rendere impossibile il recupero economico degli investimenti. A determinare questo limite contribuiscono per la maggior parte i trattamenti termici ad alta temperatura (800–1.000 °C) a cui le celle sono sottoposte nelle fasi di formazione della giunzione np per diffusione termica d'impurezze. La fabbricazione delle celle mediante la tecnica delle eterogiunzioni (giunzioni ottenute per contatto tra due materiali semiconduttori aventi *energy gap* diversa), applicata al silicio cristallino, offre un mezzo per abbassare la temperatura dei processi termici al di sotto dei 400 °C, permettendo così di ridurre lo spessore dei *wafers* al di sotto di 0,2 mm, fino a circa 0,15–0,10 mm. Si ottiene così una notevole riduzione dell'incidenza del materiale sul costo finale delle celle. Qualora poi la nuova tecnologia proposta permettesse di contenere gli altri costi e di ottenere un valore dell'efficienza di conversione allo stesso livello delle celle monogiunzione, si potrebbe conseguire un notevole abbassamento sia del costo delle celle, sia del kWh da esse prodotto. Ciò è quanto si propone la tecnologia messa a punto nel laboratorio della Casaccia, brevettata dall'ENEA nel 2007 con il nome "BEHIND". Si tratta di una cella in cui la giunzione np è ottenuta essenzialmente deponendo uno strato di silicio amorfo idrogenato di tipo n sopra un *wafers* sottile di silicio cristallino di tipo p. La deposizione avviene a bassa temperatura mediante la tecnica PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition). La figura 51 mostra una rappresentazione schematica in sezione di un tale dispositivo.

I due contatti metallici, rispettivamente di argento sulla zona n e alluminio su quella p, sono realizzati entrambi sulla stessa faccia del *wafers*, che nella figura appare come la faccia posteriore della cella. La faccia anteriore (quella su cui incide la luce solare) risulta completamente sgombra da contatti ed è trattata con uno strato antiriflesso di nitruro di silicio in modo da massimizzare la cattura della radiazione. Se si guarda la faccia posteriore, si può vedere che il contatto di argento occupa una frazione piccola della superficie. Esso poggia su uno strato di ossido trasparente e conduttore (ITO) che copre quasi per intero tutta la superficie, tranne le zone dove è collocato l'altro contatto di alluminio (isolato elettricamente dal primo). Lo strato ITO amplia gli effetti di raccolta delle cariche e nel contempo permette il passaggio della luce diffusa che si trova nella zona in ombra della cella.

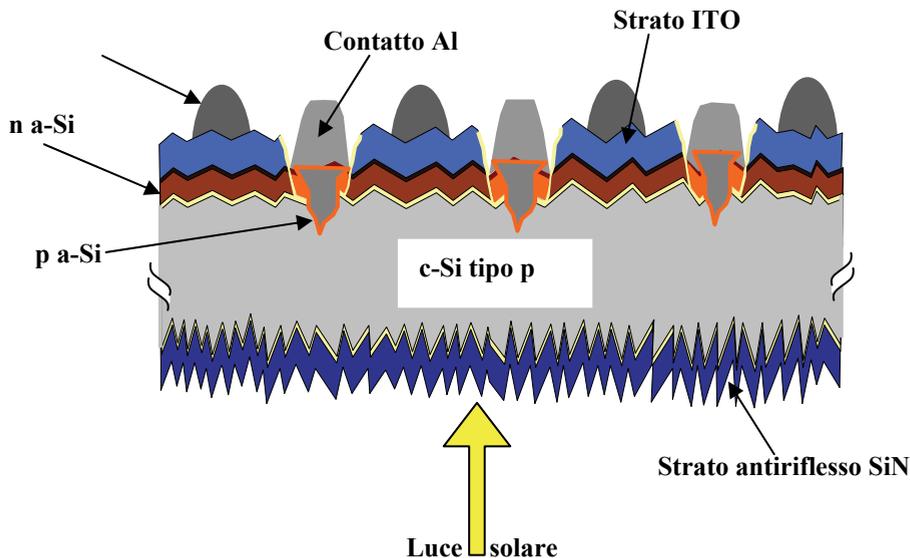


Fig. 51 – Rappresentazione schematica di una cella sottile ad eterogiunzione realizzata alla Casaccia con il processo di brevetto ENEA “BEHIND”
(immagine rielaborata, tratta dal brevetto ENEA)

In altri termini la cella riesce a catturare la luce su entrambe le facce, aumentando in tal modo la sua resa energetica. Pertanto la cella può essere fatta rientrare nella categoria dei dispositivi detti bifacciali.

Si è dimostrato che dispositivi di laboratorio realizzati con questo tipo di tecnologia hanno consentito il raggiungimento di efficienze di conversione intorno al 17% (Tucci, 2004).

Il processo tecnologico messo a punto consente anche la realizzazione di celle a giunzione doppia (celle tandem) utilizzando anche *wafer* sottili di silicio multicristallino a basso costo (Tucci, 2006).

■ Celle solari basate su Cu_2O (ossidulo di rame)

L'ossidulo di rame è un materiale semiconduttore, caratterizzato dall'aver una *energy gap* diretta pari a 1,95 eV (elettronvolt). Il valore così elevato (per confronto si veda il silicio con 1,1 eV) rende le sue caratteristiche optoelettroniche vicine al limite di interesse per la conversione fotovoltaica, in quanto il materiale risulta sensibile soltanto ad una piccola parte dello spettro solare, quella che va all'incirca dal violetto al blu-verde. Celle fotovoltaiche, realizzate con Cu_2O tale e quale, sono destinate inevitabilmente ad avere bassa efficienza di conversione. Pertanto, pur essendo stato uno dei materiali storicamente più studiati per realizzare le celle fotometriche (esposimetri fotografici), esso non ha trovato finora applicazione in campo fotovoltaico.

Recentemente, in relazione con gli studi dei nuovi concetti per i dispositivi fotovoltaici della terza generazione, si è nuovamente tornato a parlare di Cu_2O a causa di alcuni vantaggi che tale materiale offre. Infatti il materiale non è tossico, è disponibile in grande quantità, può essere formato con tecniche di crescita semplici e a basso costo, ha buone proprietà di trasporto dei portatori di carica fotogenerati e infine proprio la grande larghezza dell'*energy gap* lo rende molto interessante per le tecnologie della terza generazione. Quest'ultima caratteristica, infatti, fa sì che il materiale si presti alle manipolazioni tecnologiche di ingegneria delle bande che permetterebbero di migliorare le sue caratteristiche optoelettroniche in funzione della conversione fotovoltaica. Detto in altri termini, sono in corso attualmente studi per creare, mediante drogaggio opportuno, una fascia di livelli permessi all'interno della banda proibita, così da realizzare una struttura a due bande (ciascuna di larghezza inferiore a quella originaria del Cu_2O), creando così un nuovo materiale che possa sfruttare una zona più ampia dello spettro solare (dispositivi ad alta efficienza).

Uno studio di tali argomenti è stato intrapreso già da qualche anno nel laboratorio della Casaccia, iniziando con i processi di crescita del materiale e la realizzazione di celle fotovoltaiche ad eterostruttura. La figura 52 mostra lo schema di una cella a eterostruttura, ossido di zinco su ossidulo di rame ($\text{ZnO}/\text{Cu}_2\text{O}$), di area pari a $0,5 \text{ cm}^2$, che ha fatto registrare il 2% per l'efficienza di conversione, un risultato di eccellenza in questo tipo di dispositivi (Mittiga, 2006).

La successiva figura 53 riporta la caratteristica I-V della cella accanto alla sua risposta spettrale.

I risultati ottenuti dimostrano la validità dei processi tecnologici messi a punto per trattare il materiale e permettono di proseguire lo studio delle nuove strutture a doppia banda verso i dispositivi fotovoltaici di terza generazione.

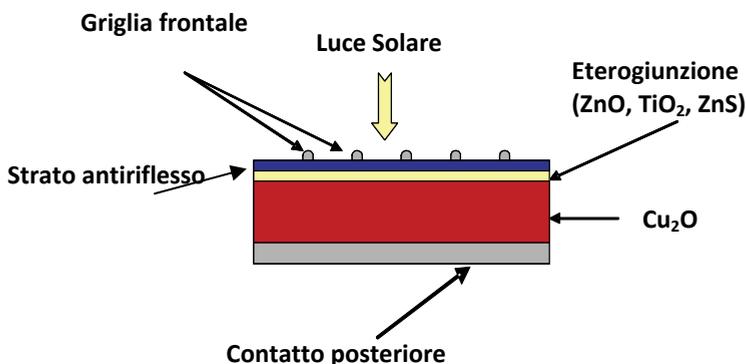


Fig. 52 – Rappresentazione schematica di una sezione della cella a eterogiunzione, $\text{ZnO}/\text{Cu}_2\text{O}$, realizzata alla Casaccia

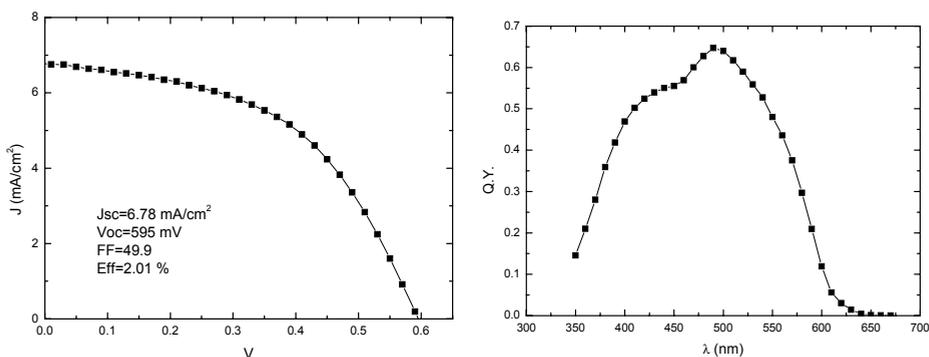
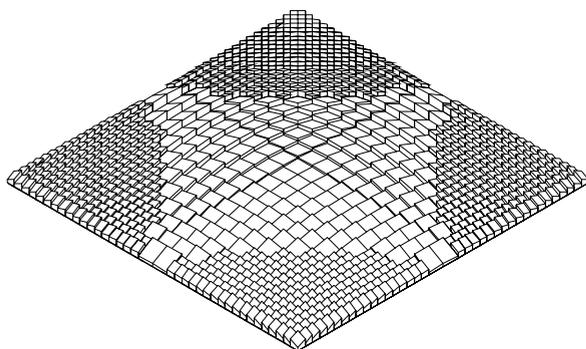


Fig. 53 – Caratteristica I-V (a sinistra) e risposta spettrale della cella ed eterogiunzione ZnO/Cu₂O di area pari a 0,5 cm². Si noti il valore dell'efficienza di conversione del 2% misurata in condizioni di illuminazione standard

■ Lente prismatica per sistemi fotovoltaici a media concentrazione

Nell'ambito della collaborazione con il Progetto Phocus del Centro di Portici, di cui si dirà diffusamente sotto, è stata studiata, progettata e realizzata alla Casaccia una lente prismatica che permette la concentrazione della radiazione solare di un fattore pari a 200 soli (Mittiga, 2002). La figura 54 mostra una rappresentazione della lente assieme all'elenco delle sue caratteristiche principali.

La lente ha forma quadrata con una superficie di 243 cm² e concentra la luce solare in modo omogeneo sull'area di 1,21 cm², occupata dalla cella fotovoltaica. La lunghezza focale di 22 cm permette di contenere lo spessore del modulo concentratore entro dimensioni molto contenute. Il materiale plastico trasparente con cui è realizzata consente sia di contenere il peso della lente in soli 100 grammi, sia di mantenere molto basso il costo di costruzione. La trasparenza ottica è dell'87,5% così da permettere una efficienza operativa dell'85%.



Materiale:PMMA
Lato=15.6 cm
Area=243 cm²
Peso=100 gr
C=200 x (ricevit. 1.21 cm²)
F=22 cm
Eff. ottica=87.5%
Eff. operativa=85%

Fig. 54 – Concentratore rifrattivo a prismi per luce solare (brevetto n. RM2002A000437)

3.8.3 Le attività del Centro Ricerche di Portici

■ Il Progetto PHOCUS

Alla fine del 2001 è stato avviato dall'ENEA, su finanziamento del Ministero della Istruzione Università Ricerca, il progetto di ricerca *PHOTOvoltaic Concentrators to Utility Scale* (PHOCUS) (Sarno et al., 2002). Si tratta di un impianto modulare costituito da un pannello di 51 concentratori piani a lenti prismatiche di brevetto ENEA. La figura 55 mostra in dettaglio uno dei 51 moduli concentratori con evidenza delle lenti prismatiche di brevetto ENEA (Mittiga, 2002).

Il pannello di dimensione totale pari a 35 m² è montato su una struttura eliostatica a pilone centrale per l'inseguimento della posizione apparente del sole su due assi. Ciascun pannello raggiunge una potenza di 5 kW_p, potendo contare su un fattore di concentrazione di 200 volte della radiazione solare prima che essa venga fatta incidere su celle al silicio ad alta efficienza.

Nei prototipi sono state montate celle al silicio monocristallino ad alta efficienza HECO252 commercializzate dalla Sun Power. Tali celle hanno un'area di (11 x 11) mm² e un'efficienza dichiarata dal costruttore del 23,5% sotto illuminazione concentrata a 250 soli. Nei successivi allestimenti sono state usate le celle al silicio monocristallino ad alta efficienza, sviluppate appositamente nei laboratori dell'ENEA in collaborazione con Enitecnologie. La figura 56 mostra una fotografia del prototipo posto in campo a Portici per la campagna sperimentale (Sarno et al., 2007).



Fig. 55 – Modulo di concentratore a lenti prismatiche per Phocus (foto da archivio ENEA)



Fig. 56 – Impianto modulare fotovoltaico da 5 kW_p a concentrazione “Phocus” in prova a Portici nel 2007 (fotografia messa a disposizione dall’archivio ENEA)

L’obiettivo dichiarato del Progetto è di raggiungere un costo della potenza installata pari a circa 4 €/W_p e di verificare sul campo se tale costo è compatibile con le prestazioni dell’impianto in relazione alla convenienza della tecnica a concentrazione solare rispetto a quella dei pannelli piani. Nel corso del 2005 sono iniziate a Portici le prove sperimentali in campo di un prototipo di Phocus, ancora non completo essendo attivo soltanto su due stringhe di moduli concentratori per 16 unità (Sarno, 2005).

Il primo prototipo è stato completato e posto sotto osservazione sperimentale presso il Centro di Portici nel 2006, mentre altri due prototipi sono stati posti in funzione presso la stazione sperimentale dell’ENEA di Monte Aquilone (FG). I risultati delle misure mostrano che l’efficienza totale a livello dei moduli è pari al 17% e quella netta a livello del sistema è pari al 13% (Privato, 2007a). Nel corso della campagna sperimentale sono state individuate alcune cause di mal funzionamento soprattutto nella deformazione che subisce la struttura meccanica dovuta alla pressione del vento. La deformazione fa perdere l’allineamento focale di una parte dei concentratori e ciò produce un abbassamento del rendimento. Sono in corso provvedimenti per ovviare a questi inconvenienti.

■ Celle al silicio cristallino ad alta efficienza

Come si è detto, nell'allestimento del prototipo Phocus mostrato in figura sono state utilizzate celle al silicio monocristallino ad alta efficienza HEC0252 commercializzate dalla Sun Power. Per la caratterizzazione di queste celle sotto condizioni di illuminazione concentrata è stato necessario mettere a punto una nuova catena di misura, che ha richiesto alcuni confronti di qualificazione con il Laboratorio ESTI del JRC di Ispra (Addonizio et al., 2003). Nel frattempo presso i Laboratori dell'ENEA sono stati studiati e realizzati due tipi di celle al silicio monocristallino ad alta efficienza da impiegare in applicazioni del fotovoltaico a concentrazione.

Le figura 57 e 58 mostrano rispettivamente la rappresentazione schematica della struttura della cella messa a punto nei laboratori dell'ENEA e la fotografia di una cella reale fissata alla piastra metallica del dissipatore termico da usare nel modulo concentratore.

I due tipi di celle messe a punto sono differenti per la configurazione della griglia metallica frontale di raccolta delle cariche, che in un caso ha un disegno geometrico a bande metalliche parallele e nell'altro a bande romboidali.

Lo sviluppo del processo di fabbricazione di queste celle ha reso disponibile un dispositivo in grado di lavorare a vari livelli di concentrazione della luce solare. Il grafico di figura 59 mostra in dettaglio la caratteristica di efficienza delle celle dell'ENEA come è rilevata dal *data sheet* pubblicato nel 2008.

Le prestazioni migliori di efficienza si sono ottenute nel tipo con la griglia a geometria romboidale (curva in rosso in figura 59).

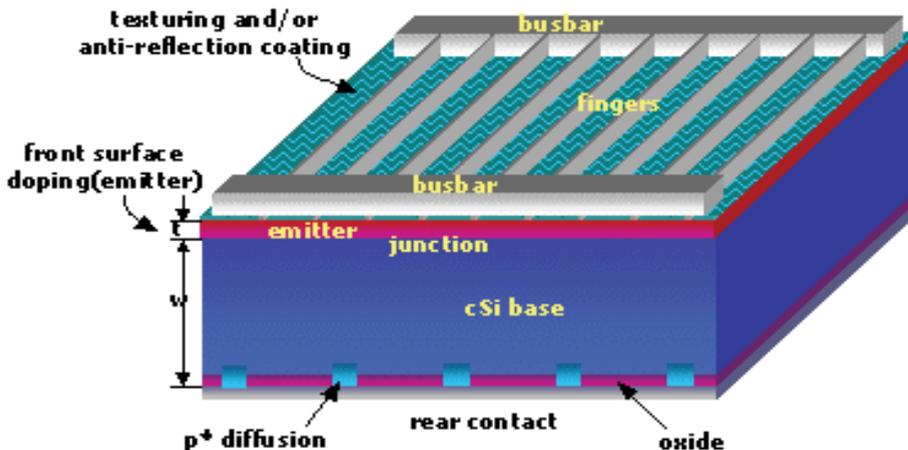


Fig. 57 – Struttura della cella sviluppata dall'ENEA (Morvillo et al., 2007)

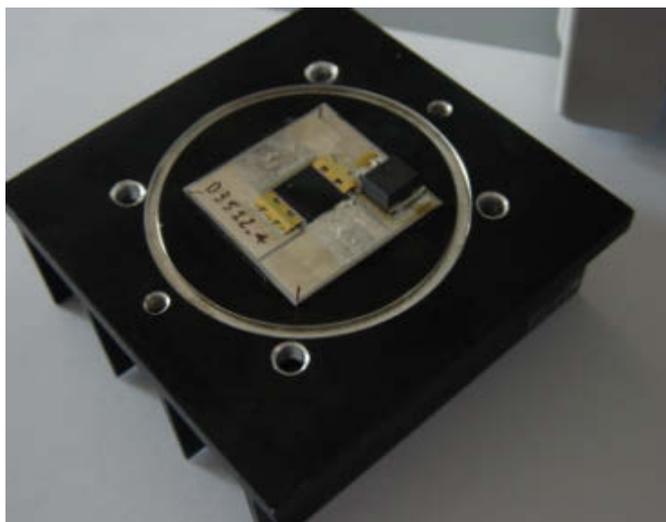


Fig. 58 – Cella al silicio ad alta efficienza sviluppata nei laboratori dell'ENEA per il progetto Phocus, montata sul dissipatore termico (Morvillo et al., 2007)

In particolare la curva dell'efficienza parte dal 18% sotto illuminazione normale e raggiunge il 21,7% a concentrazioni di 60–90 soli. Essa si mantiene ancora al 21,2% a 140 soli e al 20,4% a 200 soli. L'inserimento di queste celle al posto di quelle commerciali usate nel prototipo Phocus consentirà di portare il rendimento energetico totale dell'impianto al livello previsto dal progetto.



Fig. 59 – La caratteristica delle celle sviluppate dall'ENEA (Data Sheet ENEA, 2008)

■ Tecnologia dei film sottili

Nel tentativo di abbassare i costi di produzione delle celle fotovoltaiche, utilizzando la tecnologia di deposizione di strati sottili di materiali semiconduttori, sono state intraprese presso i laboratori dell'ENEA di Portici alcune ricerche finalizzate alla realizzazione di dispositivi a film sottile per la conversione fotovoltaica, cosiddetti di seconda generazione. L'obiettivo finale di questo programma consiste nella messa a punto di processi industriali per la fabbricazione di moduli fotovoltaici a costo molto più basso di quelli convenzionali al silicio cristallino (detti di prima generazione). Con i moduli a film sottile di seconda generazione si dovrebbe ottenere la competitività economica del kWh prodotto.

Celle e moduli al silicio amorfo (α -Si)

Fin dalla sua costituzione nei primi anni 90 il Centro Ricerche di Portici è stato attrezzato per lo studio e la realizzazione di celle a film sottile di silicio amorfo idrogenato deposto su vetro. Queste ricerche hanno dato luogo alla messa a punto di una complessa tecnologia per la realizzazione di moduli fotovoltaici utilizzando celle a due giunzioni sovrapposte (celle tandem), con efficienza del 10,9% su area di 1 cm² e 9,1% sull'area del modulo da 900 cm² (7,5% dopo la stabilizzazione annuale). La figura 60 mostra la caratteristica corrente-tensione tipica di una cella a struttura semplice p-i-n, ottenuta in quegli anni.

Celle al silicio amorfo su strato sottile di silicio microcristallino (tecnologia micromorph)

Il sistema per la deposizione del silicio amorfo consente, variando i parametri di processo, anche la deposizione di strati sottili di silicio microcristallino (μ c-Si), un materiale costituito da grani di dimensione monometrica di silicio cristallino immersi in una matrice amorfa. Questo materiale assorbe la luce in un *range* di lunghezze d'onda più ampio e soprattutto è più stabile del silicio amorfo. È così possibile realizzare un dispositivo eterogeneo costituito da due celle sovrapposte (α -Si/ μ c-Si). Viene prima depositata una cella a silicio amorfo di spessore 0,2–0,3 micron e poi su di essa una di silicio microcristallino di spessore pari a 1,5–2 micron.

Grazie alle caratteristiche del silicio microcristallino e alla diversa risposta spettrale delle due celle, il dispositivo a giunzione doppia riesce a convertire una parte più ampia dello spettro solare e a ottenere una maggiore efficienza stabile. Sono stati realizzati a Portici dispositivi con efficienza di conversione pari all'11,3% come depositati, e del 10,0% dopo stabilizzazione.

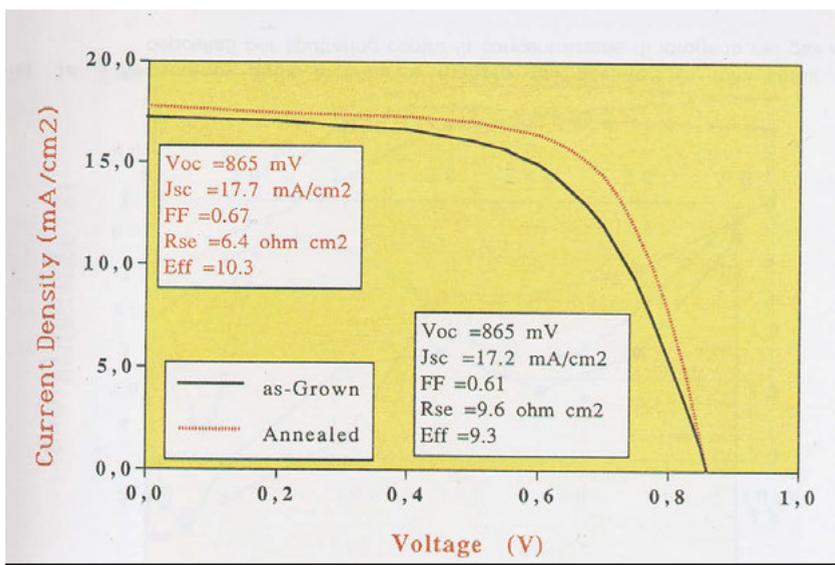


Fig. 60 – Caratteristica I-V di una cella da 1 cm² di silicio amorfo a struttura p-i-n realizzata a Portici nel 1995. L'efficienza dopo il processo di ricottura (curva in rosso) è del 10,3% (riproduzione dal Rapporto Annuale di Attività 1995 del Dipartimento Energia dell'ENEA, pag. 47)

Celle solari con materiali organici polimerici

I polimeri semiconduttori rappresentano una classe di materiali organici che hanno proprietà opto-elettroniche simili a quelle dei semiconduttori inorganici conservando caratteristiche meccaniche e processabilità della plastica.

Sembra quindi realizzabile una tecnologia fotovoltaica dei materiali organici il cui pregio principale dovrebbe essere la flessibilità e il bassissimo costo di produzione delle celle e dei moduli. Le analisi economiche effettuate mostrano che questa tecnologia dovrebbe consentire il conseguimento di un obiettivo del costo di produzione dei moduli inferiore a 0,5 \$/W_p. Attualmente i primi prototipi realizzati in laboratorio mostrano un'efficienza di conversione del 5-6% su aree inferiori a 0,20 cm², ma risultano essere ancora non sufficientemente stabili alle condizioni operative.

Presso il Centro Ricerche di Portici, l'ENEA sta conducendo questo tipo di ricerca utilizzando miscele di materiali semiconduttori polimerici sia commerciali sia di nuova formulazione. I primi risultati mostrano una efficienza quantica superiore al 55% e un'efficienza di conversione, misurata in condizioni standard su campioni di superficie pari a 0,8 cm², intorno all'1,3% (Privato, 2008).

Ossidi conduttori trasparenti (TCO) per i contatti anteriori delle celle a film sottile

Nella tecnologia dei moduli a film sottile riveste una particolare importanza lo strato di materiale conduttore che realizza il contatto ohmico sulla faccia anteriore delle celle. Tale materiale, oltre a essere un buon conduttore elettrico, deve anche essere molto trasparente in modo da lasciar penetrare il massimo della radiazione solare all'interno della cella, dove si compie il fenomeno della conversione fotovoltaica. L'ossido di zinco (ZnO) rappresenta uno dei materiali più promettenti. È stata messa a punto a Portici la tecnologia di realizzazione di strati sottili di ZnO drogato con boro, utilizzando un processo a bassa pressione per la deposizione chimica da fase vapore di composti metallorganici dello zinco (Low Pressure Metalorganic Chemical Vapour Deposition = LP-MOCVD). Con tale tecnica sono stati depositi film di ZnO drogato con boro su area da (30 x 30) cm² che mostrano una trasmittanza nel campo del visibile pari all'82% e una resistività pari a 0,6 milliohm per cm (Privato, 2007b).

■ **Nanocristalli quantistici (*quantum dots*)**

Oltre a seguire le attività di ricerca inerenti ai materiali e dispositivi al silicio cristallino e a film sottile, cioè alle tecnologie di prima e seconda generazione, l'ENEA ha avviato nel Centro Ricerche di Portici alcuni studi sulle tecnologie fotovoltaiche di terza generazione che puntano a superare gli attuali limiti di efficienza creando nuovi materiali nanostrutturati. Le tecnologie già sviluppate della deposizione chimica da fase vapore sono utilizzabili per esplorare anche questo nuovo campo. In particolare l'attenzione è stata posta sulla realizzazione di nanocristalli di silicio (*quantum dots*) di diametro inferiore a 7 nanometri dispersi ordinatamente all'interno di film sottili di materiali isolanti, come il nitruro di silicio. Come è noto, modulando le dimensioni dei *quantum dots*, è possibile variare la caratteristica optoelettronica dello strato, realizzando in tal modo materiali fotosensibili non esistenti in natura con risposta spettrale adattabile alle diverse componenti dello spettro solare. Dispositivi multistrato realizzati con questa tecnica promettono di avere efficienze di conversione molto alte, con valori stimati superiori al 50%.

■ **Lampione fotovoltaico a diodi *leds* ad alta efficienza, “Stapelia”**

Si tratta di un modello innovativo di lampione brevettato dall’ENEA per l’illuminazione pubblica di aree non servite dalla rete elettrica (figura 61).

Il lampione unisce la tecnologia delle celle fotovoltaiche a quella dei diodi emettitori di luce, *leds*, in modo da ottenere un sistema applicativo ad alta efficienza energetica (Privato, 2007c). Il nome assegnato al lampione deriva dal *design* originale a forma di un fiore tropicale, appunto la *stapelia*, i cui 5 petali sono costituiti da moduli fotovoltaici triangolari con celle di silicio cristallino. L’energia captata durante il giorno dai moduli viene accumulata e riutilizzata di notte per alimentare i *leds*, che sostituiscono le usuali lampade al mercurio con notevoli vantaggi di risparmio energetico.



Fig. 61 – Lampioni fotovoltaici *Stapelia* in funzione al Centro di Portici
(foto archivio ENEA)

3.9 Le attività fotovoltaiche dimostrative degli altri operatori nazionali

Accanto alle attività promosse dall’ENEA e sopra descritte, anche le industrie nazionali hanno partecipato alla dimostrazione della validità tecnica degli impianti fotovoltaici in alcune applicazioni, che all’epoca apparivano promettenti sul piano commerciale. Le principali realizzazioni sono descritte brevemente nel seguito.

3.9.1 *Italsolar: impianto di Nettuno da 100 kW_p*

Nell'area attigua agli stabilimenti di produzione di Nettuno, l'Italsolar (già Pragma e oggi Enitecologie) ha realizzato alla fine degli anni 80 un impianto dimostrativo della potenza di circa 100 kW_p, destinato ad alimentare un gruppo di applicazioni dimostrative, come un impianto di pompaggio, un ambulatorio medico trasportabile dotato di frigoriferi per vaccini e una piccola sala operatoria, un dissalatore a osmosi inversa, una serie di lampioni per illuminazione stradale ecc. allo scopo di far constatare ai possibili acquirenti le diverse potenzialità offerte dalla tecnologia fotovoltaica.

3.9.2 *ANIT: impianti di Vasto e Carloforte*

■ **Impianto "Elio-1" di Vasto da 1 MW_p**

Il Consorzio Ansaldo-Italsolar (ANIT, oggi disciolto), ha realizzato nel 1993 a Vasto in Abruzzo un impianto da 1 MW_p collegato alla rete elettrica nazionale. L'impianto, mostrato nella figura 62, occupa un'area di 25.000 m² con i soli pannelli, mentre il suolo complessivamente impegnato, comprese le aree di servizio, è di 39.000 m². L'impresa ha usufruito dei fondi del Programma Valoren dell'UE e dei finanziamenti della Regione Abruzzo. Il costo stimato del kWh prodotto era all'epoca pari a 0,45 ECU (Moschella, 1994). L'impianto è tutt'ora in funzione.



Fig. 62 – Centrale fotovoltaica "Elio-1" da 1 MW_p di Vasto (Abruzzo)
(foto da IEA Implementing Agreement on PV Power Systems, Annual Report 1994)

■ Impianto di Carloforte da 600 kW_p

Nello stesso periodo (giugno 1994) l'ANIT ha realizzato per conto della Regione Sardegna, con finanziamento parziale della Comunità Europea, un impianto fotovoltaico da 600 kW_p a Carloforte. Il generatore fotovoltaico è stato associato ad un impianto eolico da 900 kW ed entrambi gli impianti sono stati collegati alla rete elettrica nazionale (figura 63).



Fig. 63 - Impianto misto da 1,56 MW fotovoltaico-eolico di Carloforte (Sardegna). Si nota il campo fotovoltaico da 600 kW_p, suddiviso in tre sezioni e i tre aerogeneratori Medit WEST Aeritalia da 320 kW ciascuno (fotoriproduzione dal depliant Ansaldo distribuito all'inaugurazione)

3.9.3 ENEL: Case Sparse, Adrano, Vulcano, Ancipa, Valoren, Serre Persano, Alta Nurra

Fin dalle prime fasi storiche del fotovoltaico in Italia, l'ENEL si è interessato attivamente di questa nuova tecnologia. Si è già citato il suo coinvolgimento nella seconda fase 1977-79 del programma fotovoltaico europeo con un contratto per lo studio di fattibilità di una centrale da 1 MW.

Negli anni seguenti 1982-89 l'ENEL ha sviluppato un programma di ricerca e sperimentazione avente lo scopo di verificare direttamente la fattibilità, l'affidabilità e i costi di esercizio di sistemi fotovoltaici di potenza variabile tra 500 W_p a 80 kW_p. Nel corso di questo programma, finanziato con 15 miliardi di lire, sono stati realizzati impianti sperimentali per un totale di circa 110 kW_p (ENEL, 1994a). Successivamente, negli anni 90 le realizzazioni dell'ENEL hanno visto un impegno su impianti di taglia maggiore, soprattutto per verificare la possibilità del collegamento in sostegno della rete nazionale. Qui sotto si proverà a elencare le principali realizzazioni.

■ Realizzazioni nell'ambito del Progetto Case Sparse

Questo progetto costituisce una delle prime iniziative dell'ENEL in campo fotovoltaico. Infatti, esso rappresenta la naturale continuazione dell'indagine effettuata dall'ENEL nel 1978 sulla elettrificazione rurale (Taschini et al., 1978), che aveva individuato l'esistenza di numerose case non elettrificate (dell'ordine di 100.000). In quell'indagine, veniva indicato il fotovoltaico come soluzione conveniente per l'elettrificazione di una parte di esse, di tutte quelle la cui distanza dalla rete nazionale superava qualche km. Con questa premessa fu messo a punto il Progetto Case Sparse, la cui esecuzione ebbe luogo a partire dal 1982 in modo parziale, in quanto il Piano Verde dello Stato del 1966, più volte rifinanziato negli anni seguenti, fornì all'ENEL per l'elettrificazione rurale i fondi sufficienti a collegare alla rete nazionale praticamente tutte le case isolate che erano permanentemente abitate. Rimasero fuori soltanto gli edifici usati parzialmente (tipo rifugi montani, ecc.) e alcuni gruppi di abitazioni non raggiungibili dalla rete elettrica (villaggi sulle isole minori).

A partire dal 1984, l'ENEL in collaborazione con il WWF e con il CAI ha elettrificato con impianti fotovoltaici di varia potenza (500–1.500 W_p) gli edifici di servizio di 8 oasi naturali del WWF e 7 rifugi alpini del CAI. Le prime realizzazioni hanno riguardato l'oasi naturale di Burano, presso Orbetello (GR) e quella di monte Arcosu in Sardegna (CA) e i rifugi alpini di Mezzalama (AO), Cesare Ponti, Longoni e Carlo Emilio (SO), Cesare Battisti (RE), Montanaro (PI), Pacini (FI).

Nel 1988 sono state dotate di piccoli sistemi fotovoltaici di potenza compresa fra 350 e 700 W_p le abitazioni di 30 utenti della frazione di Ginostra nell'Isola di Stromboli e, a seguito dei risultati di esercizio di questi impianti, si è decisa l'installazione di un sistema fotovoltaico centralizzato di media taglia, accoppiato a un generatore diesel di emergenza (figura 64).



Fig. 64 – Progetto Case Sparse: impianto domestico di una casa di Ginostra (Isole Eolie)
(foto tratta da ENEL: “Le nuove fonti rinnovabili”, 1994)

Nel 1991 sono entrati in servizio nell'Isola di Alicudi 16 impianti per utenze isolate per un totale di 21 kW_p. La potenza di ciascun impianto si aggira intorno a 1,3 kW_p e il sistema comprende un *inverter* e batterie di accumulatori di capacità sufficiente a garantire un'autonomia di 5 giorni.

■ Impianti di ricerca di Adrano (Sicilia)

Fin dal 1984, l'ENEL istituì un Campo per le prove sui sistemi fotovoltaici innovativi ad Adrano, accanto alla Centrale Solare Termodinamica a Specchi, EURELIOS, la cui sperimentazione fu interrotta nel 1986. Nel bando di gara degli Impianti Pilota del 1980, l'ENEL si propose per realizzare ad Adrano un impianto da 40 kW_p composto da 8 strutture a inseguimento su due assi, ciascuna dotata di moduli piani per 5 kW_p. Alla fine del 1984, soltanto due strutture da 2,5 kW_p ciascuna erano state installate per un totale di 5 kW_p. Negli anni successivi furono aggiunti altri due sistemi fotovoltaici a pannelli piani fissi da circa 3 kW_p ciascuno con moduli Ansaldo e Helios Technology (ENEL, 1994b).

■ Impianto dell'Isola di Vulcano

Nel Programma degli Impianti Pilota della Comunità Europea del 1980-84, l'ENEL curò la realizzazione dell'impianto da 80 kW_p dell'Isola di Vulcano, (figura 65) destinato alla fornitura di elettricità ad un gruppo di 40 abitazioni situate nelle vicinanze e in alternativa anche al collegamento con la rete locale.



Fig. 65 – Impianto da 80 kW_p dell'Isola di Vulcano. Si notano i due semicampi realizzati rispettivamente dall'Ansaldo e dalla Pragma (foto tratta dal rapporto ENEL RICERCA – Fonti Rinnovabili e Risparmio Energetico, Impianto Fotovoltaico di Vulcano: Primi Risultati di Esercizio e Nuovo Inverter, Direzione Studi e Ricerche 1986)

I moduli fotovoltaici furono forniti dall'Ansaldo e dalla Pragma. I lavori furono terminati nel settembre del 1984 e da tale data l'impianto entrò in esercizio. Ancora oggi esso è in funzione, potenziato da un impianto PLUG da 100 kW_p, la gestione però è passata alla consociata ENEL Green Power.

■ **Impianto di Ancipa (Enna)**

Si trattava di una nuova applicazione del fotovoltaico per l'azionamento automatico delle paratie di un sistema idraulico per il prelievo dell'acqua da un torrente dei monti Nebrodi in Sicilia e il suo convogliamento nel canale di alimentazione del bacino artificiale di Ancipa (figura 66) (Previ et al., 1990).

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in due generatori: il primo, costituito da 16 moduli da 50 W_p per un totale di circa 800 W_p, fornisce tensione a 110 Vdc per l'alimentazione dei motori di azionamento delle chiuse e il secondo, da 12 moduli per una potenza di 600 W_p, produce tensione a 24 Vdc per le apparecchiature di servizio. Tutti i moduli sono fatti con celle al silicio monocristallino. L'impianto, che ha usufruito di un finanziamento parziale della UE, è entrato in funzione nel 1989 ed esso è ancora in esercizio.



Fig. 66 – Impianto fotovoltaico della diga di Ancipa (Enna)
(foto tratta da ENEL: “Le nuove fonti rinnovabili”, 1994)

■ **Faro dell'Isola di Palmi (Ponza)**

L'impianto fotovoltaico (figura 67) è destinato ad alimentare la lampada e i servizi del faro.



Fig. 67 – Il faro dell’isola di Palmaiola (Ponza) (foto tratta dal Rapporto ENEL: “Le nuove fonti rinnovabili”, 1994)

■ Impianti del Programma Valoren

Si è trattato di un programma finanziato in parte dalla Comunità Europea con lo scopo di promuovere l'uso delle fonti rinnovabili nelle regioni più svantaggiate della Comunità. L'ENEL si è proposto con un piano per la realizzazione di 150 impianti fotovoltaici per complessivi 481 kW_p. La tabella 16 riassume la situazione per regione degli impianti pianificati.

Tab. 16 – Gli impianti ENEL del Programma Valoren

REGIONE	APPLICAZIONE	POTENZA INSTALLATA (kW _p)	COSTO PROGETTO (ML)	CONTRIBUTO VALOREN (ML)	QUOTA ENEL (ML)
ABRUZZO	UTENZE ISOLATE DI TIPO	16	560	308	252
BASILICATA		100	3.500	1.925	1.575
CALABRIA		117	4.100	2.255	1.845
CAMPANIA	ARTIGIANALE COMMERCIALE PRODUTTIVO TURISTICO	26	900	495	405
MOLISE		20	680	374	306
PUGLIA		114	4.000	2.200	1.800
SARDEGNA		85	3.000	1.650	1.350
SICILIA		3,5	500	275	225
Totale		481,5	17.240	9.482	7.758

Fonte: ENEL, “Le Nuove Fonti Rinnovabili 1994”, p. 30

Gli impianti sono stati realizzati tra il 1993 e il 1994 utilizzando un sistema modulare unitario messo a punto dall'ENEL della potenza di circa 3 kW_p, con moduli fotovoltaici da 40–60 W_p fatti con celle al silicio cristallino (mono e poli). I moduli erano assemblati in stringhe in modo da ottenere una tensione continua di 110 volt. L'uscita delle stringhe era collegata ad un inverter, che provvedeva a convertire la tensione continua in alternata a 220 volt.

■ Centrale da 3,3 MW_p di Serre Persano (SA)

La centrale da 3,3 MW_p, la cui realizzazione è stata avviata nel 1992, all'origine faceva parte di un progetto più ambizioso. Essa era stata considerata come la prima sezione di una centrale multimegawatt da 10 MW, programmata dall'ENEL allo scopo di verificare la reale possibilità tecnica ed economica, che impianti di questa taglia avrebbero potuto avere nello svolgere la missione di sostegno dei rami periferici della rete nazionale.

Questo tipo di applicazione era stato sperimentato negli anni precedenti dalla Società californiana Pacific Gas & Electric con gli impianti multimegawatt precedentemente descritti e i risultati della sperimentazione furono presentati nel 1992 alla Conferenza Internazionale dell'IEA di Taormina (IEA-ENEL, 1992).

Il giudizio era stato nettamente positivo, soprattutto per il miglioramento apportato all'affidabilità della rete locale a cui venivano collegati tali impianti, tanto da indicare in questa applicazione un segmento di mercato molto vicino alla competitività economica. Sembrava quindi possibile raggiungere questa competitività aumentando la scala degli impianti, in modo da garantire all'industria fotovoltaica un volume di vendite più alto in un lasso di tempo prolungato. Si pensava che l'effetto di scala potesse produrre l'abbassamento dei prezzi necessario a tale scopo. Per questi motivi sembrò opportuno pianificare una centrale da 10 MW_p, suddivisa nel tempo in tre sezioni da 3,3 MW_p ciascuna e si cominciò a realizzare la prima sezione, che fu completata nel 1995. A prescindere dai risultati tecnici ed economici ottenuti, la privatizzazione dell'ENEL (nel frattempo intervenuta) cambiò radicalmente il quadro di riferimento e le successive sezioni non furono più realizzate.

La centrale di Serre, mostrata nella figura 68, è costituita da 10 sottocampi fotovoltaici da 330 kW_p, ciascuno suddiviso in due sezioni da 165 kW_p, in modo da generare una tensione continua di 400 V con la quale si alimenta un inverter. Questo trasforma tale tensione in corrente alternata trifase a 20kV in modo da poter collegare l'impianto alla rete esterna di media tensione.

I moduli fotovoltaici, che sono assemblati in pannelli piani fissi inclinati a 20°, sono stati forniti dalle imprese italiane ANIT e Helios Technology, dalla francese Photowatt, dalla statunitense Solarex e dalla giapponese Kyocera.

Tutti i moduli sono stati fabbricati con celle al silicio policristallino.



Fig. 68 – Centrale di Serre Persano (SA) da 3,3 MW_p (foto da archivio dell'autore)

Alcune caratteristiche della centrale sono indicate nel prospetto seguente.

Caratteristiche della centrale di Serre Persano (SA)

Potenza	3,3 MW _p
Tecnologia:	Silicio policristallino
Produzione	4,8 milioni di kWh
Superficie moduli	28.000 m ²
Superficie occupata	6 ettari
Costo centrale	39 miliardi di lire (1995)
Costo energia	800 lire/kWh

■ **L'impianto PLUG di Alta Nurra (Sardegna)**

Si tratta di uno degli impianti del Progetto PLUG, realizzato in collaborazione con l'ENEA e parzialmente finanziato dal Programma Valoren della UE (vedi figura 44 precedente). L'impianto, della potenza di 100 kW_p, è situato nella Stazione di Prova dell'ENEL in Alta Nurra, vicino a Porto Torres nel Nord-Ovest della Sardegna. Esso è entrato in esercizio nel 1995 e funziona in collegamento con la rete locale.

4 IL PROTOCOLLO DI KYOTO E IL RILANCIO DEL FOTOVOLTAICO

4.1 Le norme d'incentivazione

Come si è detto, nel dicembre del 1997 fu proposto dall'ONU il Protocollo di Kyoto ai vari paesi aderenti perché lo sottoponessero alla ratifica dei rispettivi parlamenti. Il Protocollo conteneva l'indicazione delle misure da prendere per ridurre le emissioni dei gas climalteranti, o gas serra. L'Unione Europea aderì subito al Protocollo su base volontaria, stabilendo un obiettivo di riduzione delle emissioni dell'intera Unione, al 2008–2012, dell'8% rispetto al livello del 1990 e concordando con i paesi comunitari i singoli obiettivi di riduzione delle emissioni (per l'Italia, il 6,5%).

Alcuni paesi europei iniziarono subito ad adottare appositi provvedimenti legislativi per conseguire gli obiettivi assegnati mediante il ricorso allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Ad esempio, la Germania nell'aprile 2000 si era già dotata di una legge d'incentivazione del fotovoltaico (Legge EEG) rivolta ai privati e basata sul criterio delle erogazioni pubbliche a fronte della quantità di energia elettrica prodotta. La "filosofia" relativamente nuova adottata per quantificare l'entità dell'incentivo sottintendeva un aspetto concettuale specifico collegato ai benefici ambientali. In pratica, il procedimento di contabilizzazione puntuale dei benefici, che di solito era usato per determinare l'incentivo, veniva abbandonato. Infatti, visto l'alto costo dei sistemi fotovoltaici, tale procedura portava sistematicamente alla persistenza di un deficit economico, che a sua volta non permetteva il ritorno dell'investimento. Ciò aveva avuto come conseguenza che il settore fotovoltaico, nonostante la conseguita maturità tecnica, si trovava ad essere economicamente competitivo soltanto in alcune nicchie del mercato energetico, cosa che ne aveva assicurato la sopravvivenza, ma che non aveva permesso la crescita di scala e l'apprendimento dei prezzi.

La legge tedesca partiva dal presupposto che la crisi ambientale fosse effettivamente un'emergenza e che pertanto essa richiedesse la necessità di usare comunque il fotovoltaico (accanto alle altre opzioni rinnovabili). L'entità dell'incentivazione pubblica doveva essere fissata in base al valore del differenziale di costo rispetto al livello di competitività con l'energia convenzionale. In questo modo gli investimenti privati nel fotovoltaico sono divenuti redditivi e il volume di mercato in Germania è aumentato in modo esponenziale a partire dal 2003, come si può vedere nella figura 69.

Nel contempo, altri paesi come la Spagna e il Giappone hanno adottato criteri d'incentivazione simili che hanno portato ad un grande sviluppo del fotovoltaico al loro interno, così da imprimere al mercato mondiale una dinamica esponenziale analoga a quella dei primi anni 80, ma con ordine di grandezza di gran lunga maggiore (figura 70).

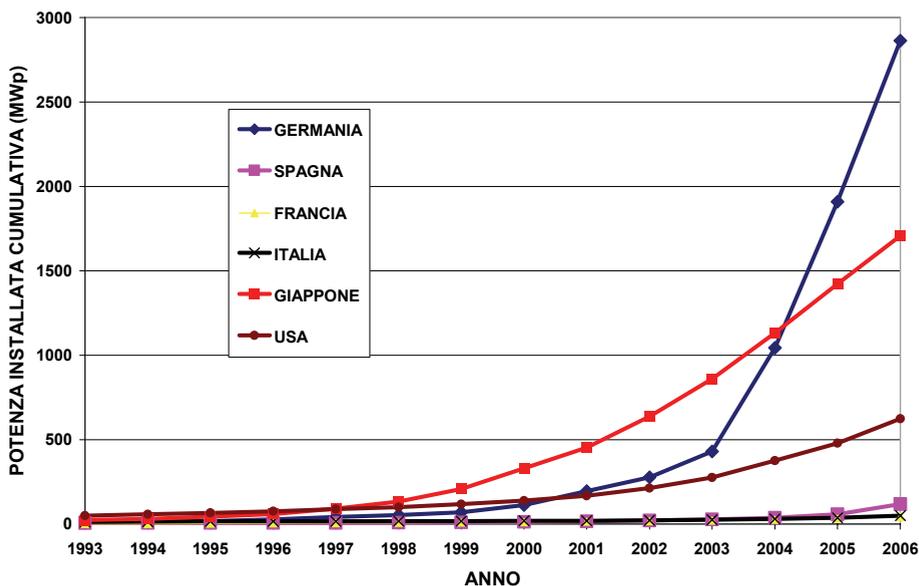


Fig. 69 – Potenza fotovoltaica cumulativa installata in alcuni paesi dell’OCSE e in particolare in Germania, Giappone e USA (fonte: IEA, Report IEA PVPS T1-16:2007)

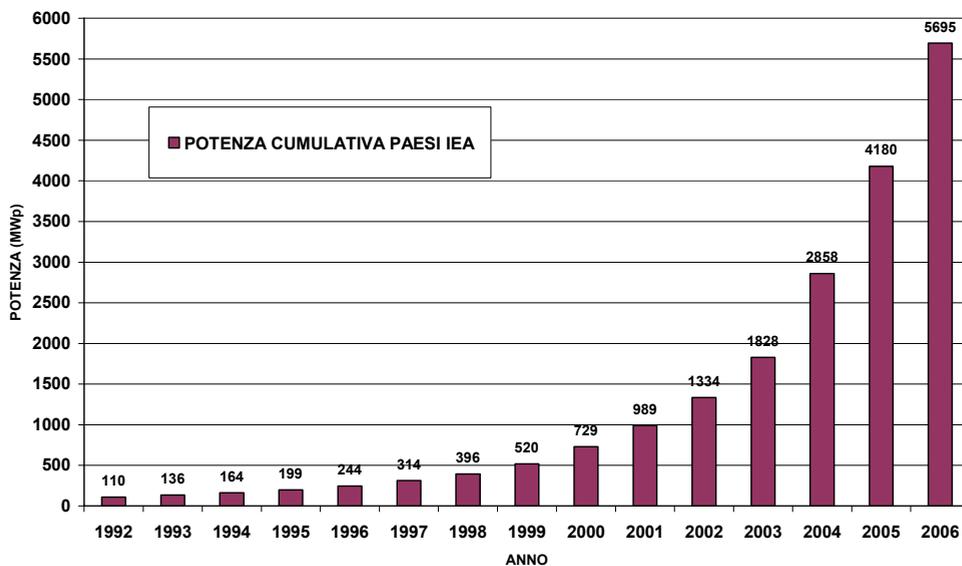


Fig. 70 – La potenza cumulativa degli impianti fotovoltaici installati nei paesi dell’OCSE (fonte: IEA – Report PVPS T1-16:2007)

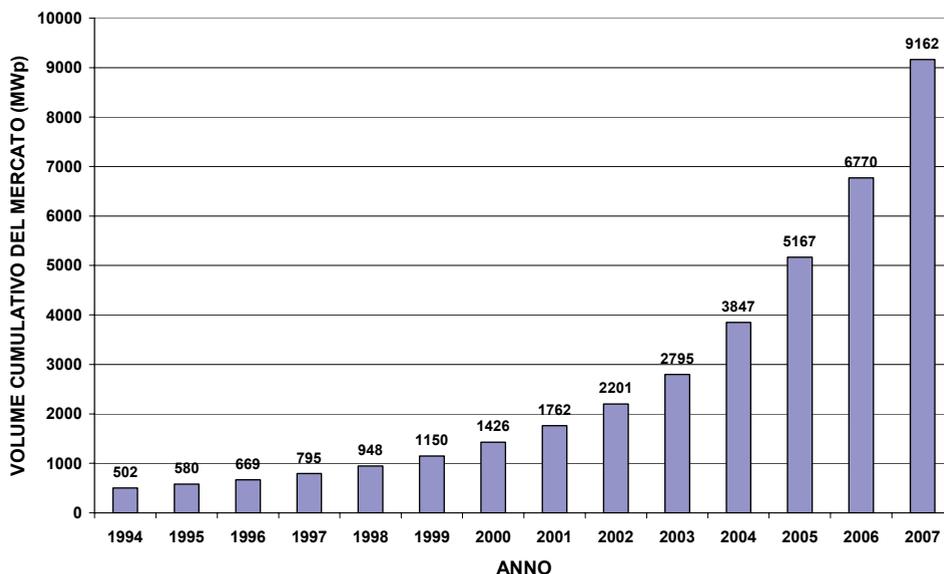


Fig. 71 – Andamento storico del volume cumulativo del mercato mondiale fotovoltaico
(fonte dei dati: Rapporto EPIA-GREENPEACE “Solar Generation V” – 2008)

L’entità assoluta raggiunta dal volume cumulato delle vendite a livello mondiale può essere apprezzata nel grafico di figura 71. Come si può notare, l’andamento è in crescita esponenziale e il valore del 2007 raggiunge 9.165 MW_p. Qualora la tendenza risulterà confermata per alcuni anni a venire, la competitività economica del fotovoltaico potrà essere raggiunta come previsto dalla curva di apprendimento tracciata nella figura 9 del paragrafo 1.7.1.

4.2 La normativa italiana: il conto energia

Mentre in Germania e Spagna avveniva ciò che si è visto sopra, in Italia il decreto legislativo del Ministero dell’Industria n. 79 del 16/3/1999 (detto decreto Bersani dal nome del ministro) recepiva la direttiva europea 96/92/CE che istituiva il mercato unico per l’energia elettrica. Il decreto Bersani introduceva in Italia la liberalizzazione del settore della produzione d’energia e imponeva alle aziende elettriche di generare con fonti rinnovabili, e immettere nel sistema elettrico, una quota di elettricità pari al 2% della produzione annuale. Il decreto istituiva anche il mercato della borsa elettrica e il meccanismo dei Certificati Verdi (CV) abbinati alla produzione di elettricità da fonti rinnovabili da far entrare in funzione a partire dal 2002. Si stabiliva anche che il Gestore della Rete Nazionale assegnasse all’elettricità rinnovabile la priorità assoluta nel dispacciamento in rete.

A seguito della ratifica del Protocollo di Kyoto da parte dei paesi europei, la Commissione Europea ha emanato nel 2001 la direttiva 2001/77/CE per i paesi dell'Unione riguardante la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tale direttiva assegnava all'Italia l'obiettivo di arrivare a produrre nel 2010 una quota di elettricità rinnovabile pari al 25% (ridotta poi al 22%) del consumo elettrico totale previsto per tale data.

Il decreto legislativo n. 387 del 29/12/03 ha recepito la direttiva europea e ha introdotto una norma che incrementa annualmente la quota del 2%, fissata dal decreto Bersani citato poc'anzi, di 0,35 punti percentuali, onde raggiungere l'obiettivo del 22% nel 2010. La Legge Finanziaria 2008 ha portato l'incremento annuale a 0,75% per il periodo 2007-2012 (Legge n. 244 del 24/12/2007, art. 2 comma 146). Il decreto n. 387/03, inoltre, ha disposto che il Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, adottasse specifiche misure normative e d'incentivazione per l'energia elettrica solare.

Il decreto del Ministro delle Attività Produttive del 28 luglio 2005 ha ottemperato a questo obbligo stabilendo i *criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante la conversione fotovoltaica della fonte solare*. In estrema sintesi le direttive di questa legge possono riassumersi nel fatto che, per la prima volta in Italia, le incentivazioni pubbliche vengono erogate sulla base della quantità d'energia prodotta dagli impianti, o per l'autoconsumo, o per l'immissione nella rete nazionale. Non sono previste sovvenzioni pubbliche in conto del capitale investito, ma solo in conto dell'energia effettivamente prodotta (autoconsumata o venduta alla rete). Per questo motivo il decreto d'incentivazione del fotovoltaico è stato subito indicato come *legge del Conto Energia*.

Il 19 febbraio 2007 un nuovo decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (già Ministro delle Attività Produttive) con lo stesso titolo del decreto precedente ha revisionato tutta la materia aggiustando alcune norme del testo precedente (Nuovo Conto Energia). In particolare si è aumentato il tetto di potenza incentivabile portandolo a 1.200 MW e si è semplificato l'iter burocratico per le autorizzazioni.

In conclusione, la produzione di energia fotovoltaica in Italia è stata regolamentata dalla legge d'incentivazione del Conto Energia a partire dall'agosto 2005. Gli effetti sullo sviluppo del settore si sono cominciati ad avvertire nel 2006 con un incremento nella produzione fotovoltaica annuale pari a circa il 13% (Rapporto Gestore Servizi Elettrici – GSE, 2006). Nel solo periodo che va dal 19 settembre 2005 al 31 marzo 2006 il numero degli impianti ammessi agli incentivi è stato pari a 12.433 per una potenza totale di 387 MW. Di questi impianti risultavano entrati in esercizio 40,4 MW_p a settembre 2007 e in corso di realizzazione altri impianti per un totale di 46,74 MW_p (GSE, Relazione delle attività ottobre 2006 – settembre 2007 (www.gsel.it)).

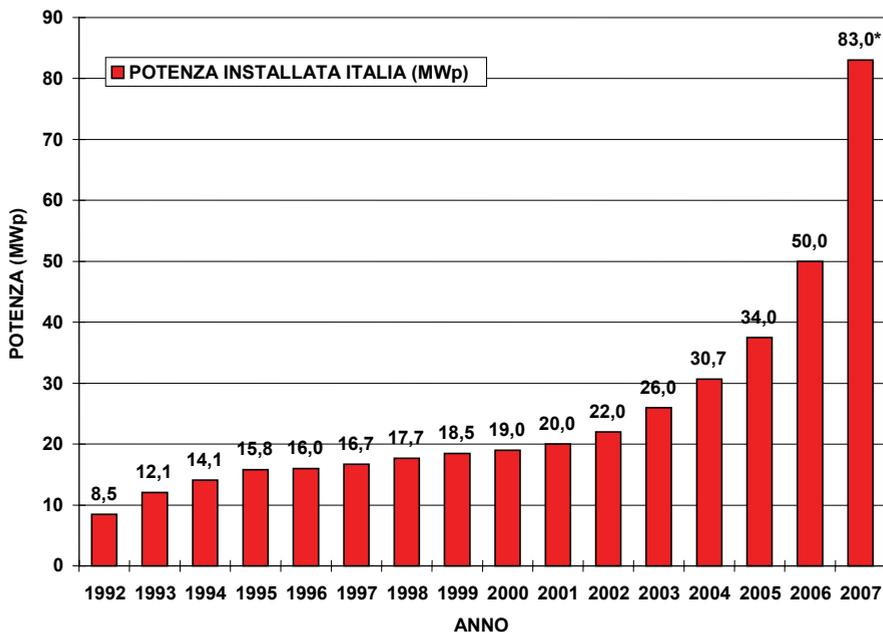


Fig.72 – Potenza cumulativa degli impianti fotovoltaici installati in Italia fino al 2007 (fonte: IEA-PVPS T1 – 16:2007 per i dati fino al 2006)

* il dato 2007 è stato ricavato dal comunicato stampa del GSE del 3 marzo 2008 e riguarda soltanto gli impianti incentivati dal Conto Energia

La figura 72 riassume la situazione della potenza fotovoltaica installata in Italia fino alla fine del 2007 e della produzione di elettricità, secondo i dati rilevati dall'IEA (IEA, 2007) e dal GSE.

Si vede chiaramente come a partire dal 2002 (Tetti Fotovoltaici) sia iniziata la ripresa del fotovoltaico con un deciso incremento nel 2006 per i primi effetti delle incentivazioni del Conto Energia, i cui contributi a regime si potranno vedere meglio nei prossimi anni.

In conclusione, anche se il contributo attuale del fotovoltaico al soddisfacimento del fabbisogno energetico italiano è da considerare ancora marginale, occorre tuttavia rilevare due fatti molto importanti: il primo è che presso l'opinione pubblica si è ampiamente diffuso e accreditato il concetto che la tecnologia fotovoltaica è una tecnica solare ormai matura e disponibile all'uso; il secondo è che tale tecnologia è effettivamente in grado di produrre consistenti quantità di elettricità a livello del bilancio energetico nazionale tanto da contribuire a contrastare la crisi climatica globale.

Sotto la spinta delle incentivazioni pubbliche conseguenti agli impegni di Kyoto, la crescita italiana e mondiale degli investimenti e quella della produzione di energia fotovoltaica hanno assunto da qualche anno un andamento esponenziale con volumi di mercato di dimensioni fino a qualche anno fa impensabili.

Ciò ha aumentato enormemente il margine di confidenza circa la previsione del conseguimento della competitività economica nel medio termine, obiettivo finale della tecnologia fotovoltaica che ha costituito il motivo dominante di tutte le vicende qui raccontate.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Acciarri M., Binetti S., Savigni C., Pizzini S., Ferrazza F., Margadonna D., 1995, Proceedings of 13th European Solar Photovoltaic Energy Conference, H. S. Stephens & Assoc., Bedford, UK, pp. 1336–1340.
- Acta Electronica, 1961, *Conversion directe de l'energie solaire en energie electrique*, Vol.5, n. 3, Ed. Laboratoires d'electronique e de physique appliquee, Paris, Juillet.
- Adams W. G., Day R. E., 1877, *The Action of Ligth on Selenium*, Proc. Royal Soc. Vol. 25, pp. 113–119. Oppure Philosophical Transactions of the Royal Society of London, 168, 1877, pp. 341–342, riportato da J. Perlin, *Dal Sole: L'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano 2000, p. 24.
- Addonizio M., Parretta A., Pellegrino M., Romano A., Tucci M., Mittiga A., Gentilin L., 2003, *Caratterizzazione di celle fotovoltaiche a concentrazione*, Rapporto Tecnico ENEA RT/2003/52/ENE.
- Albergamo V., Bullo P., 1981, *The DELPHOS Project*, Proc. 15th IEEE PVSC. pp. 1208–1213.
- Albergamo V., 1987, *L'Impianto Fotovoltaico DELPHOS*, Notiziario dell'ENEA Energia e Innovazione, n. 5 maggio 1987, pp. 34–43.
- Amerio A., 1935, *L'influenza delle basse temperature su alcune cellule fotoelettriche*, Rendiconti del Regio Istituto Lombardo di scienze e lettere, Serie II, Vol. LXVIII, pp. 735–741.
- Amerio A., 1938, *L'utilizzazione del calore solare e l'autarchia nazionale*, Scienza e Tecnica, Vol. 2°, Fascicolo 1°, pp. 3–13.
- Arya R. R., Catalano A., O'Dowd J., Morris J., Wood G., 1985, *Superlattice P-layers for High Efficiency Single Junction a-Si:H P-I-N Solar Cells*, Proc. 18th IEEE PVSC, pp. 1710–1711.
- Ascoli S., Broch-Toniolo F., Cacace F., Giacomello G., 1965, *Il separatore di isotopi dell'Università di Roma*, La Ricerca Scientifica, A 35 II, 8, 1.
- Ascoli S., Fioroni F., Flori D., Gislou R., Papa C., Rispoli B., Spoglia U., 1968, *Giunzioni p-n ottenute in silicio mediante l'impianto di ioni droganti*, Rapporto Tecnico CNEN, RT/EL (68) 11.
- Associazione Elettrotecnica Italiana, Gruppo di Microelettronica, 1978, *Giornata di Studio su: Conversione Fotovoltaica Dell'Energia Solare*, Milano, 18 maggio 1978.
- Aulich H. A., Shulze F. W., Strake B., 1985, *Energy Pay-Back Time for Cristalline Silicon Photovoltaic Modules Using New Technologies*, Proc. 18th IEEE PVSC, p. 1218.
- Bardeen J, Brattain W. H., 1948, *The Transistor: A Semiconductor Triode*, Phys. Rev., Vol. 74, p. 230.

- Barra L., Bricca E., Castello S., Messina C., 1991a, *Photovoltaic Systems for Archaeological Areas*, 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 8–12 April, Lisbon, pp. 805–808.
- Barra L., Castello S., Messina C., 1991b, *Design and Development of a Standard 100 kW Photovoltaic System*, 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 8–12 April, Lisbon, pp. 1285–87.
- Barra L., Bricca E., Castello S., Messina C., 1991c, *Lighting of Airfield Landing Strips by Photovoltaic System*, 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 8–12 April, Lisbon, pp. 809–811.
- Becquerel E., 1839, *Sur les effets électriques produits sous l'influence solaire*, C. R. Acad. Sci., Vol. 9, n. 22, 25 nov., pp. 561–567.
- Bellino L., 1982, *Caratteristiche e problematiche della conversione termofotovoltaica*, Tesi di Laurea, Università di Salerno, Relatori prof. Roberto D. Parmentier e dott. D. Coiante.
- Bellone S., Caruso A., Cocorullo G., Piro G., Prezioso V., Spirito P., Vitale G., *Dispositivi Per La Conversione Termofotovoltaica*, Contratto Ricerca 19050 del 9/5/1983, Rapporto Tecnico RT/FARE/85/8.
- Bevilacqua S., Coiante D., 1979, *Valutazione comparativa delle tecniche fotovoltaica e termofotovoltaica per la generazione di energia elettrica*, Atti del Convegno FAST-AEI: "Giornate di Studio sulla Conversione Fotovoltaica dell'Energia Solare", Milano 18–19 ottobre, pp. 80–82.
- Biondi F. J. Ed, 1958, *Transistor Technology*, Vol. I e II, D. Van Nostrand Co, Inc, Princeton, New York..
- Brown A., Green M., 2002, *Efficiency Limits*, UNSW Annual Report 2002, www.pv.unsw.edu.au, p. 13.
- Byrne J., Kurdgelashvili L., Poconi D., Barnett A., 2004, *The Potential of Solar Electric Power for Meeting Future US Energy Needs: A Comparison of Projections of Solar Electric Energy Generation and Arctic National Wildlife Refuge Oil Production*, Energy Policy, n. 32, pp. 289–297.
- Califano F., Pizzini S., Soncini G., 1979, *Italian Activities in Photovoltaics*, Proc. 2nd EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Berlin, 23–26 April, pp. 1128–1134.
- Califano F., Coiante D., Lanzavecchia G., Nobili D., Simoni G., Taschini A., 1980, *Energia Elettrica Fotovoltaica: Proposta Per Un Programma Di Intervento Pubblico*, Relazione al Presidente del CNEN del 10 Aprile 1980 (Archivio dell'autore).
- Carlson D. E., 1977, IEEE Trans. Electron Devices, ED 24, p. 449.
- Carlson D. E., Wronski C. R., 1976, Appl. Phys. Lett., Vol. 28, p. 671.
- Carlson D. E., 1980, *An Overview of Amorphous Silicon Solar Cell Development*, Proc. 14th IEEE PVSC, p. 291.

- Castello S., Garozzo M., Li Causi S., 2001, *The Italian Roof-Top Program: Current Status and First Results*, Proc. of 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, October 22–26, pp. 888–891.
- Castello S., Guastella S., 2005, *Italy PV Technology Status and Perspectives*, Rapporto preparato per l'Implementing Agreement con IEA (Comunicazione privata).
- Catalano A., D'Aiello R. V., Dresner J., Faughnan B., Firester A., Kane J., Shade H., Smith Z. E., Swartz G., Triano A., 1982, *Attainment of 10% Conversion Efficiency in Amorphous Silicon Solar Cells*, Proc. 16th IEEE PVSC, p. 1421.
- Chaffin R. J., Osbourn G. C., Dawson L. R., Biefeld R. M., 1984, *Strained Superlattice, Quantum Well, Multijunction Photovoltaic Cell*, Proc. 17th IEEE PVSC, pp. 743–746.
- Chapin D. M., Fuller C. S., Pearson G. L., 1954, *A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power*, J. Appl. Phys., Vol. 25, p. 676.
- Cittick R. C., et al., 1969, J. Electrochem. Soc. n. 116, p. 77.
- CNEN, 1980, *Fonti Alternative e Risparmio Energetico, Rapporto Annuale N. 1, Attività Svolta nel 1979*, Roma, dicembre 1979, p. 7.
- Coiante D., Michalowicz J., Parisi Presicce L., Spoglia U., 1965, *Rivelatori a semiconduttore del tipo a barriera superficiale*, Rapporto Tecnico CNEN RT/EL (65) 7, settembre.
- Coiante D., Parisi Presicce L., Spoglia U., 1967, *Rivelatori al silicio del tipo a barriera superficiale per spettrometria alfa e beta ad alta risoluzione*, Rapporto Tecnico CNEN RT/EL (67) 1, giugno.
- Coiante D., 1980, *Analisi del rendimento della conversione termofotovoltaica*, Rapporto Tecnico CNEN RT/ING (80) 29.
- Coiante D., 1981, *L'attività fotovoltaica del CNEN*, Rendiconti delle Giornate Fotovoltaiche FAST di Milano, 4–5 giugno 1981.
- Coiante D., 1984, *L'area sperimentale dell'ENEA per la prova e la qualificazione di componenti e sistemi fotovoltaici*, Notiziario dell'ENEA, nn. 11-12, novembre-dicembre, pp. 36–46.
- Coiante D., Barra L., 1992, *Can Photovoltaics Become an Effective Energy Option?*, Solar Energy Materials and Solar Cells, n. 27, pp. 79–89.
- Cole A., Roberts S., Heasman K., Tregurtha D., Bruton T. M., Serenelli E., Salza M., Izzi M., Tucci M., Pirozzi L., 2008, *Fine-Line Screen Printing in Large Area Laser Grooved, Buried Contact Silicon Solar Cells*, Proc. XXII European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia.
- Colombo U., 1979, Relazione del Presidente del CNEN, alla X Commissione Industria del Senato Italiano, 15 novembre.

- Conti M., 1979, *Prospettive per il silicio nel campo della conversione fotovoltaica*, Elettronica Oggi, n. 9, settembre 1979, p. 52.
- Curran L., 1976, *Companies Look for Ways to Raise Solar-Cell Output*, Electronics, November 11, p. 97.
- Deb S. K., Ferrere S., Frank A. J., Gregg B. A., Huang S. J., Nozik A. J., Schlichtorl G., Zaban A., 1997, *Photochemical Solar Cells Based on Dye-sensitization of Nanocrystalline TiO₂*, Proc. 26th IEEE PVSC, pp. 507–510.
- De Lia F., Castello S., Abenante L., 2003, *Efficiency Degradation of C-Silicon Photovoltaic Modules after 22-Year Continuous Field Exposure*, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11–18, Osaka.
- Desvignes F., Beauzee C., 1961, *Aspects économiques de la fabrication et de l'utilisation des cellules solaires*, Acta Electronica, Vol. 5, n. 3, Paris, Juillet, pp. 379–391.
- Döhler G. H., 1981, *Semiconductor Superlattices – A New Material for Research and Applications*, Phys. Scr., 24, pp. 430–439.
- Döhler G. H., 1984, *Super-reticoli a stato solido*, Le Scienze, gennaio 1984.
- DOE, 1980, *National Photovoltaic Program, Electrical Power from Solar Cells*, JPL, doc. 5101-155, Sept, p. 3.
- DOE, JPL, NASA, 1981, *Electricity from Photovoltaic Solar Cells, Low-Cost Solar Array Project*, (15th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, May, 1981), JPL 5101-178 Rev. C, July, p. 1.
- DOE National Photovoltaic Program, 1983, *Five Year Research Plan 1984–1988. Photovoltaics: Electricity from Sunlight*, May, p. 25.
- DOE/Energy Information Administration, 1994, *Energy Use and Carbon Emission*, Report EIA 0579, March, p. 24.
- Durand H., 1976, *Le developments francais des photopiles au silicium*, Atti del Colloque International Sur L'Electricite Solaire, 1–5 Mars, Toulouse (France), pp. 43–56.
- Einstein A., 1905, Ann. Phys., Vol. 17, p. 132.
- ENEA, 1982a, *Quarto Piano Quinquennale ENEA 1980-84: Delibera CIPE 29 aprile 1980*, Edizioni ENEA, aprile.
- ENEA, 1982b, *Quarto Piano Quinquennale ENEA 1980-84: Delibera CIPE 6 maggio 1981*, Edizioni ENEA, aprile.
- ENEL, 1994a, *Le nuove fonti rinnovabili: ricerca, sviluppo e dimostrazione per la loro utilizzazione*, Direzione Studi e Ricerche, p. 18.
- ENEL, 1994b, *Le nuove fonti rinnovabili: ricerca, sviluppo e dimostrazione per la loro utilizzazione*, Direzione Studi e Ricerche, p. 44.
- Esaki L., Tsu R., 1970, IBM J. Res. Develop., Vol. 14, n. 61.

- Farinelli U., 1984, *Le fonti rinnovabili e il risparmio di energia*, Notiziario dell'ENEA, nn. 6-7, giugno-luglio, p. 74.
- Fornarini L., Abenante L., Castello S., Di Francia G., Gentilin L., Zavarese L., 1989, *Tecniche di calibrazione dei dispositivi fotovoltaici: misure effettuate presso i laboratori ENEA durante il PEP round robin 1987*, Rapporto Tecnico ENEA RT/FARE/89/5.
- Galluzzi F., Gentilin L. G., Mazzacano F., 1985, *Collaborative Project on Photovoltaic Solar Energy: Round-Robin Measurements of Reference Solar Cells*, Expert Meeting on Common Evaluation Methods, JRC Ispra, 9–11 September 1985, Rapporto ENEA DPH-83-F7.
- Garozzo M., Bracciocurti G., Vittori M., Montoni A., 1988, 8th E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Florence, May, Kluwer, Dordrecht, 1988, p. 1197.
- Gislon R., Messana C., 1989, *The Italian Photovoltaic Programme*, 9th E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Freiburg 25–29 September, pp. 1191–1194.
- Goradia C., Clark R., 1985, *A Proposed GaAs-based Superlattice Solar Cell Structure with High Efficiency and High Radiation Tolerance*, Proc. 18th IEEE PVSC, pp. 776–781.
- Grätzel M., 2000, *Perspectives for Dye-sensitised nanocrystalline solar cells*, Progress in Photovoltaics Research and Applications, Vol. 8, pp. 171–186.
- Green M. A., Blakers A. W., Jiqun S., Keller E. M., Wenham S. R., 1984, *Towards a 20% Efficient Silicon Solar Cell*, Proc. 17th IEEE PVSC, pp. 386–389.
- Green M.A., 2001, *Third Generation Photovoltaics, 2001 Annual Report*, www.pv.unsw.edu.au, p. 18.
- Green M. A., 2002, *Efficiency Limits for Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Proceedings of Conference PV in Europe – PV Technology to Energy Solutions, Rome, 7–11 October, p. 12.
- Green M.A., 2003, *Third Generation Photovoltaics, 2003 Annual Report*, www.pv.unsw.edu.au, p. 75.
- Green M. A., Emery K., King D. L., Igari S., Warta W., 2004, *Solar Cell Efficiency Tables (Version 24)*, Prog. Photovolt. Res. Appl., Vol. 12, pp. 365–372.
- Guarini. G., 1979, *Celle solari all'arseniuro di gallio per sistemi ad altissima concentrazione luminosa*, Elettronica Oggi, n. 9, settembre 1979, pp. 60–61.
- Guha S., Yang, J., Pawlikiewicz A., Glatfelter T., Ross R., Ovshinsky S. R., 1988, *A Novel Design for Amorphous Silicon Alloy Solar Cells*, Proc. 20th IEEE PVSC, p. 79.
- Holihan P., 2001, *The Role of Electric Utilities in the Photovoltaic Industry*, www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewable.energy, pp. 1–12.
- Hunt L. P., 1976, *Total Energy Use in the Production of Silicon Solar Cells from Raw Materials to Finished Product*, Proc. 12th IEEE PVSC, p. 349.

- IEA, ENEL, 1992, Proceedings of Executive Conference on *Photovoltaic Systems for Electric Utility Applications: Opportunities, Critical Issues and Development Perspectives 2-5 December 1990, Taormina*, OECD Publications, Paris Cedex 16.
- IEA PVPS, 2003, *Annual Report Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems*, Fribourg, Switzerland, p. 59.
- IEA, 2005, *Photovoltaic Power Systems Programme*, Report IEA-PVPS-14:2005.
- IEA, 2007, *Photovoltaic Power Systems Programme*, Report IEA-PVPS-16:2007.
- IEEE, 1962, *Photovoltaic Specialists Conference*, Proceedings of 2nd Conference.
- Jennings C., Farmer B, Townsend P.H., Reyes T., Whitaker C., Gough J., Stolte W., Wenger H., Hoff T., 1996, *PVUSA – The First Decade of Experience*, Proc. 25th IEEE PVSC, p. 1514.
- Jenny D. A., Loferski J. J., Rappaport P., 1956, *Photovoltaic Effect in GaAs p-n Junctions and Solar Energy Conversion*, Phys. Rev., Vol. 101, n. 3, February, pp. 1208–1209.
- Johnson R., 1996, *Photovoltaics Opportunities 1996*, Rapporto Strategies Unlimited, Roma, 23 settembre.
- JPL, 1980, *DOE National Photovoltaic Program: Electric Power From Solar Cells*, Report Sept, p. 2.
- Kamprachum S., Kiravittaya S., Songmuang R., Thainoi S., Kanjanachuchai S., Sawadsaringkarn M., Panayakeow S., 2002, *Multistacked Quantum Dots with Graded Dot Sizes for Photovoltaic Applications*, Proc. 29th IEEE PVSC , p. 1055.
- Karsner A., 2006, *New World Record Achieved in Solar Cell Technology*, www.energy.gov/news, 5 dicembre.
- Kazmerski L. L., 2006, *Solar photovoltaics R&D at the tipping point: A 2005 technology overview*, J. Electron Spectroscopy and Related Phenomena, 150, pp. 105–135.
- Kimura K., 1992, *Present and Future Capabilities of Photovoltaic Systems to Meet the Utilities Economic Requirements*, Proc. Executive Conference on *Photovoltaic Systems for Electric Utility Applications: Opportunities, Critical Issues and Development Perspectives 2-5 December 1990, Taormina*, OECD Publications, Paris Cedex 16.
- King R. R., Law D. C., Edmondson K. M., Fetzer C. M., Kinsey G. S., Yoon H., Sherif R. A., Krut D. D., Ermer J. H., Hebert P., Pien P., Karam N. H., 2007, *Multijunction Solar Cells with over 40% Efficiency and Future Directions in Concentrator PV*, 22th European PVSEC, 3–7 September 2007, Milan, Italy, pp. 11–15.
- Kurtz S. R., Myers D., Olson J. M., 1997, *Project Performance of Three- and Four-Junction Devices Using GaAs and GaInP*, Proc. 26th IEEE PVSC, pp. 875–878.

- 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.
- Lanzavecchia G., 1981, *Commissione Per Lo Studio Di Fattibilità Del Centro Ricerche Fotovoltaiche: Rapporto Conclusivo*, CNEN Direzione Generale, ottobre 1981.
- Lindmayer J., Allison J., 1972, *An Improved Silicon Solar Cell – The Violet Cell*, Proceedings of the 9th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 83–84.
- Loferski J. J., 1956, *Theoretical Considerations Governing the Choice of the Optimum Semiconductor for Photovoltaic Solar Energy Conversion*, J. Appl. Phys, Vol. 27, n. 7, July, pp. 777–784.
- Loferski J. J., 1961, *Les possibilités de realisation de cellules photovoltaïques avec d'autre matériaux que le silicium*, Acta Electronica, Vol. 5, n. 3, Paris Juillet, p. 356.
- Loferski J. J., 1981, *A Review of Advanced Technologies and Future Trends of Industrial Development for Photovoltaic Conversion of Solar Energy*, Rapporto Tecnico CNEN-RT/FARE-SDI (81) 2.
- Magid L.M., Maycock P.D., 1980, *The U. S. National Photovoltaic Program*, Proc. 14th IEEE PVSC, pp. 887–892.
- Maycock P.D., 1981, *Overview of the U.S. Photovoltaic Program by an Ex-DOE Person*, Proc. 15th IEEE PVSC, pp. 4–10.
- Maycock P., Stirewalt E. N., 1981a, *Photovoltaics, Sunlight to Electricity in One Step*, Brick House Publishing Co. Inc., Andover MA, p. 169.
- Maycock P., Stirewalt E. N., 1981b, *Photovoltaics, Sunlight to Electricity in One Step*, Brick House Publishing Co. Inc., Andover MA, p. 170.
- Maycock P., Stirewalt E. N., 1981c, *Photovoltaics, Sunlight to Electricity in One Step*, Brick House Publishing Co. Inc., Andover MA, p. 63.
- Maycock P., Stirewalt E. N., 1981d, *Photovoltaics, Sunlight to Electricity in One Step*, Brick House Publishing Co. Inc., Andover MA, p. 10.
- Maycock P., Stirewalt E. N., 1981e, *Photovoltaics, Sunlight to Electricity in One Step*, Brick House Publishing Co. Inc., Andover MA, p. 11.
- Maycock P., Stirewalt E. N., 1981f, *Photovoltaics, Sunlight to Electricity in One Step*, Brick House Publishing Co. Inc., Andover MA, p. 64.
- McEvoy A. J., Grätzel M., Wittkopf H., Jestel D., Benemann J., 1994, Proc. 24th IEEE PVSC, pp. 1779–1782.
- Messana C., Palazzetti M., Parisi Presicce L., Petruccioli G., Salotti G., 1991, *Solar Ventilation in Vehicles – The Role of the Components Involved*, European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcellona, pp. 901–909.

- Metzdorf J., Wittchen T., Heidler K., Dehene K., Shimokawa R., Nagamine F., Ossenbrink H., Fornarini L., Goodbody C., Davies M., Emery K., De Blasio R., 1990, *The results of the PEP'87 Round Robin Calibration of Reference Solar Cells and Modules – Final Report*, PTB - Opt-31, Braunschweig November 1990, ISSN 0341-6712, ISBN 3-89429-067-6.
- Mittiga A., 2002, *Concentratore rifrattivo a prismi per luce solare*, Brevetto n.RM2002A000437.
- Mittiga A., Salza E., Sarto F., Tucci M., Vasanthi R., 2006, *Heterojunction Solar Cell with 2% Efficiency Based on a Cu₂O Sbrstrate*, Appl. Phys. Lett., 88, 163502.
- Molocchi A., 1998, *La Scommessa di Kyoto*, Ed. Franco Angeli, Milano, pp. 55–67.
- Morvillo P., Bobeico E., Flaminio G., Formisano F., Fucci R., Roca F., 2007, *Optimization of the Contacting Structure of High Efficiency C-Si Solar Cells for Concentrating Systems*, 22th European PV SEC, 3–7 September 2007, Milan, Italy.
- Moschella U., Rocca U., 1994, *Technical Characteristics and Initial Field Testing of 1 MW “Elio-1” Photovoltaic Plant*, European PV SEC.
- NSF, 1973, *Conference on PV Conversion of Solar Energy for Terrestrial Applications*, October, Volume I & II NSF-RA-N-74-013.
- O'Regan B., Grätzel M., 1991, *A Low-cost High-efficiency Solar Cell Based on Dye-sensitized Colloidal TiO₂ Films*, Nature, n. 353, pp. 737–739.
- Ossenbrink H., Krebs K., Van Steenwinkel R., 1985, *Results of the 1984/85 Round Robin Calibration of Reference Cells for the Summit Working Group on Technology, Growth and Employment*, Proc. of 18th IEEE PVSEC, pp. 943–944.
- Ossenbrink H., Van Steenwinkel R., Krebs K., 1986, *The Results of the 1984/85 Round Robin Calibration of Reference Solar Cells for the Summit Working Group on Technology, Growth and Employment*, Rapporto EUR 10613-EN CEC, April 1986.
- Pacinotti A., 1863, *Correnti elettriche generate dall'azione del calorico e della luce*, Il Nuovo Cimento, Serie 1, Vol. XVIII, p. 373.
- Pacinotti A., 1864, *Ancora sulle correnti elettriche generate dall'azione del calorico e della luce*, Il Nuovo Cimento, Serie 1, Vol. XIX, p. 234.
- Pais A., 2006, *Einstein “Sottile è il Signore.....”*, Ed. La Repubblica su licenza Bollati Boringhieri, pp. 404–408. Edizione originale: *“Subtle is the Lord The Science and the Life of Albert Einstein”*, 1982 Oxford University Press.
- Pallottino G. V., 1975, *Crisi dell'energia: sceicchi e celle solari*, CQ Elettronica, N.1 Gennaio 1975, pp. 108–112.
- Palz W., 1978, *Trends in Photovoltaic Development Outside the United States*, Proc. 13th IEEE PVSC, pp. 9–15.
- Palz W., 1981, *Photovoltaic Outlook from European Community's Viewpoint*, Proc. of the 15th IEEE PVSC, pp. 17–20.

- Palz W., 1984, *Atlas Européen du Rayonnement Solaire*, Vol. I e II, Ed. CEE EUR, Brussels.
- Palz W., 1994, *European Strategies in Photovoltaics*, Proc. 24th IEEE PVSC, pp. 9–11.
- Patapoff N.W., 1985, *Two Years of Interconnection Experience with the 1 MW at Lugo-Hesperia*, Proc. 18th IEEE PVSC, pp. 866–870.
- Perlin J., 2000a, *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano, p. 25.
- Perlin J., 2000b, *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano, p. 37.
- Perlin J., 2000c, *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano, pp. 37–38.
- Perlin J., 2000d, *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano, p. 51.
- Perlin J., 2000e, *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano, p. 50.
- Perlin J., 2000f, *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano, p. 54.
- PG&E Co., 1996, *1995 PVUSA Progress Report*, DOE/AL/82993-28, May, pp. 1–5.
- Polvani G., 1939, *Fotoelettricità, Un secolo di progresso scientifico italiano 1839–1939*, Vol. I, Ed. Hoepli, pp. 607–609.
- Previ A., Iliceto A., Righi S., Guastella S., 1990, *The Ancipa Project – PV Plant to Power Four Sliding Gates and Trash-Rack Rake*, Proc. 21th IEEE PVSC, pp. 982–984.
- Privato C., 2007a, *Lo sviluppo del fotovoltaico in Italia e le tecnologie proposte dall'ENEA*, Dossier ENEA ottobre 2007, p. 28.
- Privato C., 2007b, *Lo sviluppo del fotovoltaico in Italia e le tecnologie proposte dall'ENEA*, Dossier ENEA ottobre 2007, p. 26.
- Privato C., 2007c, *Lo sviluppo del fotovoltaico in Italia e le tecnologie proposte dall'ENEA*, Dossier ENEA ottobre 2007, p. 29.
- Privato C., 2008, *Realizzata da ENEA a Portici una cella fotovoltaica polimerica con efficienza dell'1.3%*, Energia Ambiente e Innovazione n. 3/2008, pp. 89–90.
- Radorama, 1974, *Le celle solari al silicio, funzionamento e impieghi*, n. 7, pp. 28–33.
- Ralph E.L., 1970, *A Plan to Utilize Solar Energy as an Electric Power Source*, Proceedings of the 8th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 326–330.
- Reale F., 1979, *Energia Solare: Stato Della Ricerca In Italia*, Annuario Italia 1979: Utilizzo Energie Alternative, Edizioni l'annuario, p. 125.

- Realini A., Burà E., Cereghetti N., Chianese D., Ossenbrink H., Rezzonico S., Sample T., 2001, *Study of a 20-Year Old PV Plant (MTBF Project)*, Proc. 17th European PV Solar Energy Conference, Munich, Germany, 22–26 October, pp. 447–450.
- Rosenblatt A. I., 1974a, *Energy Crisis Spurs Development of Photovoltaic Power Sources*, Electronics, April 4, pp. 99–111.
- Rosenblatt A. I., 1974b, *Energy Crisis Spurs Development of Photovoltaic Power Sources*, Electronics, April 4, p. 101.
- Rosenblatt A. I., 1974c, *Energy Crisis Spurs Development of Photovoltaic Power Sources*, Electronics, April 4, p. 102.
- Rothwarf A., Varonides A., 1990, *Superlattice Contact Layers for High Open Circuit Voltage*, Proc. 21th IEEE PVSC, pp. 1555–1559.
- Rueger G. M., Manzoni G., 1992, *Utility Planning and operational Implications of Photovoltaic Power Systems*, Proc. Executive Conference on *Photovoltaic Systems for Electric Utility Applications: Opportunities, Critical Issues and Development Perspectives 2–5 December 1990*, Taormina, OECD Publications, Paris Cedex 16.
- Russo M., Sanò A., Testa M., 1972, *Misure di effetto fotovoltaico in diodi di silicio ottenuti per impianto di ioni*, Rapporto Tecnico CNEN, RT/EL (72) 2, Febbraio, p. 42.
- Sabisky E. S., Stone J. L., 1988a *The Odyssey of Thin-film Amorphous Silicon Photovoltaics*, Proc. 20th IEEE PVSC, p. 39.
- Sabisky E. S., Stone J. L., 1988b *The Odyssey of Thin-film Amorphous Silicon Photovoltaics*, Proc. 20th IEEE PVSC, p. 42.
- Sabisky E. S., Stone J. L., 1988c *The Odyssey of Thin-film Amorphous Silicon Photovoltaics*, Proc. 20th IEEE PVSC, p. 41.
- Sabisky E. S., Stone J. L., 1988d *The Odyssey of Thin-film Amorphous Silicon Photovoltaics*, Proc. 20th IEEE PVSC, p. 46.
- Salles Y., 1961, *Problèmes industriels relatifs a la fabrication des cellules solaires au silicium*, *Acta Electronica*, Vol. 5, n. 3, Paris, luglio, pp. 341–349.
- Sarno A., Contento G., Mittiga A., Privato C., Roca F., 2002, *The Phocus Project*, PV in Europe – From PV Technology to Energy Solutions, Roma, 7–11 Ottobre 2002, Atti, pp. 534–537.
- Sarno A., 2005, *Nel CR ENEA di Portici in funzione il primo sistema fotovoltaico a media concentrazione*, *Energia Ambiente e Innovazione*, n. 2, p. 90.
- Sarno A., Apicella F., Graditi G., Pellegrino M., Privato C., Roca F., Romano A., 2007, *Operating Efficiency Analysis of PHOCUS PV-C Systems*, Atti della 22th EPVSEC, 3–7 September 2007, Milan, Italy, pp. 160–164.
- Scarpi. G. C., 1979, *Prospettive nel solare delle Officine Galileo*, *Elettronica Oggi*, n. 9, settembre 1979, p. 66.

- Schmela M., 2004, *Market Survey on Cell Production in 2003*, Photon International The Photovoltaic Magazine, 3/2004, March, pp. 46–53.
- SERI, 1979, *International Photovoltaic Program Plan Vol. I*, Report SERI/TR-353-361, December, p. 82.
- SERI, 1986, *Typical Photovoltaic System Application*, Rep. SP-273-2428, July.
- SGS-ATES, 1979, *Cella solare SGS-ATES*, Informazione Elettronica, febbraio, p. 26.
- Shaefer H., Hagedorn G., 1992, *Present and Future Capabilities of Photovoltaic Systems to Meet the Utilities Economic Requirements*, Proc. Executive Conference on *Photovoltaic Systems for Electric Utility Applications: Opportunities, Critical Issues and Development Perspectives 2–5 December 1990, Taormina*, OECD Publications, Paris Cedex 16.
- Sheer H., 1994, *Solar Energy – What are its Driving Forces?*, The Yearbook of Renewable Energies 1994, Ed. Sheer H., Gandhi, M., Aitken D., Yamakawa Y., Palz W., James&James Science Publ., London, pp. 1–4.
- Shockley W., 1949, *The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors*, Bell Syst. Tech. J., Vol. 28, p. 435.
- Siemens W., 1885, *On the Electromotive Action of Illuminated Selenium Discovered by Mr. Fritts of New York*, Van Nostrand Engineering Magazine, 32, p 392, riportato da: John Perlin, *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano 2000, p. 28.
- Smith W., 1891, *The rise and Extension of Sub marine Telegraphy*, New York, riportato da J. Perlin, *Dal Sole: L'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano 2000, p. 23.
- Smith, 1873, *The Action of Ligth on Selenium*, Journal of the Society of Telegraph Engineers, 2, p. 32, riportato da J. Perlin, *Dal Sole: L'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano 2000, p. 23.
- Spear W. E., Lecomber P. G., 1975, *Solid State Commun.*, Vol. 17, p. 1193.
- SRI International TechMonitoring, 1988, *Tecnology Profile Photovoltaics*, January.
- SRI International TechMonitoring, 1993, *Tecnology Profile Photovoltaics*, February.
- Staebler D. L., Wronski C. R., 1977, *Appl. Phys. Lett.*, 31, p. 292.
- Strategies Unlimited, 1989, *Overview of Photovoltaic Industry Status 1989*, October, Mountain View, California.
- Strub A., 1976, *The Solar Energy Research Programme of the Commission of the European Communities*, Proc. 12th IEEE PVSC, pp. 615–617.
- Sumner D. D., Whitaker C. M., Schlueter L. E., 1988, *Carrisa Plains Photovoltaic Power Plant 1984–1987 Performance*, Proc. 20th IEEE PVSC, pp. 1289–1292.

- Taschini A., Vazio A., 1978, *L'elettrificazione rurale: conseguenze sul sistema elettrico di soluzioni non convenzionali*, Giornata di Studio FAST sull'Energia: Le Prospettive Energetiche in Agricoltura. Milano, 25 maggio 1978.
- Tucci M., De Cesare G., 2004, *17% Efficiency Heterostructure Solar Cell Based on p-type Crystalline Silicon*, Journal of Non Crystalline Solids, Vol. 338, pp. 663–667.
- Tucci M., Serenelli L., De Iuliis S., Caputo D., Nascetti A., De Cesare G., 2006, *Amorphous/crystalline Silicon Heterostructure Solar Cell Based on Multicrystalline Silicon*, Proc. XXI European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, p. 902.
- Vivoli F. P., Gamberale M., Lucentini M., Rubini L., 1999, *10000 Tetti Fotovoltaici, Opportunità e Incentivi*, ENEA, Ministero Industria, Ministero Ambiente, Ed. Ises Italia.
- Wagner M., Leburton J. P., 1985, *Superstructures and Multijunction Cells for High Efficiency Energy Conversion*, Proc. 18th IEEE PVSC, pp. 157–160.
- Wanlass M. W., Blakeslee A. E., 1982, *Superlattice Cascade Solar Cell*, Proc. 16th IEEE PVSC, pp. 584–589.
- Wenger H. J., Schaefer J., Rosenthal A., Hammond B., Schlueter L., 1991, *Decline of the Carrisa Plains PV Power Plant: The Impact of Concentrating Sunlight on Flat Plates*, Proc. 22th IEEE PVSC, pp. 586–592.
- Wolf M., 1972, *Cost Goals for Silicon Solar Arrays for Large Scale Terrestrial Applications*, Proc. 9th IEEE PVSC, pp. 346.
- Wronski C. R., 1987, *Optoelectronic and Photovoltaic Properties of A-Ge:H/A-Si:H Superlattices*, Proc. 19th IEEE PVSC, pp. 321–326.

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 – 00196 Roma
www.enea.it

Edizione del volume a cura di Antonino Dattola e Giuliano Ghisu
Copertina: Cristina Lanari e Bruno Giovannetti

Stampa: Primaprint (Viterbo)
Finito di stampare nel mese di dicembre 2008