

### **3. SOLARE FOTOVOLTAICO**

## 3.1 MODULI FOTOVOLTAICI ED INTEGRAZIONE NELLE CHIUSURE DELL'EDIFICIO

Con la denominazione di "**moduli fotovoltaici**" si indicano quelle superfici, composte da più "celle fotovoltaiche", destinate a raccogliere la radiazione solare ed a trasformarne parte dell'energia in energia elettrica; con "pannello fotovoltaico" si usava indicare l'insieme di un numero variabile di moduli fotovoltaici: sebbene siano usati comunemente come sinonimi, è bene riservare la denominazione "pannello solare" agli elementi atti a riscaldare fluidi con energia solare (anche se ci sono casi "misti").

Per le applicazioni residenziali del solare fotovoltaico valgono le stesse considerazioni viste nel §2.1 per il solare termico: ci limitiamo a trattare dei sistemi a pannelli fissi per il miglior rapporto rendimento-costi rispetto a quelli ad inseguimento; quelli a concentrazione sono rari, costosi ed antiestetici soprattutto nel fotovoltaico.

La "foto di gruppo" dei sistemi fotovoltaici che mi accingo a scattare in questo capitolo "ingiallisce" molto più velocemente di quella dei sistemi per il solare termico, che hanno una tradizione di ricerca più antica e meno soggetta alle accelerazioni di un campo di frontiera come la fisica dei semiconduttori (e, quindi, il fotovoltaico): il rischio comunque non può essere di sopravvalutare le possibilità di future applicazioni del fotovoltaico ma semmai di sottovalutarle.

L'**effetto fotovoltaico** è noto fin dal 1839, dalle esperienze del fisico francese Becquerel, ma solo più di cent'anni dopo il settore ha smesso di essere una semplice curiosità scientifica, grazie alle esigenze dell'industria aerospaziale, che a metà anni cinquanta aveva il problema di dare una fonte di energia illimitata ai satelliti artificiali di prima generazione.

Il fenomeno si osserva con l'interazione di un fotone con un elettrone legato (*di valenza*) di un materiale solido: se il fotone ha energia  $\varepsilon = h \cdot \nu^1$  sufficiente a portare l'elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione, si crea una coppia elettrone-lacuna che, in assenza di particolari caratteristiche del solido, si ricombina cedendo calore.

---

<sup>1</sup>  $h = 6,625 \cdot 10^{-34}$  J·s (costante di Planck) e  $\nu = \frac{c}{\lambda}$  frequenza della radiazione ( $s^{-1}$ ), con c velocità della luce ( $3 \cdot 10^8$  m/s).

L'energia minima richiesta per il passaggio di banda è detta **energia di gap  $\epsilon_g$** : se il fotone ha meno energia, questa si disperde nel solido come calore, se ne ha in più è la differenza che viene dissipata termicamente.

Lo sfruttamento dell'effetto fotovoltaico è diventato possibile da quando si è scoperto che, oltre ai materiali conduttori ed isolanti, esistono dei materiali "**semiconduttori**", che presentano caratteristiche intermedie, e che possono acquisire una naturale tendenza ad attrarre o fornire elettroni tramite "drogaggio" ad alta temperatura con vapori di vari elementi (solitamente del III o del V gruppo).

Il materiale più comunemente impiegato per le celle fotovoltaiche, per abbondanza (è il più abbondante della crosta terrestre) ed economicità (è utilizzato lo scarto dell'industria elettronica) è il silicio (Si), elemento del IV gruppo della tavola periodica, che ha  $\epsilon_g = 1,12 \text{ eV} = 1,12 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J}$ , da cui si ricava la lunghezza d'onda massima della radiazione che può produrre effetto fotovoltaico:

$$\lambda_{\max} = \frac{hc}{\epsilon_g} = \frac{6,625 \cdot 10^{-34} \cdot 3 \cdot 10^8}{1,12 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19}} = 1,11 \cdot 10^{-6} \text{ m.} \quad (3.1)$$

La radiazione di lunghezza d'onda maggiore di  $1,11 \mu\text{m}$  (il 23% dello spettro AM1) va solo ad innalzare la temperatura delle celle al silicio, e non può produrre elettricità.

La lamina di silicio cristallino non è in grado di conservare di per sé una differenza di potenziale fra le sue facce: come accennato, il semiconduttore **intrinseco** (qual è il silicio cristallino puro) viene "drogato" e diventa semiconduttore **estrinseco**: è detto di

MATERIALE	ENERGIA DI GAP (eV)	EFFICIENZA TEORICA (%)
Silicio (Si)	1,11	24
Fosfuro di Indio (InP)	1,25	23
Arseniuro di Gallio (GaAs)	1,35	24
Tellururo di Cadmio (CdTe)	1,45	21
Fosfuro di Gallio (GaP)	2,25	17
Solfuro di Cadmio (CdS)	2,40	16

Tabella 3.1 - Energie di gap ed efficienze teoriche di alcuni tipi di celle fotovoltaiche. [5]

**tipo n** se drogato con donatori di elettroni (elementi del V gruppo, solitamente fosforo), di **tipo p** se viene invece addizionato di accettori di elettroni (elementi del III gruppo, solitamente boro).

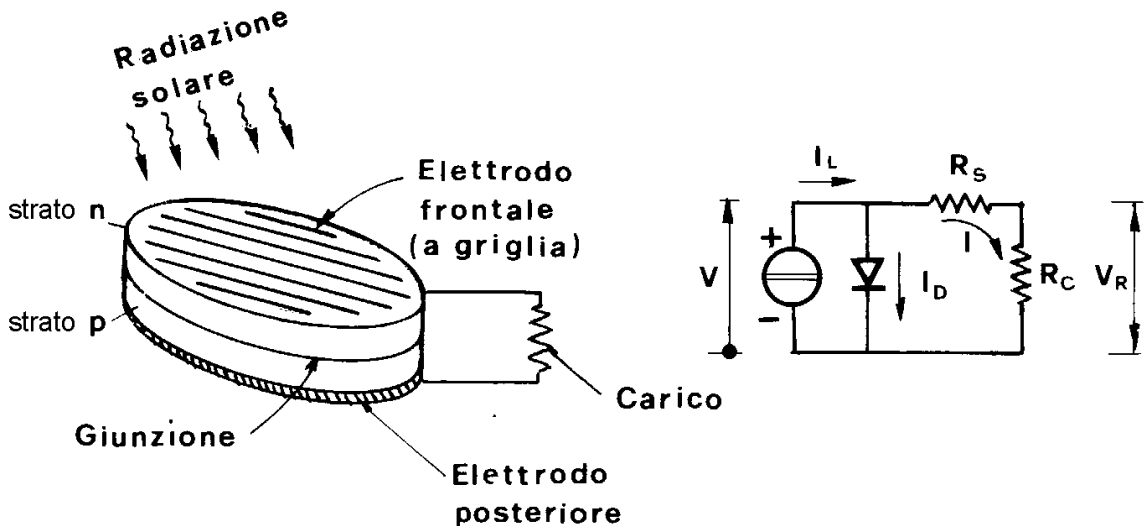


Figura 3.1 - Schema di una cella fotovoltaica esposta alla luce (spessori non in scala) e suo circuito equivalente. [10]

Costruendo una continuità cristallina tra semiconduttori p ed n si realizza una giunzione n-p: operativamente, si accosta una faccia del p (drogata però con una bassa concentrazione di donatori e non di accettori) ad una faccia di n che viene drogata con una bassa concentrazione di accettori. Il fosforo di n ha cinque elettroni liberi, il boro di p ne ha tre: ne consegue che gli elettroni in eccesso di n vanno ad occupare le vacanze di p, generando una barriera di potenziale lungo la giunzione: in questa situazione, la radiazione incidente libera elettroni di n e di p, i quali però possono attraversare la giunzione solo in direzione di n, creando così una differenza di potenziale fra le facce della cella. L'elettrodo superiore è una griglia metallica, per minimizzare l'ombreggiamento dei semiconduttori.

Lo spessore  $D$  di questi "wafer" n-p è contenuto dall'esigenza di far arrivare radiazione anche alla faccia inferiore (che a volte è quindi un po' più spessa del semiconduttore superiore) e dalla lunghezza di diffusione  $L$ , che è il percorso medio di un elettrone durante la sua vita media  $\tau$  (tempo fra il salto di banda e la ricombinazione con una lacuna); queste due caratteristiche della cella sono legate dalla relazione

$$L = \sqrt{\tau D} . \quad (3.2)$$

Dal punto di vista elettronico la cella fotovoltaica a giunzione n-p è un diodo (raddrizzatore) a semiconduttore; la corrente che può fornire è  $I = I_n + I_p$  ( $I_n$  corrente di banda di conduzione,  $I_p$  corrente di banda di valenza), ed è legata alla differenza di potenziale fra le facce della cella ed alla temperatura dalle relazioni in fig. 3.2: quando le due facce sono cortocircuitate ( $V = 0$ ) la corrente è massima ed è detta corrente di cortocircuito ( $I = I_{cc}$ ); quando il circuito è aperto non c'è corrente e la differenza di potenziale è massima ( $V = V_{oc}$ ).

La potenza della cella fotovoltaica è nulla sia in  $(0, I_{cc})$  sia in  $(V_{oc}, 0)$ , ed è massima per la coppia di massimo prodotto  $W_m = I_m \cdot V_m$  (vedi fig. 3.3): quest'area compresa fra il

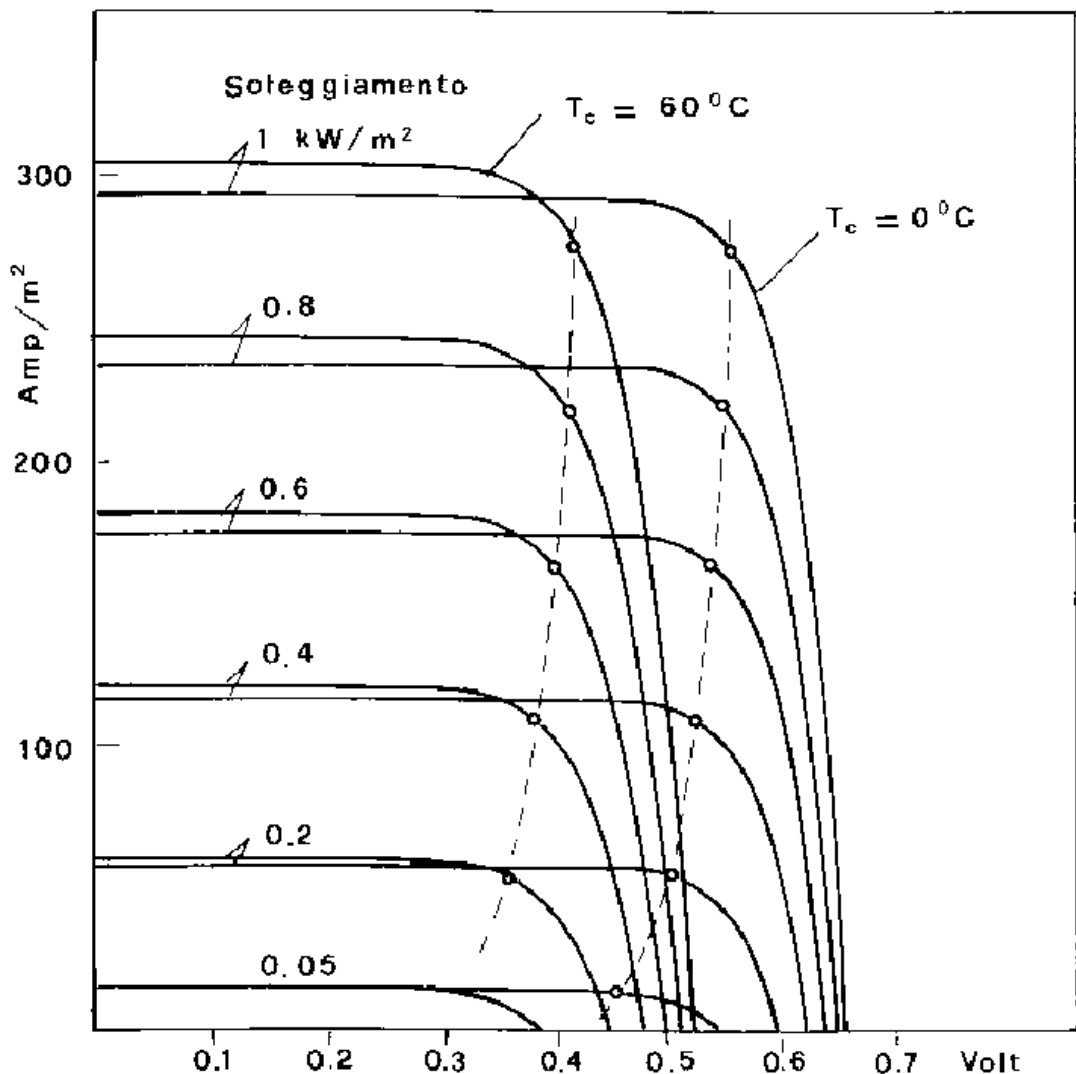


Figura 3.2 - Variazione della curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica al variare della sua temperatura e dell'irraggiamento. [10]

punto ( $I_m$ ,  $V_m$ ) e gli assi è detta **potenza di punta** della cella ed è misurata in *Watt di punta (Wp)* in STC (Standard Test Conditions)<sup>2</sup>.

Si nota dalla fig. 3.2 come a parità di radiazione incidente diminuisce l'area sottostante la curva caratteristica (quindi la potenza di punta) all'aumentare della temperatura della cella: è un problema questo che riguarda soprattutto le celle al silicio cristallino.

Gli impianti montani sono favoriti dalla bassa temperatura dell'aria per tutto l'anno.

Il rendimento o **efficienza  $\eta_R$  della cella** è il rapporto

$$\eta_R = \frac{I_m \cdot V_m}{G_{STC} \cdot A_{cel}}, \quad (3.3)$$

con  $G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$ .

L'efficienza delle celle fotovoltaiche ad oggi (1998) è intorno al 20% per le celle al silicio monocristallino, al 17% per il policristallino ed intorno al 10% per il silicio amorfo, che fa parte della tecnologia delle *thin film cells* o celle a film sottile, alcune

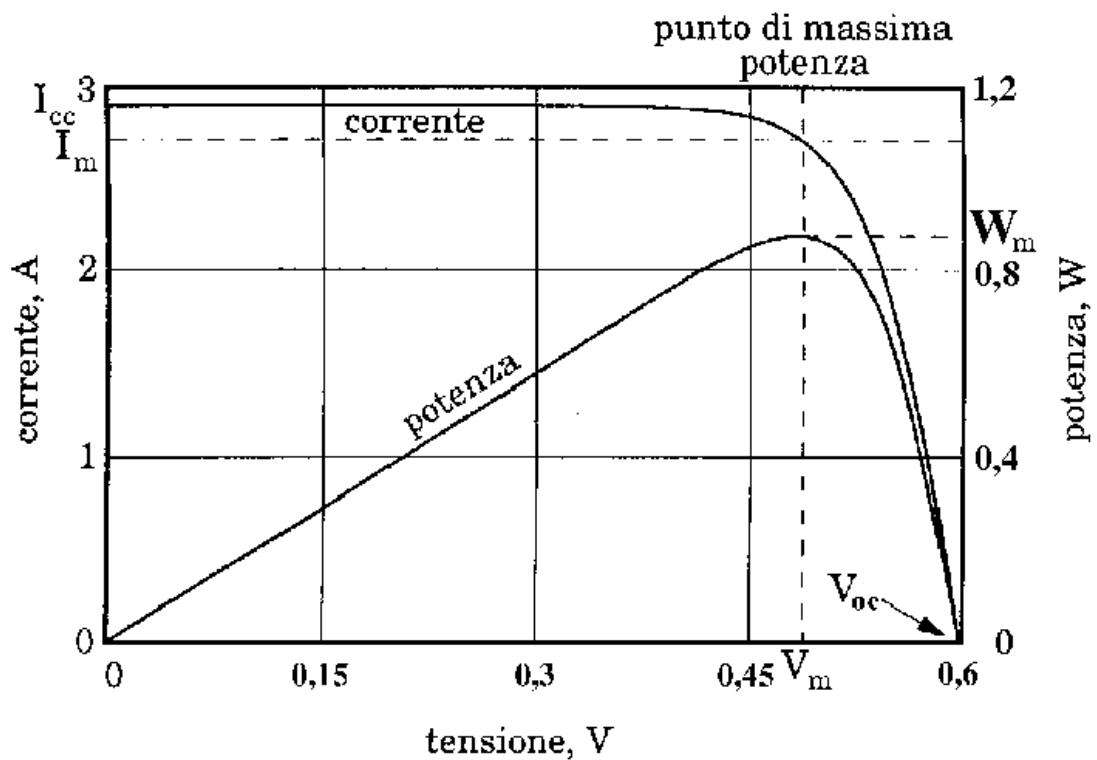


Figura 3.3 - Curva caratteristica I-V e curva P-V di una cella fotovoltaica.

<sup>2</sup> radiazione incidente  $1 \text{ kW/m}^2$ ;  $t = 25^\circ\text{C}$ ; spettro AM1,5.

delle quali sono elencate in tab. 3.1 (queste ultime sono più efficienti di quelle al silicio amorfo). Il rapporto

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{cc} \cdot V_{oc}} \quad (3.4)$$

è detto *fill factor* o **fattore di riempimento** della cella, vale circa 0,75 per tutte le celle al silicio ed è un'ulteriore fattore di inefficienza della cella, il più difficile da ridurre con i progressi della ricerca; non va confuso con il fattore di riempimento del modulo che è il rapporto fra l'area del modulo e la somma delle aree delle celle che lo compongono (è inferiore ad uno se ci sono spazi vuoti fra le celle). Lo svantaggio delle celle al silicio amorfo è solo apparente, in quanto occorre molta meno energia per produrle (sono quindi più economiche) e sono più versatili di quelle al silicio cristallino; inoltre sono meno fragili, meno sensibili al surriscaldamento e l'efficienza degrada meno e meno velocemente.

In figura 3.4 sono elencati i fattori che intaccano l'efficienza della cella nel trasformare la radiazione incidente in corrente elettrica: sono, nell'ordine, i fotoni poco energetici, la dissipazione dell'eccesso di energia dei fotoni sufficientemente energetici, il *fill factor*, la ricombinazione della coppia elettrone-lacuna prima dell'attraversamento della giunzione (a causa di resistenze più o meno grandi dovute alle impurità del silicio); altre perdite sono dovute al surriscaldamento o alla riflessione.

Le celle che vengono aggregate per formare i moduli fotovoltaici possono essere collegate in serie o in parallelo per ottenere il voltaggio desiderato; all'uscita delle serie di celle o dei moduli vengono posti dei diodi di *by-pass* per evitare che le serie di celle ombreggiate (o l'intero sistema nelle ore notturne) diventino dei carichi per le altre o per gli accumulatori.

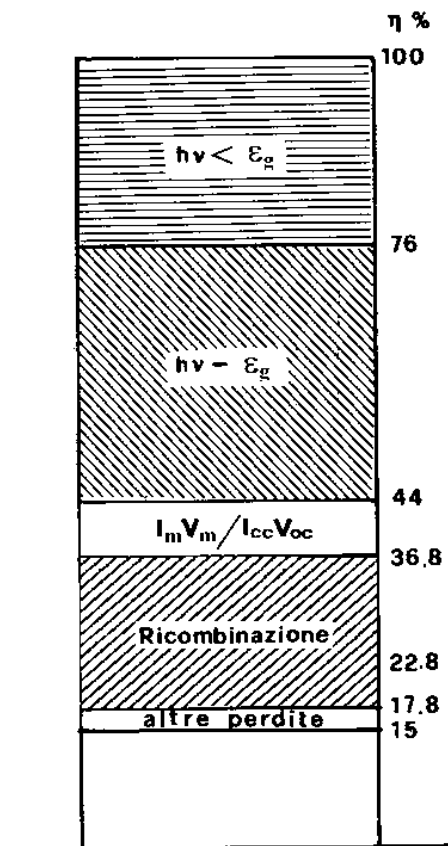


Figura 3.4 - Disaggregazione delle fonti di inefficienza per una cella al silicio con rendimento 15% ad AM1.

Per celle identiche connesse in serie i voltaggi sono additivi, per celle connesse in parallelo sono additive le correnti: in fig. 3.5 sono confrontate le curve caratteristiche di un modulo (A), di due moduli connessi in serie (B), in parallelo (C) e di due coppie di

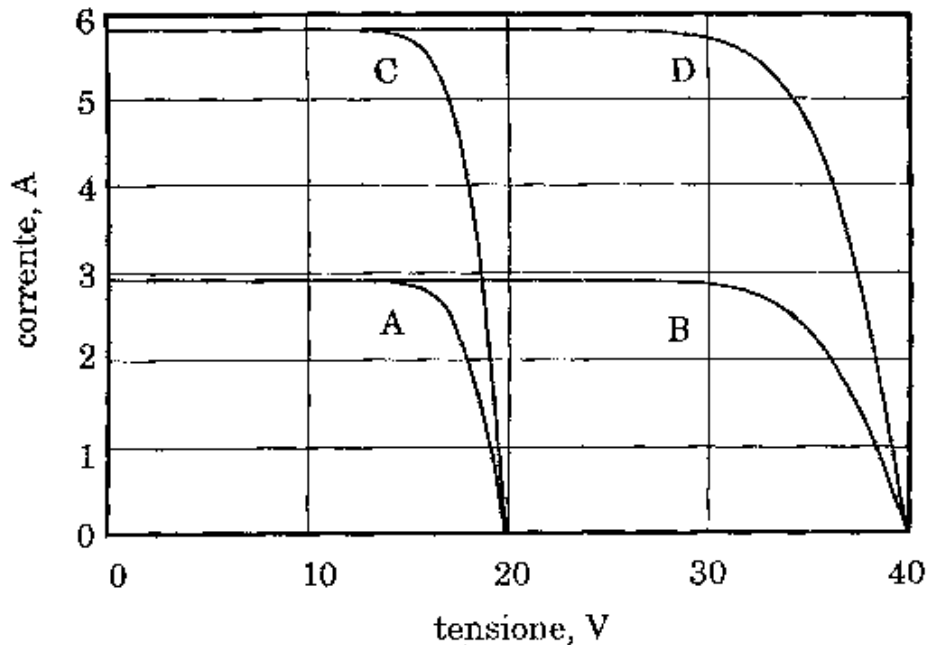


Figura 3.5 - Curve caratteristiche per moduli variamente connessi. [5]

moduli connessi in serie-parallelo. Lo stesso accade per i moduli che vengono connessi per formare pannelli fotovoltaici: i fattori che influenzano la resa energetica dei pannelli fotovoltaici, oltre la radiazione incidente, sono l'errore nella serie dei moduli, la resistenza dei cavi, la messa a terra dei moduli, i diodi delle serie, la temperatura del modulo, l'ombreggiamento parziale; questi ultimi due fattori sono più importanti per i moduli al silicio cristallino. A volte il problema del surriscaldamento (e relativo calo dell'efficienza) viene risolto brillantemente asportando l'aria calda da un intercapedine retrostante i moduli con ventole o per circolazione naturale, ed inviandola ad ambienti da riscaldare o ad uno scambiatore (fig. 3.6): si realizza così un sistema misto termico-fotovoltaico dai rendimenti sorprendenti.

L'integrazione dei pannelli fotovoltaici nelle chiusure dell'edificio è un po' meno problematica di quanto visto per i pannelli solari. Gli elementi fotovoltaici possono sostituire la normale copertura ed essendo meno rigidi, meno ingombranti e pesanti, possono sporgere dalla sagoma per coprire dei percorsi esterni o fare da parasole alle finestrate non esposte a nord.



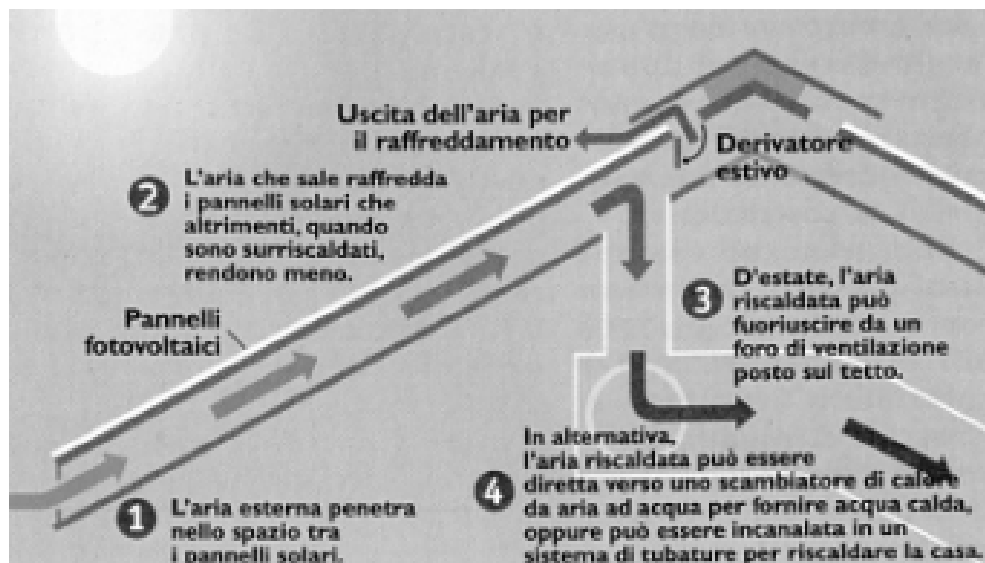


Figura 3.6 - Sistema misto termico-fotovoltaico per il raffreddamento dei pannelli fotovoltaici e l'eventuale utilizzo dell'aria calda di risulta. [25]

Da questo punto di vista le nuove celle fotovoltaiche a film sottile hanno grandi prospettive di utilizzo grazie alla loro versatilità ed adattabilità ad una grande varietà di supporti: sono già in commercio tegole fotovoltaiche al silicio amorfo (fig. 3.7), inglobate in una matrice plastica dai cromatismi che ricordano l'ardesia o il cotto scuro, che possono essere flessibili e calpestabili; sono uscite dalla sperimentazione le celle ai nanocristalli, dall'aspetto di vetrate fumé o azzurrate, che possono rendere fotovoltaiche le chiusure trasparenti.

Soprattutto nei paesi nordici, dove il Sole non è mai molto alto sull'orizzonte, si vanno diffondendo le facciate fotovoltaiche (fig. 3.8): pannelli fotovoltaici sostituiscono balconate, velette di infissi ed elementi di rivestimento delle facciate meridionali, con effetti visivi originali e piacevoli.

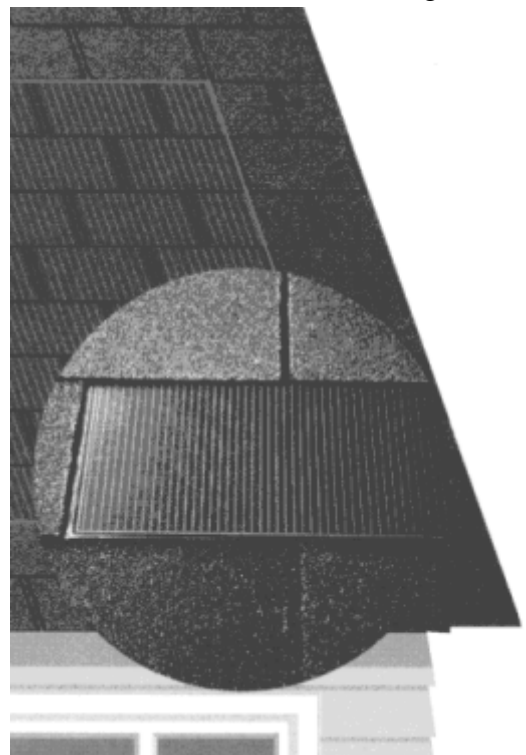


Figura 3.7 - Particolare di elementi di copertura fotovoltaici al silicio amorfo. [25]

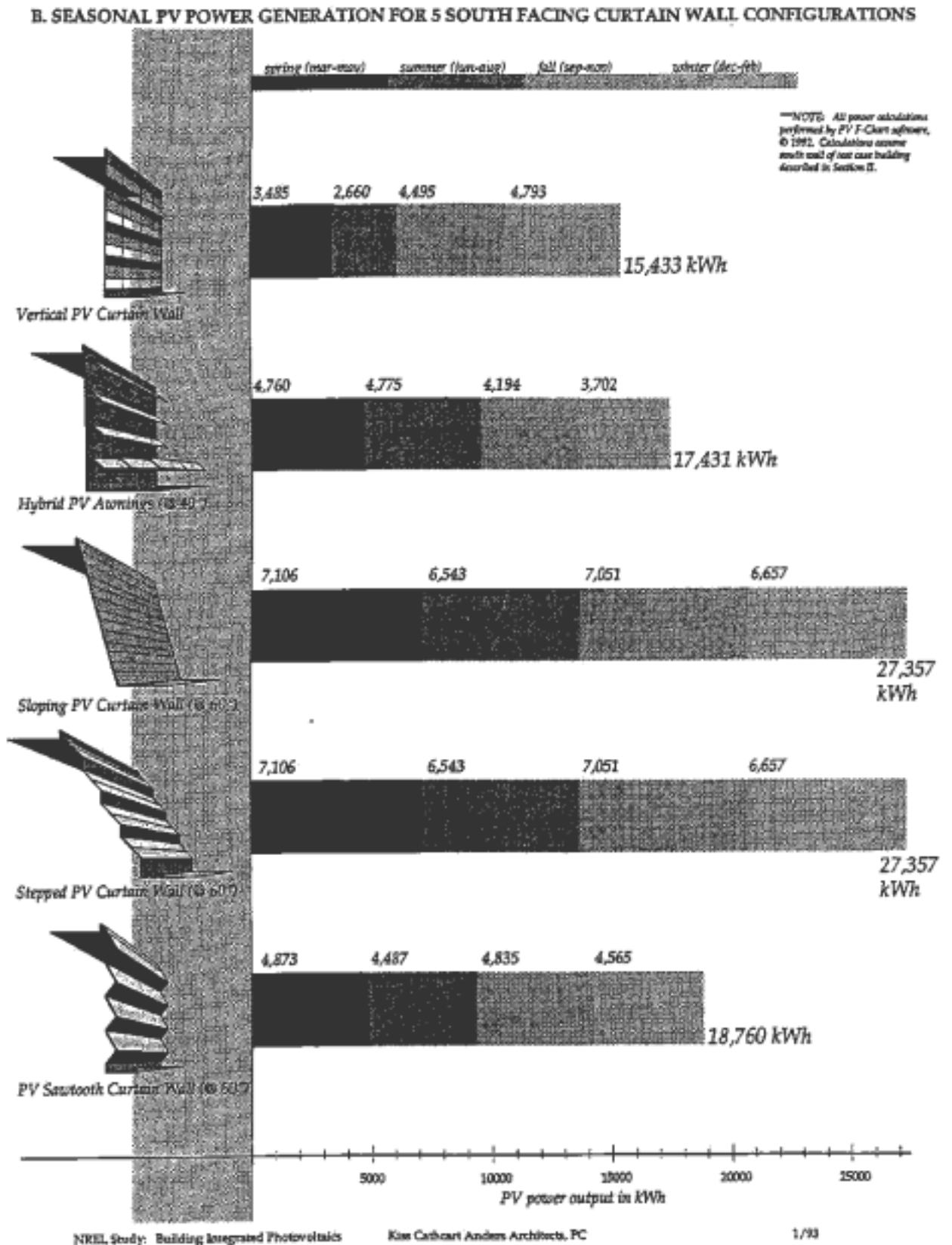


Figura 3.8 - Produzione stagionale di elettricità di cinque tipi di facciate fotovoltaiche. (1992) [47]

## 3.2 TECNOLOGIE ED IMPIANTI PER IL SOLARE FOTOVOLTAICO

Le procedure industriali per la produzione di celle fotovoltaiche sono ben collaudate per le celle al silicio monocristallino e policristallino, in costante evoluzione per il silicio amorfo e le celle a film sottile in genere. I punti di forza delle due tecnologie sono rispettivamente l'elevato rendimento e l'economia. Tutto però lascia pensare che le celle a film sottile (ed in particolare all' $\alpha$ -Si) colmeranno presto gran parte dello svantaggio in termini di  $W_p/m^2$  diventando nel contempo più economiche. Anche il mercato del fotovoltaico risponde bene allo sforzo tecnologico degli Stati Uniti e soprattutto del Giappone che, come l'Italia, è un Paese fortemente dipendente dall'energia che altri gli vendono: per l'International Solar Energy Society la produzione di celle e moduli è passata dagli 89 MW del '96 ai 126 MW del '97 (+43%).

La ricerca e le economie di scala della produzione in serie hanno fatto crollare il costo del kilowattora fotovoltaico di un fattore cinque dal '94 al '98 (vedi fig. 3.9), tanto da far prevedere, senza neanche essere ottimisti, la parità con i combustibili

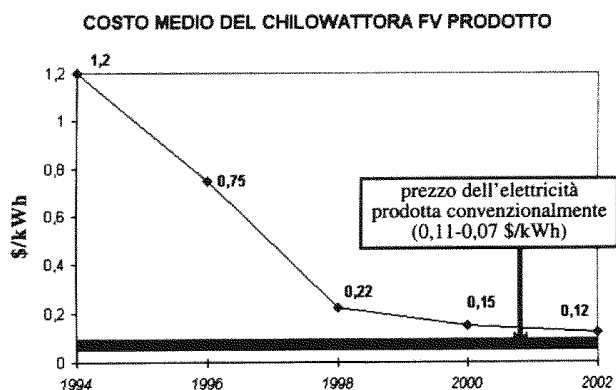


Figura 3.9 - Andamento del costo di produzione del kWh fotovoltaico (fonte: ISES). [26]

fossili entro il prossimo decennio. Gli impianti fotovoltaici di grande taglia connessi alla rete, e spesso di proprietà degli enti gestori della rete stessa, sono quelli di miglior rendimento: un esempio nostrano è la centrale fotovoltaica dell'ENEL di Serre (Sa), che con una potenza di punta installata di più di 3 MW è attualmente la più grande del Mondo (altri esempi in tab. 1.4). Per la piccola scala ( $3\div 5$  kW<sub>p</sub>) il rientro dall'investimento è più dilazionato, a meno che non si tratti di utenze isolate, cui costerebbe di più allacciarsi alla rete elettrica. [27]

Esaminiamo i componenti tipici di un impianto fotovoltaico per utenza domestica: oltre ai moduli, ci sono componenti non fotovoltaici che incidono non poco sul costo finale e sul rendimento dell'impianto. Si possono allora individuare due categorie di impianti fotovoltaici di piccola taglia: quelli connessi alla rete (più economici ed efficienti, vedi

§3.3) e quelli isolati, che hanno il problema di conservare l'energia prodotta nei periodi di basso carico per utilizzarla quando c'è bisogno ma non c'è produzione. E' intuitivo che le apparecchiature di interfaccia con la rete sono più economiche degli accumulatori elettrochimici e relativi regolatori di tensione, e spesso sono fornite dallo stesso ente gestore. [63] Tralasciando le alternative riservate a poche situazioni particolari (tipo energia idroelettrica ricavata da un bacino in cui pompare acqua con pompe azionate da energia fotovoltaica), l'unico modo pratico di evitare gli accumulatori (costosi all'acquisto ed alla manutenzione) sono attualmente le celle a combustibile, tramite le quali l'autoproduttore può stabilire un ciclo dell'idrogeno (vedi §3.4), affidando all'accumulo di idrogeno la conservazione dell'energia rubata alle belle giornate estive. Per rendere stazionari i parametri dell'impianto, è comunque consigliabile l'adozione di un accumulatore anche di piccola capacità che faccia da "volano" del sistema, in modo da far "vedere" un carico costante al campo fotovoltaico e alle celle a combustibile (o

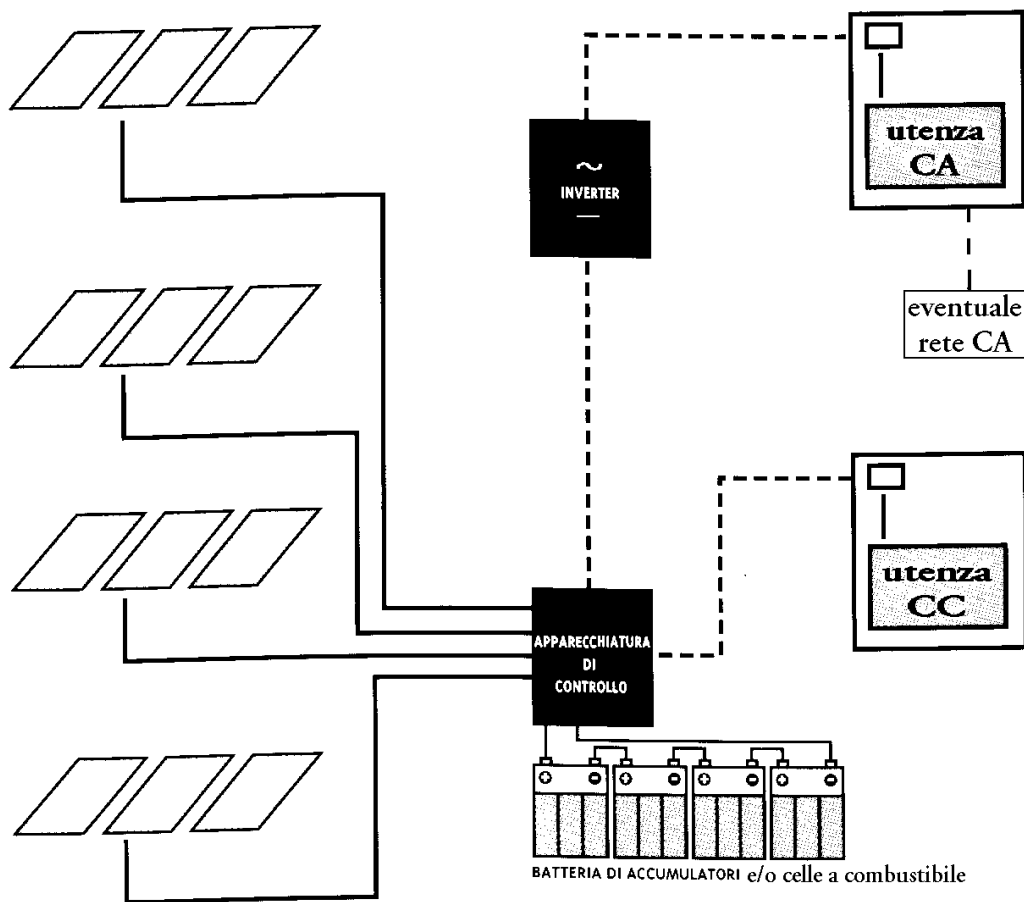


Figura 3.10 - Schema dei componenti base di un impianto fotovoltaico.

altro impianto integrativo), e rendere disponibile in ogni istante la potenza massima stabilita dall'utenza.

L'accumulatore determina infatti le tensioni di funzionamento sia del campo fotovoltaico che del carico, con fluttuazioni legate all'entità e direzione della corrente che vi fluisce, oltre che al suo stato di carica; l'effetto è più vistoso ad accumulatore completamente carico. Con riferimento alla figura 3.11, si può scrivere l'equilibrio delle correnti al nodo A:

$$I_P = I_B + I_R \quad (3.5)$$

La corrente della batteria, definita positiva se entrante in essa, è l'unica delle tre che può cambiare segno. La caratteristica complessiva del carico è ottenuta sommando, ad ogni tensione, la corrente della resistenza di carico ( $I = V/R$ ) e quella di carica della batteria, mentre la caratteristica complessiva del generatore è ottenuta sommando, ad ogni tensione, la corrente del campo fotovoltaico ( $I = W/V$ ) e quella dell'accumulatore in fase

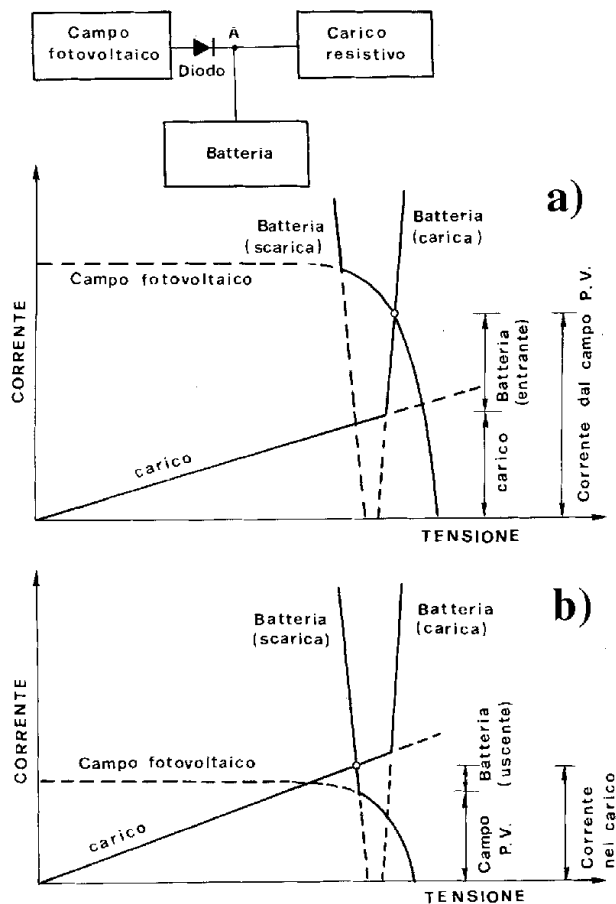


Figura 3.11 - Curve caratteristiche batteria - campo FV e punto di funzionamento in condizioni di surplus e di deficit energetico. [10]

di scarica.

Le due curve caratteristiche sono indipendenti e variabili nel tempo, e la loro intersezione fornisce il punto di funzionamento del sistema per qualunque situazione di soleggiamento e di carico; in particolare, la fig. 3.11a mostra la situazione in cui la potenza generata dal campo fotovoltaico eccede quella richiesta dal carico per cui la differenza è immagazzinata nella batteria, mentre la fig. 3.11b mostra la condizione in cui le richieste del carico eccedono la potenza che il campo fotovoltaico può mettere a disposizione, per cui l'accumulatore la integra o la sostituisce in caso di soleggiamento nullo (il carico riceve in questo caso tutta la potenza dall'accumulatore).

Nella figura non sono visibili, ma vanno comunque inserite in un impianto reale, le protezioni che impediscono il superamento della carica nominale dell'accumulatore e la sua scarica completa.

Per il corretto reciproco dimensionamento di campo fotovoltaico ed accumulatore, dati il carico, il picco di potenza e l'autonomia desiderati dall'utenza, si rimanda alla letteratura specializzata. [10] [17]

Per gli impianti a stoccaggio d'idrogeno, l'elettrolizzatore è visto come un carico dall'accumulatore, che vede invece come campo fotovoltaico di potenza maggiore le celle a combustibile: naturalmente, i controlli del sistema faranno in modo di privilegiare la carica dell'accumulatore rispetto alla produzione di idrogeno, e di farlo restare in carica facendo intervenire, all'occorrenza, le celle a combustibile.

E' opportuno osservare che l'accumulatore (come ogni componente dell'impianto) ha un suo rendimento di conversione  $\eta_{BT} = \text{energia che si può estrarre} / \text{energia che viene immessa}$ , dovuto al fatto che la resistenza interna non è nulla ed esiste un'autoscarica (Ah/giorno) proporzionale alla capacità (è più piccola quindi per le piccole batterie).

Altri componenti non fotovoltaici di un impianto sono quelli per il condizionamento di potenza; in particolare si opera sulla potenza in CC in uscita dal campo fotovoltaico con un convertitore CC/CC che insegue la massima potenza al variare della corrente (che segue il soleggiamento), e sulla potenza che viene fornita all'utenza con un convertitore CC/CA (inverter), che modula la corrente continua proveniente dall'accumulatore sui 50Hz tipici della rete (in Italia). Entrambi hanno rendimenti dipendenti dalla taglia dell'impianto e dalla percentuale della potenza massima che viene loro fornita istante

per istante. Soprattutto per gli inverter, è più efficiente una serie di apparecchiature che intervengano in successione via via che aumenta la potenza fornita.

I componenti fotovoltaici dell'impianto sono comunque i più critici e quelli su cui più si punta per incrementare l'efficienza degli impianti fotovoltaici.

E' interessante il confronto fra la produzione e il funzionamento delle celle al silicio cristallino ed amorfo. Le celle al silicio cristallino hanno una produzione consolidata ma non per questo economica, sia in termini di materiale che di tempo e di energia (fig. 3.12); l'accrescimento dei cristalli si svolge ben oltre i 1000 °C, e il drogaggio avviene per diffusione di gas metallici a varie centinaia di gradi, la cella finale viene spesso sfaccettata per ottenere pannelli con pochi vuoti fra una cella e l'altra (e migliorare il rapporto  $W_p/m^2$ ): gli sprechi sono evidenti.

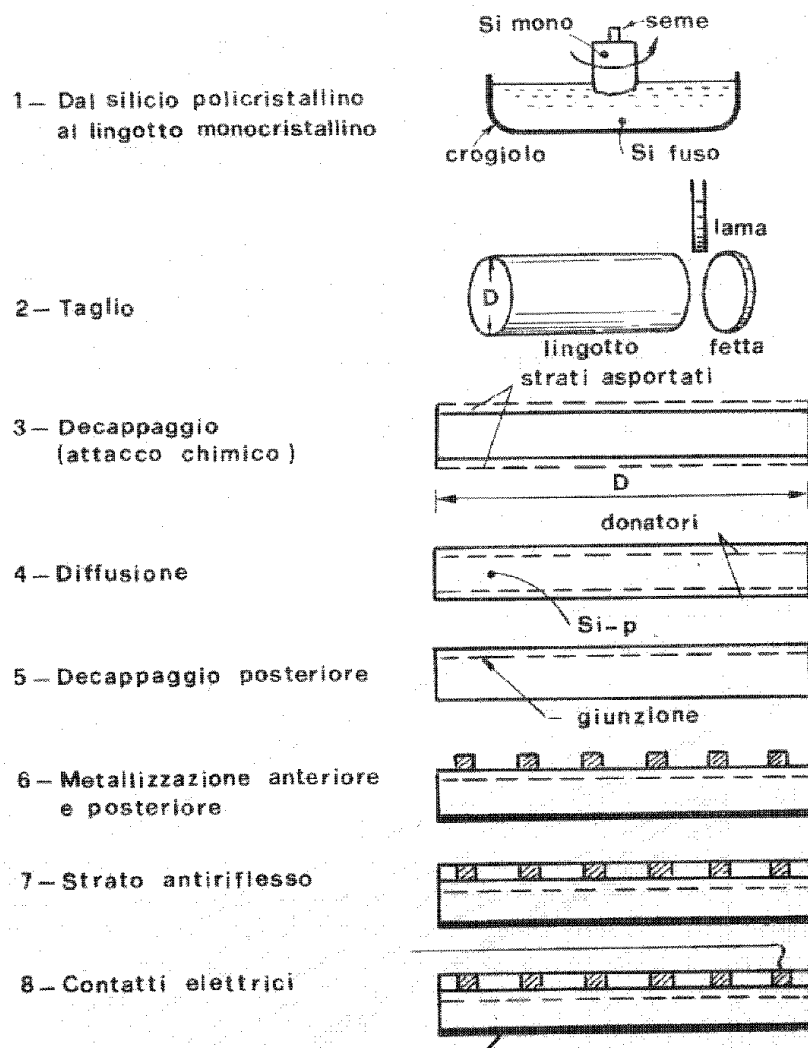


Figura 3.12 - Procedura di fabbricazione di una cella al silicio cristallino. [10]

### Consumo di risorse ed energia nel processo produttivo delle celle solari

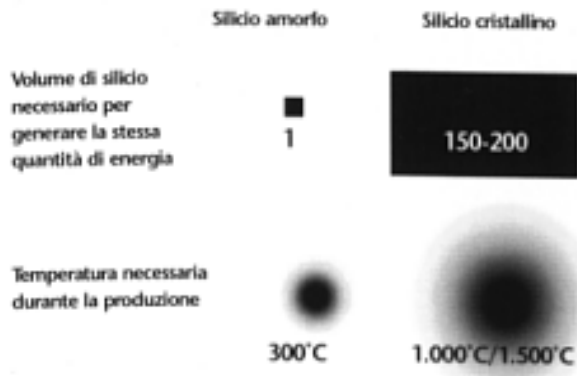


Figura 3.13 - Confronto fra le procedure di fabbricazione delle celle al silicio cristallino ed al silicio amorfo. (schema: UniSolar)

Le celle al silicio amorfo sono meno efficienti (sotto i 50 °C), ma necessitano di meno energia per essere prodotte (fig. 3.13), non hanno bisogno della griglia-elettrodo superiore, sono più sottili e meno fragili delle prime (non hanno bisogno di vetro); la nuova tecnica della *triple-junction* (figg. 3.14, 3.15) permette di raccogliere con la massima efficienza la radiazione di tre gamme d'onda diverse; dei loro vantaggi in sede di utilizzo si è già parlato. Tutte queste

caratteristiche, unite all'insensibilità alla temperatura ed all'ombreggiamento minimo, ne fanno le candidate ideali per la conversione fotovoltaica nel prossimo secolo.

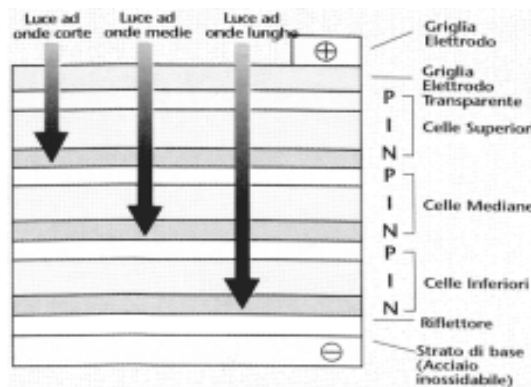


Figura 3.14 - Sezione di una cella al silicio amorfo a tripla giunzione. (schema: UniSolar)

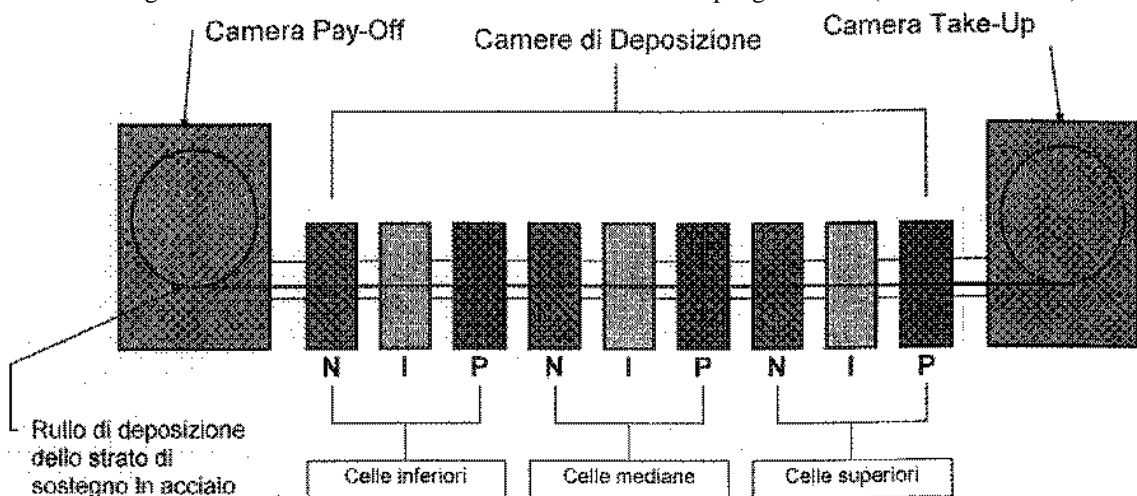


Figura 3.15 - Linea di produzione delle celle di fig. 3.14. (schema: UniSolar)



### 3.3 INTERFACCIAMENTO CON LA RETE

Da quanto detto al paragrafo precedente appare chiaro che una parte non trascurabile dell'investimento necessario per realizzare un impianto fotovoltaico è assorbita da apparecchiature di conservazione e gestione dell'energia che l'impianto produce, in modo da soddisfare il carico temporalmente sfalsato rispetto alla produzione.

E' un problema che le utenze non isolate possono risolvere in maniera brillante ed economica lasciando che sia la rete elettrica tradizionale a fare da accumulatore, cedendole energia nei momenti di basso carico e facendosela restituire successivamente: questa soluzione, apparentemente così semplice, presenta delle difficoltà tecniche, risolvibili, ed economico-burocratiche, meno risolvibili, almeno in Italia. La situazione di monopolio ENEL si è andata allentando solo dall'82, quando la legge 308/82 ha liberalizzato la produzione per gli impianti fino a 3 MW.

Solo con il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6 del 1992 si è ammessa la possibilità (tuttora teorica) per gli autoproduttori di vendere le eccedenze ad un vettore che non sia l'ENEL. Il libero mercato dell'energia è comunque a tutt'oggi (1998) ancora utopia.

Una situazione di *generazione diffusa*, come viene detta l'installazione di impianti fotovoltaici distribuita sul territorio (già in sviluppo in USA, Giappone ed Austria), è nascente anche in Italia, dopo la partenza del programma "10000 tetti fotovoltaici" del MICA, del MINAMB e dell'ENEA, che prevede l'installazione in cinque anni di piccoli impianti da 1 a 50 kW per complessivi 50 MW, e che costerà allo Stato, fra sforzo tecnologico e mancati introiti IRPEF (il 41% della spesa comprendente l'IVA è scalabile dall'imposta lorda [61]) circa 510 miliardi. Dovrebbe essere solo l'inizio di un vasto programma del MINAMB che porterà all'installazione di "7÷9000 MW di fonti rinnovabili entro il 2010" (dichiarazione del Ministro Edo Ronchi alla conferenza di Napoli, Giugno '98).

Nell'ambito del programma "10000 tetti fotovoltaici" si deve notare una novità che passa ingiustamente inosservata: l'ENEL adotterà per questi impianti un "meter", un contatore particolare, che scalerà dalla contabilizzazione i kWh che escono dall'impianto verso la rete. E' la fine di una resistenza "storica": finora l'ENEL aveva

rifiutato molti contratti di compravendita di energia perché il CIP 6/92 l'obbligava a comprare il kWh rinnovabile quasi allo stesso prezzo di vendita [63], cioè a molto più di quanto gli costava produrlo; finalmente, l'Ente pare disposto a farsi carico (o, dicono i maligni, a ripartire il carico fra tutti gli utenti) di questo sovrapprezzo, e dei due terzi degli oneri di allacciamento che il CIP 6 assegna all'azienda acquirente. Vedremo nel capitolo 5 che, malignità a parte, la generazione diffusa non è poi un cattivo affare anche per l'ente gestore della rete.

La norma UNI-CEI n. 11-20 (III) prevede il funzionamento in parallelo alla rete pubblica per gli impianti di potenza fino a 3 kW [35], a patto che siano resi non idonei a sostenere la tensione della rete, ovvero siano del tipo *asincrono* (ad evitare il cosiddetto "effetto isola", particolarmente pericoloso per i manutentori della rete, ove un tratto isolato per manutenzione risulta tenuto in tensione da un impianto generatore collegato). Per rendere asincroni i sistemi fotovoltaici, i convertitori statici CC/CA (inverters) (fig. 3.16) devono essere del tipo a commutazione naturale o assimilabili; in fig. 3.17 è riportato uno schema di configurazione di massima per impianti autoproduttori in



Figura 3.16 - Uno degli inverters della centrale fotovoltaica ENEL di Serre (SA).

parallelo alla rete pubblica di Bassa Tensione (rete di I categoria), così come risulta dalle indicazioni della CEI 11-20.

Ciascuna delle sezioni individuabili nello schema deve essere dotata di dispositivi di protezione coordinabili ma indipendenti; fra l'inverter finale e il dispositivo di misura (meter) è opportuno inserire un trasformatore che protegga il generatore FV dagli sbalzi di tensione della rete, filtri le armoniche fornite dall'inverter (la cui CA è spesso ai limiti della compatibilità con la corrente di rete) e gli impedisca di fornire CC alla rete in caso di guasto.

Un quadro preciso dei dispositivi di interfaccia e delle loro caratteristiche rapportate all'impianto è contenuto nei documenti di unificazione dell'ENEL DV1603 e seguenti.

Fermo restando il divieto di provocare il funzionamento *in isola* della rete BT, per motivi di sicurezza delle persone e delle apparecchiature, nella rete interna dell'autoproduttore è possibile il funzionamento in isola di una o più sezioni: in fig. 3.17

si nota una sezione dai carichi in CC che può alimentare tramite inverter una sezione a valle, ma può anche esserne alimentata (in caso di avaria del campo FV e/o scarica profonda dell'accumulatore); alla sezione interfacciata con la rete è invece impedito di alimentarla in caso di mancanza di tensione nella rete stessa.

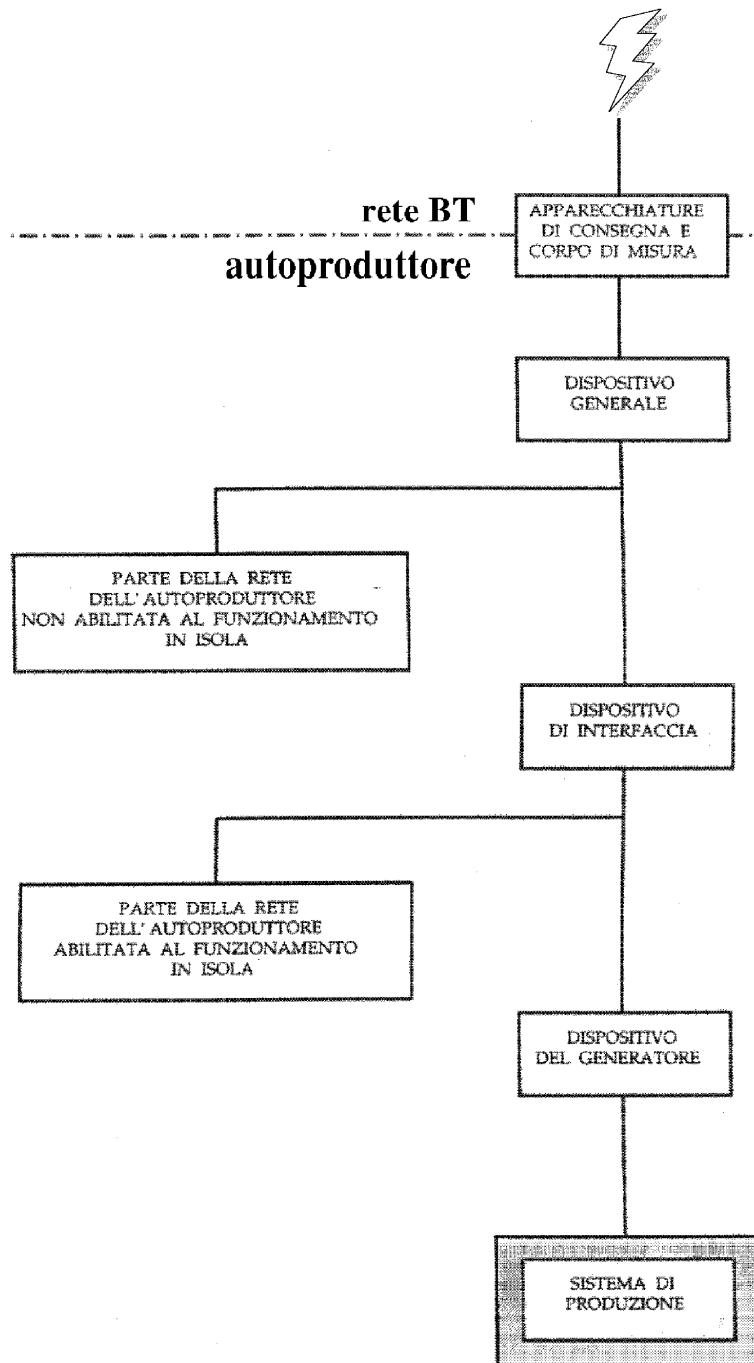


Figura 3.17 - Schema di collegamento autoproduttore-rete BT sulla base delle norme UNI-CEI. [35]

## 3.4 INTEGRAZIONE CON CELLA A COMBUSTIBILE (CICLO DELL'IDROGENO)

Quando si parla di costo dell'energia si dimentica sistematicamente che non è composto solo dal costo della fonte energetica impiegata: a parte i costi accessori e contabilizzabili (oneri finanziari sul costo delle infrastrutture, personale delle centrali, ecc...) ce ne sono di non contabilizzabili, ma non per questo non confrontabili con i primi, che ricadono su tutti in misura uguale e non proporzionale al consumo di quell'energia. Mi riferisco ai costi ambientali della produzione energetica, sui quali ha puntato l'indice la conferenza di Kyoto dello scorso novembre, e che cominciano ad essere oggetto di studio da parte degli economisti di tutto il Mondo.

Rimandando un quadro più d'insieme al cap.5, questa premessa è essenziale per giustificare la scelta di investire anche su piccola scala sulla produzione, stoccaggio ed utilizzo a fini energetici dell'idrogeno da elettrolisi fotovoltaica o, più brevemente, sul **ciclo dell'idrogeno**.

Con il dovuto dazio dei rendimenti di processo (attualmente piuttosto bassi), l'idrogeno restituisce l'energia che viene fornita per separarlo dall'ossigeno dell'acqua (che può essere comunque utilizzato per altre applicazioni) attraverso le celle a combustibile, che costituiscono una valida e più efficiente alternativa alla coppia bruciatore-turbina, e le cui "emissioni" sono vapore acqueo e acqua calda!

Il ciclo dell'idrogeno, concettualmente semplice, ha un'applicazione impiantistica (dall'avvento delle celle a combustibile) dal contenuto tecnologico insospettabile, in continua evoluzione e quindi promettente dal punto di vista del rendimento, comunque già superiore al passato, quando idrogeno e ossigeno venivano riuniti nel classico e poco efficiente impianto bruciatore-turbina.

Il passaggio completo *energia solare incidente su celle FV - elettrolisi - stoccaggio - combustione in celle a combustibile - energia elettrica disponibile* ha un rendimento,

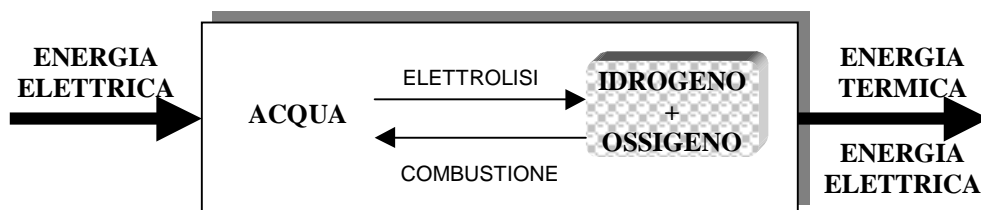


Figura 3.18 - Ciclo dell'idrogeno.

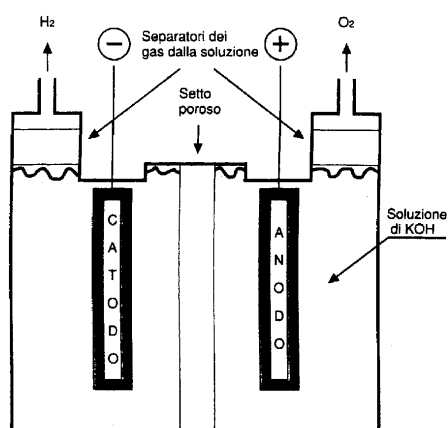


Figura 3.19 - Cella elettrolitica elementare. [59]

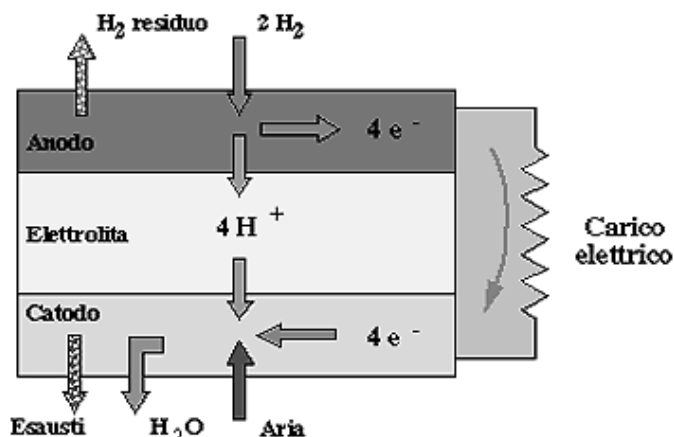


Figura 3.20 - Cella a combustibile elementare.

nelle applicazioni correnti, di circa l'1%, che può però essere accresciuto dall'utilizzo dell'acqua calda derivante dal raffreddamento delle celle (che raggiungono una temperatura di 80 °C o anche molto più).

Il principio di funzionamento di una cella a combustibile è abbastanza semplice: una miscela di gas ricca in idrogeno è inviata all'anodo, dove le molecole dell'idrogeno si dissociano in ioni ed elettroni; gli ioni idrogeno attraversano l'elettrolita migrando verso il catodo, dove reagiscono con l'ossigeno contenuto nell'aria e con gli elettroni che fluiscono nel circuito elettrico esterno (carico elettrico), producendo acqua (fig. 3.20).

Il ciclo può essere ripetuto all'infinito, il serbatoio dell'idrogeno non soffre le scariche profonde (che impongono la sostituzione di un accumulatore elettrochimico), le celle non hanno bisogno di manutenzione se non quella degli scambiatori (l'acqua dura vi deposita sali di calcio). Ciononostante, il valore del kWh fotovoltaico stoccato in ciclo dell'idrogeno è fra le quattro e le due volte superiore al costo dell'olio combustibile [34], rapporto che si può ridurre della metà ponendo attenzione al dimensionamento del serbatoio dell'idrogeno (aumentando il rapporto annuo *mc transitati/capacità*) e riconoscendo i costi socio-ambientali nascosti dei combustibili fossili. Come si può notare in tab. 3.2, considerando i costi socio-ambientali valutati da agenzie scientifiche internazionali, l'idrogeno fotovoltaico è già competitivo su quasi tutti i combustibili fossili: solo il gas naturale è ancora in vantaggio. Per settore d'impiego, si nota come il residenziale è il settore che utilizza peggio i combustibili fossili, e che può trarre maggior vantaggio da impianti che sfruttano il ciclo dell'idrogeno.

CONFRONTO TRA L'IDROGENO FOTOVOLTAICO E GLI ALTRI COMBUSTIBILI							
Combustibile	Settore d'impiego	Efficienza d'uso	Costo finale proiettato (\$/GJ) A	Danno stimato (\$/GJ) B	Costo reale (\$/GJ) C = A + B	Costo reale H <sub>2</sub> fotovoltaico (\$/GJ)	
Carbone	Residenziale	0,800	3,84	11,50	15,34	15 <sup>(1)</sup>	12,0 <sup>(2)</sup>
	Industriale	0,800	2,20	11,50	13,70	15 <sup>(1)</sup>	12,0 <sup>(2)</sup>
	Elettrico	0,380	2,13	11,50	13,63	15 <sup>(3)</sup>	8,14 <sup>(4)</sup>
	Trasporti	/	/	/	/	/	/
Benzina e gasolio	Residenziale	0,800	13,17	9,71	22,88	15 <sup>(1)</sup>	12,0 <sup>(2)</sup>
	Industriale	0,800	7,83	9,71	17,54	15 <sup>(1)</sup>	12,0 <sup>(2)</sup>
	Elettrico	0,380	5,64	9,71	15,35	15 <sup>(3)</sup>	8,14 <sup>(4)</sup>
	Trasporti	0,250	10,34	9,71	20,05	11,4 <sup>(5)</sup>	5,36 <sup>(5)</sup>
Gas naturale	Residenziale	0,800	8,45	4,71	13,16	15 <sup>(1)</sup>	12,0 <sup>(2)</sup>
	Industriale	0,800	5,09	4,71	9,80	15 <sup>(1)</sup>	12,0 <sup>(2)</sup>
	Elettrico	0,380	5,12	4,71	9,83	15 <sup>(3)</sup>	12,0 <sup>(2)</sup>
	Trasporti	/	/	/	/	/	/
Idrogeno fotovoltaico	Residenziale	0,80 <sup>(1)</sup>	15	0			
		1,00 <sup>(2)</sup>	15	0			
	Industriale	0,80 <sup>(1)</sup>	15	0			
		1,00 <sup>(1)</sup>	15	0			
	Elettrico	0,38 <sup>(1)</sup>	15	0			
		0,70 <sup>(2)</sup>	15	0			
Trasporti	0,33 <sup>(4)</sup>	15	0				
	0,70 <sup>(5)</sup>	15	0				

1) Combustione a fiamma libera.  
2) Combustione catalitica.  
3) Celle a combustibile.  
4) Idrogeno liquido - motore a scoppio.  
5) Cella a combustibile - motore elettrico.

Tabella 3.2 - Confronto fra i costi immediati e reali di vari combustibili. [59]

Non mancano le applicazioni su medio-grande scala: l'AEM di Milano e l'ACoSer di Bologna gestiscono due centrali a celle a combustibile rispettivamente da 1 MW<sub>e</sub> e da 200kW<sub>e</sub>/148kW<sub>t</sub> (teleriscaldamento), che utilizzano metano al posto dell'idrogeno. La centrale di Bologna, che fornisce teleriscaldamento agli edifici universitari, riesce a trasformare in energia l'83% del contenuto energetico del metano, contro il 40% della centrale elettrica di Milano ed il 34% delle centrali convenzionali. [25]

Le emissioni di anidride carbonica sono comunque presenti ma, avvenendo il processo a bassa temperatura, non si producono ossidi di azoto. Nel 1995 il kiloWattora prodotto da queste centrali costava 80 lire, circa il doppio dell'allora tariffa minima praticata dall'ENEL all'utenza.

I principali tipi di celle a combustibile sono:

- celle ad acido fosforico (PAFC): operano a temperature dell'ordine dei 200 °C, con rendimenti elettrici di 40-45%. Sono già in via di commercializzazione per impianti on-site con potenze di 50-200 kW ed in fase dimostrativa per impianti di potenza (1-11 MW) ;
- celle a carbonati fusi (MCFC): operano a temperature di circa 650 °C. Attualmente allo stato di prototipi di potenza 100-250 kW, appaiono molto promettenti soprattutto per gli alti rendimenti previsti (50-60%) e per la possibilità di disporre di calore ad alta temperatura.
- celle ad ossidi solidi (SOFC): anch'esse allo stadio di prototipi di piccola potenza (25 kW) operano a circa 1000 °C e potranno competere con quelle a carbonati fusi, dati gli alti rendimenti.
- celle alcaline (AFC): sono state sviluppate soprattutto per usi speciali, operano a bassa temperatura (70 °C), ma richiedono gas di alimentazione estremamente puri.
- celle ad elettrolita polimerico (SPEFC): data la bassa temperatura di funzionamento (70-80 °C) e l'elevata potenza specifica sono adatte soprattutto per applicazioni nella trazione. Attualmente sono disponibili stack di potenza dell'ordine della decina di

Type of fuel cell	Acronym	Electrolyte	Temp.°C	Efficiency	gas purity	application
alkaline fuel cell	AFC	30% KOH	80	60 -70	pure H <sub>2</sub> and O <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> sensitive	military, space
polymer electrolyte fuel cell	PEMFC	polymer membrane	80	50 -70	H <sub>2</sub> and O <sub>2</sub> or air, CO sensitive	mobile, stationary, portable
phosphoric acid fuel cell	PAFC	conc. phosphoric acid	200	40	H <sub>2</sub> , natural gas, biogas + O <sub>2</sub> , air	CHP-units Heat:180°C
molten carbonate fuel cell	MCFC	eutectic mixture of Li,K carbonate	650	55-60	natural gas, coal gas+air, CO <sub>2</sub> recirculation	CHP, power plants
solid oxide fuel cell	SOFC	Y stabilised ZrO <sub>2</sub>	900-1000	55	natural gas, coal gas, biogas + air	CHP, power plants

Figura 3.21 - Caratteristiche dei principali sistemi di celle a combustibile. (fonte:

Fraunhofer Institut fur Solare Energiesysteme - Friburgo D)

kW. Per l'applicazione su piccola scala, l'unico problema è la collocazione del serbatoio di idrogeno: se ne consiglia l'interramento, per ragioni di sicurezza e di isolamento. La gestione dell'impianto è semplice, forse più di quella dell'impianto FV, e può comunque essere automatizzata per lavorare al meglio con quest'ultimo e soddisfare le esigenze dell'utenza senza una continua sorveglianza.