



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DELLA BASILICATA

Facoltà di Ingegneria

Dipartimento di Ingegneria e Fisica dell'Ambiente

ENERGIA SOLARE PER L'EDILIZIA RESIDENZIALE

Tesi del corso di laurea in Ingegneria Civile Edile

anno accademico 1997/98

relatori

Prof. Ing. Nicola CARDINALE

Prof. Arch. Antonella GUIDA

candidato

Michele VALLARIO

matr. 001704/IE

ENERGIA SOLARE PER L'EDILIZIA RESIDENZIALE

INDICE

GLOSSARIO DEI SIMBOLI E DEI TERMINI

INDICE

PREMESSA

1) ENERGIA SOLARE

- 1.1 FISICA DELLA RADIAZIONE SOLARE*
- 1.2 CONVERSIONE IN ENERGIA TERMICA*
- 1.3 CONVERSIONE IN ENERGIA ELETTRICA*

2) SOLARE TERMICO

- 2.1 PANNELLI SOLARI ED INTEGRAZIONE NELLE CHIUSURE DELL'EDIFICIO*
- 2.2 TECNOLOGIE ED IMPIANTI PER IL SOLARE TERMICO*

3) SOLARE FOTOVOLTAICO

- 3.1 MODULI FOTOVOLTAICI ED INTEGRAZIONE NELLE CHIUSURE DELL'EDIFICIO*
- 3.2 TECNOLOGIE ED IMPIANTI PER IL SOLARE FOTOVOLTAICO*
- 3.3 INTERFACCIAMENTO CON LA RETE*
- 3.4 INTEGRAZIONE CON CELLA A COMBUSTIBILE (CICLO DELL'IDROGENO)*

4) BIOARCHITETTURA ED ENERGIA SOLARE

- 4.1 STRATEGIE DI ILLUMINAZIONE E CONDIZIONAMENTO NATURALE*
- 4.2 SISTEMI SOLARI PASSIVI*

5) CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

- 5.1 COSTI SOCIALI DEL SERVIZIO ELETTRICO E STRATEGIE ENERGETICHE*
- 5.2 LA LEGGE 10/91 E GLI AUTOPRODUTTORI DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE*
- 5.3 CONVENIENZA PER L'UTENTE E PER IL GESTORE DI RETE*

6) PROGETTO DI UNA RESIDENZA ENERGETICAMENTE INDIPENDENTE

- 6.1 EDIFICI ENERGETICAMENTE INDIPENDENTI*
- 6.2 PROFILO DELL'UTENZA E DELLE ESIGENZE ENERGETICHE*
- 6.3 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE*
- 6.4 L'EDIFICIO*
- 6.5 CALCOLO DELLE CARATTERISTICHE TERMICHE DELL'EDIFICIO*
- 6.6 CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E DI ACQUA CALDA SANITARIA*
- 6.7 BILANCIO ENERGETICO ED ECONOMICO*

CONCLUSIONI

APPENDICE

BIBLIOGRAFIA DEI TESTI, DEGLI ARTICOLI E DEI SITI DEL WORLD WIDE WEB

NOTA BENE

[n] è un riferimento bibliografico; [testo] è un riferimento ad una fonte non contenuta in bibliografia

GLOSSARIO

DEI SIMBOLI E DEI TERMINI

simbolo	termine	definizione	unità di misura	§
ρ	albedo (coefficiente di riflessione)	rapporto fra radiazione riflessa e radiazione ricevuta da una superficie		1.1
α	altezza o altitudine solare	angolo tra la direzione dei raggi solari ed il piano orizzontale		1.1
i	angolo d'incidenza dei raggi solari	angolo fra la normale alla superficie e la direzione dei raggi solari		1.1
h	angolo orario	distanza angolare tra il Sole e la sua posizione a mezzogiorno lungo la sua traiettoria apparente sulla volta celeste		1.1
	architettura bioclimatica	parte della bioarchitettura che si occupa dei rapporti fra l'edificio e il clima		4.1
	atmosfera standard	strato atmosferico di caratteristiche ideali, che danno una tipica distribuzione di frequenze allo spettro solare al suolo (AM1)		1.1
a	azimut solare	angolo tra la proiezione sul piano orizzontale dei raggi solari e la direzione sud		1.1
	bioarchitettura	architettura di materiali, forma, esposizione degli edifici ecocompatibili		4.1
	brise-soleil	frangisole: dicesi di elementi architettonici atti a schermare il sole alto sull'orizzonte		4.1
c_p	calore specifico	energia termica occorrente ad innalzare di un grado la temperatura di un kg di sostanza (per l'acqua: circa 4185 J)	J/kg ^{°K}	2.1
	cella a combustibile	dispositivo elettrochimico che opera sintesi dell'acqua a partire da idrogeno e ossigeno (combustione catalitica), fornendo come prodotti di reazione corrente elettrica e calore; più celle in serie possono formare uno <i>stack</i> della potenza desiderata		1.3
	cella fotovoltaica	dispositivo elementare di conversione dell'energia solare in energia elettrica		3.1
	ciclo dell'idrogeno	processo che impiega energia elettrica per scindere l'acqua in idrogeno e ossigeno, per poi riunirli in celle a combustibile riottenendo energia elettrica e calore: l'idrogeno è quindi utilizzato come accumulatore di energia		3.4
U_c	coefficiente di perdita	potenza dispersa da un mq di collettore per ogni grado di temperatura di differenza fra la piastra del collettore e l'aria	W/m ² °K	2.1
h_v	coefficiente di scambio termico per unità di volume	potenza ricevuta da ogni mc di letto di pietre dal flusso di aria, di un grado più calda, che lo attraversa	W/m ³ °C	2.2

simbolo	termine	definizione	unità di misura	§
	collettore solare piano	contenitore vetrato, e coibentato nelle parti opache, che raccoglie energia solare e la trasferisce ad un fluido termovettore che vi scorre all'interno		2.1
I_{cs}	costante solare	energia media irraggiata dal Sole, nell'unità di tempo, su una superficie unitaria posta all'esterno dell'atmosfera terrestre ed orientata perpendicolarmente ai raggi solari	W/m^2	1.1
	covolo	cavità naturale a temperatura costante		4.1
δ	declinazione solare	angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno, sul meridiano considerato, col piano equatoriale		1.1
	effetto camino	trasporto di calore per convezione in un intercapedine		4.2
	effetto fotovoltaico	fenomeno tipico dei materiali semiconduttori, che colpiti da radiazione di frequenza sufficientemente alta, liberano elettroni dalla banda di valenza dei loro atomi		3.1
η_c	efficienza del collettore	rapporto fra la potenza trasmessa al fluido termovettore e la potenza incidente		2.1
η_R	efficienza della cella	rapporto fra la potenza di una cella fotovoltaica e la potenza incidente in condizioni standard (STC)		3.1
ϵ_g	energia di gap	energia minima del fotone per portare un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione (vedi effetto fotovoltaico)		3.1
E_T	equazione del tempo	diagramma dello scostamento temporale fra il mezzogiorno ufficiale del meridiano centrale del fuso orario ed il mezzogiorno solare sullo stesso meridiano: è un fenomeno dovuto alla variazione della velocità della Terra lungo l'orbita		1.1
	facciata fotovoltaica	chiusura verticale esterna resa fotovoltaica da elementi di rivestimento o parasole fotovoltaici		3.1
\bar{R}	fattore di inclinazione	rapporto fra l'energia giornaliera media mensile su superficie inclinata e orizzontale al suolo; diverso per le componenti diffusa, riflessa e diretta, è un valore giornaliero medio mensile per quest'ultima		1.1
F_R	fattore di rimozione del calore	rapporto fra la potenza prelevata dal fluido termovettore e la potenza che si preleverebbe mantenendo uguali la temperatura della piastra e del fluido in entrata		2.1
	fluido termovettore	sostanza liquida o gassosa che, scorrendo nei pannelli solari, trasporta l'energia solare da questi raccolta ad un mezzo di accumulo (serbatoio di fluido, letto di pietre, ecc...)		2.1
	grid-connected	collegato alla rete: dicesi di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica		3.3
\bar{K}	indice mensile di serenità	rapporto fra energia giornaliera media mensile diffusa e globale (su superficie orizzontale al suolo)		1.1

simbolo	termine	definizione	unità di misura	§
	inverter	dispositivo elettronico che dà, alla corrente continua che gli viene fornita, la frequenza e l'intensità desiderata in corrente alternata		1.3
L	latitudine	angolo che la retta passante per la località considerata ed il centro della Terra forma con il piano dell'equatore		1.1
	meter	contatore dell'energia elettrica in uscita da un'utenza		1.3
	modulo fotovoltaico	insieme di più celle fotovoltaiche		3.1
	muro-Trombe	sistema a guadagno indiretto, concepito da Felix Trombe, che sfrutta l' effetto camino di un muro solare per portare calore all'interno per convezione		4.2
NTU	numero di unità di trasferimento	parametro che misura l'efficienza dello scambio termico aria-pietre in un accumulatore a letto di pietre		2.2
	pannello fotovoltaico	insieme di più moduli fotovoltaici ; spesso è confuso con il pannello solare , dal quale differisce per funzioni e caratteristiche		3.1
	pannello solare	dispositivo per trasferire energia solare ad un fluido termovettore : vedi collettore solare piano		2.1
	pay-back time (energy pay-back time)	tempo di ritorno economico per un investimento energetico: è il tempo che impiega un impianto a costo di installazione più elevato per avere un costo reale inferiore ad un altro che ha costi di gestione superiori		6.7
	pellet	particella porosa di forma tondeggianti		2.1
	potenza di punta	potenza convenzionale di un dispositivo fotovoltaico, misurata in STC (Standard Test Conditions)	W_p	3.1
	radiazione infrarossa	radiazione di frequenza inferiore alla luce visibile, componente gran parte dello spettro di emissione degli oggetti caldi	μm	2.1
	semiconduttori	materiali che presentano, a volte alternandole, caratteristiche sia dei conduttori sia degli isolanti		3.1
	sistema a guadagno diretto	sistema solare passivo che si basa sul riscaldamento delle superfici interne da parte della radiazione solare		4.2
	sistema a guadagno indiretto	sistema solare passivo che si basa sul riscaldamento di una massa (detta solare) che successivamente cede calore all'interno		4.2
	sistema a guadagno isolato	sistema solare passivo che trasporta immagazzina il calore in accumulatori separati dagli elementi che lo raccolgono		4.2
	sistema Barra-Costantini	variante del muro-Trombe che trasferisce parte del calore dell'aria calda entrante alle masse dei solai		4.2

simbolo	termine	definizione	unità di misura	§
	sistema solare passivo	insieme di parti dell'edificio dalla doppia funzione di elemento costruttivo e/o architettonico e di collettore e/o accumulatore di energia solare		4.2
	stand-alone	solitario: dicesi di un impianto fotovoltaico isolato dalla rete elettrica		3.3
	Standard Test Conditions	condizioni standard di misura della potenza dei dispositivi fotovoltaici: radiazione incidente 1kW/m^2 ; $t=25^\circ\text{C}$; spettro AM1,5		3.1
	tasso ufficiale di sconto (TUS)	tasso di interesse annuo applicato dalla Banca Centrale agli istituti di credito su prestiti ed anticipazioni: è intermedio fra il tasso dei depositi ed il tasso dei prestiti bancari		6.7
	termosifone	principio fisico per cui il calore viene trasportato dal basso verso l'alto da un fluido che, riscaldandosi, galleggia sul fluido più freddo che affonda, riuscendo così a scorrere in un circuito dal verso obbligato		1.2
	Transparent Insulation Material (TIM)	materiali trasparenti ad alta trasmittanza e bassa conduttanza termica		4.1
τ	trasmittanza o coefficiente di trasmissione	rapporto fra radiazione passante ed incidente una superficie trasparente		2.1
K	trasmittanza termica unitaria	potenza trasmessa da un mq di superficie per ogni grado di differenza di temperatura	$\text{W/m}^2\text{°K}$	6.5
	ventidotto	cunicolo scavato in prosecuzione di una cavità naturale		4.1

PREMESSA

Sarà capitato a tutti, prima o poi, di pensare o di sentire una frase più o meno del senso: *ah, se si riuscisse a ridurre l'afa estiva conservandone il calore per l'inverno...* La reazione è invariabilmente un sorriso ed una scrollata di spalle: eppure mai come adesso l'Umanità è stata vicina a rendere economicamente conveniente e tecnologicamente possibile, anche se non proprio in quei termini, lo sfruttamento sistematico dell'energia del Sole. In Italia dipendiamo per l'82% del nostro fabbisogno energetico dal petrolio: utilizzare le fonti rinnovabili è risparmio di risorse economiche ed ambientali. Una regione montuosa e soleggiata, come la Basilicata, è particolarmente indicata ad ospitare impianti solari domestici per la produzione di elettricità: è provato infatti che le celle fotovoltaiche (in particolare di silicio mono o policristallino) diventano più efficienti quando la temperatura esterna non è alta (come avviene in montagna, anche in piena estate); inoltre, l'orografia accidentata rende costose le infrastrutture.

Nei centri urbani, la cura dell'interfaccia fra i piccoli impianti fotovoltaici e la rete di distribuzione dell'energia elettrica è la frontiera strategicamente più importante, non solo per Paesi fortemente dipendenti dalle importazioni di combustibili fossili (come l'Italia), ma per l'intera economia mondiale, che si trova a dover limitare le emissioni di gas serra ed a dover trovare un utilizzo più razionale per gli idrocarburi, che per alcune lavorazioni sono tuttora insostituibili (ad esempio, alcune materie plastiche e solventi industriali).

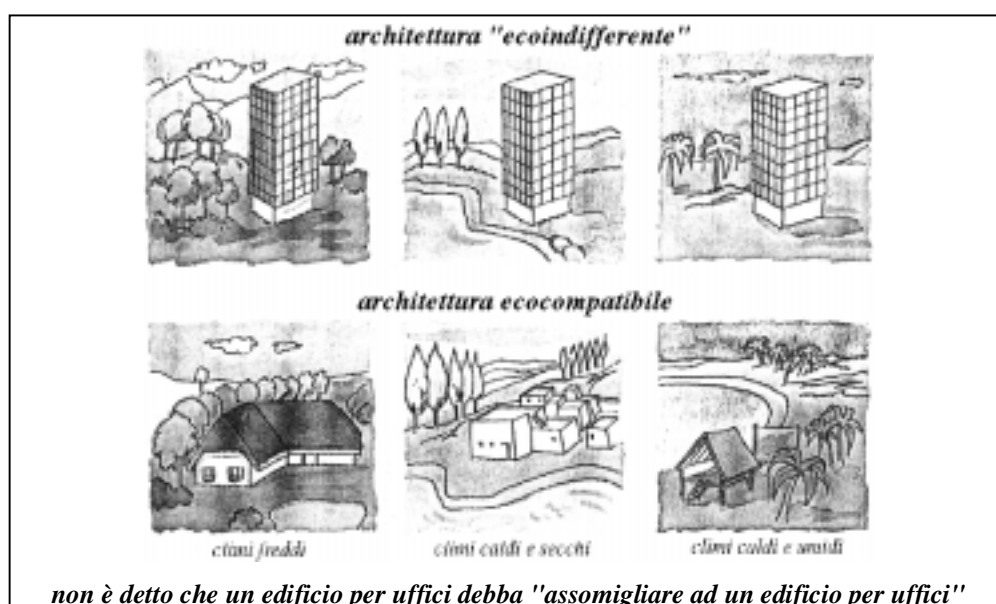
Stante la situazione legislativa attuale, che vede l'ENEL costretta a comperare il kWh fotovoltaico ad un prezzo superiore al costo di produzione e quindi non conveniente, il privato difficilmente riesce a vendere il surplus energetico al gestore della rete elettrica.

Si impone quindi la presenza, all'interno o nei pressi dell'edificio (specialmente se isolato), di opportuni sistemi di conservazione dell'energia prodotta in estate, perché sia sfruttata in inverno, quando l'insolazione cala ed il consumo cresce. Questi, a parte gli accumulatori chimici, ancora costosi ed ingombranti, possono essere (per la conservazione a lungo termine) celle a combustibile, che ricavano elettricità e calore dalla combustione elettrochimica di idrogeno o suoi composti, o (per il breve termine) motori che possano aumentare l'inerzia rotazionale di massicci volani a basso attrito.

L'obiettivo di questa tesi è illustrare lo stato dell'arte del risparmio energetico, della bioarchitettura (per la progettazione di edifici energeticamente efficienti ed ecocompatibili) e della conversione dell'energia solare, e quantificare il differenziale economico fra l'approvvigionamento energetico tradizionale e solare, che c'è ma è in continua riduzione, soprattutto sulla grande scala.

Per utenze isolate e mono-bifamiliari il solare è già competitivo per la copertura di tutte le esigenze energetiche della residenza: è questo il caso del progetto proposto in questa tesi. Dovendo utilizzare una sola configurazione impiantistica fra le tante possibili, si è scelto di destinare una parte della copertura meridionale a collettori solari per l'acqua calda sanitaria, e la restante parte a vetrate di materiali isolanti trasparenti e ad elementi di copertura resi fotovoltaici tramite celle sottili a tre strati di silicio amorfo (meno efficienti di quelle al silicio cristallino ma più economiche, lavorabili e versatili). L'inerzia termica della struttura a muratura portante ed il guadagno passivo, ottenuto lasciando entrare nell'edificio i raggi solari, vanno ad abbattere l'energia necessaria al riscaldamento, che è affidato all'acqua calda prodotta dai pannelli e distribuita in serpentine di rame annegate nei pavimenti.

La connessione con la rete di distribuzione dell'energia elettrica è problematica e sconveniente fuori dai centri urbani: si è scelto quindi di stoccare l'energia prodotta in eccesso durante l'estate sotto forma di idrogeno da elettrolisi dell'acqua, che verrà ritrasformato in calore ed energia elettrica durante l'inverno dalle celle a combustibile, o bruciato in un gruppo elettrogeno al posto del gasolio (con rendimenti più bassi).



1. ENERGIA SOLARE

1.1 FISICA DELLA RADIAZIONE SOLARE

Gli astronomi classificano la nostra stella fra quelle di classe spettrale G2 (*un'utilitaria*, usando un paragone automobilistico). La sua media massa ha bisogno di poca energia per essere contrastata nella sua tendenza a collassare gravitazionalmente: l'energia media irradiata dal Sole, nell'unità di tempo, su una superficie unitaria posta all'esterno dell'atmosfera terrestre ed orientata perpendicolarmente ai raggi solari viene denominata **costante solare** I_{cs} . Il suo valore più recente, misurato per mezzo di satelliti artificiali, risulta pari a 1367 W/m^2 (per inciso, i valori rilevati dai satelliti nel biennio 1995-'96 danno la costante solare in leggera crescita, intorno ai 1380 W/m^2), con distribuzione spettrale mostrata in fig. 1.1 (NASA), detta AM0 (Air Mass zero, assenza di atmosfera); nella stessa figura, è indicata con AM1 (Air Mass one, **atmosfera standard**¹) la distribuzione spettrale della radiazione solare al suolo. La radiazione incidente al suolo si abbassa a circa 1 kW/m^2 , cioè il 75% della radiazione extratmosferica.

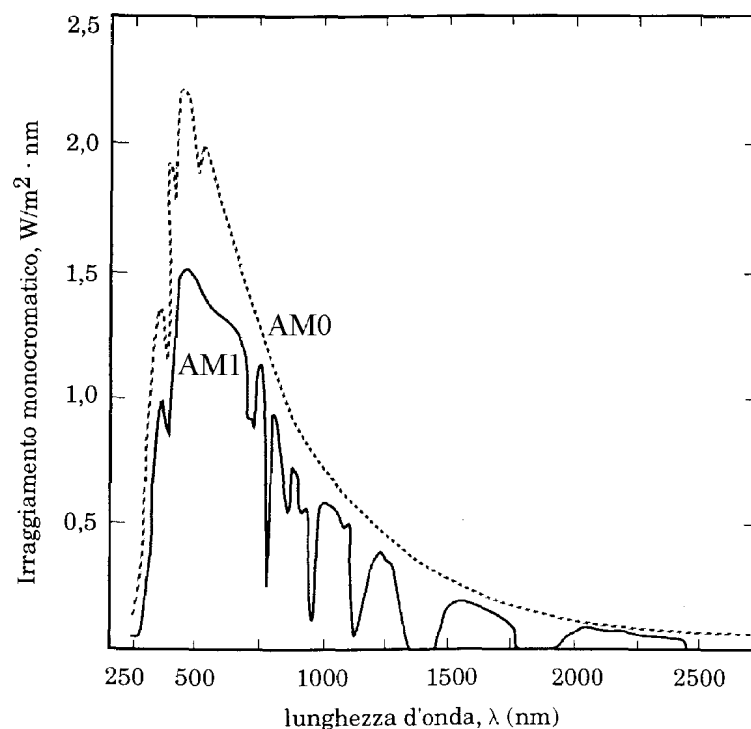


Figura 1.1 - Irraggiamento monocromatico extratmosferico e al suolo (Sole allo zenit). [5]

¹ pressione totale: 101325 Pa (760 mmHg); contenuto d'acqua precipitabile: 2666 Pa ; concentrazione di pulviscolo: $300 \text{ particelle/cm}^3$; ozono: 373 Pa [10]

Si può fare l'ipotesi che il Sole si comporti, ai fini dell'irraggiamento, come un corpo nero a temperatura uniforme: utilizzando la legge di Stefan-Boltzmann è possibile valutare facilmente la temperatura di tale corpo nero equivalente. Il flusso solare sulla superficie esterna del Sole risulta pari a

$$\Phi_s = I_{cs} \left(\frac{d}{R} \right)^2 = 63.253 \text{ kW/m}^2, \quad (1.1)$$

dove d è la distanza media Terra-Sole ed R è il raggio solare. La temperatura equivalente è pari a

$$T_s = \left(\frac{\Phi_s}{\sigma} \right)^{0.25} \cong 5779 \text{ K},$$

essendo σ la costante di Stefan-Boltzmann ($5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$).

I valori dell'irraggiamento extraterrestre monocromatico alla distanza media Terra-Sole sono :

	ultravioletto	visibile	infrarosso
frazione di energia	0,064	0,430	0,456
energia nell'intervallo (W/m^2)	88	656	623

Si può calcolare, mediante la (1.1), la potenza emessa dal Sole: essa risulta pari a $3,84 \cdot 10^{20} \text{ W}$. La massa convertita in energia in un secondo per effetto delle reazioni di fusione nucleare è di $4,27 \cdot 10^9 \text{ kg}$, alla quale corrisponde una perdita di massa dello 0,0067% in un miliardo di anni. Di questa potenza solo una piccola frazione, pari a $1,73 \cdot 10^{17} \text{ W}$, viene intercettata dalla Terra.

Considerando che mediamente in un anno solo un terzo di questa radiazione raggiunge la superficie terrestre e che il 70% di questa cade sugli oceani, l'energia solare annua incidente al suolo è pari a circa $1,515 \cdot 10^{17} \text{ kWh}$, 1.536 volte più grande del fabbisogno energetico mondiale annuo (pari a $9,55 \cdot 10^{13} \text{ kWh}$ nel 1990).

Per individuare ad un certo istante dell'anno la posizione del Sole nel cielo in una determinata località è necessario definire alcuni angoli caratteristici. Questi angoli sono:

- **la latitudine L** : è l'angolo che la retta passante per la località considerata ed il centro della Terra forma con il piano dell'equatore; è positiva nell'emisfero settentrionale e negativa in quello meridionale;
- **l'altezza o altitudine solare α** : è l'angolo formato tra la direzione dei raggi solari ed il piano orizzontale (complementare dell'**angolo zenitale z**);
- **l'azimut solare a** : è l'angolo formato tra la proiezione sul piano orizzontale dei raggi solari e la direzione sud (è positivo prima del mezzogiorno solare);
- **l'angolo orario h** : è la distanza angolare tra il Sole e la sua posizione a mezzogiorno lungo la sua traiettoria apparente sulla volta celeste; è anche pari all'angolo di cui deve ruotare la Terra affinché il Sole si porti sopra il meridiano locale. Tale angolo è positivo nelle ore antimeridiane. Esso risulta pari al numero di ore di distanza dal mezzogiorno moltiplicato per 15 (poiché la Terra ruota di 15 gradi all'ora alla velocità nominale di 360 gradi al giorno);
- **la declinazione solare δ** : è l'angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno, sul meridiano considerato, col piano equatoriale; risulta anche pari all'angolo che i raggi solari formano a mezzogiorno con la direzione dello zenit sull'equatore e coincide inoltre con la latitudine geografica alla quale in un determinato giorno dell'anno il Sole a mezzogiorno sta sullo zenit (il che può accadere solo fra i tropici); è positiva quando il Sole sta al di sopra del piano equatoriale ed è negativa quando il Sole è al di sotto di esso (vedi fig. 1.2).

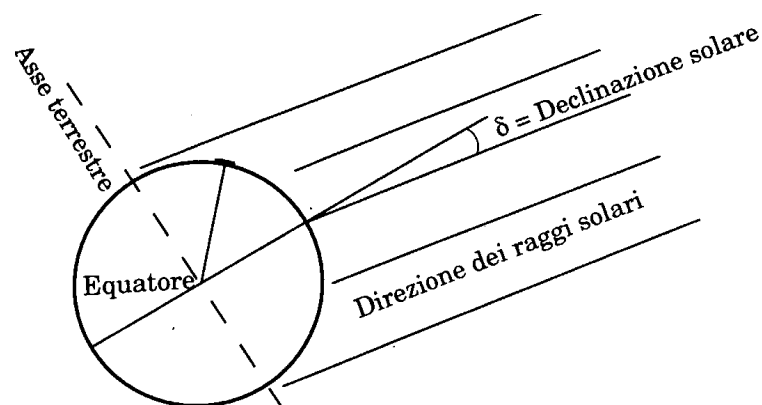


Figura 1.2 - Definizione della declinazione solare. [5]

La posizione istantanea del Sole, definita dall'altezza solare α e dall'azimut solare a , è valutabile per mezzo delle relazioni:

$$\text{sen } \alpha = \text{sen } L \text{ sen } \delta + \text{cos } L \text{ cos } \delta \text{ cos } h \quad (1.2)$$

$$\text{sen } a = \frac{\text{cos } \delta \cdot \text{sen } h}{\text{cos } \alpha} \quad (1.3)$$

Poiché l'azimut solare può assumere valori maggiori di 90° (in valore assoluto), mentre la funzione arcoseno fornisce per convenzione valori di a compresi tra -90° e $+90^\circ$, è necessario, in questi casi, apporre delle correzioni ai valori calcolati con l'eq. (1.3). La declinazione solare δ può essere calcolata per mezzo della formula approssimata di Cooper: [5]

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left[360 \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right] \quad (1.4)$$

essendo n l'ennesimo giorno dell'anno e 284 il numero corrispondente all'11 ottobre e non al 23 settembre ($\delta(t)$ non è una senoide perfetta per l'ellitticità dell'orbita). [10]

L'angolo orario relativo all'alba h_a o al tramonto h_t può essere calcolato per mezzo dell'equazione (1.2) annullando il $\text{sen} \alpha$:

$$h_a = -h_t = \arccos(-\text{tg}L \cdot \text{tg}\delta)$$

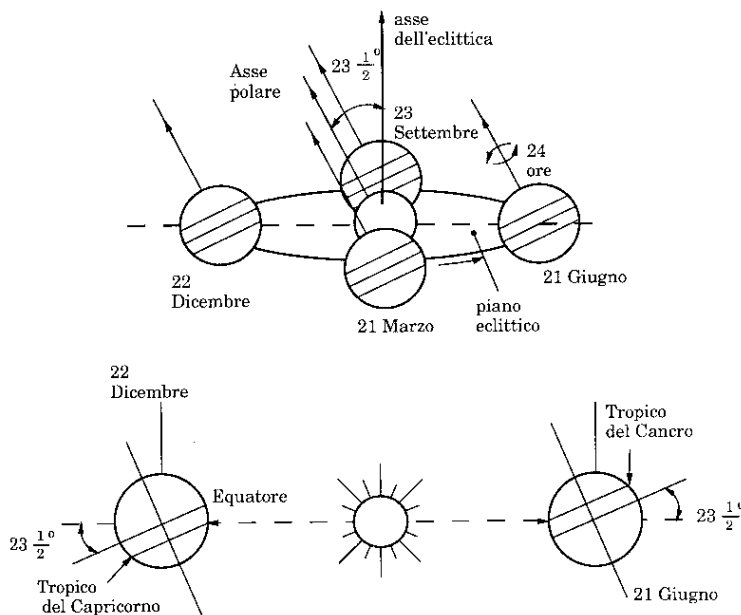


Figura 1.3 - Moto della Terra intorno al Sole. [5]

All'equatore ($L=0$), si ottiene $h_a = -h_t = 90^\circ$ e pertanto la durata del giorno è sempre pari a 12 ore; per le altre località ciò si verifica se si annulla la declinazione ($\delta=0$), cioè agli equinozi.

La fig. 1.3 mostra la posizione della Terra rispetto al Sole in corrispondenza degli equinozi e dei solstizi (l'asse polare della Terra forma con la

normale al piano dell'orbita un angolo di $23,45^\circ$). Per calcolare l'angolo orario in una qualunque ora di un giorno particolare è necessario conoscere l'ora di passaggio del Sole sul meridiano locale, che è il mezzogiorno del fuso con due correzioni: differenza di longitudine con il meridiano centrale del fuso orario (+4 minuti/grado ad ovest, -4 ad est) ed **equazione del tempo** (fig. 1.4). Quest'ultima correzione è dovuta alla variazione della velocità orbitale della Terra durante l'anno.

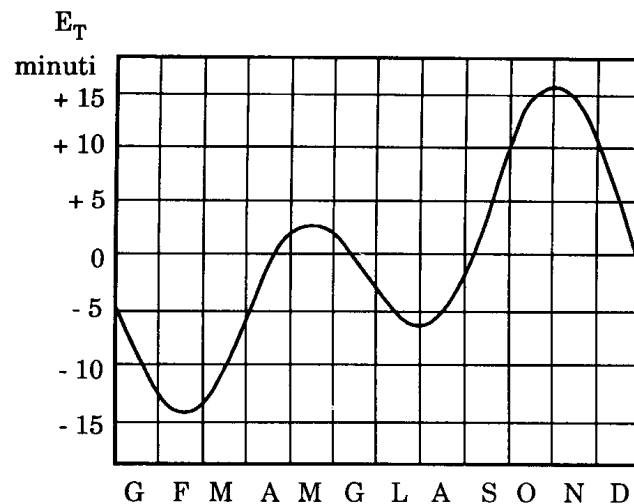


Figura 1.4 - Equazione del tempo durante l'anno. [5]

In definitiva è, per l'angolo orario:

$$h = 15 \cdot (\text{orario del fuso} + E_T + \text{differenza longitudine} - 12^h) \quad (1.5)$$

Naturalmente l'orario convenzionale del fuso è da considerarsi solare (quindi, in periodo di ora legale bisogna sottrarre un'ora). E' il caso di osservare che l'irraggiamento solare negli emisferi sud e nord non è sovrapponibile nelle stesse stagioni: essendo la Terra in perielio (il punto dell'orbita più vicino al Sole) alla fine di dicembre, l'estate dell'emisfero meridionale gode di un irraggiamento maggiore dell'estate dell'emisfero settentrionale (che cade in giugno, quando la Terra è in afelio), e viceversa l'inverno meridionale è un po' più "freddo" di quello settentrionale. La variazione della radiazione extratmosferica dovuta all'ellitticità dell'orbita è stata quantificata in $\pm 3,3\%$ nell'anno intorno al valore della costante solare: al suolo, per quanto appena detto, l'oscillazione è più pronunciata nell'emisfero australe, ma la differenza è confrontabile con altri fattori di incertezza, e non se ne tiene conto nei calcoli.

Quantitativamente, l'irraggiamento extratmosferico è ben approssimato dalla relazione:

$$I_0(t) = I_{cs} \cdot e(t)$$

dove $e(t) = 1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi n(t)}{365}\right)$, con $n(t)$ numero progressivo del giorno dell'anno.

Al suolo, l'irraggiamento globale I [W/m^2] è la somma dell'irraggiamento diretto normale I_{bn} e dell'irraggiamento diffuso I_d , così definiti:

$$I_{bn} = I_0 \cdot \tau_b$$

con $\tau_b = \frac{\exp(-0,65m_z)}{2} + \frac{\exp(-0,095m_z)}{2}$ (coeff. di trasm. della radiazione diretta);

$m_0 = \text{cosec}\alpha$; α altitudine solare;

$m_z = m_0 \cdot p_z/p_0$ (p pressione atmosferica alla quota z e zero).

$$I_d = I_0 \text{sen}\alpha \cdot \tau_d$$

con $\tau_d = 0,2710 - 0,2939 \tau_b$ (coeff. di trasm. della radiazione diffusa)².

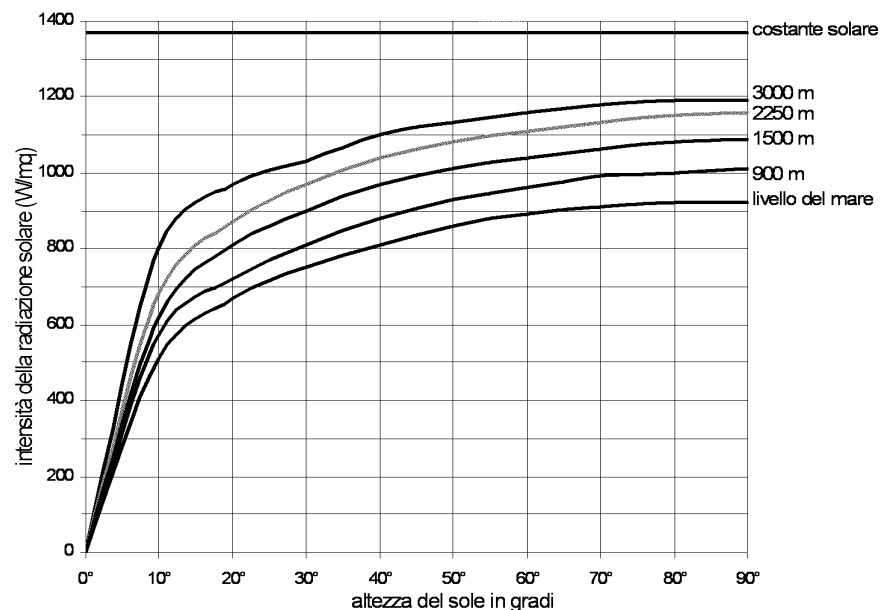


Figura 1.5 - Intensità della radiazione solare al suolo al variare dell'altitudine.

Noti l'angolo d'inclinazione β e l'azimut a_w di una superficie, è possibile calcolare l'**angolo d'incidenza i** dei raggi solari sulla superficie tramite l'espressione:

$$\cos i = \cos(a - a_w) \cos\alpha \text{sen}\beta + \text{sen}\alpha \cos\beta \quad (1.6)$$

e la radiazione diretta istantanea intercettata dalla superficie:

$$G_b = I_{bn} \cdot \cos i.$$

² Liu-Jordan. (1960)

La radiazione diffusa istantanea ha una componente diretta (dalla volta celeste) pari a:

$$G_{db} = I_d \cdot \cos^2 \frac{\beta}{2}$$

ed una riflessa (dal terreno circostante), a sua volta dotata di componente diretta e diffusa, pari a:

$$G_{dr} = (I_{bn} \sin \alpha + I_d) \cdot \rho \sin^2 \frac{\beta}{2}$$

dove ρ è detta **albedo** o **coefficiente di riflessione** (del terreno o comunque dell'ambiente circostante) (vedi tabella 1.2); altre componenti derivanti da ulteriori riflessioni sono trascurabili.

superficie	ρ
neve (caduta di fresco con un film di ghiaccio)	0.75
superfici d'acqua (ad elevati angoli di incidenza)	0.07
strade sterrate	0.04
foresta di conifere (in inverno)	0.07
foresta in autunno	0.26
cemento	0.22
foglie secche	0.30
erba secca	0.20
erba verde	0.26
superfici di bitume e ghiaia	0.13
superfici di rocce non omogenee	0.20
pareti di edifici scure (mattoni rossi, pitture scure)	0.27
pareti di edifici chiare	0.60
campi innevati con boschi sullo sfondo	0.66 ÷ 0.73
campi innevati (argilla ed erba) presso una strada	0.61 ÷ 0.70
bosco innevato (conifere)	0.61
bosco innevato (deciduo)	0.72

Tabella 1.1 - Valori dell'albedo per alcuni tipi di superficie. [10]

La radiazione globale istantanea incidente su una superficie comunque inclinata è dunque la somma dei tre contributi, cioè:

$$G = I_{bn} \cos i + I_d \cos^2 \frac{\beta}{2} + (I_{bn} \sin \alpha + I_d) \cdot \rho \sin^2 \frac{\beta}{2}. \quad (1.7)$$

I dati più interessanti ai fini del progetto sono però quelli dell'energia incidente; i contributi della radiazione istantanea sono però difficilmente integrabili e fortemente variabili nel tempo: bisogna quindi ricorrere ai dati statistici, numerosi e ben distribuiti sul territorio dei paesi industrializzati. Di questi, i più interessanti sono quelli dell'energia giornaliera media mensile diffusa \bar{D} e dell'energia g.m.m. globale \bar{H} incidenti su superficie orizzontale al suolo: Liu e Jordan hanno scoperto che il loro rapporto è funzione di un parametro detto **indice mensile di serenità** \bar{K} :

$$\frac{\bar{D}}{\bar{H}} = 1,39 - 4,027\bar{K} + 5,531\bar{K}^2 - 3,108\bar{K}^3 \quad (1.8)$$

$$\text{dove} \quad \bar{K} = \frac{\bar{H}}{H_{ex}}$$

Nel calcolo di \bar{H}_{ex} ci si serve di un valore di I_{cs} pari a 1394 W/mq; il suo valore si fa coincidere, mese per mese, con l'effettivo valore di H_{ex} in un giorno in cui si ha $H_{ex} = \bar{H}_{ex}$ (tab. 1.2). L'energia incidente su superficie orizzontale extratmosferica al giorno ennesimo dell'anno è (in Wh/m²):

$$H_{ex} = \frac{24}{\pi} I_{cs} \left[1 + 0,033 \cos \frac{24\pi n}{365} \right] (\cos L \cos \delta \sinh_a + h_a \sin L \sin \delta) \quad (1.9)$$

dove h_a è espresso in radianti.

Mese	Giorni dell'anno	Data	Declinazione
GEN.	17	17 Gennaio	- 20° 55'
FEB.	47	16 Febbraio	- 12° 57'
MAR.	75	16 Marzo	- 2° 25'
APR.	105	15 Aprile	+ 9° 24'
MAG.	135	15 Maggio	+ 18° 47'
GIU.	162	11 Giugno	+ 23° 05'
LUG.	198	17 Luglio	+ 21° 11'
AGO.	228	16 Agosto	+ 13° 27'
SET.	258	15 Settembre	+ 2° 13'
OTT.	288	15 Ottobre	- 9° 36'
NOV.	318	14 Novembre	- 18° 54'
DIC.	344	10 Dicembre	- 23° 03'

Tabella 1.2 – Giorni dell'anno nei quali la declinazione è pari al valore medio mensile. [5]

GENNAIO		FEBBRAIO		MARZO		APRILE		MAGGIO		GIUGNO	
\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}
3,0	6,0	4,1	8,9	5,5	13,0	6,9	17,8	7,7	21,9	7,6	25,3
LUGLIO		AGOSTO		SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE	
\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}	\bar{D}	\bar{H}
7,0	26,0	6,5	22,4	5,7	16,8	4,4	11,5	3,2	7,3	2,7	5,5

Tabella 1.3 – Energia solare giornaliera media mensile (diffusa e globale) al suolo a Potenza (MJ/m²). [5]

Valutata tramite \bar{H} e \bar{K} (o ricavata da tabelle) la componente diffusa \bar{D} , l'energia giorn. media mens. diretta al suolo si ricava per differenza: $\bar{B} = \bar{H} - \bar{D}$.

Su una superficie arbitrariamente orientata, l'energia g.m.m. diretta \bar{G}_b è proporzionale ad un coefficiente che è funzione dell'inclinazione β e dell'angolo orario all'alba h'_a della superficie: si noti che su una superficie inclinata non esposta a sud ci possono essere anche due albe e due tramonti al giorno.

$$\bar{G}_b = \left(\frac{\overline{\cos i}}{\overline{\sin \alpha}} \right) \bar{B} = \bar{R}_b \cdot \bar{B} \quad (1.10)$$

Il **fattore di inclinazione** \bar{R}_b ha un'espressione analitica solo per le superfici esposte a sud: per altre esposizioni bisogna ricorrere alle varie tabelle reperibili sulla letteratura specializzata o al calcolo dei valori medi giornalieri mensili degli angoli i ed α . Si ha quindi, per le superfici esposte a sud:

$$\bar{R}_b = \frac{\overline{\cos(L - \beta) \cos \delta \sin h'_a + h'_a \sin(L - \beta) \sin \delta}}{\overline{\cos L \cos \delta \sin h_a + h_a \sin L \sin \delta}} \quad (1.11)$$

Per il calcolo di h'_a occorre calcolare h_a per $\alpha=0^\circ$ e per $i=90^\circ$:

$$|h'_a| = \min |h_a(\alpha = 0), h_a(i = 90^\circ)| \quad (1.12)$$

che per le superfici esposte a sud vale rispettivamente:

$$|h_a(i=90^\circ)| = |-h_t(i=90^\circ)| = \arccos[-\text{tg}(L-\beta) \cdot \text{tg}\delta]$$

$$|h_a(\alpha=0^\circ)| = |-h_t(\alpha=0^\circ)| = \arccos(-\text{tg}L \cdot \text{tg}\delta);$$

il più piccolo valore va inserito nella (1.11). Sono reperibili anche tabelle con i valori di \bar{R}_b (sempre per il caso dell'esposizione a sud) in funzione di L ed $L-\beta$ [5].

In definitiva, l'energia giornaliera media mensile incidente sul pannello è pari a:

$$\bar{G} = \bar{R}_b \cdot \bar{B} + R_d \cdot \bar{D} + R_r \cdot (\bar{B} + \bar{D}) \quad (1.13)$$

dove $R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2}$ e $R_r = \rho \frac{1 - \cos \beta}{2}$.

1.2 CONVERSIONE IN ENERGIA TERMICA

La radiazione solare incidente può essere utilizzata per riscaldare fluidi (acqua, aria o soluzioni di vario calore specifico) da far circolare in scambiatori di calore o direttamente in tubazioni e corpi radianti posti nei locali da riscaldare, o per far evaporare le sostanze volatili che vengono utilizzate nei cicli di refrigerazione.

I metodi per raccogliere l'energia solare sotto forma di energia termica sono due:

- con concentrazione, mediante specchi o lenti che riflettono la radiazione verso pannelli o caldaie per l'utilizzo diretto dell'acqua calda o per la produzione di vapore da convogliare a turbina;
- senza concentrazione, mediante pannelli applicati o integrati nelle chiusure degli edifici.

In entrambi i casi le superfici possono essere orientabili o no.

Per economicità e semplicità di gestione, soprattutto per le applicazioni su piccola scala, è senz'altro preferibile raccogliere direttamente l'energia solare su pannelli fissi, opportunamente orientati.

Il primo pannello solare pare sia stato costruito nel diciottesimo secolo dallo scienziato svizzero Horace Benedict de Saussure. Si trattava di una semplice "scatola" di legno con un vetro nella parte esposta al sole e la base di colore nero, capace di assorbire la radiazione solare termica intrappolata nella scatola stessa grazie a un locale "effetto serra" e alla scarsa dispersione dovuta alle caratteristiche termiche isolanti del legno. Il pannello consentiva di raggiungere temperature del fluido vettore di circa 87°C. Un nuovo forte impulso allo sviluppo di questa tecnologia fu dato dalla crisi petrolifera agli inizi degli anni '70.

Un sistema solare per la produzione di acqua calda consiste essenzialmente del pannello solare o collettore solare piano, che può essere con vetro (vetrato) o in polipropilene, polietilene, PVC o PDM (non vetrato), di un serbatoio termicamente isolato, destinato all'accumulo dell'acqua calda, di un circuito di collegamento di questi due componenti e dei relativi sistemi di regolazione e controllo. Il problema dell'accumulo dell'energia intrappolata dai pannelli non ha l'unica soluzione del serbatoio coibentato, anche se è la

più pratica e forse l'unica per edifici già esistenti: esempi di altre soluzioni sono esposti al §2.2.

Recenti applicazioni "ibride" riscaldano il fluido vettore utilizzando il retro di pannelli fotovoltaici, ottenendo anche il risultato di abbassare la temperatura di questi ultimi, con beneficio per la loro efficienza.

La circolazione dell'acqua tra il collettore e il serbatoio può avvenire per effetto dell'azione di una pompa (sistemi attivi) o per circolazione naturale, sfruttando le differenze di temperatura del circuito (sistemi passivi o a "termosifone"). Con i pannelli piani senza concentrazione la temperatura massima raggiungibile si aggira intorno agli 80°C e sarà di poco superiore nel caso la base assorbente sia stata trattata con speciali vernici in modo da ottenere una superficie selettiva o anti-raggiante. Temperature più elevate, anche per produrre vapore, possono essere ottenute con tecnologie più sofisticate come quella dei collettori solari con tubi sottovuoto o con piastre che sfruttano il principio della "Non Imaging Optics", che consente di realizzare una debole concentrazione. Nei paesi dove non ci sono problemi di congelamento dell'acqua, si tende ad avere il serbatoio di accumulo integrato nello stesso collettore, con una notevole semplificazione e riduzione dei costi di tutto il sistema. I sistemi più sofisticati sono in genere utilizzati nei paesi più freddi o per utenze che richiedono calore a temperature elevate, quali quelle di tipo ospedaliero per la sterilizzazione o quelle industriali.

La vita di uno scaldacqua solare in commercio si può indicare in 15-20 anni, con costi di manutenzione annuali dell'ordine del 2% del costo iniziale dell'impianto; sistemi solari per scaldare l'acqua sono in genere utilizzati per gli usi domestici di singole famiglie. Si tratta di impianti di 4-6 m², con serbatoio di 150-300 litri, che consentono di produrre acqua calda a temperature non elevate (55°-65°C), tuttavia adatte agli usi di cucina, bagni, riscaldamento. L'energia disponibile alle utenze nelle 24 ore è dell'ordine di 1,5÷3,5 kWh per mq di collettore, rispettivamente in inverno e in estate alle nostre latitudini e con cielo sereno. Gli impianti comprendono un riscaldatore tradizionale integrativo, per i giorni a minore insolazione, della potenza di 1-2 kW, alimentato ad energia elettrica o a gas. Quantificando i vantaggi di un impianto solare, 4 m² di pannelli solari termici per il consumo di una famiglia tipo di 4 persone, abitante in una

località dell'Italia centrale, ($\bar{H} = 4,6 \text{ kWh/m}^2$) consentono, rispetto a uno scaldacqua elettrico o a metano i seguenti risparmi e riduzioni di emissioni:

RISPARMI E RIDUZIONI	SCALDABAGNO ELETTRICO	SCALDABAGNO A METANO
Risparmio in elettricità o gas	2.800 kWh/anno	350 m ³ /anno
Risparmio economico	600.000 lire/anno	370.000 lire/anno
Riduzione emissioni	2,56 ton. di CO ₂ /anno	2,066 ton. di CO ₂ /anno

Negli ultimi decenni sono stati installati nel mondo circa 30M di metri quadrati di pannelli solari, di cui 5.600.000 in Europa: il 40% del mercato mondiale dei collettori solari è nei paesi europei e del mediterraneo. In quelli europei è più sviluppato nei paesi a minore insolazione, come l'Austria, la Danimarca, la Svezia e la Germania, che in Italia, Spagna e Francia, caratterizzati da una buona insolazione: tale contraddizione deriva in particolare dalla diversa sensibilità ambientale, che ha costituito un importante fattore di stimolo all'adozione di specifiche politiche industriali per lo sviluppo del solare nei paesi del Nord Europa.

L'Unione Europea sovvenziona l'installazione di alcune migliaia di scaldacqua solari in nuovi complessi residenziali di medie e grandi dimensioni con lo scopo di dimostrare la possibilità di ridurre i costi degli stessi attraverso interventi su larga scala; la disponibilità di nuove tecnologie per la costruzione di edifici (per esempio i nuovi materiali isolanti trasparenti alla luce) sta aprendo la strada all'utilizzo di pannelli solari nella climatizzazione invernale e estiva di abitazioni e edifici. Nel §6.1 sono descritte alcune esperienze che hanno dato risultati oltre le migliori aspettative.

La diffusione dei sistemi solari per l'acqua calda è tuttavia oggi significativa solo in pochi paesi del mondo, quali Israele, Cipro, Grecia e Giordania, dove sono installati più di 100 m² di collettori solari ogni 1000 abitanti (in Italia sono installati 3 m² per ogni 1000 abitanti). In Europa il mercato dei collettori solari si è sviluppato a partire dal 1989 a un tasso del 18% e, in base agli obiettivi proposti dall'European Solar Industry Federation (ESIF), potrebbe crescere nei prossimi anni del 23% per poi arrivare, nel 2005, alla produzione e alla vendita annuale di oltre 5M di m² di pannelli. Nel 1994 4.400.000 m² di pannelli vetrati e 1.200.000 m² di pannelli non vetrati hanno consentito

nel nostro continente di produrre 2,6 TWh, e di evitare l'immissione nell'atmosfera di 1,8 milioni di tonnellate di CO₂.

Purtroppo, la carenza di un quadro normativo organico a livello europeo e la stessa complessità e costosità delle procedure di certificazione creano dei gravi ostacoli al commercio continentale di questi prodotti: su proposta dell'ESIF (European Solar Industry Federation) è stato creato l'European Standards Technical Committee CEN/TC 312 nell'ambito del programma comunitario Altener, con lo scopo di stabilire (si prevede entro il 1998) degli standards europei di riferimento che consentano di assicurare la qualità dei prodotti e dei servizi post-vendita.

Per quanto riguarda l'Italia, le previsioni dell'ESIF al 2005 indicano in 205.000 m² il totale dei collettori installati a quella data contro gli attuali 176.000 m² (con 4 m² di pannelli per 1000 abitanti). Le prime ricerche sistematiche per il riscaldamento solare dell'acqua furono effettuate in Italia agli inizi degli anni '60 dal Politecnico di Milano nell'ambito di un programma finanziato dal CNR, che comprendeva la sperimentazione di diverse tipologie di impianto a Cortina d'Ampezzo. Attualmente, di particolare interesse è il programma varato dal Comune di Palermo relativo all'installazione di impianti solari per acqua calda e fotovoltaici nelle strutture pubbliche cittadine.

1.3 CONVERSIONE IN ENERGIA ELETTRICA

Qualunque radiazione elettromagnetica è composta di fotoni, particelle elementari elettricamente neutre dalla doppia natura materiale e ondulatoria: a seconda della lunghezza d'onda della radiazione si ottengono onde radio (λ dell'ordine di parecchi metri), onde televisive, microonde, luce, ultravioletti, raggi X e raggi γ (λ dell'ordine dei raggi atomici).

La tecnologia fotovoltaica (FV) consente di trasformare direttamente l'energia associata alla radiazione solare in energia elettrica. Essa sfrutta il cosiddetto **effetto fotovoltaico** che è basato sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (fra cui il silicio, elemento molto diffuso in natura) che, opportunamente trattati ed interfacciati, sono in grado di generare elettricità se colpiti dalla radiazione solare, senza quindi l'uso di alcun combustibile.

Il dispositivo più elementare capace di operare una tale conversione è la cella fotovoltaica: un modulo fotovoltaico tipo, formato da 36 celle, ha una superficie di circa mezzo metro quadrato ed eroga, in condizioni ottimali, circa 50W. Un metro quadrato di moduli produce una energia media giornaliera tra 0,4 e 0,6 kWh, in funzione dell'efficienza di conversione e dell'intensità della radiazione solare. Un insieme di moduli, connessi elettricamente tra loro, costituisce il campo FV che, insieme ad altri componenti meccanici, elettrici ed elettronici, consente di realizzare i sistemi FV.

Il sistema FV, nel suo insieme, capta e trasforma l'energia solare disponibile e la rende utilizzabile per l'utenza sotto forma di energia elettrica. La sua struttura può essere molto varia a seconda del tipo di applicazione. Una prima distinzione può essere fatta tra sistemi isolati (*stand-alone*) e sistemi collegati alla rete (*grid connected*). Nei sistemi isolati, in cui la sola energia è quella prodotta dal FV, occorre prevedere un sistema di accumulo (in genere costituito da batterie simili a quelle utilizzate per le auto e dal relativo apparecchio di controllo e regolazione della carica) che è reso necessario dal fatto che il generatore FV può fornire energia solo nelle ore diurne, mentre spesso la richiesta maggiore si ha durante le ore serali (illuminazione o apparecchi radio-TV). E' opportuno prevedere quindi un dimensionamento del campo FV in grado di permettere, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico, sia la ricarica delle batterie di accumulo. Poiché l'energia prodotta dal generatore FV è sotto forma di **corrente continua** (CC), qualora si debbano alimentare apparecchi che funzionino con **corrente alternata** (CA), è necessario introdurre nel sistema un dispositivo elettronico, detto **inverter**, che provvede alla conversione da CC a CA. Nei sistemi collegati alla rete l'inverter è sempre presente mentre, al contrario degli impianti *stand-alone*, non è previsto il sistema di accumulo in quanto l'energia prodotta durante le ore di insolazione viene immessa nella rete; viceversa, nelle ore notturne il carico locale viene alimentato dalla rete: un **meter** provvede a scalare la differenza dal contatore.

Un sistema di questo tipo è, sotto il punto di vista della continuità di servizio, più affidabile di un sistema isolato. Quest'ultimo può tuttavia essere integrato con una fonte tradizionale, come, ad esempio, il diesel (sistema ibrido diesel-FV), o innovativa come le **celle a combustibile** (ciclo dell'idrogeno da elettrolisi, vedi §3.4). I sistemi FV offrono grandi vantaggi ambientali, in quanto non producono emissioni chimiche,

termiche o acustiche. Essi, inoltre, non hanno parti in movimento e sono, quindi, affidabili e a bassa manutenzione.

Un piccolo sistema isolato FV ha il vantaggio di produrre energia elettrica esattamente dove serve e nella quantità vicina alla effettiva domanda. Gli impianti isolati vengono utilizzati per diverse applicazioni sia nel settore residenziale che in quello industriale o agricolo-turistico. Un impianto FV inferiore a 1 kW può, ad esempio, far funzionare gli apparecchi elettrici (lampade, televisore, frigorifero) di una normale abitazione lontana dalla rete. In Italia esistono oltre 5.000 impianti FV per l'elettificazione (illuminazione, alimentazione elettrodomestici, pompaggio dell'acqua) di case rurali isolate e rifugi di montagna. Un generatore FV, con una gamma di potenze molto variabile è in grado di alimentare un sistema di pompaggio; il vantaggio dell'utilizzo di una pompa solare sta nel fatto che in genere la massima richiesta d'acqua coincide con il periodo dell'anno di maggiore insolazione; inoltre è semplice creare riserve idriche, in appositi bacini, che possono così evitare costosi sistemi di accumulo elettrico (sistema ibrido fotovoltaico-idroelettrico). In tab. 1.4 sono elencate alcune applicazioni su grande scala e relative potenze in kiloWatt di punta.

IMPIANTO	POTENZA (kW _p)	APPLICAZIONE
SERRE (SA)	3.300	Rete
VASTO (CH)	1.000	Rete
DELPHOS (FG)	600	Rete
CARLOFORTE (CA)	600 (+900kW eolico)	Rete
LAMEZIA TERME (CZ)	600 (+600kW eolico)	Rete
SALVE (LE)	600 (+600kW eolico)	Rete
CASACCIA (RM)	100	Rete
ALTA NURRA (SS)	100	Rete
LAMPEDUSA	100	Dissalatore
LIPARI	100	Dissalatore
NETTUNO (RM)	100	Alimentazione villaggio
VULCANO	80	Rete locale
ZAMBELLI (VR)	70	Pompaggio
TREMITI	65	Dissalatore
GIGLIO	45	Refrigerazione
CETONA/SOVANA (SI)	20+6	Sito archeologico

Tabella 1.4 – I principali impianti di produzione di energia alternativa in Italia (aggiorn. 1995)

L'illuminazione stradale di aree non collegate alla rete elettrica è un'altra applicazione che può risultare economicamente vantaggiosa. Una semplice applicazione è la ricarica delle batterie di servizio per auto, caravan e imbarcazioni in aree di campeggio o porticcioli turistici.

Tra le applicazioni definite industriali, si può annoverare, come una delle applicazioni di maggior successo e affidabilità del FV, l'alimentazione di stazioni per le telecomunicazioni (ponti radio per telefonia e ripetitori TV). Il FV si è confermato un'ottima soluzione anche per sistemi di segnalazione del traffico ferroviario, aereo e marittimo e per le stazioni di monitoraggio ambientale, quasi sempre situate in località isolate. Altri utilizzi del FV sono: sistemi di refrigerazione, soprattutto per vaccini, in centri medici rurali, impianti di protezione catodica (per tubazioni collocate in terreni aggressivi) e impianti di dissalazione (vedi tabella 1.4).

Il fotovoltaico appare, almeno nel lungo periodo, tra le più promettenti tecnologie "rinnovabili" in grado di produrre energia elettrica su grande scala, soprattutto in Italia dove i livelli di insolazione (e la dipendenza dall'estero per gli approvvigionamenti di combustibili) sono elevati. Il Piano Energetico Nazionale (PEN) del 1988, nell'intento di diversificare le fonti di produzione e di ridurre la percentuale di energia importata, attribuiva al FV un ruolo rilevante nell'ambito delle fonti rinnovabili definendo diverse azioni per il suo sviluppo. Dal punto di vista tecnologico il programma prevedeva, da una parte la messa a punto del processo di produzione del silicio "di grado solare" (meno puro di quello destinato all'industria elettronica e dagli scarti di questo derivato) e della relativa tecnologia di fabbricazione delle celle; dall'altra lo sviluppo della tecnologia delle *celle a film sottile* (vedi §3.2). Per quanto riguarda le applicazioni energetiche dei sistemi FV, all'inizio del 1995 risultavano installati sul nostro territorio ben 14 MW, che pongono l'Italia al primo posto tra i paesi europei.

POTENZA FV INSTALLATA IN ITALIA (al 1995)

APPLICAZIONE	POTENZA (kWh)
Residenziale	4.350
Non domestiche	4.250
Impianti pilota collegati in rete	5.480
TOTALE	14.080

I principali operatori del settore sono l'Università, l'ENEA (che svolge ricerca sia sui materiali che sui sistemi), l'ENEL (ricerca sui sistemi ed applicazioni su larga scala) e l'industria, con tre operatori principali: EUROSOLARE, ANIT e HELIOS Technology. La prima, società del gruppo ENI, realizza l'intero ciclo di produzione, dalla lavorazione del silicio ai sistemi, con una capacità annua di circa 2,5 MW/turno; l'ANIT ha maturato buone esperienze nel campo della ingegnerizzazione e commercializzazione di sistemi di ogni dimensione; la HELIOS, infine, produce moduli e sistemi. Sono inoltre presenti sul mercato rivenditori di moduli di produzione estera nonché varie piccole imprese che assemblano sistemi, in genere di piccola taglia, per le applicazioni più diffuse. Al fine di incoraggiare ed accelerare la diffusione del FV (e delle altre fonti di energia rinnovabile) è in vigore, e *potenzialmente* operante, in Italia, un sistema di regolamenti e sussidi (vedi §5.2).

La produzione degli impianti FV attualmente installati in Italia è stimabile in 15÷20 milioni di kWh/anno. La produzione di energia è uguale alla potenza dell'impianto per le ore "equivalenti" del suo sfruttamento (dipendenti dal sito): Produciibilità (kWh/anno)= Potenza · ore-equivalenti (kW · 1500÷2000 h/anno, circa 5 h/giorno).

COSTO kW INSTALLATO PER DIVERSE TIPOLOGIE DI SISTEMI FV (al 1995)

TIPO DI IMPIANTO	MILIONI DI LIRE/kW
Impianti isolati di piccola taglia	25-40
Impianti di piccola taglia collegati alla rete	15-20
Centrali di media taglia	12-16
Centrali di grande taglia	12-14

COSTO ENERGIA PRODOTTA (al 1995)

TIPO DI IMPIANTO	LIRE/kWh
Impianti isolati di piccola taglia	1500-2400
Impianti di piccola taglia collegati alla rete	920-1200
Centrali di media taglia	730- 970
Centrali di grande taglia	730- 850

AMMORTAMENTO 8% IN 25 ANNI; ESERCIZIO E MANUTENZIONE 1% DEL CAPITALE; 1700 ORE EQUIVALENTI

L'area occupata dai moduli FV di un impianto isolato da 1 kW è circa 10 m²: stabilito in 2500-5000 kWh il consumo tipico di una famiglia di 4 persone in un anno, l'area di un generatore FV che può soddisfare la domanda di questa famiglia tipo è di circa 15-30 m² in una località dell'Italia meridionale.

Volendo centralizzare l'impianto, una centrale di 1 MW può fornire l'energia necessaria a soddisfare la domanda di circa 1000 utenti: l'area occupata è di circa 2 ettari (20.000 m²). L'impegno del territorio è dovuto per il 50% alle aree occupate dai moduli e dalle parti del sistema, e per l'altro 50% alle aree "di rispetto", di fatto libere, ma necessarie per evitare l'ombreggiamento reciproco delle file di moduli.

Al capitolo 5 sono confrontate le varie soluzioni.

Gli esperti concordano sul fatto che la sorte "finale" del fotovoltaico (e in generale delle rinnovabili) si giocherà su tempi lunghi in tutto il mondo (ma particolarmente nei paesi sviluppati che sono i più energivori) su uno scacchiere che dovrà necessariamente considerare la necessità di salvaguardia dell'ambiente insieme al progressivo impoverimento delle risorse di combustibili fossili. Dal punto di vista della tecnologia, è opinione diffusa che nei prossimi anni, a livello di produzione industriale, continuerà a regnare la tecnologia del silicio cristallino. Pertanto gli sforzi di ricerca e sviluppo su di essa continuano al fine di facilitare la sempre maggiore diffusione del FV consentendo allo stesso tempo la redditività delle industrie. Un contributo essenziale al raggiungimento della economicità dell'energia da FV deve essere dato dalle azioni sui componenti non FV del sistema (il cosiddetto BOS – Balance of System): ciò è particolarmente vero per la tecnologia del silicio cristallino che ha dei limiti intrinseci di costi raggiungibili (circa 2-3 \$/W).

In questo settore è indispensabile il contributo delle società elettriche, che purtroppo in Italia è ancora sotto la sufficienza.

Per quanto riguarda la ricerca sulla tecnologia del futuro sembra plausibile che essa possa essere basata sui film sottili: l'efficienza delle celle al silicio amorfo è ormai giunta, negli USA, fino al 12% contro il 18% del silicio cristallino (l'ENEA di Portici ha realizzato il record europeo con il 9,1%), e promettenti risultati sono stati ottenuti, a livello di laboratorio, su vari tipi di composti (diseleniuro di indio e rame, tellururo di cadmio, ecc.). Lo sviluppo industriale dei film sottili è comunque un obiettivo di medio-lungo termine che coinvolge anche problemi di organizzazione, gestione e finanziamento di ricerca finalizzata da condurre su appropriata scala mediante collaborazione fra centri di ricerca universitari, governativi ed industriali.

2. SOLARE TERMICO

2.1 PANNELLI SOLARI ED INTEGRAZIONE NELLE CHIUSURE DELL'EDIFICIO

Con la denominazione di "pannelli solari" si indicano quelle superfici destinate a raccogliere la radiazione solare e relative cavità per il passaggio di un fluido vettore; come accennato al §1.2, i sistemi solari che possono essere installati per integrare o provvedere *in toto* alle necessità di acqua calda sanitaria e/o per riscaldamento di un edificio sono i più disparati, ed ai modelli posti in opera si aggiungono di continuo sistemi di nuova concezione o che si avvalgono di nuovi materiali.

Quello che si può fare in questa sede è una "foto di gruppo" che, come tale, è parziale ed istantanea, e si limita in particolare allo stato dell'arte dei sistemi solari di piccola scala di miglior rapporto rendimento/costi: questo identikit quindi esclude i sistemi a concentrazione e quelli ad inseguimento, i cui costi di installazione e manutenzione vanificano il miglior rendimento.

I sistemi a pannelli fissi sono quindi una scelta "obbligata" specialmente per il residenziale, la cui committenza è particolarmente sensibile sia ai costi che all'impatto visivo dell'impianto.

I pannelli solari possono avere forma ed aspetto i più vari possibile, a volte possono non sembrare neanche pannelli (è il caso dei muri Trombe o dei vetri camera a circolazione forzata per infissi): di questi tipi "non ortodossi" ci occuperemo nel capitolo 4, e ci limitiamo ora a descrivere i più familiari "collettori piani".

Un **collettore solare piano** è costruito per funzionare come un "corpo nero": una piastra (solitamente metallica) assorbe le radiazioni solari e si riscalda, riscaldando il fluido che in esso circola. Riscaldandosi, emette radiazioni con il massimo d'intensità nella lunghezza d'onda stabilita dalla legge di Wien³, che per un collettore è nel campo dell'infrarosso. Per evitare la dispersione di questa radiazione di corpo nero, il collettore è solitamente coperto da una lastra di materiale trasparente alla radiazione solare ma opaco agli infrarossi, in modo da creare un "effetto serra" (che tutti hanno sperimentato entrando in un locale vetrato esposto al Sole) che fa aumentare notevolmente la

³ $\lambda = \frac{2897}{T}$ con T in °K

temperatura all'interno del collettore. Le parti non trasparenti del collettore sono opportunamente coibentate per ridurre la parte di calore assorbito che non viene trasferita al fluido vettore.

Esaminiamo ora ciascuno dei componenti di un collettore solare.

Nella progettazione di un collettore, il numero di lastre trasparenti da impiegare (distanti fra i 12 ed i 24 mm) è un parametro che dipende essenzialmente dalla velocità e natura del fluido vettore e dalla temperatura esterna: più lentamente circola il fluido, più la piastra è calda ed è necessaria più di una lastra per trattenere la parte infrarossa della radiazione di corpo nero; più bassa è la temperatura esterna, più occorre almeno un'altra lastra trasparente che intercetti buona parte della radiazione di corpo nero, in modo da ridurre il Δt fra le facce della lastra più esterna (e quindi le perdite per conduzione). Si tenga comunque presente che più lastre si impiegano, più radiazione solare assorbono e riflettono, quindi meno radiazione raggiunge effettivamente la piastra.

Sia la radiazione solare, da un lato, sia la radiazione di corpo nero dall'interno sono in parte riflesse (circa il 4% ad ogni interfaccia lastra-aria) ed in parte assorbite, per essere poi emesse in entrambe le direzioni (avendo anche la lastra un blando comportamento di corpo nero); la quantità di energia sia riflessa che assorbita dipende dalla trasmittanza ottica della lastra, la cui misura è il **coefficiente di trasmissione τ** , funzione della composizione, dello stato superficiale, dello spessore della lastra e dell'angolo di incidenza della radiazione (fig. 2.1).

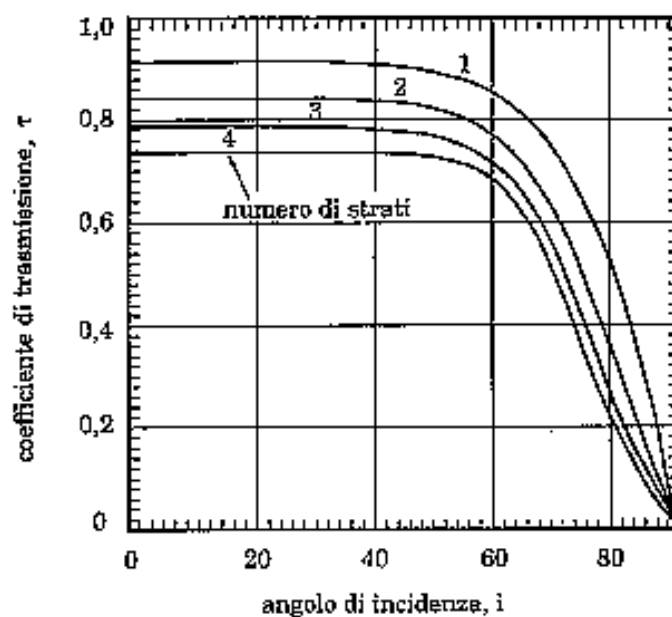


Figura 2.1 – Coefficiente di trasmissione di strati *non assorbenti* in funzione dell'angolo di incidenza. [5]

Il materiale che riunisce prestazioni ed economicità non esiste ancora: i vetri hanno ottime proprietà ottiche, ma non possono avere luci troppo grandi (fragilità alla grandine) e sono costosi; le materie plastiche sono più economiche, leggere e resistenti del vetro, ma presentano una maggiore trasmissività alle lunghezze d'onda 0,3÷0,4 μm delle radiazioni infrarosse emesse dalla piastra, ed una minore stabilità delle proprietà geometriche e fisiche nel tempo.

La scelta delle parti trasparenti va quindi fatta cercando di ottenere al minor costo queste prestazioni: basso coefficiente di assorbimento, coefficiente di trasmissione proporzionale alla frequenza (alto alle alte frequenze e basso all'infrarosso), bassa conducibilità termica, buona resistenza alle sollecitazioni meccaniche e termiche, accettabile resistenza agli agenti chimici (detersivi) ed atmosferici, durata nel tempo e facile sostituibilità.

La piastra assorbente viene solitamente verniciata di nero opaco per aumentare l'assorbività propria del materiale, che dipende dall'angolo di incidenza con una legge simile a quella della trasmittanza della lastra trasparente; la sua equazione di bilancio termico istantaneo è

$$G_c \cdot A_c \cdot (\tau\alpha) = q_u + q_p + du_p/dt, \quad (2.1)$$

dove G_c è la radiazione globale incidente sul collettore di area A_c , $\tau\alpha$ è il prodotto dei coefficienti di trasmissione della lastra e di assorbimento della piastra, q_u è la potenza utile ceduta al fluido termovettore, q_p è la potenza perduta per convezione e/o irraggiamento, e l'ultimo rapporto è la potenza accumulata dalla piastra, trascurabile ipotizzando un comportamento stazionario per il collettore.

L'**efficienza** "istantanea" (monitoraggio standard di 15 minuti) **del collettore** è definita come il rapporto tra la potenza utile (ceduta al fluido termovettore) e la potenza radiante incidente sul collettore:

$$\eta_c = \frac{q_u}{A_c G_c} \quad (2.2)$$

Un monitoraggio oltre il quarto d'ora consente di calcolare l'efficienza media $\bar{\eta}_c$.

Il fluido vettore (aria, acqua o un fluido ad es. a basso punto di ebollizione) può circolare in tubi metallici inglobati o saldati alla piastra, oppure liberamente fra la piastra e le parti trasparenti: nel primo caso è critica la dispersione per irraggiamento

dalla piastra, nel secondo le perdite maggiori sono dovute a convezione dello stesso fluido vettore.

La potenza termica dispersa dal collettore è valutabile con l'equazione:

$$q_p = U_c \cdot A_c \cdot (T_p - T_a), \quad (2.3)$$

dove U_c è il **coefficiente di perdita** (coeff. di scambio termico globale tra il collettore e l'aria), T_p è la temperatura media della piastra e T_a è la temperatura ambiente.

Il coefficiente di perdita vale solitamente $5 \div 8 \text{ W/m}^2\text{°K}$ per collettori ad un vetro con piastra nera non selettiva (cioè priva di particolari proprietà di assorbimento ed emissione) e $2,5 \div 4 \text{ W/m}^2\text{°K}$ per collettori a doppio vetro con piastra nera non selettiva; è esprimibile come la somma dei tre coefficienti di perdita verso l'alto, il basso e i bordi laterali:

$$U_c = U_a + U_b + U_l; \quad (2.4)$$

considerando solo la resistenza R_p ed R_l dell'isolante termico (posteriormente e later.te):

$$U_b = \frac{1}{A_c R_p} \quad (2.5)$$

$$U_l = \frac{1}{A_c R_l} \quad (2.6)$$

$$U_a = \left[\frac{N}{\frac{C}{T_p} \left(\frac{T_p - T_a}{N + f} \right)^p + \frac{1}{h_{c,\infty}}} \right]^{-1} + \frac{\sigma (T_p - T_a) (T_p^2 + T_a^2)}{(\epsilon_p + 0,00591 N h_{c,\infty})^{-1} + \frac{2N + f - 1 + 0,133 \epsilon_p}{\epsilon_v} - N}, \quad (2.7)^4$$

dove quest'ultima espressione del coefficiente di perdita verso l'alto è valida per $T_a < T_p < 473 \text{ °K}$ ed è accurata a $\pm 0,3 \text{ W/m}^2\text{°K}$.

In figura 2.2 viene visualizzata la dipendenza di U_a da T_a e T_p .

⁴ N=numero delle lastre traspar.; $f=(1+0,089h_{c,\infty} \epsilon_p)(1+0,07866N)$; $C=520(1-0,000051\beta^2)$ per $0^\circ < \beta < 70^\circ$, per $70^\circ < \beta < 90^\circ$ si usi $\beta=70^\circ$; $p=0,43(1-100/T_p)$; β =inclinazione del collettore sul piano orizzontale (gradi); ϵ_v =coefficiente di emissione del vetro; ϵ_p =coefficiente di emissione della piastra; T_a =temperatura dell'aria ambiente (°K); T_p =temperatura media della piastra (°K); $h_{c,\infty}$ =coefficiente di scambio termico convettivo con l'esterno ($\text{W/m}^2\text{°K}$)= $2,8+3V$, dove V è la velocità del vento in m/s.

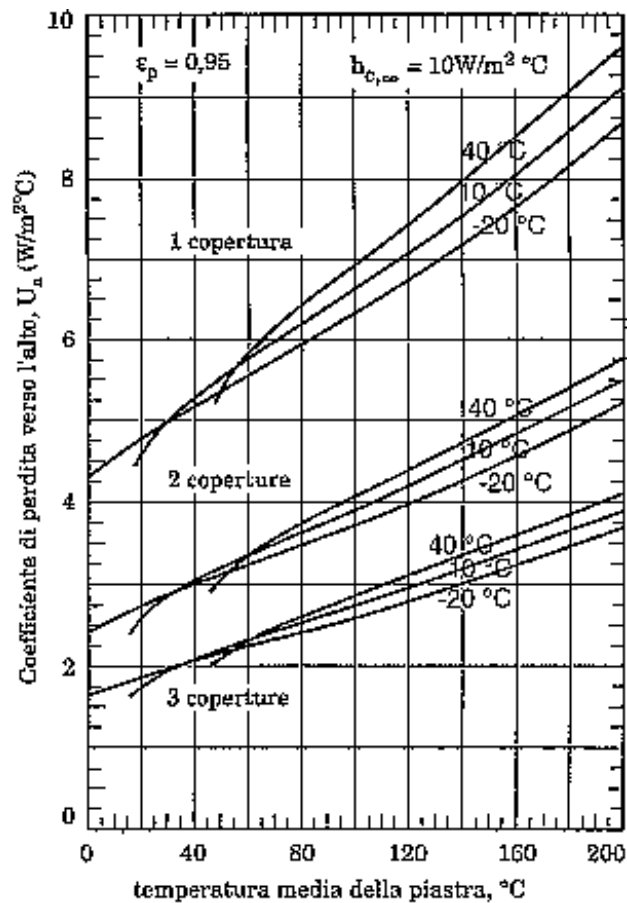


Figura 2.2 - Coefficiente di perdita verso l'alto, in funzione della temperatura media della piastra e della temperatura dell'aria esterna. [5]

Per la valutazione della potenza utile q_u bisogna specificare numerose condizioni a contorno, a cominciare dal tipo di fluido termovettore di **calore specifico** c_p ; la potenza ceduta al fluido in un tratto di tubo lungo dx è proporzionale al suo aumento di temperatura secondo l'equazione

$$dq_u(x) = m' \cdot c_p \cdot dT_f, \quad (2.8)$$

dove m' è la portata di fluido nel tubo.

Definiti l' il passo fra i tubi, L la loro lunghezza, T_{fi} la temperatura d'ingresso del fluido, ed un coefficiente F_R detto **fattore di rimozione del calore**:

$$F_R = \frac{G' c_p \Delta T_f}{(\tau \alpha) G_c - U_c (T_{fi} - T_a)},$$

dove $G' = m'/l'L$ (portata specifica del tubo), la potenza utile ceduta al singolo tubo è:

$$q_u^l = F_R [(\tau \alpha) G_c - U_c (T_{fi} - T_a)] \cdot l' L. \quad (2.9)$$

Per ottenere la potenza utile complessiva basta inserire nell'equazione A_c al posto di lL , oppure moltiplicare per il numero di tubi.

L'efficienza del collettore definita dalla (2.2) si può esprimere allora con l'espressione:

$$\eta = F_R \left(\tau\alpha - U_c \frac{T_{fi} - T_a}{G_c} \right). \quad (2.10)$$

In definitiva, la scelta della piastra assorbente va fatta cercando di ottenere al minor costo queste prestazioni: un coefficiente di assorbimento molto elevato, il più vicino possibile all'unità; un coefficiente di emissione basso; una elevata conducibilità termica (per cedere molto calore nell'unità di tempo al fluido termovettore); una buona resistenza alle sollecitazioni derivanti dalla dilatazione termica; facile sostituibilità e durata nel tempo.

Le soluzioni tecnologiche per aumentare l'efficienza dei collettori sono le più svariate: merita una citazione un brevetto norvegese della ditta SolarNorAS, che riesce ad aumentare la temperatura dell'acqua in uscita dal pannello (e a tenerla alta anche molti minuti dopo il tramonto o il rannuvolamento) grazie a tante piccole *pellets* ceramiche nere disposte nella piastra captante (plastica) cava, che costringono il liquido a venire a contatto con la grande superficie delle loro minuscole porosità (fig. 2.3).

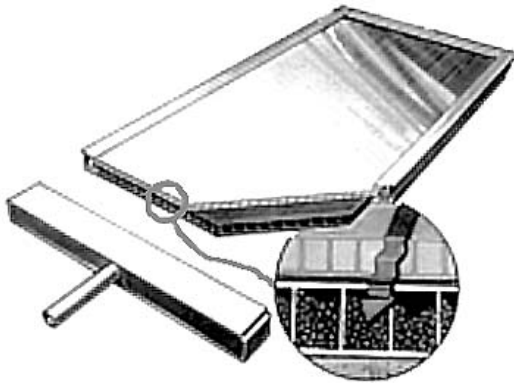


Figura 2.3 - Collettore a liquido con *pellets* di materiale ceramico. (schema: SolarNorAS)

Le parti non trasparenti del pannello solare devono avere resistenza alle sollecitazioni meccaniche e termiche ed impedire la dispersione del calore intercettato; per queste ragioni il contenitore deve essere rigido ma preferibilmente non metallico, ed avere un adeguato isolamento termico che garantisca queste prestazioni: un basso coefficiente di trasmissione termica, in modo da poter contenere il suo spessore e peso; stabilità delle caratteristiche fisico-chimiche alle temperature di esercizio; compatibilità fisico-chimica con i materiali con cui viene a contatto; facile adattamento alle geometrie dei componenti del collettore; buona durata nel tempo.

Il cuore di un sistema a pannelli solari è il fluido termovettore, che permette di trasportare il calore del Sole ai sistemi di accumulo che si è scelto di adoperare: come già accennato, può essere di varia natura; se è acqua (fig. 2.4), può essere usato direttamente come acqua calda sanitaria, oppure può cedere il suo calore in uno scambiatore (nel caso venga addizionata di antigelo o l'acqua di rete contenga troppi carbonati metallici); liquidi a bassa temperatura di ebollizione vengono usati in cicli frigoriferi e pompe di calore.

L'aria è un fluido vettore che ha vantaggi e svantaggi il cui peso relativo varia in funzione dell'impianto e dell'edificio: fra i vantaggi il costo zero, l'immediata

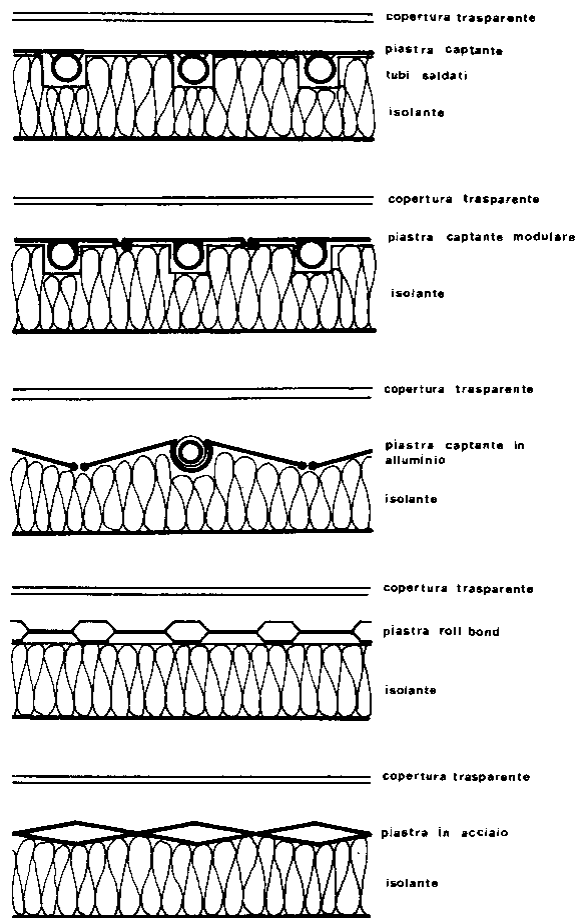


Figura 2.4 - Collettori a liquido. [16]

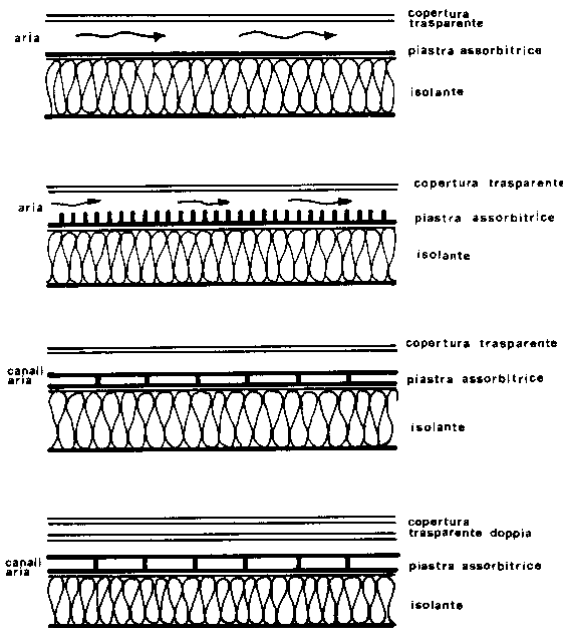


Figura 2.5 - Collettori ad aria. [16]

utilizzabilità per il riscaldamento degli ambienti, nessun problema di corrosione o congelamento, la semplicità dei sistemi di controllo; fra gli svantaggi, il minore aumento della temperatura del pannello e il ridotto scambio termico con la piastra per il basso calore specifico dell'aria, che comporta un basso rendimento del pannello. Per aumentare lo scambio termico bisogna imporre un moto turbolento all'aria che circola nel collettore, dando un profilo frastagliato e ruvido alla piastra assorbente,

badando però a non indurre grosse perdite di carico da compensare con potenti ventole; un altro metodo può essere quello di far circolare l'aria in una piastra cava, lasciandola espandere in condotti trasversali rispetto al moto naturale, per poi raccoglierla lateralmente (fig. 2.5).

Per incrementare l'efficienza dei collettori, oltre ad utilizzare una superficie selettiva per la piastra, si può praticare il vuoto fra la piastra e la copertura: è una soluzione poco adottata per i collettori piani (problemi di fragilità e tenuta stagna), mentre è molto diffusa per i tubi a vuoto (fig. 2.6), che sono dei tubi di vetro in cui vengono inserite delle lamine di materiali selettivi; posteriormente a queste, dei tubi metallici in cui scorre un fluido bassobollente (dannosi i CFC, si utilizza pentano o a volte acqua) asportano il calore verso uno scambiatore posto in cima alla serie di tubi a vuoto. Il sistema è molto reattivo ed efficiente (vedi fig. 2.7), risente poco delle



Figura 2.6 - Serie di tubi evacuati (alcuni sono girati per mostrare il tubo bicavo del fluido termovettore).

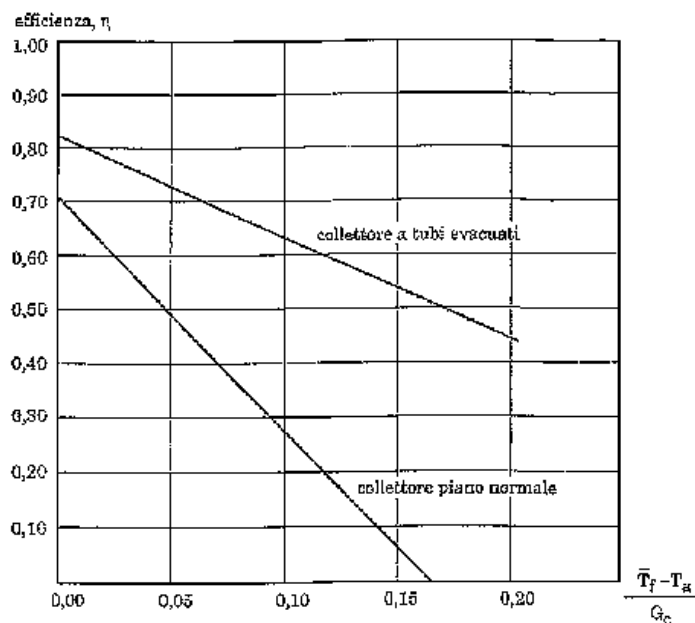


Figura 2.7 - Comparazione dell'efficienza di un collettore a tubi evacuati e di un collettore piano. [5]

temperature rigide e per la potenza che può fornire è indicato per gli impianti che integrano il riscaldamento domestico .

L'integrazione dei pannelli solari (come pure dei moduli fotovoltaici, come vedremo al capitolo 3) nell'architettura degli edifici è sempre stata una questione problematica, per ragioni di superficie e di estetica.

Recentemente, i produttori di pannelli hanno smesso di ignorare il problema, lanciando sul mercato pannelli di aspetto sempre più gradevole, dalle forme più svariate, che possono essere posti in opera sui tetti piani senza occupare troppa superficie, o che somigliano a grossi lucernari sugli spioventi (fig. 2.8); alcuni, costruiti su misura, prendono il posto dei parapetti dei balconi esposti a sud.

Il problema si intreccia con quello dei moduli fotovoltaici, se si vuole integrare un sistema di tubazioni sul retro dei moduli di celle al silicio cristallino, per asportare calore (fino a 2 kWh_t per kWh_{el}) ed aumentare così il loro rendimento.

Per l'ingombro nullo e la praticità di utilizzo sono imbattibili le soluzioni che utilizzano le superfici finestrate

esposte a sud per riscaldare acqua nell'intercapedine interna di un infisso a triplo vetro: purtroppo l'impianto è costoso, fragile e richiede una circolazione forzata, essendo obbligatorio l'uso di condotti flessibili di ridotto diametro; può andare meglio se si rendono inamovibili gli infissi.

In generale, si tende ad evitare l'utilizzo di apposti sostegni metallici (che hanno il loro costo, anche di manutenzione) e si cerca di utilizzare le chiusure esterne degli edifici per fissarvi i pannelli solari, che avranno forme e condotti di basso impatto visivo: l'insieme di questi accorgimenti, unitamente alle agevolazioni finanziarie di legge, rendono la committenza sempre più disposta verso l'impianto solare, sia su edifici esistenti (impianti *retrofit*) che nuovi.



Figura 2.8 - Pannelli su una scuola elementare di Lecce (foto: Costruzioni Solari srl).



Figura 2.9 - Pannelli solari su tetto piano (Istituto Alberghiero - Potenza).

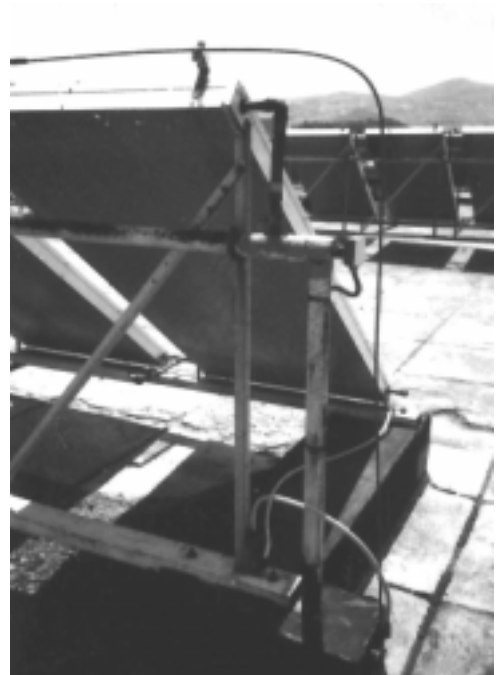


Figura 2.10 - Particolare dei tubi in uscita da una serie dei pannelli di fig. 2.9.

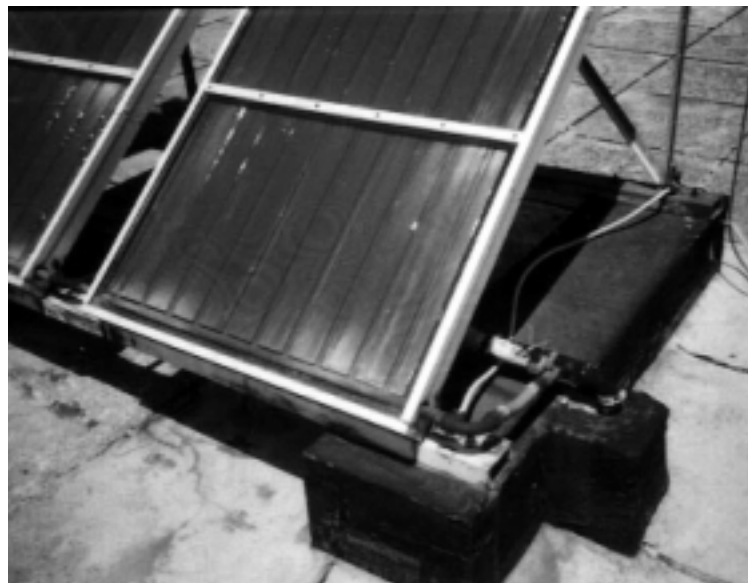


Figura 2.11 - Particolare di uno dei collettori di fig. 2.9 e tubo di mandata della serie.

2.2 TECNOLOGIE ED IMPIANTI PER IL SOLARE TERMICO

Gli impianti solari per la produzione di acqua calda sanitaria e/o il riscaldamento di edifici, che utilizzino collettori a liquido o ad aria, non sono in grado di fornire l'intero fabbisogno di una utenza media: ciò per lo sfasamento fra richiesta e disponibilità di energia solare e l'alternarsi delle stagioni, a meno che non si disponga di un accumulatore interstagionale a calore sensibile (massa riscaldata in estate che cede calore in inverno) o latente (sali liquidi che solidificano cedendo calore). La radiazione solare può essere immagazzinata anche sotto forma di idrogeno, ma questo è un aspetto del problema "conservazione dell'energia solare" che affronteremo al §3.4.

Si è già accennato alla classificazione principale degli impianti a seconda del fluido termovettore: concentriamo l'attenzione sugli impianti a vettore liquido.

L'impianto più semplice è quello a circolazione naturale (o a termosifone) (fig. 2.12), che può essere utilizzato ogni volta che si riesce a porre il serbatoio d'accumulo al di sopra dei collettori (l'acqua calda vi sale per differenza di densità rispetto all'acqua di rete).

Essendo abbastanza rari questi casi, gli impianti a circolazione forzata (fig. 2.13) sono più diffusi: a volte dispongono di un serbatoio di preriscaldamento che permette ai collettori di lavorare su una differenza di temperatura minore, con beneficio per la loro efficienza; sempre, hanno una valvola di non ritorno a monte dei collettori ad evitare

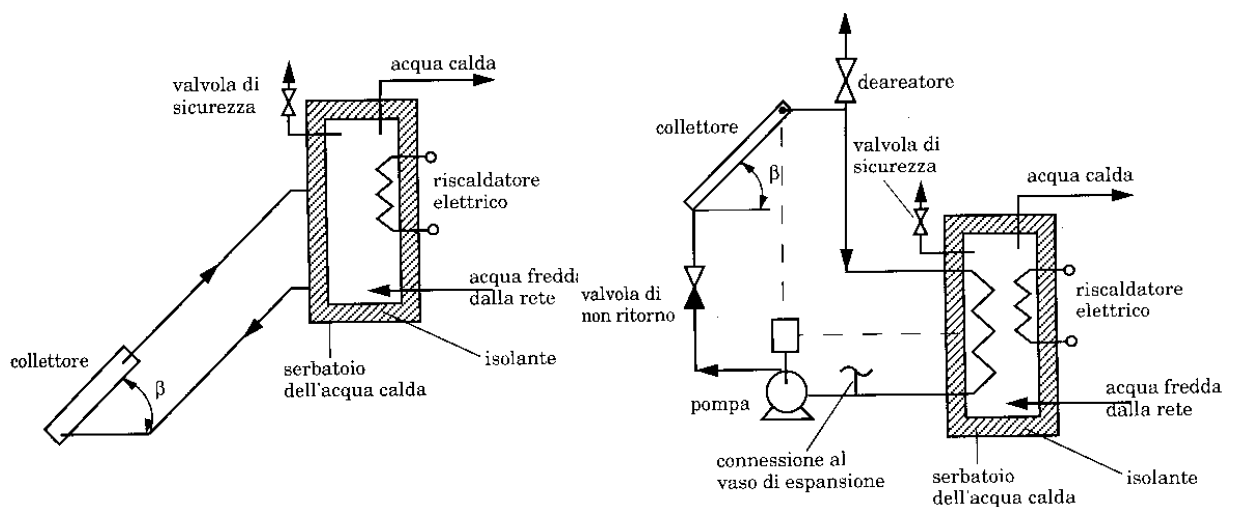


Figura 2.12 - Impianto a circolazione naturale. [5]

Figura 2.13 - Impianto a circolazione forzata. [5]

l'inversione della circolazione durante le ore notturne, ed un termostato differenziale che avvia la pompa appena la temperatura dell'acqua nei collettori supera quella del serbatoio di un certo valore fissato.

La soluzione con serbatoio di preriscaldamento (fig. 2.14) disposto in serie al principale è ideale quando c'è pericolo di congelamento a livello dei collettori, e si deve usare una miscela anticongelante (di solito acqua e glicole) come fluido vettore, o in tutti quei casi in cui non è possibile mandare ad utilizzo il fluido che circola nei collettori.

L'impianto ausiliario di integrazione (elettrico, a pompa di calore, a caldaia o a cella a combustibile), utile soprattutto a coprire il carico richiesto dal riscaldamento, può essere variamente collocato rispetto a quello solare: si può porre in serie (fig. 2.15), in parallelo (fig. 2.16), o può rifornire d'acqua calda lo stesso accumulatore dell'impianto solare (fig. 2.17); ancora, ne può essere del tutto indipendente (fig. 2.18), rifornendo un serbatoio cui fanno capo corpi scaldanti diversi da quelli utilizzati dall'impianto solare: è il caso più comune quando l'impianto solare viene posto in opera in un edificio esistente.

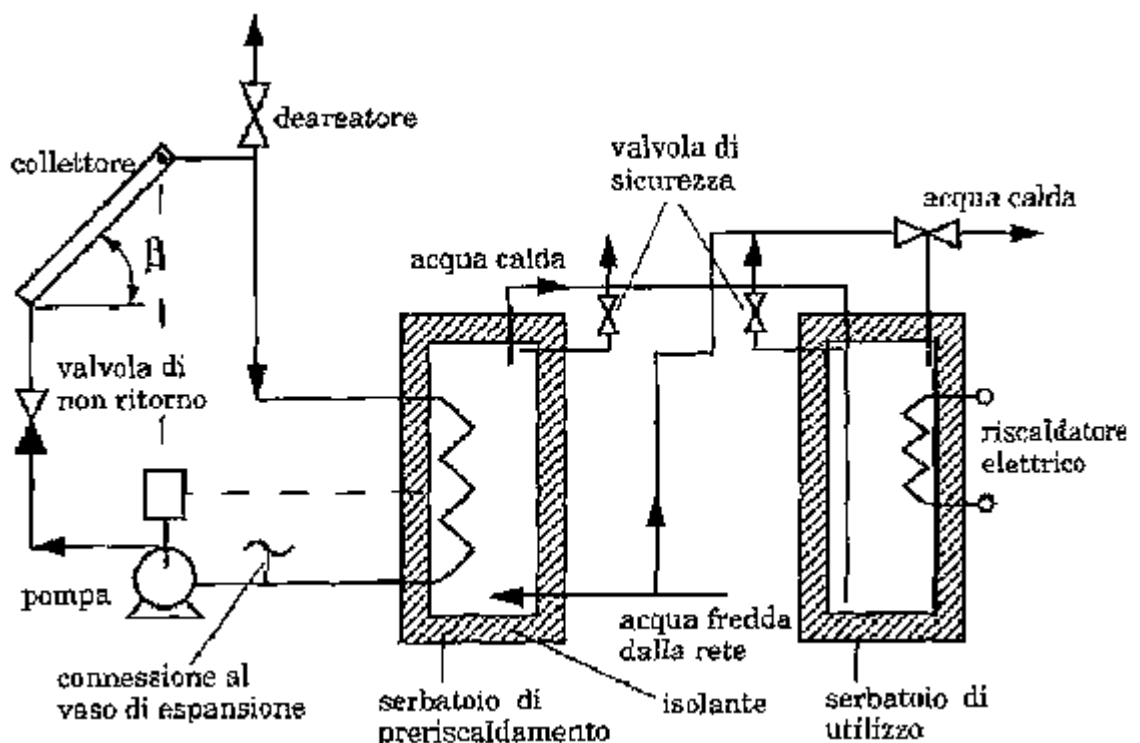


Figura 2.14 - Impianto a circolazione forzata con due serbatoi in serie. [5]

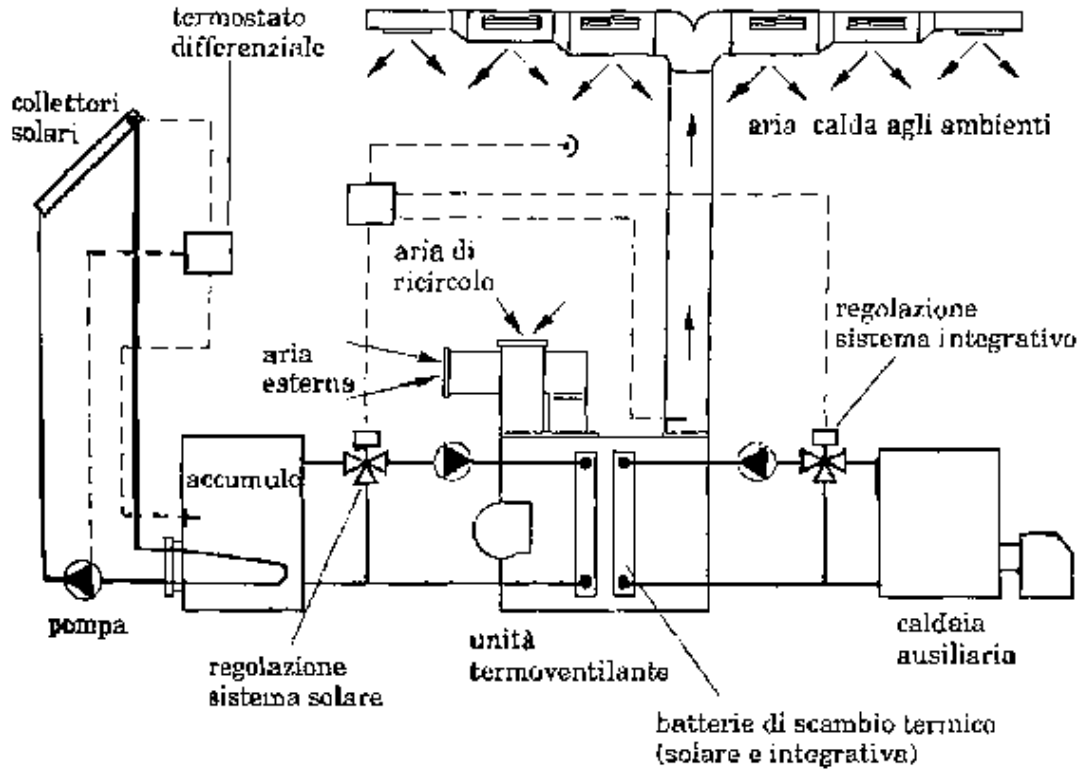


Figura 2.15 - Impianto di termoventilazione con doppia batteria in serie [5].

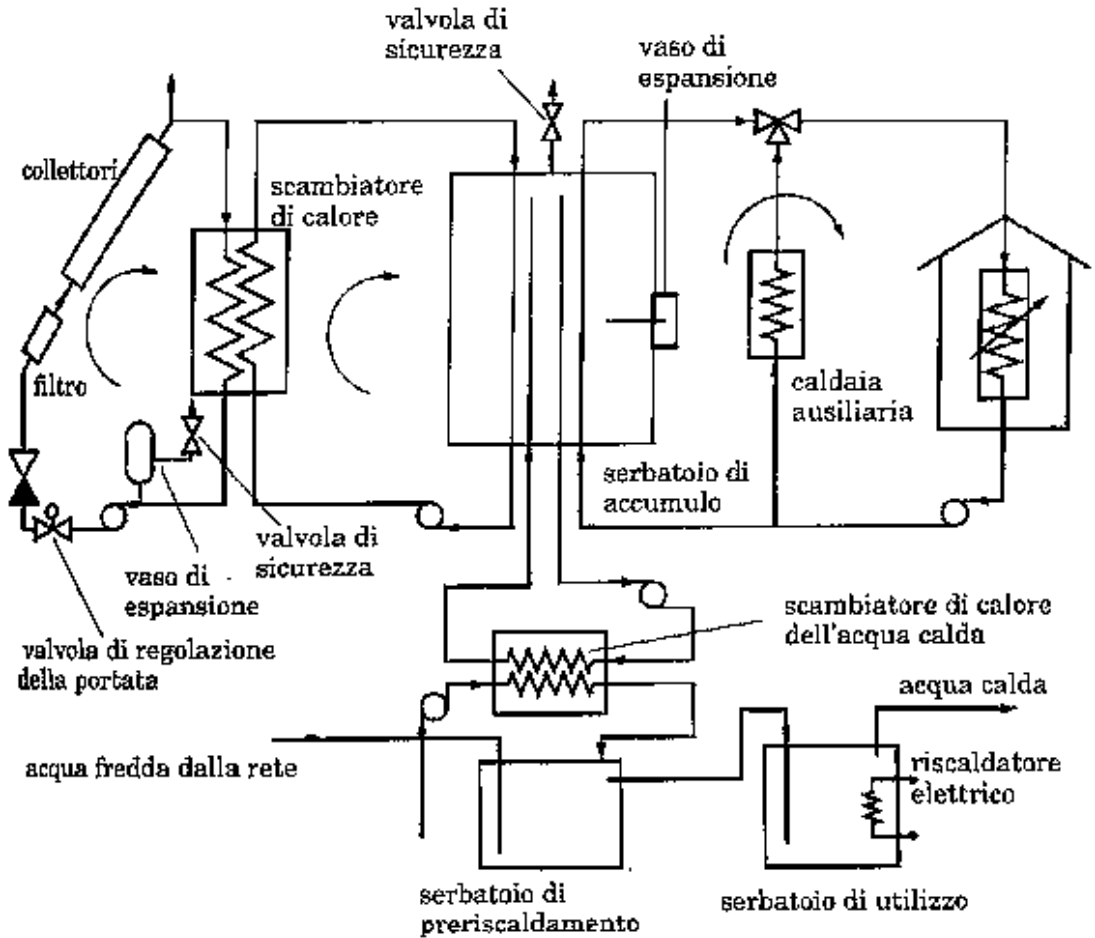


Figura 2.16 - Doppio impianto di riscaldamento ed acqua calda sanitaria in parallelo [5].

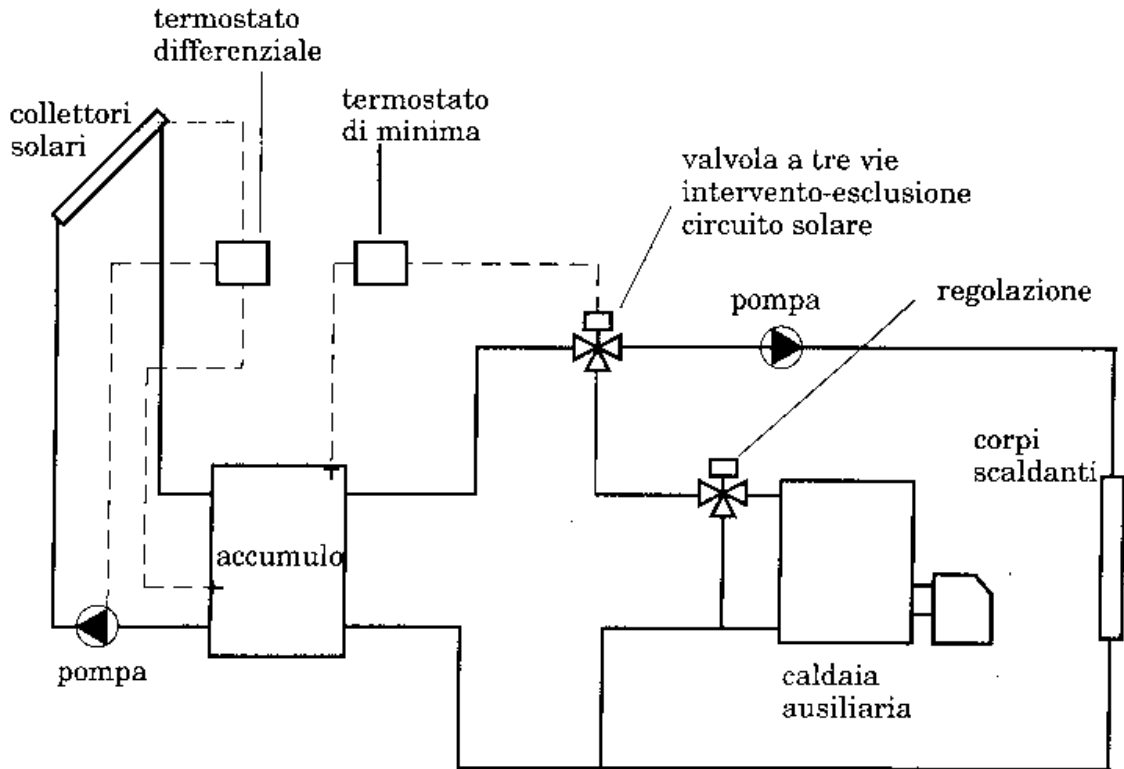


Figura 2.17 - Doppio impianto di riscaldamento con accumulatore in comune [5].

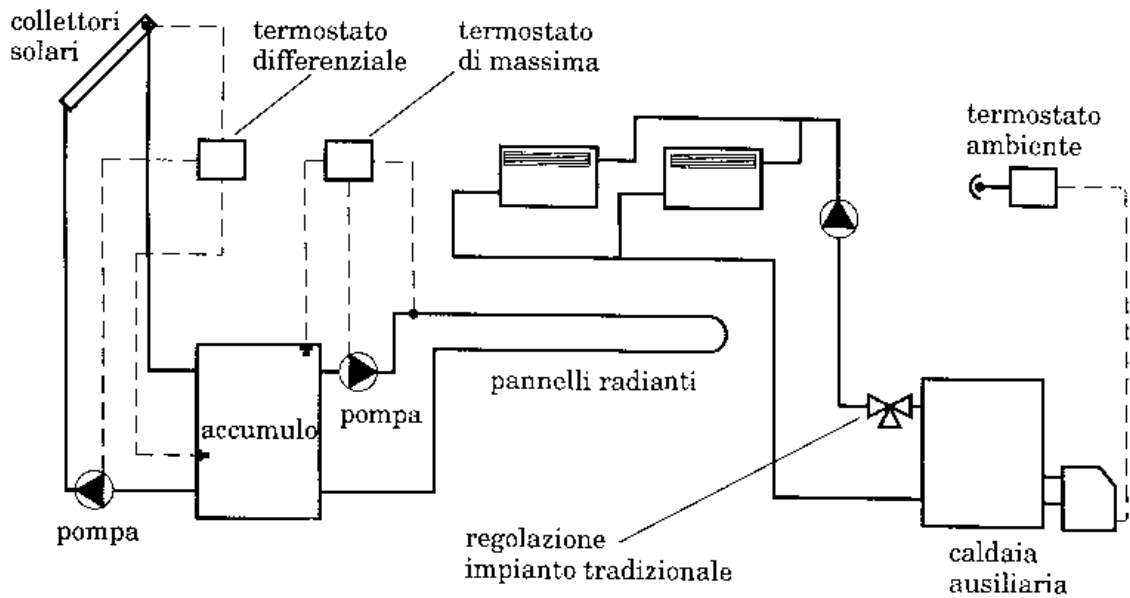


Figura 2.18 - Impianto solare ed impianto di integrazione indipendenti [5].

In quest'ultimo caso, più che per gli impianti progettati *ex novo*, può essere vantaggioso utilizzare un impianto ad aria, anche se l'efficienza istantanea di un collettore ad acqua è generalmente più alta, a parità di temperatura di ingresso del fluido: la convenienza va valutata caso per caso, a seconda dell'interazione con l'intero sistema di gestione energetica dell'edificio e delle esigenze dell'utenza; è comunque raro per gli impianti ad aria che l'accumulatore sia una massa d'acqua, a causa della bassa efficienza dello scambio termico aria-acqua: si preferiscono grandi masse solide di elevata capacità termica e grande superficie di scambio, come ad esempio un letto di pietre in una fondazione scatolare coibentata.

I punti più deboli dell'impianto ad aria sono i maggiori costi per il trasporto del fluido (potenza del ventilatore fino al 100% maggiore di quella richiesta da una pompa per liquido) e per posa in opera ed isolamento dei condotti (più grandi): come vedremo al capitolo 4, queste difficoltà vengono a cadere utilizzando grandi superfici vetrate come "collettori anomali".

Se non si dispone o non si ha budget sufficiente a realizzare un letto di pietre, si ricorre all'impianto ad aria senza accumulo, da utilizzare solo se la temperatura dell'aria nei collettori lo permette (fig. 2.19): l'impianto solare serve così solo a risparmiare combustibile nelle giornate invernali soleggiate.

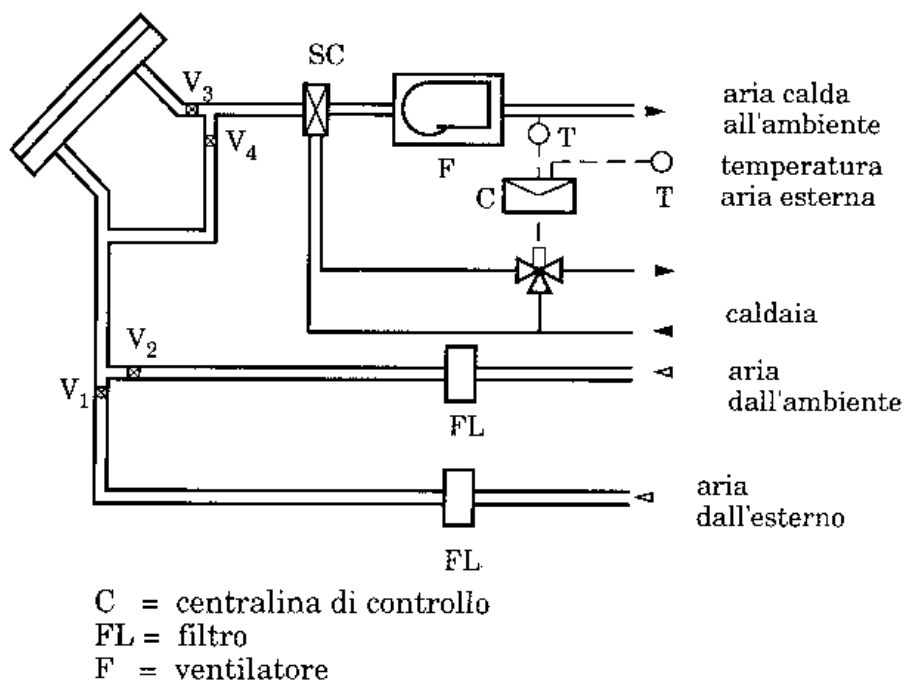


Figura 2.19 - Impianto ad aria senza accumulo con caldaia in serie. [5]

Un impianto ad aria che invece fornisce calore ad un letto di pietre è in grado di immagazzinare l'energia intercettata e non richiesta per fornirla quando c'è richiesta ma i collettori sono freddi: l'aria calda aspirata dall'accumulatore può essere utilizzata direttamente per il riscaldamento degli ambienti (fig. 2.20) e/o per la produzione di acqua calda (fig. 2.21) tramite uno scambiatore aria-acqua.

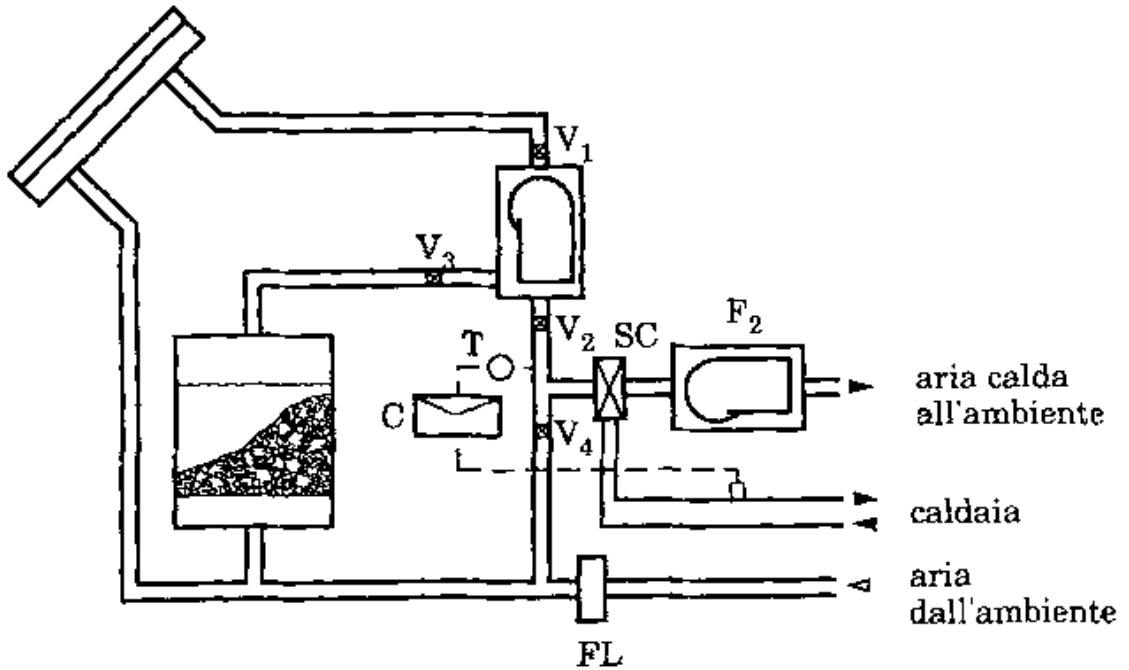


Figura 2.20 - Impianto ad aria con accumulatore e caldaia in serie. [5]

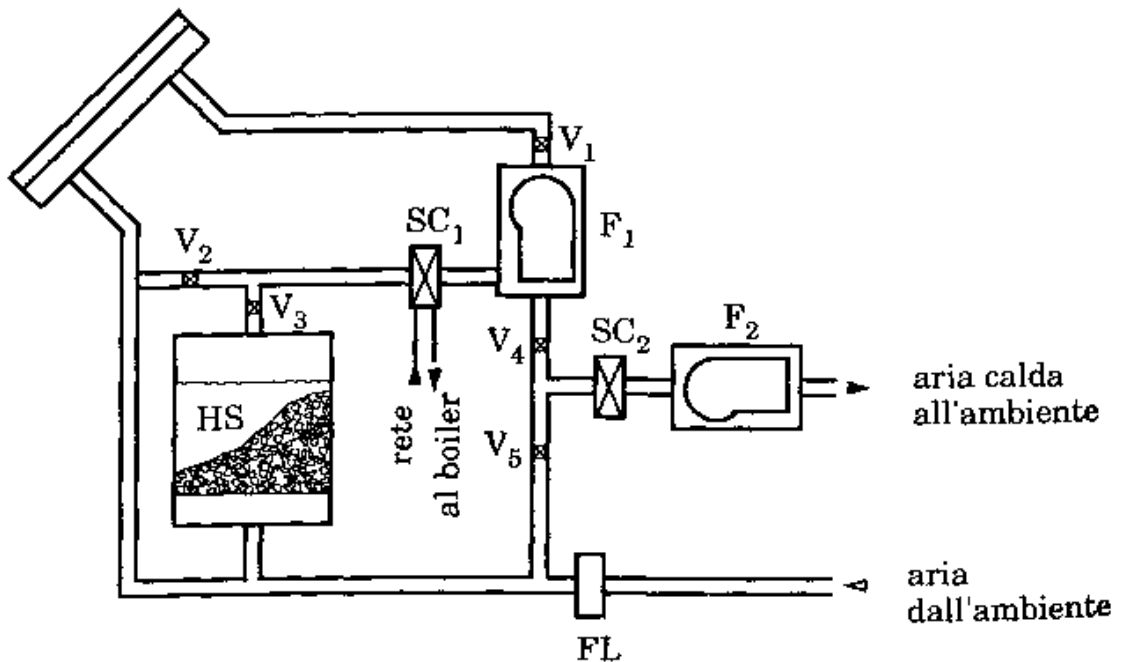


Figura 2.21 - Impianto ad aria con accumulatore, boiler (SC₁) e caldaia (SC₂) in serie. [5]

Il dimensionamento del letto di pietre deve tener conto della potenza dispersa dall'edificio durante l'inverno e delle caratteristiche dei collettori e dei condotti; i ciottoli devono essere compatti (la densità elevata aumenta il rendimento dell'accumulatore) e di diametro 2÷5 cm (più piccoli offrono troppa resistenza al flusso d'aria, più grandi lasciano troppi vuoti che non accumulano calore).

Il principale parametro dell'accumulatore è il **coefficiente di scambio termico per unità di volume** h_v ($W/m^3\text{°C}$), che può essere ricavato dalla relazione empirica⁵

$$h_v = 650 \left(\frac{G}{D} \right)^{0.7}, \quad (2.11)$$

dove D è il diametro medio dei ciottoli e G è la velocità di massa dell'aria (portata di aria per unità di area frontale del letto).

L'energia termica accumulabile è esprimibile come

$$Q_a = M \cdot c_p \cdot (T_{\max} - T_{\min}), \quad (2.12)$$

dove le temperature si riferiscono al fluido: T_{\min} è la temperatura minima alla quale viene asportato il fluido che va ai pannelli dal fondo dell'accumulatore, T_{\max} è la massima temperatura compatibile con i materiali dell'impianto; M è invece il peso del letto di pietre. Confrontando il Q_a dello stesso serbatoio pieno d'acqua e pieno di pietre, si ottiene quasi sempre un rapporto di tre a uno (a favore quindi dell'acqua).

Per lo studio del comportamento dinamico reale dell'accumulatore a letto di pietre e per la determinazione dei profili di temperatura nelle pietre e nell'aria, è necessario risolvere il sistema delle equazioni differenziali di bilancio termico, che si riduce ad un'unica equazione, più facilmente risolvibile con il metodo delle differenze finite, nel caso in cui l'accumulatore abbia un **numero di unità di trasferimento NTU**⁶ elevato (cioè si possono assumere uguali, in ogni punto ed istante, la temperatura di aria e pietra).

L'immagazzinamento a calore latente (il calore è assorbito dalla fusione di sali idrati, e restituito dalla ricristallizzazione) è costoso (la sostanza non è economica e dopo un

⁵ Löff e Hawley (1948)

⁶ $NTU = \frac{h_v V_s}{(m \cdot c_p)_a}$

certo numero di cicli deve essere sostituita) e dà problemi di manutenzione per corrosione del contenitore, ed è caduto in disuso.

I metodi di progettazione di un impianto a collettori, ad aria o a liquido, sono numerosi e nativi di varie parti del mondo: sopravvivono nella pratica professionale quelli implementati da *software* per elaboratore elettronico. Le preferenze dei progettisti vanno verso quei programmi più maneggevoli e più attenti all'esigenza di poter cambiare i vari componenti degli impianti per trovare velocemente una configurazione soddisfacente: fra questi, cito i vari programmi che sfruttano il metodo delle *f-charts* (basato sui risultati di numerose simulazioni dinamiche di impianti di riferimento) ed il TRNSYS, entrambi sviluppati dal SEL (Solar Energy Laboratory) dell'Università del Wisconsin a Madison (USA).

Il TRNSYS (TRaNsient SYstems Simulation program) è un programma al quale la modularità può assicurare una longevità ancora non valutabile: le sue *subroutines* sono scritte in linguaggio di programmazione FORTRAN, molto simile al semplice BASIC e conosciuto fra i tecnici anche non informatici, che possono quindi sviluppare, sulla base acquisita, un programma molto personalizzato sulle loro esigenze. Le librerie di componenti impiantistici sono integrabili direttamente dall'interfaccia grafica del programma, senza dover costruire *subroutines* descrittive.

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 $\varepsilon = h \cdot \nu$ 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.

⁷ $h = 6,625 \cdot 10^{-34}$ 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 ϵ_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).

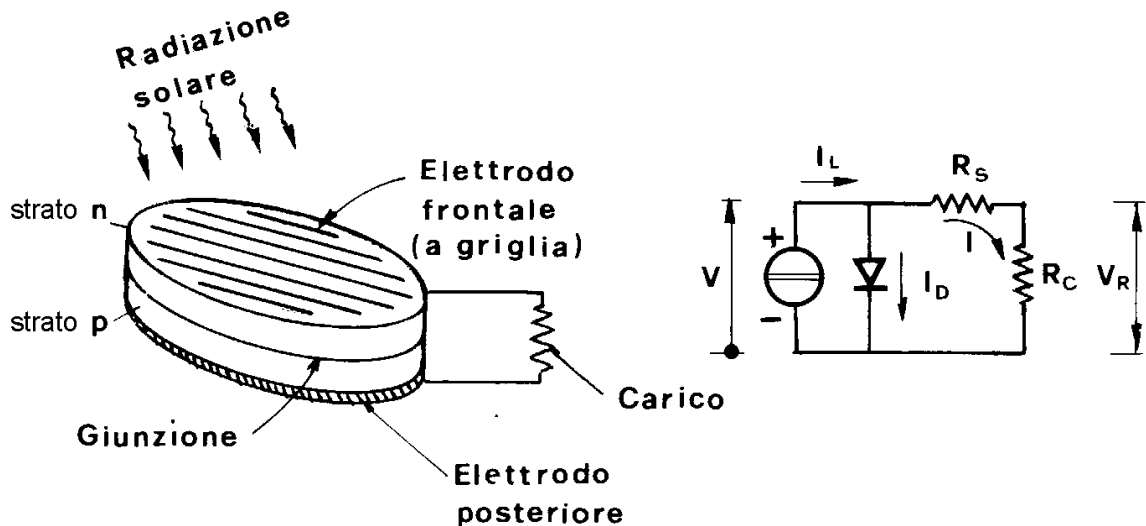


Figura 3.1 - Schema di una cella fotovoltaica esposta alla luce (spessori non in scala) e suo circuito equivalente. [10]

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 τ (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

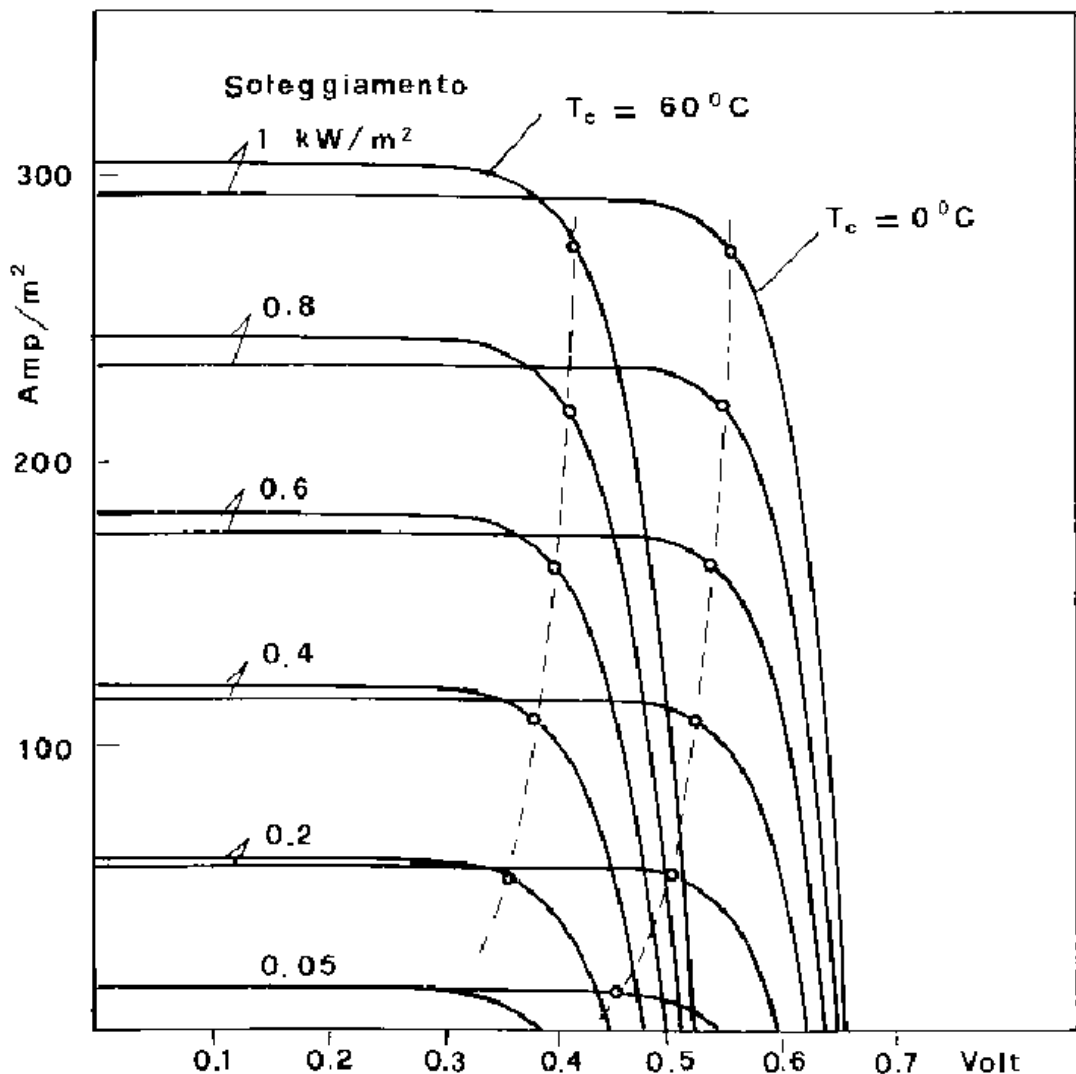


Figura 3.2 - Variazione della curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica al variare della sua temperatura e dell'irraggiamento. [10]

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)⁸.

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 η_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

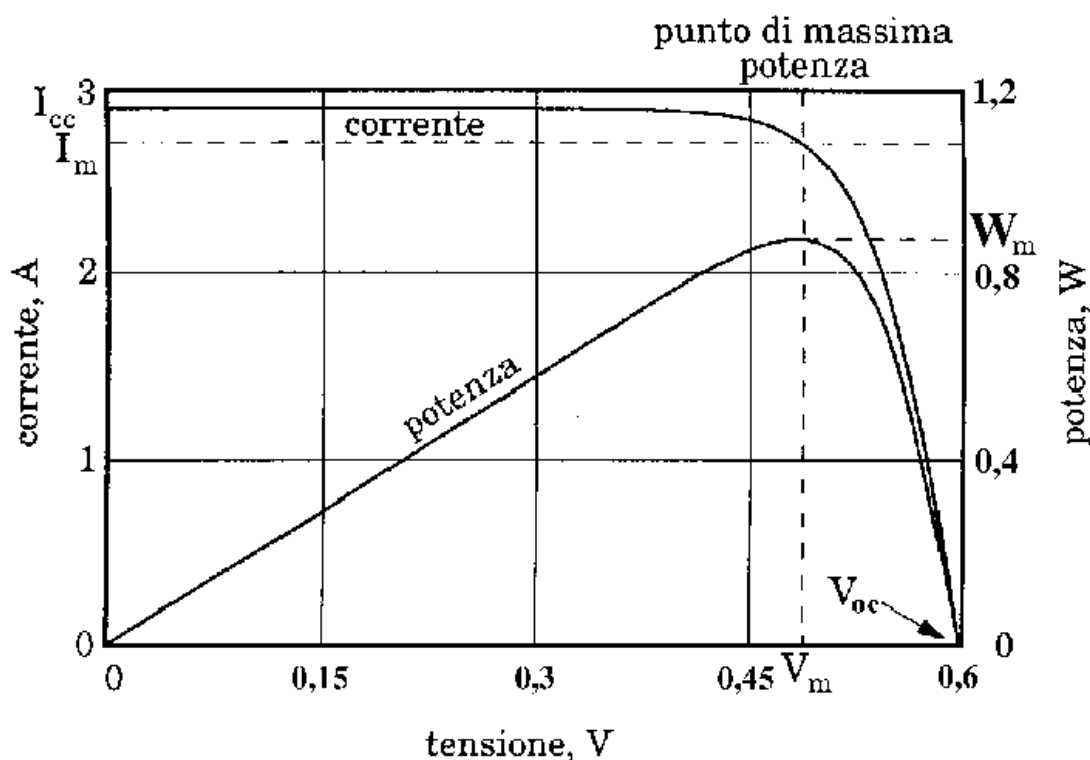


Figura 3.3 - Curva caratteristica I-V e curva P-V di una cella fotovoltaica.

⁸ radiazione incidente 1 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.

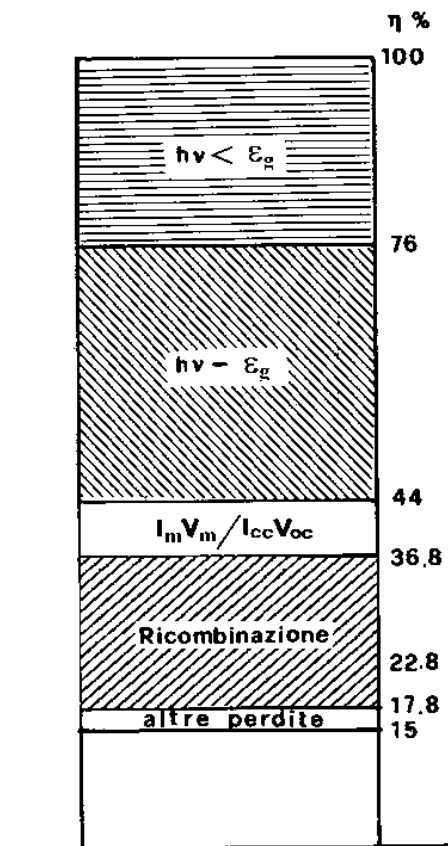


Figura 3.4 - Disaggregazione delle fonti di inefficienza per una cella al silicio con rendimento 15% ad AM1.

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

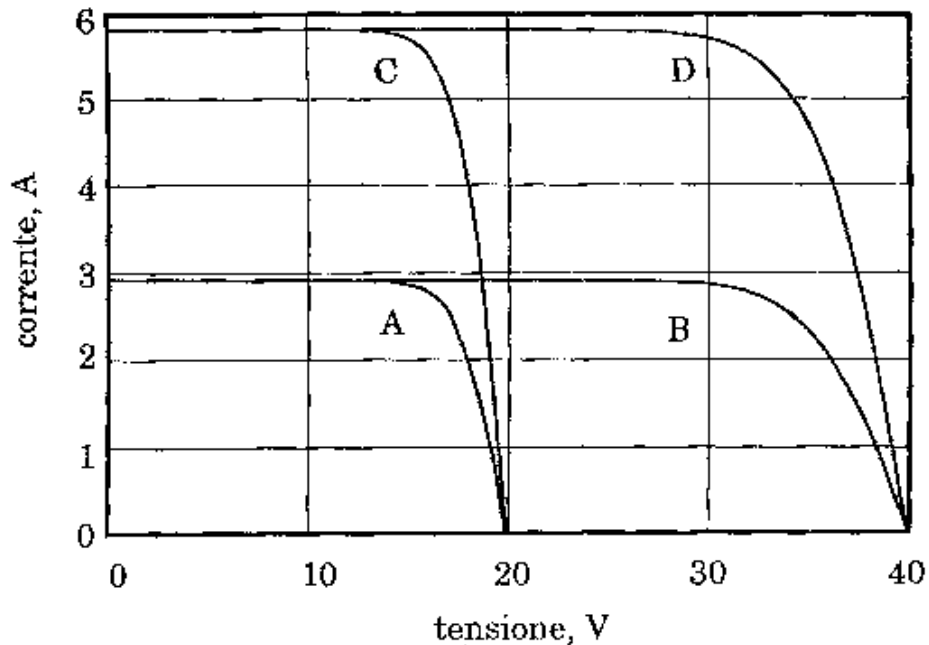


Figura 3.5 - Curve caratteristiche per moduli variamente connessi. [5]

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.

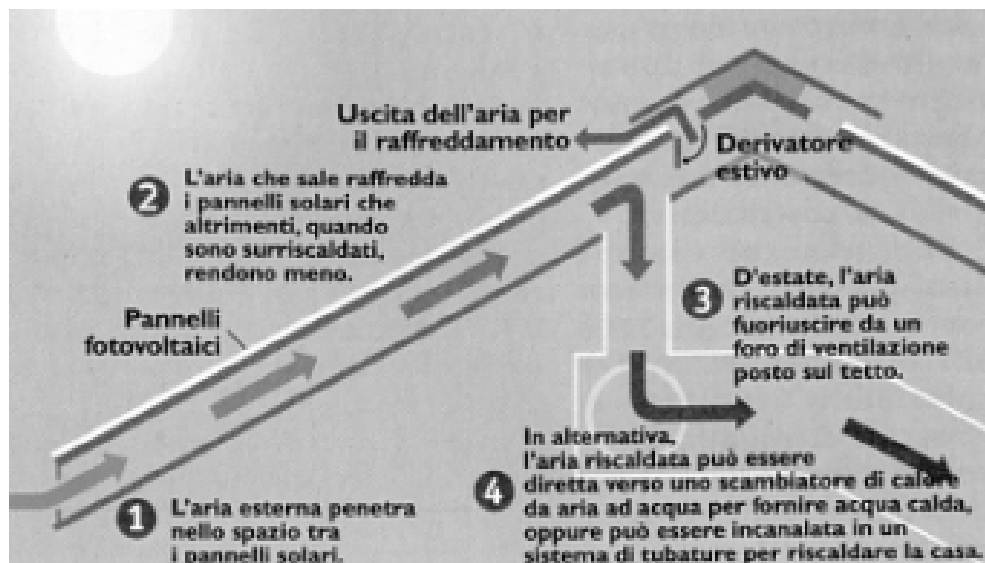


Figura 3.6 - Sistema misto termico-fotovoltaico per il raffreddamento dei pannelli fotovoltaici e l'eventuale utilizzo dell'aria calda di risulta. [25]

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.

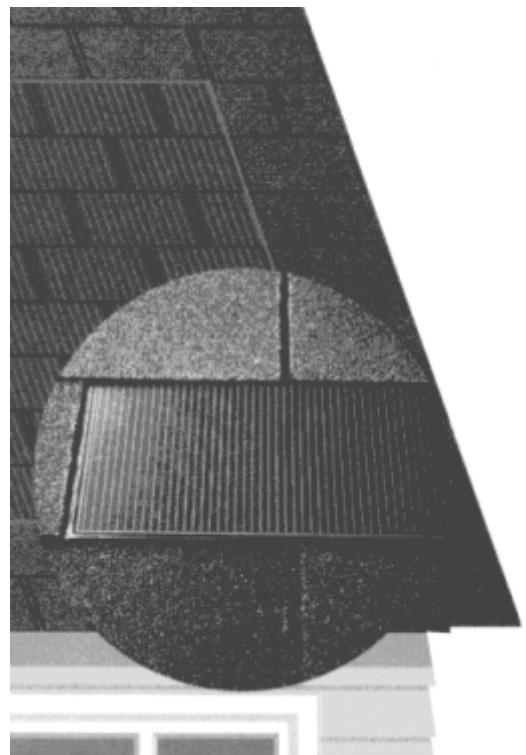


Figura 3.7 - Particolare di elementi di copertura fotovoltaici al silicio amorfo. [25]

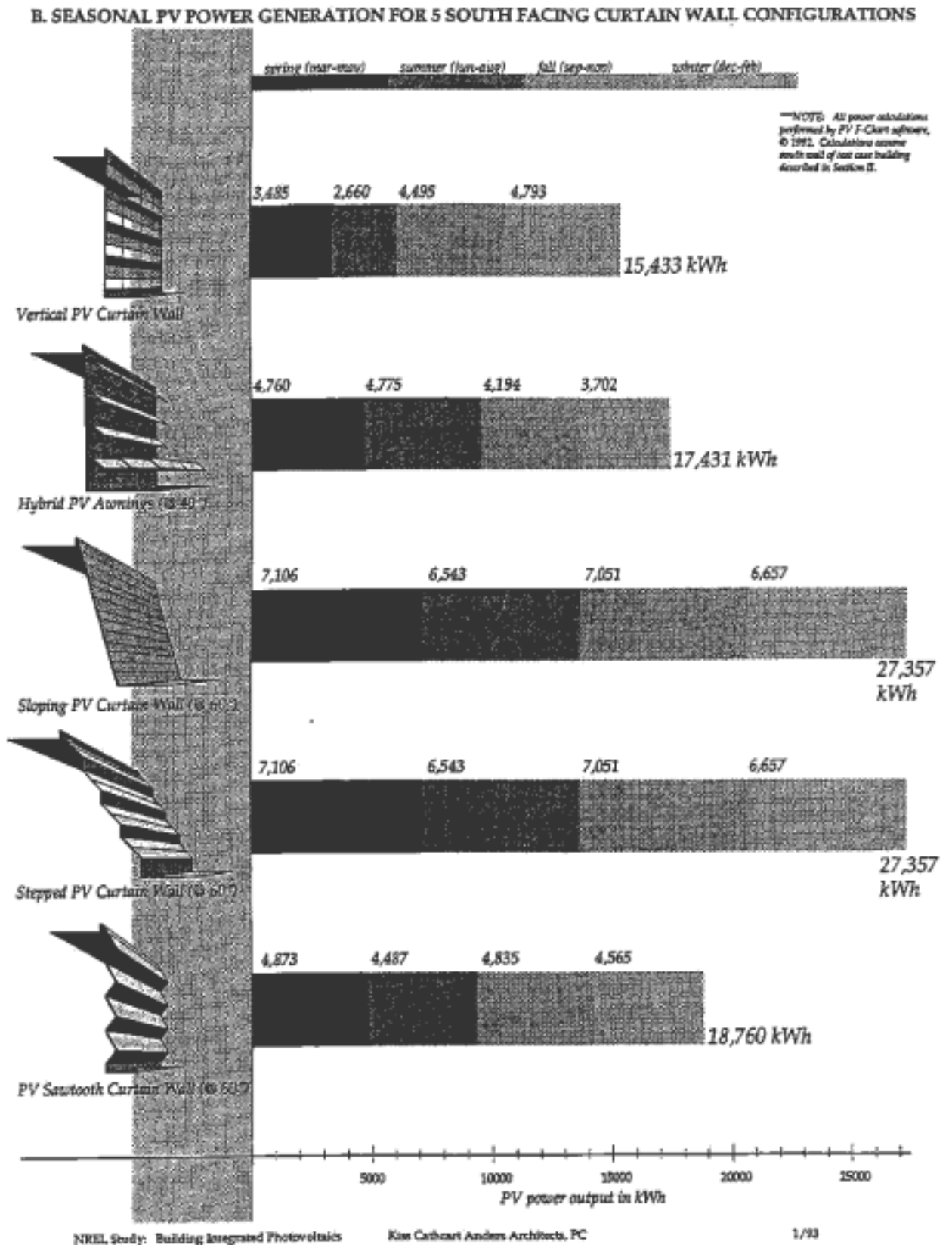


Figura 3.8 - Produzione stagionale di elettricità di cinque tipi di facciate fotovoltaiche. (1992) [47]

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' α -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

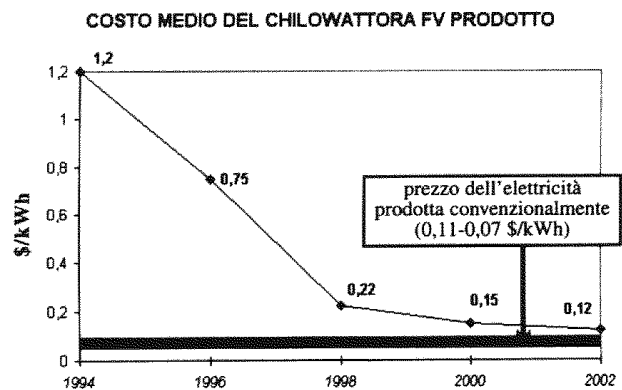


Figura 3.9 - Andamento del costo di produzione del kWh fotovoltaico (fonte: ISES). [26]

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_p) 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

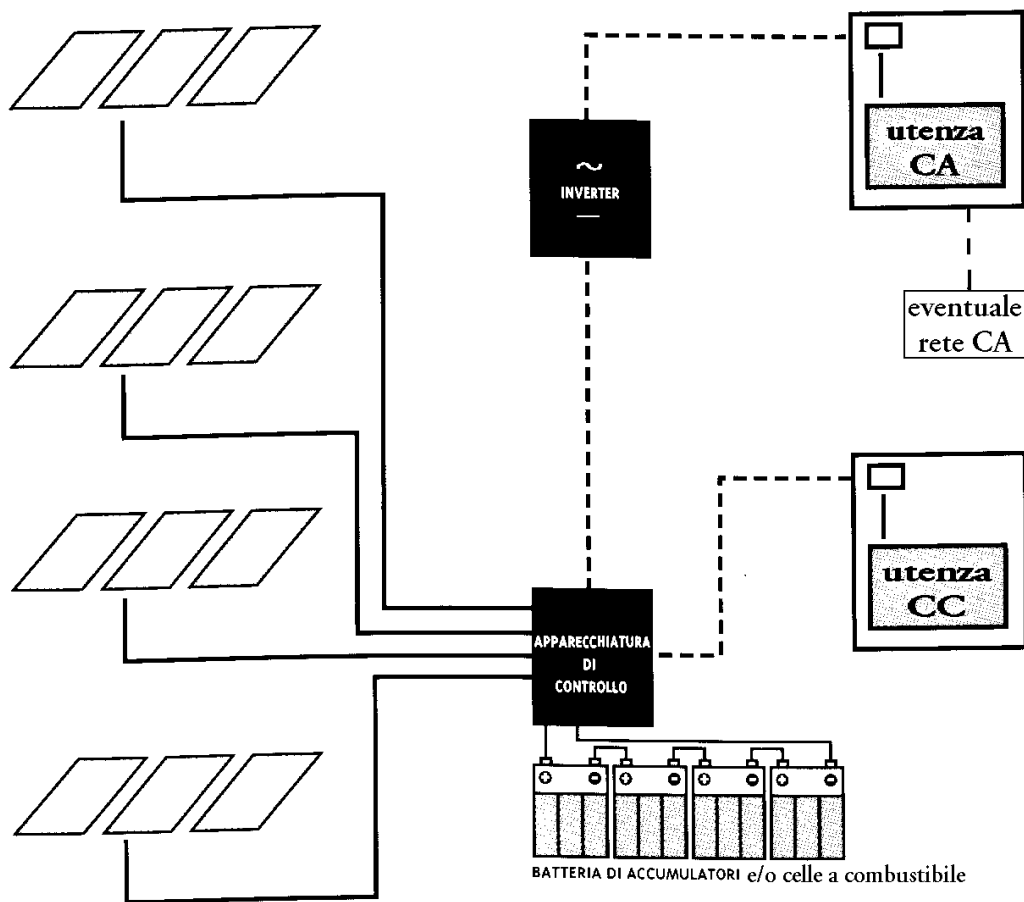


Figura 3.10 - Schema dei componenti base di un impianto fotovoltaico.

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

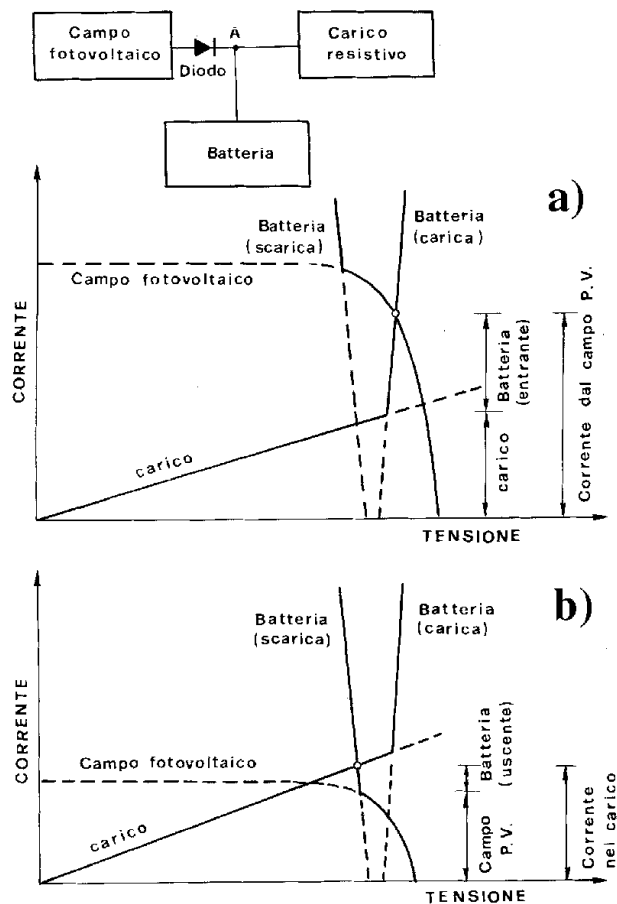


Figura 3.11 - Curve caratteristiche batteria - campo FV e punto di funzionamento in condizioni di surplus e di deficit energetico. [10]

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.

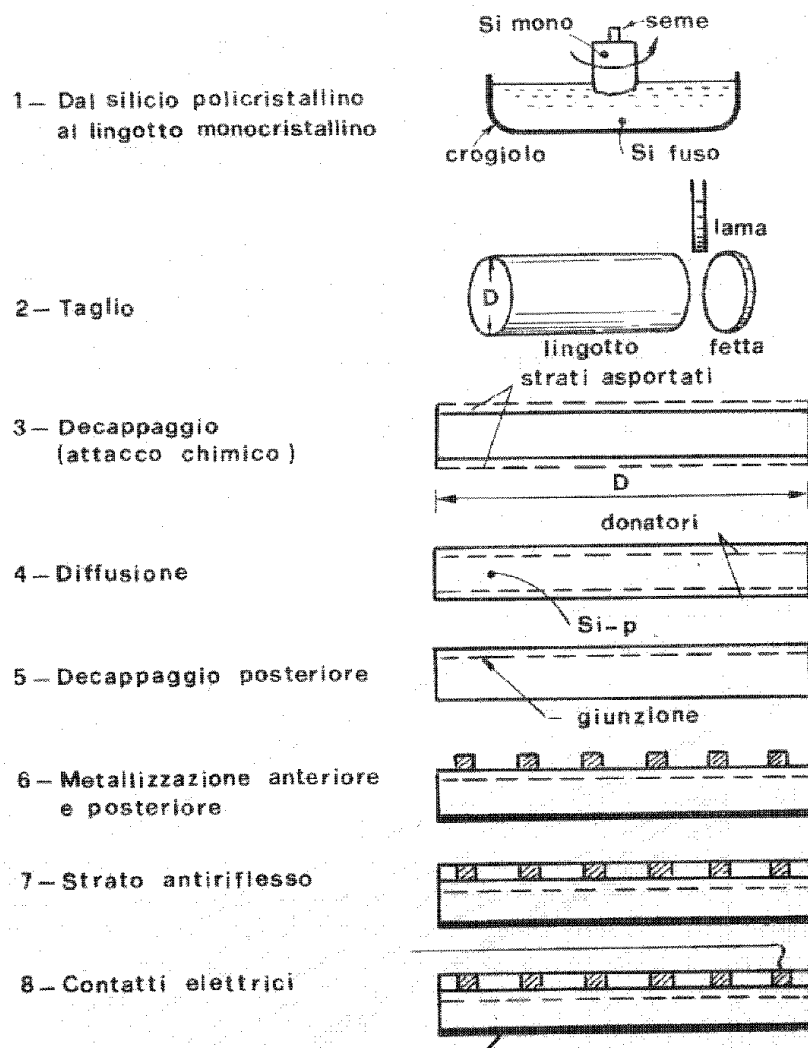


Figura 3.12 - Procedura di fabbricazione di una cella al silicio cristallino. [10]

Consumo di risorse ed energia nel processo produttivo delle celle solari

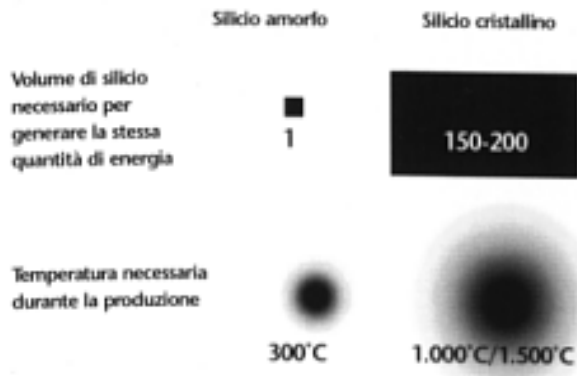


Figura 3.13 - Confronto fra le procedure di fabbricazione delle celle al silicio cristallino ed al silicio amorfo. (schema: UniSolar)

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.

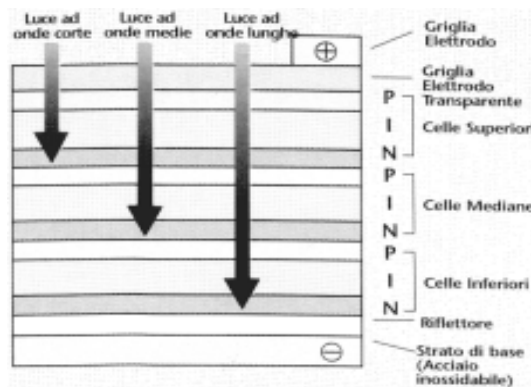


Figura 3.14 - Sezione di una cella al silicio amorfo a tripla giunzione. (schema: UniSolar)

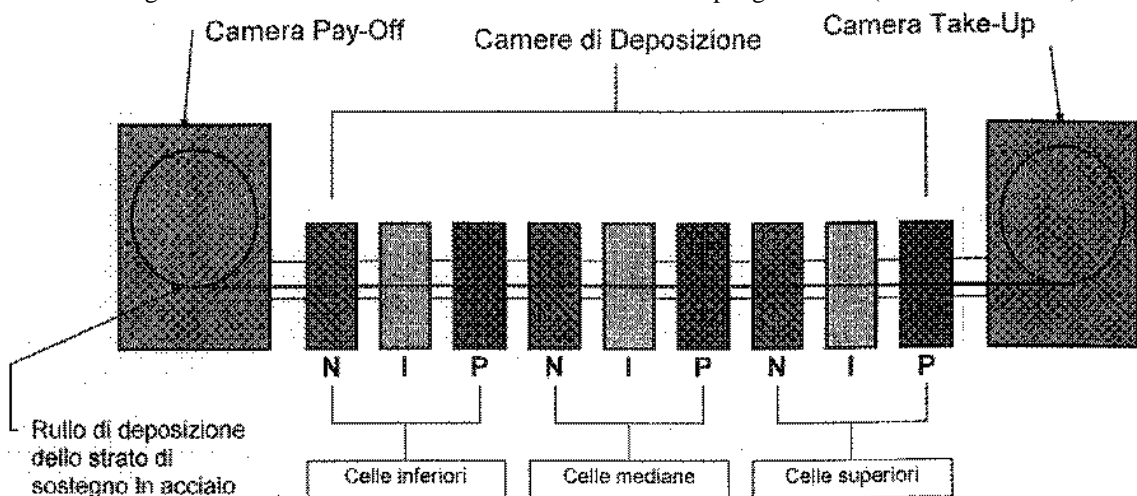


Figura 3.15 - Linea di produzione delle celle di fig. 3.14. (schema: UniSolar)

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.

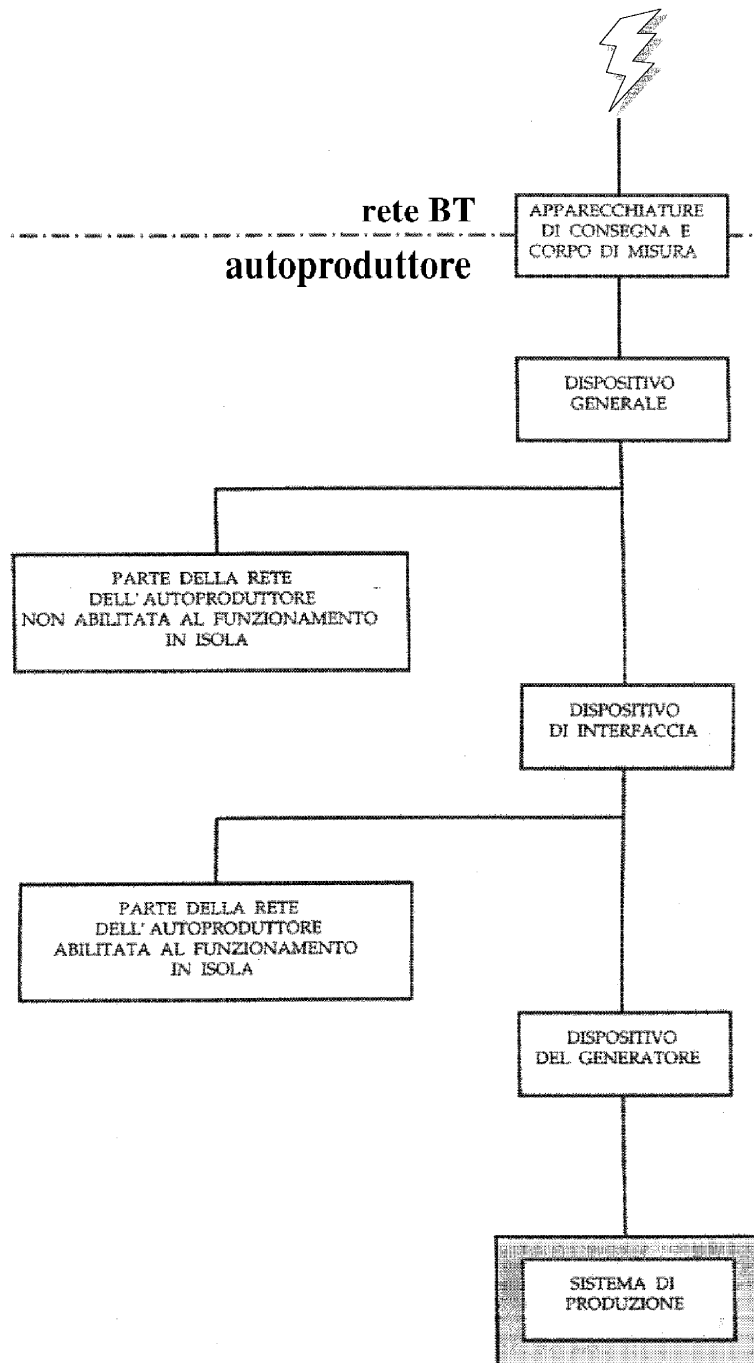


Figura 3.17 - Schema di collegamento autoproduttore-rete BT sulla base delle norme UNI-CEI. [35]

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.

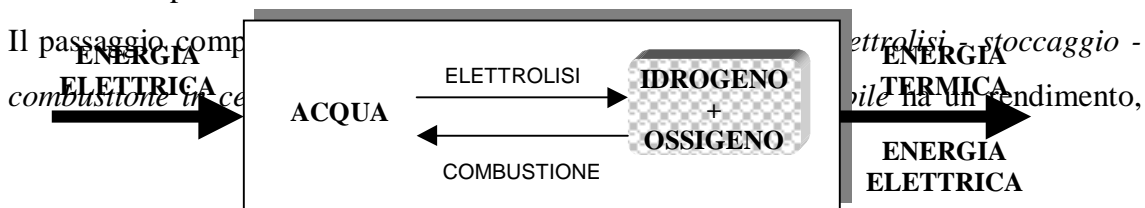


Figura 3.18 - Ciclo dell'idrogeno.

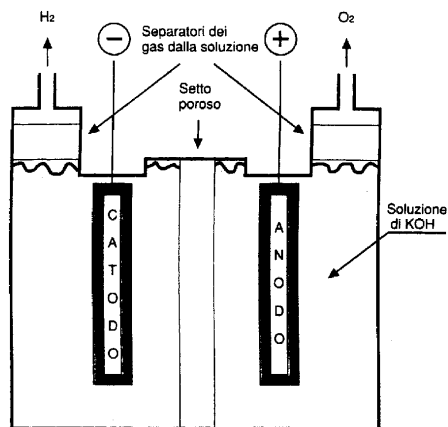


Figura 3.19 - Cella elettrolitica elementare. [59]

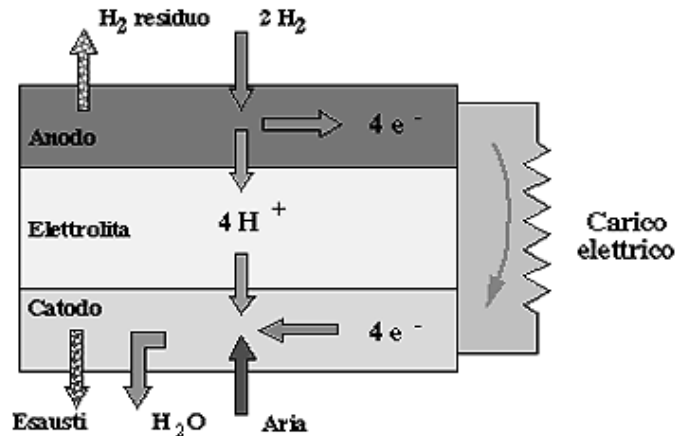


Figura 3.20 - Cella a combustibile elementare.

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 ₂ fotovoltaico (\$/GJ)	
Carbone	Residenziale	0,800	3,84	11,50	15,34	15 ⁽¹⁾	12,0 ⁽²⁾
	Industriale	0,800	2,20	11,50	13,70	15 ⁽¹⁾	12,0 ⁽²⁾
	Elettrico	0,380	2,13	11,50	13,63	15 ⁽³⁾	8,14 ⁽³⁾
	Trasporti	/	/	/	/	/	/
Benzina e gasolio	Residenziale	0,800	13,17	9,71	22,88	15 ⁽¹⁾	12,0 ⁽²⁾
	Industriale	0,800	7,83	9,71	17,54	15 ⁽¹⁾	12,0 ⁽²⁾
	Elettrico	0,380	5,64	9,71	15,35	15 ⁽³⁾	8,14 ⁽³⁾
	Trasporti	0,250	10,34	9,71	20,05	11,4 ⁽⁴⁾	5,36 ⁽⁵⁾
Gas naturale	Residenziale	0,800	8,45	4,71	13,16	15 ⁽¹⁾	12,0 ⁽²⁾
	Industriale	0,800	5,09	4,71	9,80	15 ⁽¹⁾	12,0 ⁽²⁾
	Elettrico	0,380	5,12	4,71	9,83	15 ⁽³⁾	12,0 ⁽²⁾
	Trasporti	/	/	/	/	/	/
Idrogeno fotovoltaico	Residenziale	0,80 ⁽¹⁾	15	0			
		1,00 ⁽²⁾	15	0			
	Industriale	0,80 ⁽¹⁾	15	0			
		1,00 ⁽¹⁾	15	0			
	Elettrico	0,38 ⁽¹⁾	15	0			
		0,70 ⁽²⁾	15	0			
	Trasporti	0,33 ⁽⁴⁾	15	0			
		0,70 ⁽⁵⁾	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_e e da 200kW_e/148kW_t (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 ₂ and O ₂ , CO ₂ sensitive	military, space
polymer electrolyte fuel cell	PEMFC	polymer membrane	80	50 -70	H ₂ and O ₂ or air, CO sensitive	mobile, stationary, portable
phosphoric acid fuel cell	PAFC	conc. phosphoric acid	200	40	H ₂ , natural gas, biogas + O ₂ , 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 ₂ recirculation	CHP, power plants
solid oxide fuel cell	SOFC	Y stabilised ZrO ₂	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.

4. BIOARCHITETTURA ED ENERGIA SOLARE

4.1 STRATEGIE DI ILLUMINAZIONE E CONDIZIONAMENTO NATURALE

La bioarchitettura si occupa dei molteplici aspetti (tecnici, sanitari, ergonomici) dell'interazione fra l'uomo e i manufatti che costruisce; una branca della bioarchitettura è l'architettura bioclimatica.

La progettazione architettonica bioclimatica utilizza le risorse energetiche ambientali per creare nei manufatti edilizi condizioni di benessere per gli utenti.

Il raggiungimento di questo obiettivo risulta dal compromesso fra l'esigenza di adeguati livelli di illuminazione naturale (edificio "poroso") e di isolamento termico (edificio "compatto"). Per garantire la luminosità naturale senza dover "pagare" un eccessivo prezzo energetico si sono resi disponibili nell'ultimo decennio una serie di componenti edilizi diversi, funzionanti separatamente o in combinazione, per captare energia solare per usi termici e per ridurre le dispersioni di calore. Questi elementi (vedi tab. 4.1), che sono ormai divenuti una parte integrante della facciata ed una presenza costante in molta architettura contemporanea (si pensi all'uso di atri o facciate coperte a vetro nella edilizia per il terziario), devono tuttavia essere utilizzati con valutazioni attente riguardo alla loro effettiva funzionalità e alla qualità ambientale che ne risulta nell'organismo

NUOVI MATERIALI	DESCRIZIONE
MATERIALI ISOLANTI TRASPARENTI (TIM)	I TIM sono caratterizzati da un basso valore della conduttanza e da una trasmittanza maggiore del 70%.
MATERIALI CROMOGENICI	I materiali cromogenici cambiano le loro caratteristiche di trasmissione ottica al variare della radiazione solare incidente (fotocromatici), della temperatura (termocromici) o all'applicazione di un campo elettrico (elettrocromici). Questi materiali possono controllare la radiazione solare lasciando passare nell'edificio (nella banda del visibile) una porzione compresa tra il 5% e l'80% di quella incidente.
SISTEMI DI CANALIZZAZIONE DELLA LUCE	Sono sistemi formati da fibre ottiche e/o specchi, capaci di guidare la luce nei punti voluti.
ELEMENTI OLOGRAFICI OTTICI (HEO)	Gli HEO consentono di deviare e distribuire la luce diurna sia diretta che diffusa, possono essere usati come antiabbaglianti e come controllori del colore e dell'intensità luminosa. Infine hanno la capacità di filtrare alcune componenti spettrali come la parte infrarossa e ultravioletta.
MATERIALI A TRANSIZIONE DI FASE (MTF)	Immagazzinano e ricedono energia termica nel passaggio di stato fisico (reversibile per un gran numero di cicli) del materiale, passaggio che avviene per precisi intervalli di temperatura, caratteristici del tipo di materiale impiegato. (es. sale di Glauber: $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$)

Tabella 4.1 - Materiali per il controllo della luce e dell'energia entrante e uscente dagli edifici.

edilizio: infatti nelle condizioni climatiche mediterranee, caratterizzate da una forte differenza stagionale di temperature e quindi di comportamento energetico degli edifici, particolare attenzione deve essere posta al controllo della radiazione solare durante l'estate, per evitare il surriscaldamento che potrebbe essere causato dalla maggiore superficie delle parti trasparenti previste per la captazione invernale, prevedendo un posizionamento protetto delle vetrate stesse o un loro ombreggiamento artificiale con schermi o variazioni dei valori di riflessione delle vetrate: l'incassamento delle vetrate occidentali ed orientali fra elementi aggettanti frangisole (*brise-soleil*) è già stato sperimentato da Le Corbusier per alcuni progetti in India (fig. 4.1). La tipologia delle schermature delle parti vetrate è talmente vasta e variegata in dipendenza dalla specifica soluzione progettuale che è difficile fare degli esempi significativi: possiamo tuttavia distinguere fra sistemi di ombreggiamento fissi e schermature mobili, che a loro volta

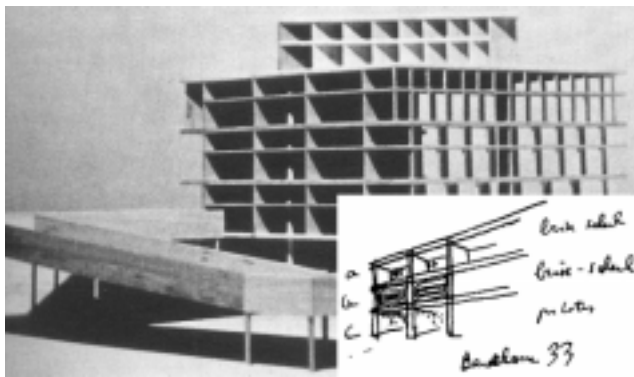


Figura 4.1 - Le Corbusier: plastico della Torre delle Ombre (India) e schizzi di elementi *brise-soleil*. [2]

possono essere parte dell'edificio o semplicemente elementi costitutivi degli infissi.

L'uso dell'illuminazione naturale costituisce un esempio eloquente dell'importanza dell'integrazione tra i vari sistemi e strategie nella architettura solare: infatti essa diviene spesso un fattore

determinante nella caratterizzazione dell'architettura ed in modo particolare negli edifici pubblici ed in genere in tutti quelli non abitativi, dove l'uso prevalentemente diurno consente di frazionare il fabbisogno energetico, limitando le strategie di conservazione dell'energia ai periodi di utilizzazione. Il dimensionamento delle superfici vetrate, il tipo delle aperture e la composizione dei vetri, la distribuzione della luce all'interno degli spazi e l'integrazione con la luce artificiale sono tutte considerazioni che devono intervenire anche in fase progettuale e non come condizionamenti e parametri già fissati da consegnare ai tecnici impiantisti come oggi generalmente avviene: la finestra intelligente costituisce un obiettivo importante nella ricerca tecnologica verso prodotti innovativi da parte di produttori di serramenti e componenti di facciate continue ed in

generale si osserva l'affermarsi del principio della regolazione climatica interna ottenuta sfruttando le fonti di energia rinnovabili disponibili all'esterno.

Lo scambio termo-igrometrico dell'edificio con l'esterno è sempre stato un punto critico delle tecniche costruttive, ed è stato affrontato nei modi più vari dalle varie culture. La produzione architettonica di ogni epoca storica può essere classificata in tre modelli abitativi, a seconda della relazione con l'ambiente esterno, cioè nel modello conservativo, selettivo o rigenerativo.

Il primo modello, il cui archetipo è la caverna, è caratterizzato da masse murarie di grosso spessore (figg. 4.2 e 4.3) che conferiscono all'edificio un'elevata inerzia termica, proteggendo l'interno dagli sbalzi termici stagionali; il secondo modello, che può essere detto il modello della capanna, è caratteristico della fascia tropicale, con sole, vento ed umidità, e cerca di sfruttare le masse d'aria per asportare il calore in eccesso e/o raffrescare gli ambienti per evaporazione (figg. 4.5 e 4.6). Il terzo modello, prodotto dalla tecnologia degli ultimi secoli, è il modello del grattacielo, ovunque uguale a se stesso, al cui interno viene instaurato un clima artificiale, il cui differenziale con l'esterno è mantenuto da impianti dal consumo energetico proporzionale a questo differenziale.

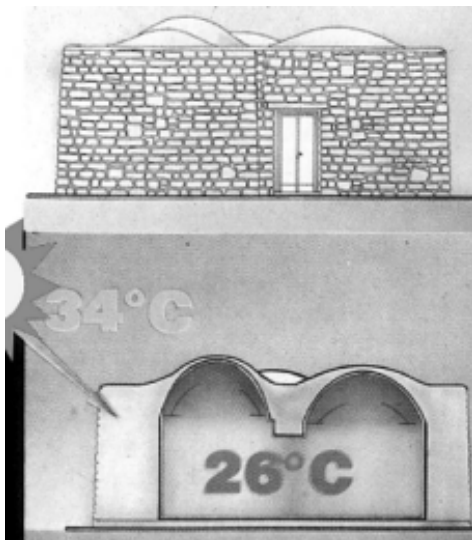


Figura 4.2 - Un dammuso dell'isola di Pantelleria; il muro di spessore 0,8÷2 m riduce l'escursione termica all'interno, la volta sottile cede al fresco notturno il calore dell'aria che vi si accumula. [2]



Figura 4.3 - Un trullo della Puglia settentrionale. Il principio è lo stesso del dammuso, il surriscaldamento indotto dalla pietra scura di copertura viene smaltito consentendo la fuoruscita dell'aria calda da un'apertura in cima al cono. [2]

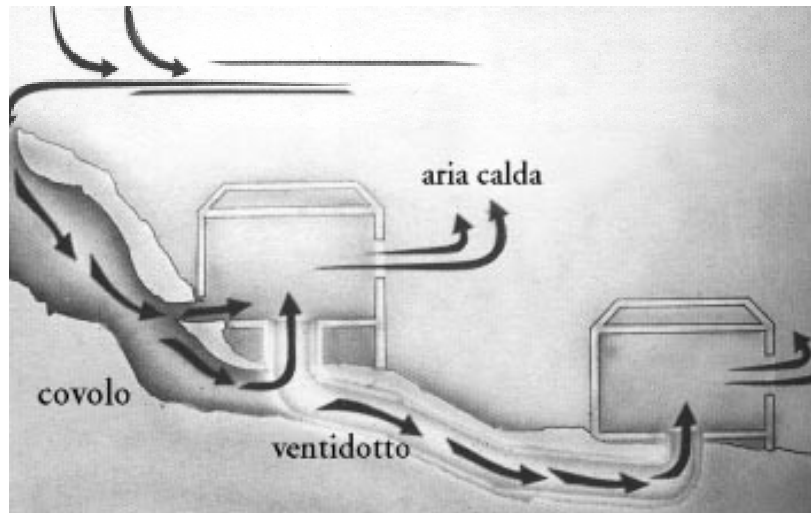


Figura 4.4 - Spaccato di due edifici di un complesso di sei ville palladiane a Costozza (Vicenza). Lo sfruttamento di sistemi di cunicoli naturali (covoli) ed artificiali ha effetti spettacolari: a fine luglio (33°C) una delle stanze a pianterreno offriva una temperatura di 19°C. [2]

La consapevolezza che quest'ultimo modello, per quanto efficace, è quanto di più inefficiente e fragile si potesse trovare per garantire il benessere dell'utenza, si è accresciuta con le crisi energetiche degli ultimi trent'anni: si cercano allora soluzioni



Figura 4.5 - Camini a vento (*malqaf*) su una casa egiziana. Di frequente contengono tappeti o carbonella umidi per rinfrescare ulteriormente il vento che vi entra. [2]

tecnologiche per sfruttare gli stessi principi che rendevano efficaci i primi due modelli, al fine di renderli anche efficienti e più controllabili di quanto potessero fare i nostri antenati: i nuovi edifici intelligenti ed ecocompatibili sono quindi classificabili in un modello selettivo di tipo nuovo, che interagisce con l'ambiente interpretandolo come un *self-service* di caratteristiche desiderabili ed indesiderabili, ed utilizza le leggi della fisica ed i nuovi materiali per tenere fuori dall'edificio le seconde.

Questa nuova filosofia di inserimento dell'edificio nell'ambiente ha segnato l'avvio di nuove forme architettoniche totalmente estranee al modello grattacielo: le architetture tornano ad essere



Figura 4.6 - Arch. Mester de Parajd: edifici del complesso del tribunale di Niamey (Nigeria).

Nello schema, spaccato del doppio muro ventilato esterno. [2]

"locali", un edificio ai tropici non può essere uguale ad uno nella tundra siberiana, dovendo fare i conti con un ambiente che offre opportunità del tutto diverse.

L'effetto visivo sarà, ai tropici, di un edificio dalla pelle opaca, riflettente e a volte scostata dal vero involucro dell'edificio, in modo da non trasmettere all'interno il calore che lo invade durante il giorno, vegetazione e specchi d'acqua contribuiscono a creare un microclima più fresco; alle alte latitudini l'aspetto dell'edificio sarà scuro, massiccio e compatto sul lato freddo, a volte dal doppio involucro (per motivi opposti, ossia sfruttare la discontinuità per ostacolare la perdita di calore verso l'esterno), e vetrato sul lato caldo, per permettere l'ingresso dei raggi solari, il cui calore viene intrappolato dal doppio vetro, che ha la proprietà di impedire l'uscita del calore e degli infrarossi emessi dalle superfici interne riscaldate dal Sole.

Che l'edificio abbia o no una forma bioclimatica, il discorso si complica quando si tratta di applicarvi e gestire un impianto di "condizionamento naturale" che sfrutta l'energia del Sole direttamente o per alimentare dispositivi più o meno complessi (cicli frigoriferi, pompe di calore, ecc...): il sig. Rossi, eroe delle statistiche, acquistando un banale condizionatore di marca, è certo di contare su pezzi di ricambio ed assistenza sollecita, oltre che di poter ottenere facilmente gli scopi che si prefiggeva (costi a parte); imbarcandosi nell'avventura del solare, magari convinto dal nipote laureando in ingegneria, va incontro ad un mare di incognite. Ha diritto ad un contributo pubblico perché la sua iniziativa è meritoria verso la collettività, ma districarsi nei meandri della

burocrazia è impresa che merita un premio a parte; ha letto di un materiale speciale, di un pannello che ben si adatta al suo tetto nel centro storico, ma la nuova tecnologia risulta introvabile; non si scoraggia ed installa il suo impianto solare: al primo problema telefona al numero verde che gli avevano fornito e scopre che l'azienda ha chiuso la sede italiana.

E' un quadro forse pessimista ma sicuramente realista: in questa situazione è ben difficile per gli utenti investire nel condizionamento naturale della propria abitazione, convinti di non giocare d'azzardo, ed altrettanto difficile è per il progettista consigliare queste soluzioni con la certezza di rendere un buon servizio al cliente. Forse basterebbe un po' di impegno da parte delle figure professionali interessate nel premere per cambiare le condizioni al contorno, che allo stato attuale vanificano ogni sforzo tecnologico.

4.2 SISTEMI SOLARI PASSIVI

Il riscaldamento solare degli edifici può essere affrontato con due differenti approcci: quello attivo e quello passivo. In generale, i sistemi solari attivi impiegano impianti e/o dispositivi meccanici dedicati per raccogliere e trasportare il calore: se ne sono forniti alcuni esempi al cap. 2. I sistemi solari passivi, invece, raccolgono e trasportano il calore del Sole con mezzi non meccanici, e non sono solitamente distinguibili dall'edificio stesso, nel senso che non esistono parti del sistema che hanno l'unica funzione impiantistica.

In ogni sistema solare passivo sono individuabili due elementi fondamentali: una parete vetrata (generalmente rivolta a sud nell'emisfero boreale, dove supporremo di trovarci da qui in avanti) per la captazione solare, e una massa termica per l'assorbimento, l'accumulo e la distribuzione del calore.

I principi che ne regolano il funzionamento sono semplici e costituiscono un riferimento generale per la corretta progettazione energetica degli edifici:

- le aperture a nord devono essere ridotte al minimo;
- il rivestimento del pavimento vicino alle vetrate deve permettere la conduzione e l'accumulo del calore (sconsigliati quindi tappeti, moquette, legno, ecc...);

- è sconsigliata l'eccessiva presenza di piante verdi negli spazi con coperture vetrate (serre) perché provocano aumento dell'umidità e ostruiscono il passaggio e quindi l'accumulo del calore;
- le aperture vetrate devono essere protette contro le perdite termiche notturne in inverno e contro il surriscaldamento estivo;
- le vetrate delle superfici di captazione devono essere doppie e/o isolanti (TIM);
- l'orientamento ottimale delle superfici di captazione è il sud; un orientamento a sud-ovest o sud-est può essere preso in considerazione, ma generalmente il rendimento energetico si riduce di circa il 20%;
- l'inclinazione ottimale delle superfici di captazione oscilla tra i 60° ed i 90°.

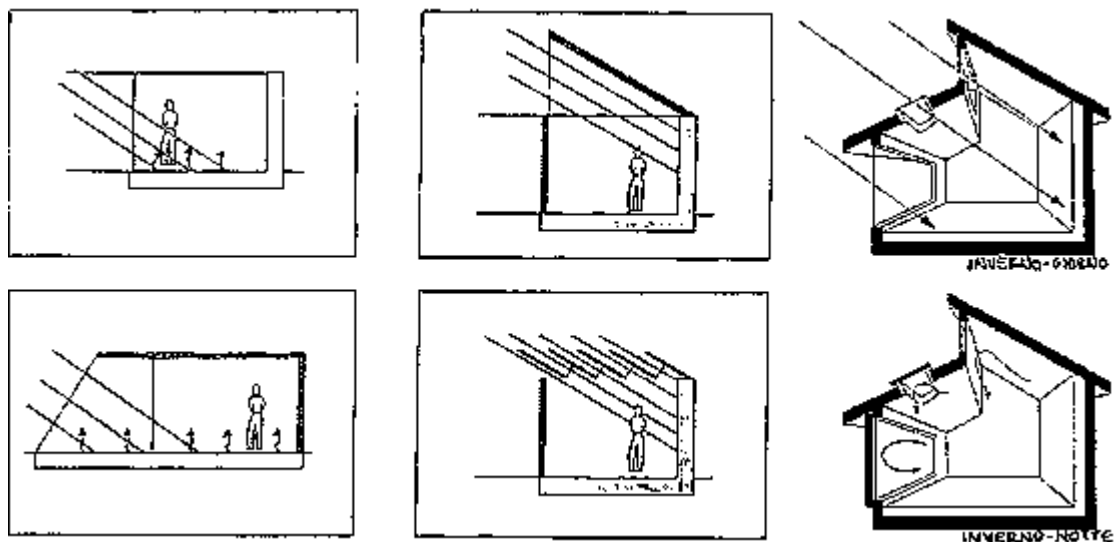


Figura 4.7 - Sistemi solari passivi a guadagno diretto. [ENEA - Indirizzi per la progettazione bioclimatica degli edifici]

A seconda del rapporto tra il Sole, l'accumulatore termico e lo spazio abitato, si possono classificare i sistemi solari passivi in tre categorie: a guadagno diretto, a guadagno indiretto ed a guadagno isolato.

Un esempio di **sistema a guadagno diretto** può essere un edificio con ampie pareti vetrate a sud e ben coibentato sulle altre pareti. La tecnologia costruttiva, in particolare per i serramenti esterni, è la stessa di un qualsiasi edificio della stessa funzione; il tipo di vetro della "finestra solare" e le sue dimensioni dipendono dalle prestazioni richieste, dal livello di isolamento notturno desiderato e dal volume dell'ambiente servito. E' opportuno posizionare nei pressi delle aperture vetrate delle masse di accumulo

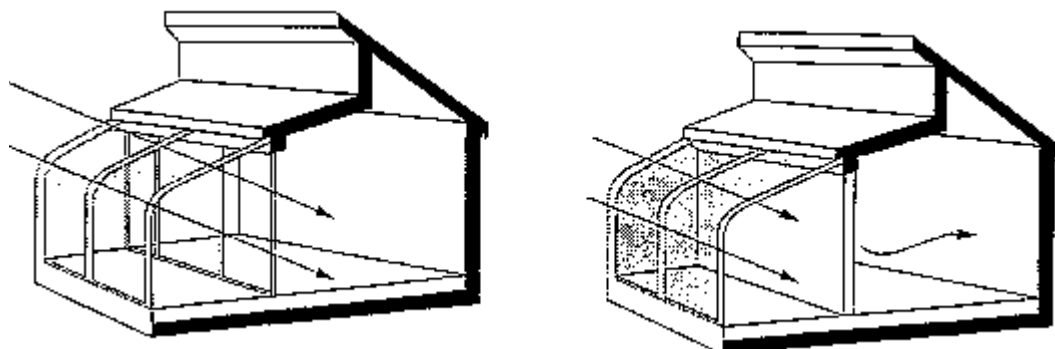


Figura 4.8 - Serre senza e con accumulo in parete. [ibidem]

(calcestruzzo, muratura o acqua) che assorbano il calore eccedente di giorno e lo restituiscano di notte (fig. 4.7). Si possono far sporgere dal corpo di fabbrica spazi con coperture vetrate (serre), abitabili se comunicanti con l'edificio tramite pannellature mobili (trasparenti o no), oppure separate dall'edificio da un muro massiccio o contenente una massa d'acqua che faccia da accumulatore di giorno e da radiatore nelle ore notturne (fig. 4.8): in tal caso sono assimilabili ad un sistema a guadagno indiretto.

Un'applicazione da manuale di sistema a guadagno diretto è la casa di Karen Terry a Santa Fe (fig. 4.9), con muri accumulatori sia in muratura che d'acqua.

La casa, allungata su un pendio esposto a sud, è suddivisa in tre livelli da muri di sostegno formati da 25 bidoni da 200 litri d'acqua e anticorrosivo, dove viene

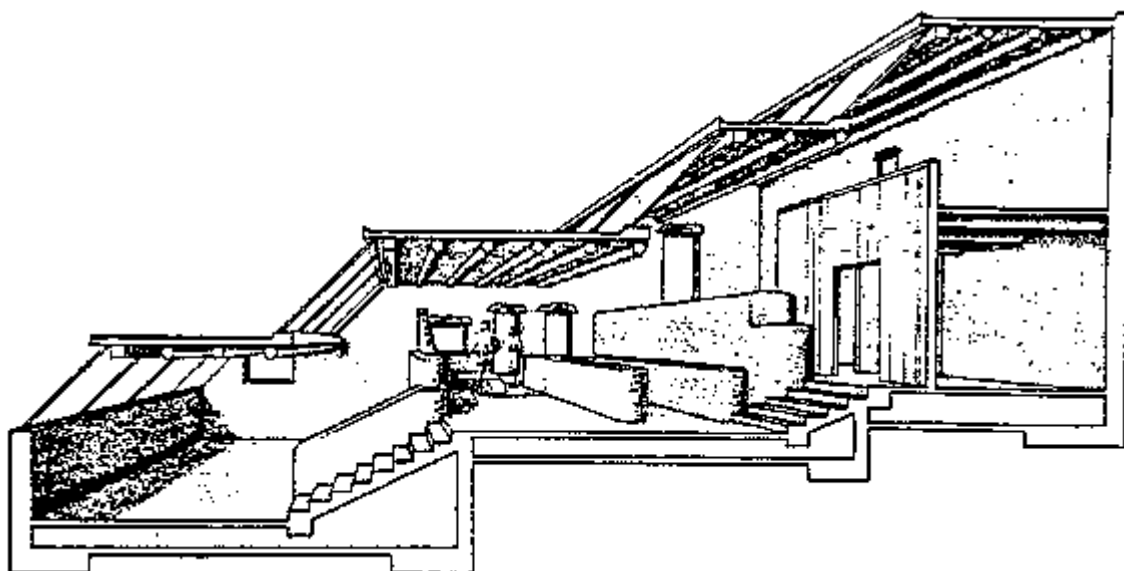


Figura 4.9 - Arch. David Wright: casa di Karen Terry a Santa Fe, NM (USA). [18]

immagazzinato il calore della radiazione solare che invade l'interno per tutto l'anno. Nell'inverno 1975-'76, per il riscaldamento ausiliario della casa fu sufficiente bruciare 2 mc di legna; senza applicare imposte isolanti alla vetratura durante la notte, la casa mantenne per gran parte del periodo invernale una temperatura di $16\div 24$ °C, con minima di 12 °C registrata un'unica mattina all'alba.

In un **sistema a guadagno indiretto** (fig. 4.10) la radiazione non entra nell'edificio: viene intercettata da una massa termica che ne accumula il calore e lo cede successivamente; ne risulta un appiattimento dell'escursione termica su base giornaliera o annuale, a seconda dell'entità delle masse coinvolte e della loro coibentazione.

Le masse termiche possono essere di tre tipi: muro solare, *roof-pond* o letto di pietre (di quest'ultimo si è trattato al par. 2.2). Il muro solare, generalmente scuro e separato dall'esterno da una vetratura ed un'intercapedine d'aria, può accumulare calore nei suoi elementi di fabbrica o in compartimenti pieni d'acqua (che ha maggiore capacità termica)⁹: monitorando il suo spessore sulle ventiquattr'ore, si noterebbe come la temperatura della faccia interna del muro sia massima a notte fonda e minima all'alba, con l'effetto di limare all'interno dell'edificio i picchi di temperatura tipici del ciclo giorno-notte. Gli inconvenienti principali sono la pulizia della vetratura e la mancanza di illuminazione naturale dal lato dell'accumulatore.

Una variante interessante del muro solare è il muro-Trombe, che sfrutta l'aria dell'intercapedine per far salire velocemente, subito dopo l'alba, la temperatura interna; ciò contribuisce anche ad abbassare la temperatura della vetratura e, quindi, le

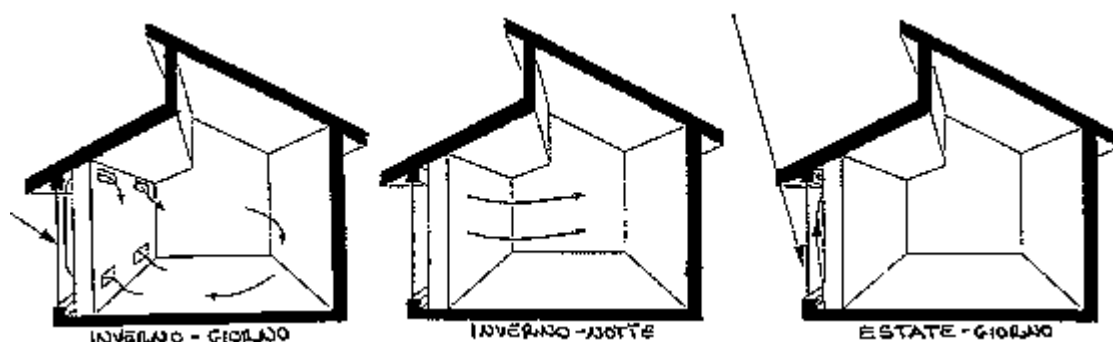


Figura 4.10 - Sistema solare passivo a guadagno indiretto. [ENEA - Indirizzi per la progettazione bioclimatica degli edifici]

⁹ 4184 kJ/mc°C contro 1883 kJ/mc°C del calcestruzzo.

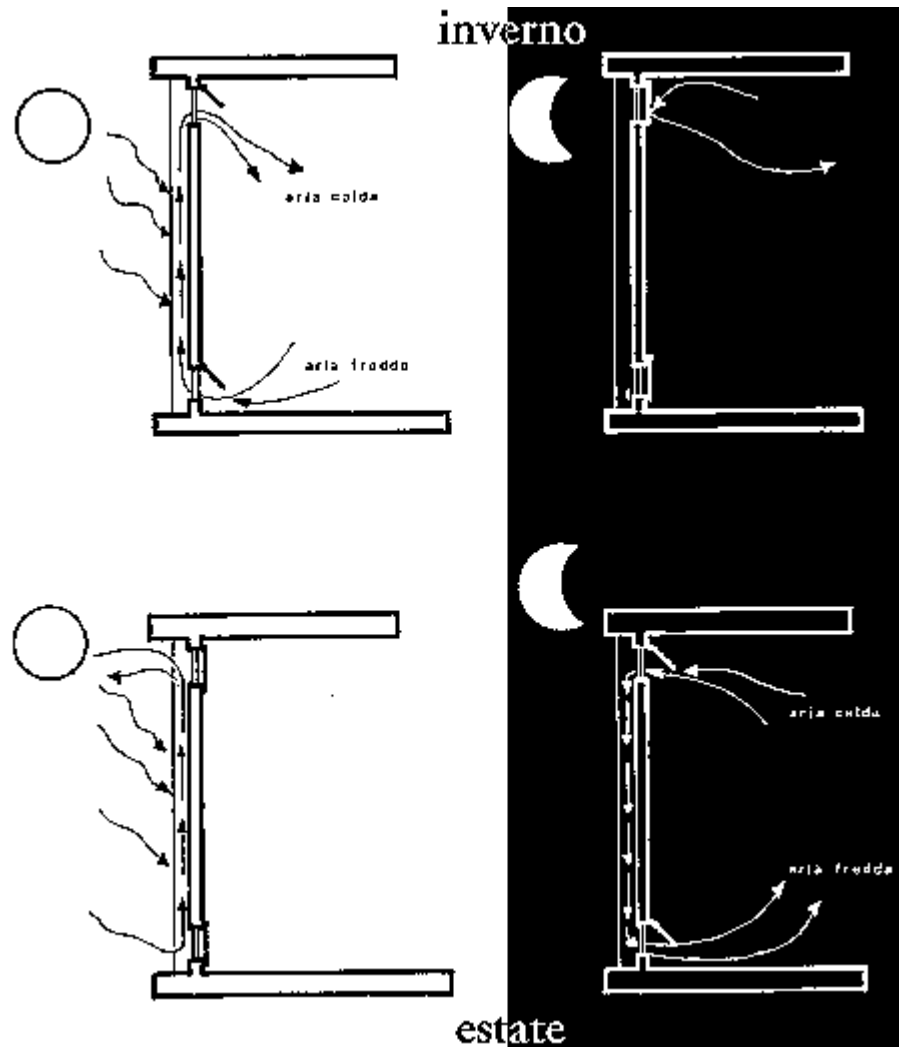


Figura 4.11 - Manovra delle aperture nel muro-Trombe per lo sfruttamento della convezione naturale (funzionamento del muro solare come *collettore atipico*).

dispersioni termiche; le aperture nel muro possono essere aperte o chiuse a seconda delle necessità (fig. 4.11).

La prima applicazione del muro-Trombe è la stessa casa di Felix Trombe (fig. 4.12), che l'inventore di questo metodo ha progettato con l'Arch. Jacques Michel nel 1967.

Il muro solare è protetto da una doppia vetratura, è di calcestruzzo e dipinto di nero all'esterno per riflettere poca radiazione. Il monitoraggio su questo edificio mostra che circa il 70% del suo fabbisogno termico è coperto dall'energia solare; un'altra ricerca indica che circa il 36% dell'energia incidente sul vetro riesce, in inverno, a trasferirsi all'interno dell'edificio: un rendimento paragonabile a quello di un buon sistema di riscaldamento solare attivo.

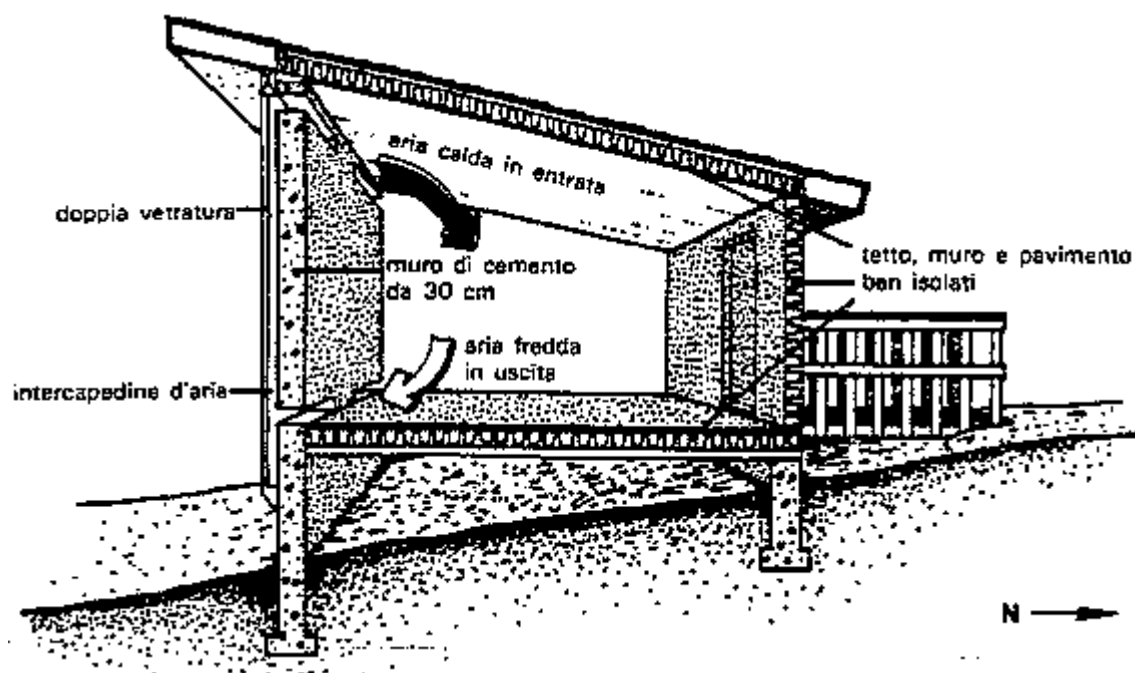
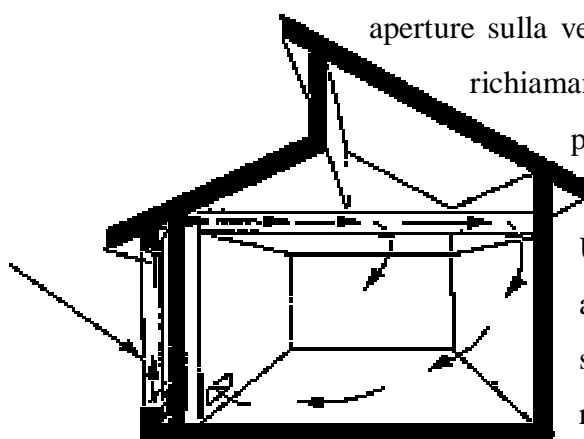


Figura 4.12 - F. Trombe, Arch. J. Michel: sezione di casa Trombe a Odeillo (Francia). [18]

Il principio del muro-Trombe è utilizzato anche nei metodi a *camino solare* (fig. 4.13), che instradano l'aria calda dell'intercapedine in condotti ricavati nei solai superiori, che fanno da vettori e da accumulatori; uno di questi metodi è il Barra-Costantini (fig. 4.14). Il muro del camino solare ha scarsa inerzia termica, ed in questo somiglia ad un sistema a guadagno isolato; il camino del sistema Barra-Costantini ha un pannello metallico nell'intercapedine fra la vetratura ed il muro (reso isolante): il pannello, riscaldandosi, cede calore all'aria che con un sistema di aperture valvolate raggiunge i canali nei solai. La stessa struttura, ben isolata, funge da accumulatore termico. Nei caldi giorni estivi,



aperture sulla vetratura permettono la fuoriuscita dell'aria calda, richiamando aria dai locali posti sul lato in ombra, e permettendo così l'entrata di aria fresca da aperture poste su questo lato.

Un sistema a guadagno indiretto può servirsi anche di masse d'acqua poste sul tetto: è il sistema a *roof-pond*, che consiste nell'esporre alla radiazione solare contenitori d'acqua posti sul

Figura 4.13 - Moti convettivi in un metodo a camino solare. [ENEA - Indirizzi per la progettazione bioclimatica degli edifici]

tetto o in un sottotetto vetrato: di notte, questi verranno coperti da pannelli o tessuti isolanti per permettergli di disperdere calore solo verso l'interno. Il contrario avverrà d'estate: i contenitori saranno coperti da teli riflettenti di giorno, e scoperti di notte per disperdere all'esterno il calore che avranno sottratto ai locali di giorno.

E' un sistema macchinoso, ma privo degli inconvenienti del muro solare.

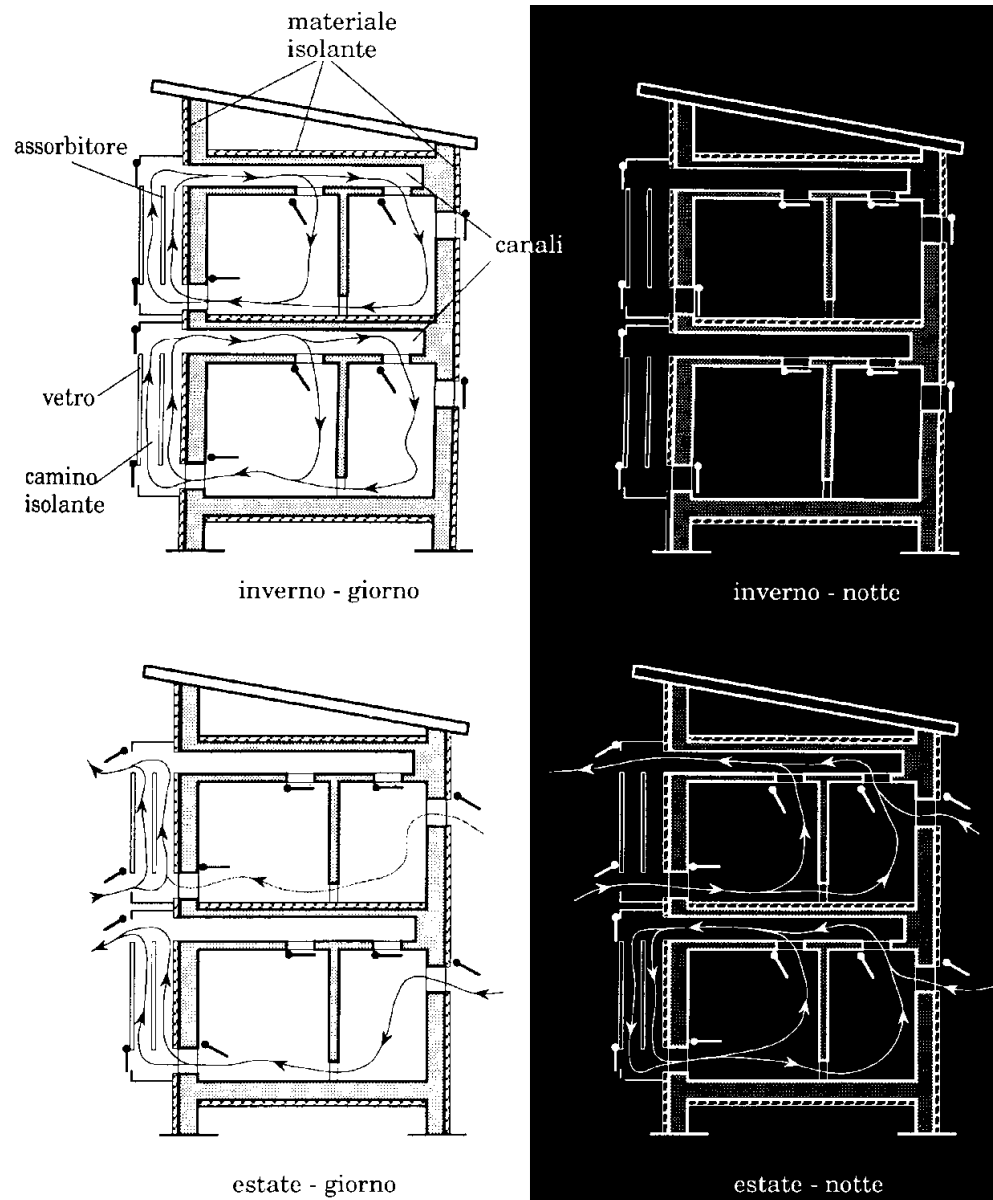


Figura 4.14 - Schema delle quattro configurazioni del sistema Barra-Costantini (camino solare a pannello con flusso posteriore). [5]

Un problema comune sia ai sistemi a guadagno diretto che indiretto è la prossimità dell'accumulatore all'esterno, il che può causare dispersioni indesiderate ed inevitabili.

Una parziale soluzione è costituita dai **sistemi a guadagno isolato**, dove il calore è trasportato verso accumulatori remoti (cantine, masse murarie, vespai, letti di pietre), dove sarà più facile controllare le dispersioni.

Questi sistemi, le cui superfici vetrate sono solitamente poste sotto il prospetto sud (fig. 4.15), si servono solitamente di botole per regolare la circolazione del calore, che può essere attinto anche molto tempo dopo la sua raccolta: sono quindi sistemi ideali per l'accumulo interstagionale del calore.

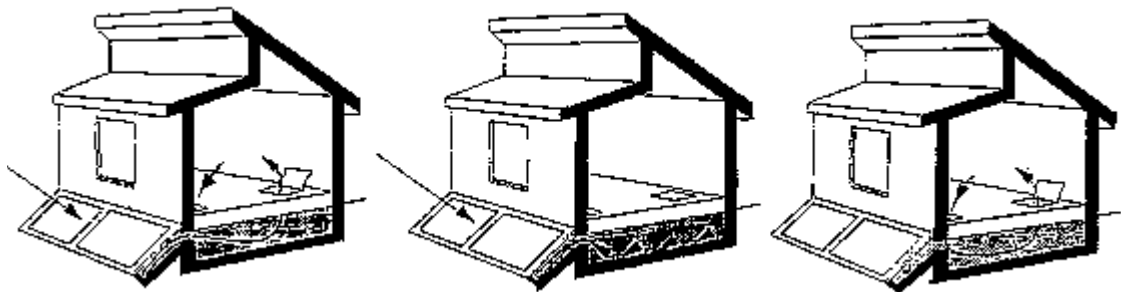


Figura 4.15 - Sistema solare passivo a guadagno isolato. [ENEA - Indirizzi per la progettazione bioclimatica degli edifici]

5 . CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

5.1 COSTI SOCIALI DEL SERVIZIO ELETTRICO E STRATEGIE ENERGETICHE

Il servizio elettrico, in Italia come altrove, è fornito da società pubbliche e/o private che si occupano della produzione o distribuzione (o entrambe) dell'energia elettrica. Le centrali elettriche e la rete sono infrastrutture costose che, per la loro importanza strategica per le economie nazionali, sono spesso finanziate in tutto o in parte dalle casse dello Stato. In cambio, le società accettano volentieri che le tariffe elettriche siano soggette a un regime controllato dalle autorità pubbliche.

Gli utenti (privati e industriali) si sentono per questo tutelati e fiduciosi di pagare il giusto; ma è proprio così?

Come accennato al §3.4, la produzione di elettricità, soprattutto da combustibili fossili, ha dei costi ambientali difficilmente quantificabili ma comunque non irrilevanti (tab. 3.2). Quali sono quindi i "costi nascosti" del servizio elettrico? La ripartizione di questi costi è proporzionale al consumo o cade su tutti, indipendentemente dalla condizione di utenti del servizio elettrico?

La natura dei costi ambientali è tale che questi non solo non sono collegati ai livelli di consumo, ma addirittura possono ricadere in misura maggiore su cittadini dai consumi praticamente nulli: un esempio abusato è costituito dalle tribù di nomadi lapponi, che alla fine degli anni '80 sono uscite decimate dagli effetti dell'incidente di Chernobyl.

Si tenga presente che l'energia da fissione nucleare, quando è trattata con adeguata attenzione, è fra le meno "costose" in termini ambientali: in Italia però il referendum del 1987 ha azzerato tutta l'esperienza accumulata nel settore dai nostri tecnici, condannando il Paese alla dipendenza energetica da combustibili fossili molto inquinanti (petrolio e carbone) o forniti da nazioni politicamente instabili (gas naturale), con conseguenze ancora difficilmente quantificabili. L'impossibilità di applicazioni pratiche sul territorio nazionale ha inoltre relegato la ricerca italiana sulla fusione nucleare controllata (che è comunque il futuro delle grandi centrali elettriche) alla semplice collaborazione con progetti internazionali.

E' singolare la prontezza con cui vengono promossi ed attuati i referendum dannosi, a differenza di altri più utili; ma questo è un altro discorso.

L'incremento della quota di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (in Italia intorno al 27%, dati ENEL 1997) è quindi una strategia che, sebbene costosa nell'immediato (nel senso tradizionale dell'aggettivo), non può che abbassare il prezzo reale che la collettività paga per lo sviluppo e l'espansione dell'economia, prezzo di cui attualmente non c'è verso di avere un'idea meno approssimativa.

Conoscere questo prezzo, che in futuro potrà solo aumentare, è essenziale non per decidere se continuare o no lo sviluppo, ma proprio per mettere a punto le strategie opportune per garantirlo anche a chi, in futuro, non potrà permettersi di attingere ai combustibili fossili.

A partire dalla crisi petrolifera degli anni '70 ricercatori di tutto il Mondo hanno cercato di quantificare il danno sanitario-ambientale dell'uso dei combustibili fossili, aggiornando i dati al progredire delle tecnologie che rendevano più efficienti le centrali termoelettriche. Uno degli studi più recenti è californiano e risale al 1990, e differenzia opportunamente i vari tipi di combustibile (tab. 5.1).

Tipo di danno	Danno per unità di energia da combustibile fossile (\$/GJ)*		
	Carbone	Olio	Gas naturale
Attività mineraria	0,46		
Perdite d'olio		0,85	
INQUINAMENTO ATMOSFERICO			
Effetti sull'uomo	4,51	3,60	1,50
Effetti sugli animali	0,27	0,22	0,09
Effetti sui raccolti agricoli	0,58	0,46	0,19
PIOGGE ACIDE			
Effetti sugli ecosistemi acquatici	0,16	0,13	0,05
Effetti sulle foreste	0,65	0,52	0,21
Effetti sui raccolti agricoli	0,29	0,23	0,10
Effetti sugli edifici	0,79	0,63	0,26
EFFETTO SERRA			
Effetti dovuti ai cambiamenti climatici	3,37	2,74	2,06
Effetti dovuti all'aumento del livello degli oceani	0,42	0,33	0,25
TOTALE	11,50	9,71	4,71

* Il valore del \$ è quello del 1990.

Tabella 5.1 - Stima dei danni (in dollari 1990) della produzione di un GJ di energia elettrica da fonti fossili. [59]

Si può immaginare la soggettività delle valutazioni che portano ad assegnare un costo invece di un altro, anche di un ordine di grandezza inferiore o superiore.

Lasciando agli specialisti il problema di trovare i protocolli adatti a quantificare il danno ambientale dei combustibili, si possono comunque intuire le strade da intraprendere, sulla base del dato di fatto che le risorse fossili, con l'attuale ritmo di crescita del consumo, dureranno ancora da pochi decenni (petrolio) ad un paio di secoli (gas naturale e carbone).

E' altrettanto intuitivo, anche se molti non ne tengono conto, che esistono giacimenti sconosciuti o ancora non convenienti da sfruttare, e che la crescita dei consumi non continuerà, e presumibilmente si invertirà, quando la disponibilità sarà inferiore ad a prezzi maggiori: per questo, probabilmente, nessuno brucerà mai l'ultima goccia di petrolio, ma resta l'esigenza di smettere di bruciarlo per produrre energia, lasciandolo all'industria delle materie plastiche e dei lubrificanti.

Lo si può sostituire, ad esempio, con il cosiddetto *biodiesel* (che dovrebbe chiamarsi più propriamente biogasolio), un combustibile derivato dalla distillazione della biomassa (resti di vegetali); oppure con il gas naturale che può essere utilizzato in impianti di cogenerazione, con rendimenti nettamente superiori alle attuali centrali termoelettriche (per il recupero del calore ad uso teleriscaldamento) o, sottoposto a reforming (ricavando idrogeno e biossido di carbonio), in celle a combustibile.

Le celle a combustibile possono fornire elettricità dall'idrogeno ai motori dei mezzi pubblici, o alle utenze di qualsiasi taglia: l'idrogeno ha acquisito una recente fama di vettore energetico, soprattutto per l'energia prodotta lontano dalla rete elettrica, con impianti fotovoltaici, idroelettrici o geotermici.

Sul fronte delle tariffe, si sono fatti esperimenti di differenziazione ad incentivo delle rinnovabili o a disincentivo delle fonti fossili. Fra i primi c'è il cosiddetto "green pricing", una tariffa più alta che alcune compagnie elettriche (soprattutto negli USA) praticano, a richiesta dei clienti, offrendo in cambio la certificazione che una parte stabilita dell'energia fornita è prodotta da fonti rinnovabili: gli stabilimenti californiani della Toyota hanno chiesto ed ottenuto energia rinnovabile al 100% per le proprie linee di produzione, con l'impatto pubblicitario che si può immaginare, presso un'opinione pubblica sensibile alle tematiche ambientali come quella americana.

La serie dei disincentivi delle fonti fossili ha possibilità limitate solo dalla fantasia dei funzionari pubblici e dal potere della *lobby* petrolifera ("manca la volontà politica" è la frase che ne denuncia l'attività): il loro scopo, superate queste "difficoltà burocratiche", sarebbe di recuperare i "costi nascosti" dell'energia da fonte fossile che attualmente gravano sulla collettività. Alla conferenza di Napoli del Giugno '98 il Ministro dell'Ambiente si dichiarava interessato più ai disincentivi che al *green pricing* ("*Deve essere riconosciuto un extra-costo riferito alle esternalità, ossia ai veri costi ambientali determinati dal consumo energetico.*"), a differenza di uno dei tre componenti dell'Autorità per l'energia (Sergio Garribba), più orientato per gli incentivi alle rinnovabili.

Ciò che in definitiva le autorità scientifiche e politiche mondiali devono cercare di fare, per tracciare le strategie energetiche che permetteranno a quattro miliardi di individui di accedere alla stessa qualità della vita degli altri due miliardi, è di utilizzare al meglio l'energia che ci viene dal Sole, che sia diretta (pannelli solari e fotovoltaici) o indiretta (idroelettrico ed eolico), e trascurare gradualmente l'energia che, milioni di anni fa, le piante putrescenti in paludi tropicali hanno fissato nei loro resti, diventati poi fonti energetiche anch'esse rinnovabili, ma su scala temporale ben più ampia di quella sufficiente ad esaurirle.

5.2 LA LEGGE 10/91 E GLI AUTOPRODUTTORI DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE

La storia legislativa delle fonti rinnovabili è relativamente breve. La legge n. 1643/62, che ha istituito l'ENEL, già prevedeva la possibilità per alcuni autoproduttori di energia elettrica di continuare l'autoproduzione per le esigenze dei loro processi produttivi. Successivamente, con la legge n. 308/82, si è andato incontro all'esigenza di favorire gli utenti che sceglievano di affiancare l'autoproduzione alla fornitura di energia da parte dell'ENEL, liberalizzando gli impianti di energie rinnovabili fino a 3 kW di potenza.

Le leggi n. 9 e 10 del 1991 consentono agli investitori privati di produrre energia da fonti rinnovabili e di immetterla nella rete elettrica nazionale: l'ENEL deve acquistare questa energia ad un prezzo fisso imposto dal Comitato Interministeriale Prezzi (CIP). Le disposizioni più interessanti sono: contributi in conto capitale, fino all'80% della

LEGISLAZIONE ITALIANA DI RIFERIMENTO RELATIVA AL RISPARMIO ENERGETICO IN EDILIZIA

Legge 9 gennaio 1991, n. 9 (in suppl. ordinario alla Gazz. Uff. n. 13, del 16 gennaio, 1991)	Norme per l'attuazione del nuovo Piano Energetico: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti; idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni finali.
Legge 9 gennaio 1991, n. 10 (in suppl. ordinario della Gazz. Uff. n. 13, del 16 gennaio 1991)	Norme per l'attuazione del Piano Energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
DPR 26 agosto 1993, n. 412	Regolamento recante norme per la progettazione; l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento del consumo di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9/1/91, n. 10.
DM 13/12/1993	Approvazione dei modelli-tipo per la compilazione della relazione tecnica di cui all'art. 28 della legge 9/1/91 n. 10, attestante la rispondenza alle prescrizioni in materia di contenimento del consumo energetico degli edifici (nella Gazz. Uff. n. 297 del 20/12/1993).
Circolare 231/F del 13/12/1993	Indicazioni interpretative e di chiarimento dell'art. 28 della legge 10/91 - Relazione tecnica sul rispetto delle prescrizioni in materia di contenimento del consumo di energia negli edifici (nella Gazz. Uff. n. 90 del 19/4/1994).
Circolare 233/F del 12/4/1994	Indicazioni interpretative e di chiarimento dell'art. 11 del decreto del Presidente della Repubblica 2618193, n. 412, recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici.
DM 6/8/94	Modificazioni ed integrazioni della tabella relativa alle zone di appartenenza dei comuni italiani allegata al decreto del Presidente della Repubblica 26/8/93 n. 412, concernente il contenimento dei consumi di energia degli impianti termici degli edifici.

Tabella 5.2 - Quadro della legislazione energetica vigente al giugno 1998.

spesa, a sostegno dell'installazione di impianti fotovoltaici per produzione di energia elettrica nelle abitazioni adibite ad uso civile e ad uso industriale, artigianale, commerciale, turistico, sportivo ed agricolo (art. 8); contributi in conto capitale fino al 30% per interventi che prevedano l'utilizzo di fonti rinnovabili (compreso il fotovoltaico) nei settori industriale, artigianale e terziario, per potenze fino a (art. 10) oppure maggiori (art. 11) a 10 MW_t oppure 3 MW_e ; contributi in conto capitale fino al 55% della spesa (elevabile al 65% per le cooperative) per produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (compreso il fotovoltaico) nel settore agricolo (art. 13).

La legge n. 9/91 regola invece i rapporti fra le aziende e l'ENEL: quelle dovranno vendere tutte le eccedenze all'ENEL, e l'ENEL fornirà alle aziende servizi concordabili con apposite convenzioni conformi alle direttive vincolanti del MICA; lo stesso Ministero imporrà una convenzione-tipo se l'ENEL sarà inadempiente verso i produttori che l'avevano richiesta. All'art. 22 si precisa che gli impianti fino a 20 kW che funzionano in servizio separato rispetto alla rete pubblica sono esclusi dall'imposta di fabbricazione e dalla categoria di officina elettrica.

Il provvedimento CIP 6/92 fissa il prezzo che l'ENEL dovrà pagare al produttore per il kWh: per il 1995, è un prezzo vicino ai valori che gli utenti finali pagano alla stessa ENEL per l'energia elettrica consumata. In particolare, il CIP 6/92 fissa un prezzo più

elevato per i primi otto anni d'esercizio dell'impianto (256 lire/kWh) e di 78 lire/kWh per gli anni successivi: la differenza è corrisposta dalla Cassa di Conguaglio per il Settore Elettrico, finanziata dalla totalità degli utenti con 6 lire/kWh.¹⁰ Altra svolta epocale del CIP 6 è la possibilità per altre imprese distributrici di energia, che non siano l'ENEL, di acquistare energia dagli autoproduttori: è la base per la futura fine del monopolio dell'energia elettrica in Italia, che comunque resterà di là da venire finché l'unica rete di distribuzione sarà di proprietà ENEL (che potrà quindi imporre canoni alle aziende che vi vorranno "vettoriare" la propria energia).

Si è visto che la legge 10 del 1991 prevede contributi governativi, sul costo di installazione dei sistemi FV, che possono raggiungere l'80%. Sfortunatamente fino ad oggi (1998), a causa degli attuali problemi congiunturali dell'economia italiana, le Regioni e le Provincie autonome (incaricate di concedere i contributi previsti dalla 10/91) hanno avuto solo un piccolo ammontare di denaro per le richieste di finanziamento. Inoltre i lunghi tempi richiesti per la distribuzione dei fondi disponibili riducono, dal punto di vista finanziario, il loro valore. È da considerare anche che il CIP 6/92 stabilisce che chi riceve i fondi previsti dalla legge 10/91 perde il vantaggio dei prezzi più alti nei primi 8 anni e viceversa.

Altra critica che viene mossa al CIP 6 è che è praticamente servito poco alle fonti rinnovabili: l'ammissione ai finanziamenti di fonti assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione industriale, gassificazione dei residui di processo ed incenerimento dei rifiuti solidi urbani) ha provocato una migrazione di progetti dalle rinnovabili in senso stretto ad altri tipi di impianti più competitivi. Analizzando i numeri del CIP 6 si scopre inoltre che dei 3377 MW autorizzati per la categoria A (rinnovabili in senso stretto), sono stati realizzati (o lo saranno entro il '98) 885 MW, rinunciati 472 MW e ben 2020 MW completabili oltre il 1999, il che significa che non sono stati avviati i lavori e forse non lo saranno mai. Allo stato attuale, quindi, si è autorizzati a pensare che il CIP 6/92 è servito più a finanziare i progetti geotermici ENEL e promuovere i progetti assimilati dei grandi gruppi industriali che ad innescare economie di scala nel mercato delle fonti rinnovabili.

¹⁰ dati aggiornati all'aprile '98 in tab. 5.3.

**CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO
PREZZI DI CESSIONE (L/kWh)**

Tipi di impianto	Valori di conguaglio (1° novembre - 31 dicembre 1997)		Valori di acconto (1° gennaio - 31 dicembre 1998)	
	A) impianti che mettono a disposizione l'intera potenza, o una quota di potenza prefissata		A) impianti che mettono a disposizione l'intera potenza, o una quota di potenza prefissata	
	Ore piene	Ore vuote	Ore piene	Ore vuote

Nuova produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate

A) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	293,9	58,4	298,7	58,4
B) Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	158,4		160,3	
C) Impianti eolici e geotermici	199,6		202,4	
D) Impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU nonché, previo accertamento, impianti equiparati	289,9		294,4	
E) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	158,4		160,3	
F) Impianti che utilizzano combustibili fossili con: idrocarburi: len: 0,51 - fino a 0,8 len oltre 0,6 carbone: len oltre 0,51	164,9	58,4	167,1	58,4
	181,2		183,7	
	138,3		139,8	
G) Impianti idroelettrici potenziati	212,5	58,4	215,6	58,4

N.B. I prezzi riportati nella tabella superiore si applicano per i primi 8 anni di esercizio degli impianti.

IMPIANTI A FONTI CONVENZIONALI ED ESISTENTI A FONTI RINNOVABILI ED ASSIMILATE

1) Impianti esistenti e nuovi da fonti convenzionali	131,1	58,4	132,6	58,4
2) Impianti esistenti di cui alle lettere B), C), D), E)	102,0		102,8	
3) Impianti esistenti di cui alla lettera A), F), G) (1)	131,1	58,4	132,6	58,4

Aggiornamento prezzi CIP 6/92 approvato dal comitato di gestione della Ccse nella riunione del 28-4-1998

Tabella 5.3 - Prezzi di cessione all'ENEL del surplus di autoproduzione. Per "ore piene" si intendono le ore di punta del carico elettrico (la distinzione non riguarda gli impianti che cedono tutta la produzione all'ENEL). [Energia Blu, n. 2/98]

5.3 VANTAGGI PER L'UTENTE E PER IL GESTORE DI RETE

Gli argomenti di politica energetica generale a favore delle fonti rinnovabili sono inattaccabili, a meno di voler negare la futura difficoltà di procurarsi ed utilizzare combustibili fossili; ma su scala piccola e media, cioè per l'utente ed il produttore di energia, è conveniente (nel senso puro e semplice dell'impegno economico) affidarsi alla produzione di energia da fonti rinnovabili?

La risposta è legata essenzialmente a due fattori: i costi finanziari degli investimenti necessari all'acquisto, posa in opera e manutenzione degli impianti, ed il confronto di questi con i costi di un approvvigionamento e/o un impianto di produzione a combustibili fossili. Lasciando la valutazione del tasso di redditività e del valore attuale netto dell'investimento¹¹ a studi più specialistici, la convenienza c'è se la vita dell'impianto alternativo è più lunga del *pay-back time* (tempo di ritorno dell'investimento), cioè del tempo occorrente perché si incontrino le due curve dei costi, il che avviene sempre dato che, a fronte di un alto prezzo di installazione, l'impianto alternativo ha costi di gestione molto bassi.

I due tipi di impianti hanno infatti costi di installazione e costi di gestione differenti: l'impianto alternativo ha quasi tutte le componenti del tradizionale, con in più gli elementi di raccolta, controllo e conservazione dell'energia solare, elementi che ne fanno lievitare i costi di installazione anche di un fattore 10; a fronte di questo investimento, la fornitura di energia è gratuita, ed i costi di gestione sono limitati a poca manutenzione ed ai costi finanziari, differenti a seconda se derivano da un impegno di cassa o da un prestito. La curva *tempo-costi totali* tende comunque ad appiattirsi con il passare degli anni, finché lo sviluppo tecnologico, l'usura o eventi accidentali non suggeriscono la sostituzione integrale o parziale dei componenti dell'impianto.

¹¹ Il tasso di redditività (ROI) di un investimento rappresenta l'utile medio annuo (reddito medio contabile) rapportato all'investimento iniziale; il valore attuale netto (VAN) di un investimento è pari alla somma dei flussi di cassa netti attualizzati (calcolata per un periodo pari alla vita economica dell'intervento) diminuita del valore dell'investimento iniziale; il pay-back time è detto anche tempo di recupero attualizzato (tiene conto del tasso di sconto). [5]

Questo quadro di certezza, che poteva essere costruito anche per gli impianti tradizionali, non è più proponibile nella prospettiva di un aumento imprevedibile dei prezzi dei combustibili fossili: se infatti ci sono pochi margini di incertezza sui costi di installazione (irrisori), i costi di gestione sfuggono a qualsiasi tentativo di previsione. L'extrapolazione del prezzo di mercato di un qualunque articolo sulla base del suo andamento passato è pretenziosa ma spesso sorprendentemente precisa: non può essere così, ed è già stato verificato, per i combustibili fossili, la cui domanda è sempre più legata al clima e alle stagioni, da quando le utenze domestiche hanno sorpassato i consumi delle utenze industriali (almeno in Europa¹²), e la cui offerta è soggetta alle crisi geopolitiche ed all'esaurirsi dei giacimenti.

Ecco quindi che qualunque andamento ipotizzato per la curva *tempo-costi totali* degli impianti tradizionali, tenendo inoltre presente che la voce manutenzione non è trascurabile, rischia di essere approssimato per difetto; di conseguenza, ogni *pay-back time* è soggetto a stime pessimistiche, è può essere più breve di quanto si possa attualmente sospettare.

Ciononostante, la gran parte degli utenti sceglie ancora le fonti energetiche tradizionali, nel migliore dei casi accoppiate a strategie ed apparecchi a basso consumo, spaventati dal pesante impegno finanziario, disinformati o per semplice pigrizia (il "faccia lei" che autorizza le imprese a qualunque efferatezza).

Una capillare politica di informazione ed assistenza (come tentano di fare i Centri di Consulenza Energetica Integrata dell'ENEA) potrebbe portare grandi benefici al bilancio energetico nazionale, agli utenti ed anche ai produttori di energia (ENEL in testa). L'affermazione che i produttori di energia potrebbero ricevere benefici dalla perdita di utenze domestiche potrebbe sembrare paradossale, ma non va trascurato il fenomeno della ruralizzazione delle residenze (chi può abbandona i centri urbani congestionati), che comporta crescenti costi per gli elettrodotti.

¹² Il 40% dell'energia primaria in Europa è utilizzata dagli edifici, contro il 35% dell'industria ed il 30% dei trasporti. L'80% del totale è prodotto da combustibili fossili, il 6% dal nucleare ed il 14% dalle fonti rinnovabili. [Quaderni del Sole, ISES Italia, n. 4/98]

A proposito delle utenze lontane dalla rete, uno studio ENEL del 1996 [27], tenendo presente che le disposizioni del MICA obbligano l'Ente a chiedere all'utente non più di un terzo del costo di allacciamento, recita: *"...il ricorso alla fonte energetica fotovoltaica può essere conveniente, in tutti i casi nei quali si dovrebbe realizzare un montante dedicato per una lunghezza della linea superiore a 700 metri per ogni kW richiesto dall'utente. Tale valore può considerarsi ridicibile in presenza di particolari sovvenzioni, regionali, nazionali o europee che possono fare abbassare questa soglia. A tale proposito è opportuno evidenziare che il mancato utilizzo di sovvenzioni europee rappresenta una perdita secca per il nostro Paese, a vantaggio di altri."*; nello stesso studio, si dimostra come un impianto fotovoltaico da 3 kVA_p¹³ può coprire agevolmente un consumo giornaliero di 6,7 kWh (e oltre: da ogni kW_p si possono ricavare fino a 5 kWh/giorno, in condizioni ottimali).

Per quanto riguarda i prezzi di mercato dei moduli fotovoltaici, si osserva una certa omogeneità riguardo al costo del W_p, che è abbastanza indipendente dalla tecnologia impiegata. Si va dalle 15000 £/W_p dei moduli in silicio monocristallino (Helios Technology) alle 23000 £/W_p dei moduli al silicio amorfo *triple-junction* (Uflex Trade) (lire 1997).

I moduli al silicio monocristallino sono obiettivamente più economici ed efficienti, ma hanno problemi di integrazione architettonica (oltre a quelli già visti al cap. 3): personalmente, le riserverei alle applicazioni più spartane (ponti radio, impianti di sollevamento idraulico e di illuminazione stradale).

Agli impianti fotovoltaici per residenze isolate possono essere accoppiate con successo altre tecnologie per lo stoccaggio dell'energia che in presenza di una rete elettrica avrebbero poco senso: penso all'accumulo di idrogeno fotovoltaico ed alle celle a combustibile, sistema che non presenta limiti di scala, e che ha costituito l'oggetto di uno studio ENEA del 1993 [51] per l'alimentazione delle utenze domestiche dell'isola di Vulcano (Eolie), nel mar Tirreno. Il diagramma del carico (fig. 5.1) è "atipico", nel senso che ha un picco estivo invece che invernale, dovuto all'aumento della popolazione (turismo) in estate, quando le presenze aumentano da circa 500 a più di 4000 persone.

¹³ Essendo $W=V \cdot A$, il kVA è la potenza di un impianto che fornisce, ad esempio, 83 A di corrente a 12 V.

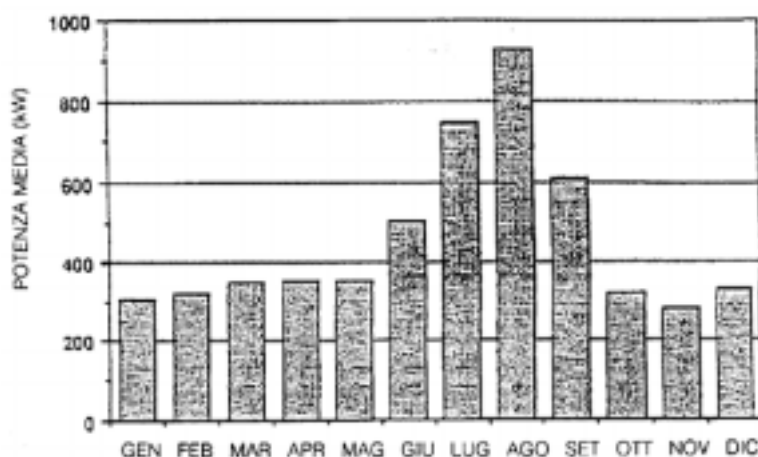


Figura 5.1 – Carico medio mensile sulla rete elettrica dell'isola di Vulcano. [51]

In questo studio, uno dei due motogeneratori diesel da 2 MW_e è sostituito da un impianto che utilizza il ciclo dell'idrogeno (§ 3.4), alimentato da un generatore fotovoltaico da 3,44 MW che, tenuto conto dell'efficienza dei vari componenti¹⁴, produce annualmente 6123 MWh, di cui 1758 sono utilizzati in tempo reale ed i rimanenti 4365 MWh sono trasformati in idrogeno e riutilizzati in tempo differito per garantire la continuità della fornitura di potenza. Il bilancio dell'idrogeno (fig. 5.2) permette di dimensionare il serbatoio in una sfera di 22 m di diametro alla pressione di 30 bar.

E' un'ennesima dimostrazione della validità dell'idrogeno fotovoltaico come mezzo per

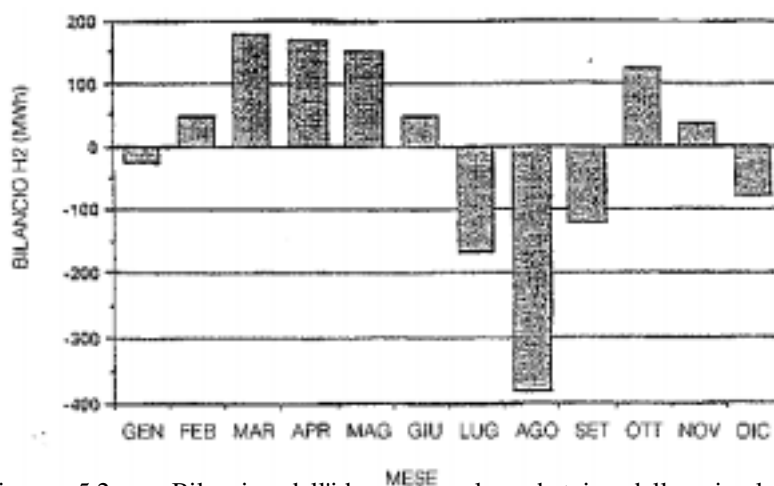


Figura 5.2 – Bilancio dell'idrogeno nel serbatoio della simulazione dell'impianto presso l'isola di Vulcano. [51]

¹⁴ rendimento di conversione fotovoltaica: 15%; del convertitore dc/dc: 97%; dc/ac: 97%; elettrolizzatore, purificatore, compressore: 90%, 95%, 90%; cella a combustibile: 70%; inverter finale: 97%. [51]

superare l'intermittenza della fonte alternativa, anche per centrali di media potenza; nella doppia ipotesi di un prossimo aumento dei prezzi dei combustibili fossili e di un mercato dell'energia in regime di prezzi reali, comprensivi cioè dei costi socio-ambientali (gli *extra-costi* della citazione del Ministro Ronchi, al § 5.1), sarebbe già competitivo con gli altri combustibili.

La diffusione del fotovoltaico su piccola scala può essere molto agevolata da interventi governativi di piccolo impegno economico, ma sufficiente a destare l'interesse degli utenti. E' il caso della legge 10/91, esaminato nel paragrafo precedente, o di incentivi fiscali come quelli previsti dalla legge 449/97: a partire dalla dichiarazione dei redditi del 1999 e del 2000, e per altri 4 o 9 anni, sarà possibile detrarre dall'importo lordo IRPEF il 41% delle spese sostenute (fino a 150 milioni di lire, IVA compresa) per l'acquisto di pannelli solari e/o fotovoltaici, o altre fonti di energia rinnovabile (tab. 5.4).

Lavori per:	Reddito 30 milioni IRPEF: 6 milioni	Reddito 60 milioni IRPEF: 16 milioni
5 milioni Detrazione (41%): 2 milioni	Dilazione per 5 anni 0,4 milioni per anno	Dilazione per 5 anni 0,4 milioni per anno
10 milioni Detrazione (41%): 4,1 milioni	Dilazione per 5 anni 810.000 lire per anno	Dilazione per 5 anni 810.000 lire per anno
100 milioni Detrazione (41%): 41 milioni	Dilazione per 10 anni 4,1 milioni per anno	Dilazione per 5 anni 8,2 milioni per anno
150 milioni Detrazione (41%): 61,5 milioni	Dilazione per 10 anni 6 milioni per anno	Dilazione per 5 anni 12,3 milioni per anno

Tabella 5.4 – Alcuni esempi di rateizzazione della detrazione dall'imposta sulle persone fisiche prevista dalla legge n. 449/97. [Guida Adiconsum, all. a TEST n. 3/98]

All'interno del mercato del fotovoltaico, che nel solo 1997 è cresciuto del 42%, il settore dell'integrazione architettonica risulta particolarmente interessante se confrontato con i sistemi convenzionali degli impianti fotovoltaici installati a terra. Infatti, l'utilizzazione di superfici già in uso per altri scopi (principalmente coperture) riduce sostanzialmente la barriera dell'impatto ambientale, accrescendone la possibilità di applicazione in aree altamente popolate: in questo quadro si potrebbe innescare un circolo virtuoso che, tramite economie di scala, porterebbe il fotovoltaico veramente alla portata di tutti, facendolo diventare uno degli impianti facenti parte delle moderne residenze.

E' il cosiddetto "fotovoltaico diffuso", già sperimentato in piccolo con iniziative governative in vari Paesi industrializzati, ed ora anche in Italia (vedi § 3.3).

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete è la forma di investimento più redditizio nel campo delle fonti energetiche rinnovabili, perché è la rete che fa da accumulatore, e quindi non ha altri componenti che i moduli, l'inverter ed il contatore. L'iniziativa ENEA-MINAMB "10000 tetti fotovoltaici" è la tipica occasione da non perdere: 510 miliardi di lire saranno a disposizione degli utenti che vorranno nelle loro case un "meter" (un contatore "bidirezionale") che farà pagare solo l'energia che risulterà prelevata dalla rete. Negli Stati Uniti, dove il metodo è già applicato da tempo, capita che alcuni utenti ricevano rimborsi per il bilancio positivo dell'impianto (una specie di "bolletta al rovescio")!

La capillare diffusione di impianti fotovoltaici connessi alla rete è gradita anche ai gestori della rete: oltre ad eliminare gli sprechi di vettoriamento (l'energia è prodotta in prossimità del carico), alimentano la rete proprio nelle fasce orarie di punta, quando il carico aggiuntivo, dovuto alle industrie ed agli uffici in piena attività, costringe l'ENEL a costruire centrali elettriche dedicate alla copertura di questi picchi, con lo spreco di capitali che si può immaginare e che si riflette sul prezzo del kWh; non richiedono superfici apposite, perché vengono posti in opera su superfici che hanno già altre funzioni (coperture).

Se c'è un motivo che può far nascere nei gestori delle resistenze verso il fotovoltaico diffuso, è il peggioramento inevitabile della qualità della corrente di rete. La variabilità, anche repentina (maltempo), della fornitura da parte degli impianti fotovoltaici, costringe il gestore a sovradimensionare la riserva rotante, che è l'insieme dei generatori mantenuti in funzione per coprire i picchi istantanei di carico, che si verificano quando c'è una richiesta improvvisa o un vuoto produttivo improvviso. La distribuzione omogenea degli impianti dovrebbe limitare la parte di aleatorietà della produzione dovuta al maltempo: l'energia che non si produce in una parte del territorio nazionale sarà prodotta altrove, e non ci sarà bisogno di costruire nuovi impianti: quelli vecchi saranno sufficienti ad alimentare la rete nelle ore notturne. La gestione ottimale di una rete connessa a migliaia di impianti fotovoltaici è un problema dalla complessità ancora sconosciuta: le società di gestione, in tutto il Mondo, stanno facendo simulazioni su tipiche configurazioni di rete, al fine di limitare le perturbazioni provocate dagli impianti con interventi tempestivi sia alla produzione che in parti sezionate della rete.

Nonostante le obiezioni di carattere tecnico-organizzativo, la direzione è obbligata: la graduale penuria dei combustibili fossili farà sicuramente aumentare la bolletta energetica nazionale, ed il fotovoltaico diffuso può essere uno dei mezzi per affrancare gradualmente l'Italia dalla spada di Damocle della sua dipendenza energetica dall'estero, con tutti i vantaggi economici e politici (diminuzione dell'influenza dei Paesi fornitori sulla nostra politica estera) che ne derivano.

Se i Paesi industrializzati vogliono costruire un modello di sviluppo sostenibile così come indicato, a grandi linee, dai protocolli di Kyoto (freno alla crescita delle emissioni di CO₂ e graduale riduzione), e se i Paesi in via di sviluppo vogliono risparmiare sulla costruzione delle grandi infrastrutture per la produzione e la distribuzione dell'energia, l'unica risposta è fornita dalle fonti energetiche alternative; almeno fin quando la tecnologia della fusione nucleare non ci consegnerà la ricetta del "Sole fatto in casa".

6. PROGETTO DI UNA RESIDENZA ENERGETICAMENTE INDIPENDENTE

6.1 EDIFICI ENERGETICAMENTE INDIPENDENTI

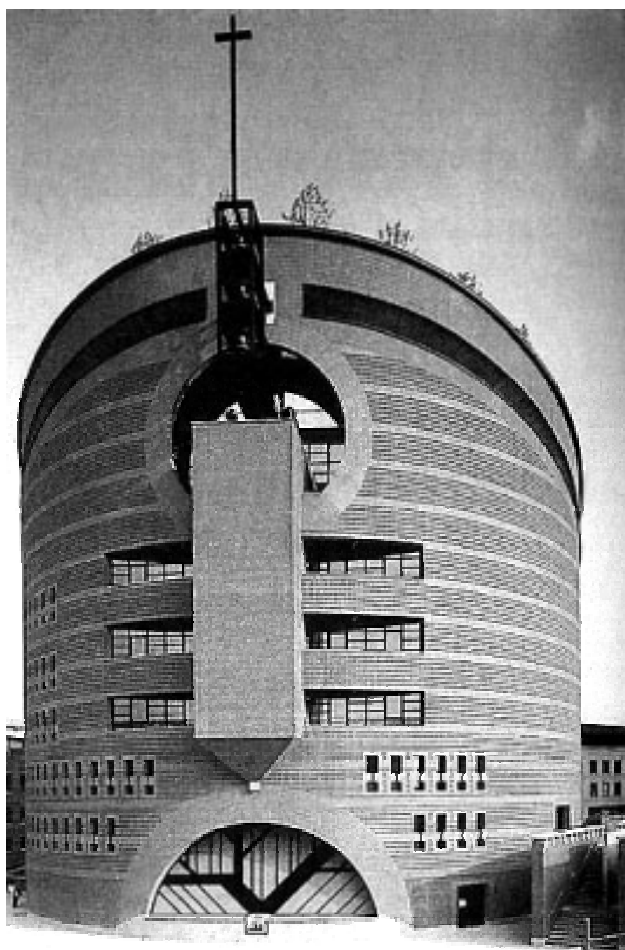
Edifici (pubblici e privati) progettati con l'intento di fornire prestazioni superiori a costi energetici inferiori ne sono sorti un po' ovunque soprattutto dalla metà degli anni '70; gli edifici "energeticamente indipendenti" sono invece ancora relegati nella sperimentazione, anche perché l'indipendenza energetica è difficile da conseguire, poco conveniente ed impossibile nel caso di edifici pubblici o comunque di utenze che siano appena più che domestiche.

La bioarchitettura conta esempi anche di progettisti illustri (Botta, Nicoletti, Wright, Le Corbusier, figg.6.2 e 6.3), che hanno conciliato brillantemente gli aspetti energetici ed estetici degli spazi, coperti e non, da loro progettati. Nessun grande progettista si è però cimentato nell'impresa di collocare, sull'involucro di una villetta, pannelli solari e fotovoltaici in grado di fornire energia agli impianti. I motivi di questo disinteresse si possono solo ipotizzare: problemi estetici ritenuti insolubili, scarsa rilevanza economica del progetto, aspetti tecnici privilegiati rispetto agli architettonici... quali che siano, ne deriva che l'estetica dei pochi esempi di edifici a scarso consumo ed indipendenti energeticamente è decisamente spartana, come si addice ad un oggetto di laboratorio quali ancora sono.

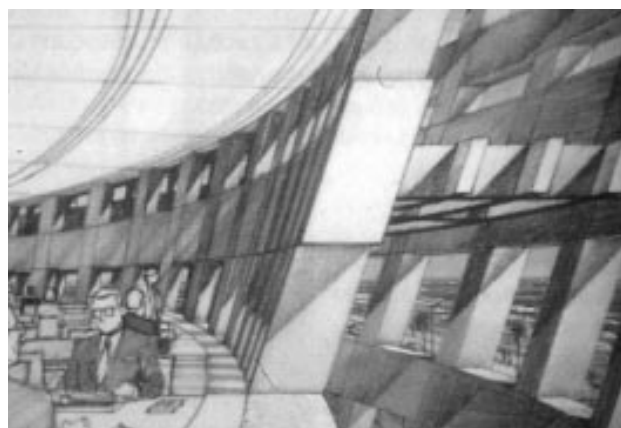
L'unica eccezione, fra gli esempi che vedremo, è la villa Lord a Kennebunkport, Maine (USA) (fig. 6.1), che non è a rigore energeticamente indipendente, ma si può definire a bilancio energetico positivo: è infatti collegata alla rete di bassa tensione, e da



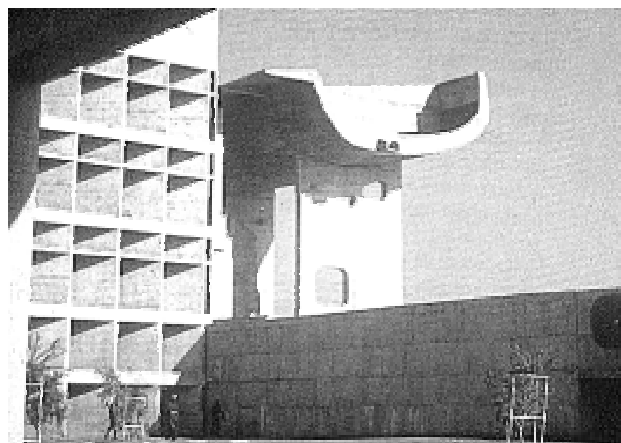
Figura 6.1 - Vista meridionale di Villa Lord (detta Maine Solar House) a Kennebunkport, MN (USA). [25]



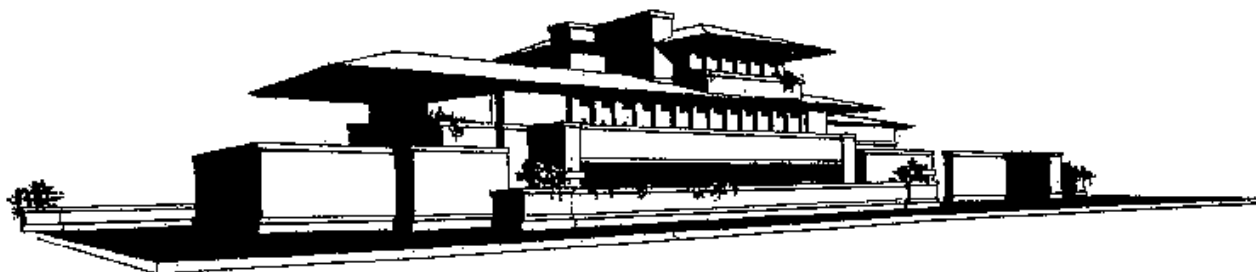
Arch. Mario Botta: Cattedrale di Evry (Francia). Le aperture sembrano scavate nel massiccio involucro cilindrico, di ridotta superficie e grande inerzia termica.



Arch. Manfredi Nicoletti: Bibliotheca di Alessandria d'Egitto. La "pelle" chiara esterna è una griglia che impedisce il passaggio alla luce diretta nelle ore più calde ma lascia vedere il paesaggio.



Arch. Le Corbusier: Palazzo del Governatore a Chandigar (India). Le aperture sono arretrate per tenere fuori il Sole quando è alto sull'orizzonte.



Arch. F. L. Wright: Robie House (Chicago). L'aggetto schermante del tetto diventa elemento architettonico caratterizzante l'edificio.

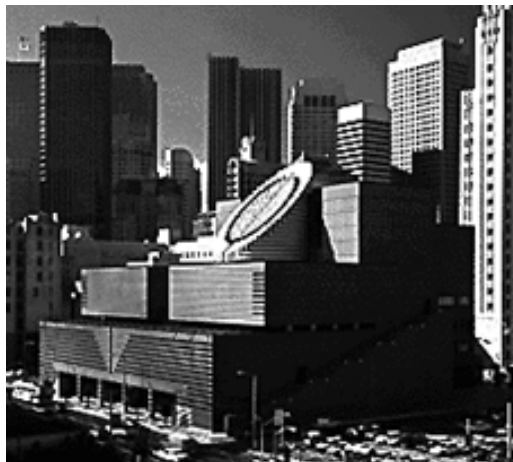
Figura 6.2 - Esempi di architetture prestigiose che offrono varie soluzioni per il controllo degli scambi di luce e calore fra l'edificio e l'ambiente. [2]



Mogno (Canton Ticino CH): la chiesa del paese, ricostruita dopo una valanga.



Particolare della copertura inclinata della chiesa di Mogno (CH).



San Francisco Museum Of Modern Art: luce e calore giungono dalla copertura inclinata di un cilindro che sovrasta la struttura.



SFMOMA: l'interno del cilindro-lucernario.

Figura 6.3 - Arch. Mario Botta: il tema dell'involucro cilindrico in due edifici di interesse pubblico.

quest'anno si prevede che riesca a vendere alla rete più energia di quanta ne attinge, stante la risoluzione dei problemi incontrati con l'inverter, che ha subito quattro avarie nel '96 ed ha impedito per vari giorni l'utilizzo delle batterie (ed anche la ricarica, restando al massimo della carica): la sua sostituzione nel marzo '97 ha finora evitato il ripetersi di episodi simili (un quadro completo è visibile sul sito internet <http://www.solarhouse.com>). Il tetto solare, che si affaccia a sud, ha aumentato del 15% il costo previsto dell'abitazione, incluse alcune spese collegate ai sistemi per il riscaldamento degli ambienti e dell'acqua; i suoi 80 mq sono suddivisi in due sezioni (intelaiatura progettata dalla Solar Design Associates di Harvard), una termica ed una fotovoltaica. I sedici pannelli di moduli al silicio policristallino, delle dimensioni di 120x180 cm ciascuno, producono sei megawattora l'anno: le eccedenze vengono vendute alla Central Main Power Co., che integra le necessità della famiglia Lord nei mesi invernali. La miscela riscaldata nei pannelli solari viene fatta circolare nelle serpentine annegate nei pavimenti (in inverno) e nello scambiatore del boiler che alimenta i rubinetti dell'acqua calda.

Due case autosufficienti in senso stretto sorgono in Europa, e precisamente a Berna e presso Friburgo, in Germania (quasi nella Foresta Nera), località che non godono certo di un'insolazione particolarmente intensa.

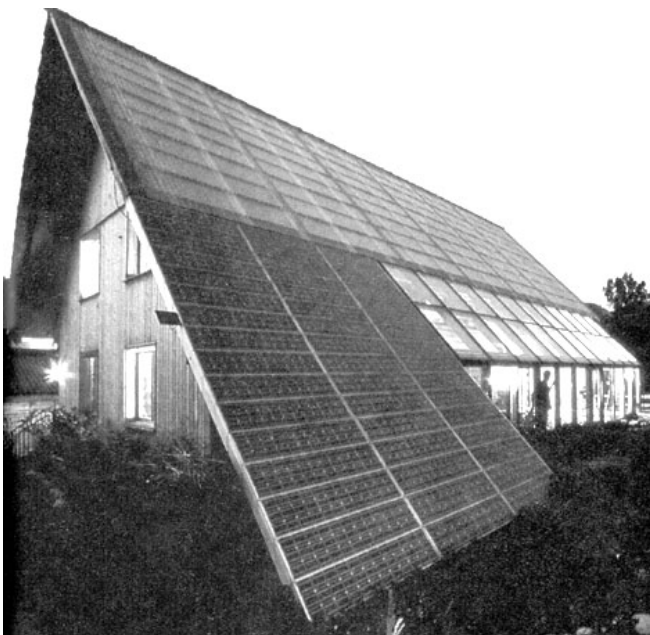


Figura 6.4 - Casa Jenni a Berna (CH). [25]

L'abitazione svizzera è la più "antica" (fig. 6.4): l'energia dei pannelli fotovoltaici è immagazzinata in una nutrita serie di batterie, mentre l'acqua calda dei pannelli solari è convogliata nello scambiatore di un gigantesco serbatoio da centomila litri che costituisce il nucleo dell'edificio e provvede al riscaldamento ed all'acqua calda sanitaria per tutto l'anno. Il sistema, pur nelle sue dimensioni (sia di serbatoio che di

accumulatori), ha il pregio di essere efficace e di riuscire ad alimentare anche l'officina al piano terra, dove la famiglia Jenni costruisce sistemi analoghi per uso commerciale. Più complesso ed innovativo è l'edificio tedesco (fig. 6.5), realizzato dall'Istituto Fraunhofer per i Sistemi ad energia solare di Friburgo. La casa della famiglia Stahl



Figura 6.5 - Casa Stahl (detta Solar House-Freiburg) a Friburgo (D). [25]

utilizza infatti vetrate TIM (Transparent Insulation Material), utilizzate anche nei pannelli solari costruiti dallo stesso FISE, e pannelli fotovoltaici al silicio monocristallino. Al tramonto, una serie di imposte argentate impedisce al calore interno

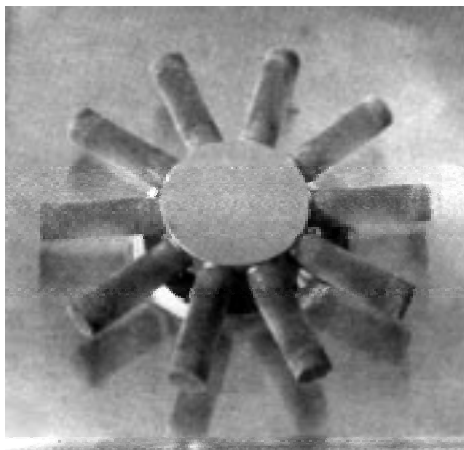


Figura 6.6 - Fornello a combustione catalitica dell'idrogeno nella cucina della casa di Friburgo. [foto: FISE]

di mettere alla prova le caratteristiche isolanti delle vetrate. All'interno, la tromba delle scale e il salone principale funzionano da serbatoi di calore e sono mantenuti isolati da pannellature di aerogel, il solido più leggero del mondo (densità pressoché uguale a quella dell'aria), il cui limite maggiore è per ora il costo. L'accumulo dell'energia non è affidato a grandi masse d'acqua o a grandi accumulatori elettrochimici, come nella casa di Berna, ma allo stoccaggio di idrogeno ottenuto per elettrolisi dell'acqua, tramite

l'elettricità dei pannelli fotovoltaici.

L'idrogeno, contenuto in un serbatoio da 15 mc a 30,4 atm (3039750 Pa) di pressione, alimenta una serie di celle a combustibile Siemens a membrana polimerica a scambio protonico (PEMFC), della famiglia delle SPEFC (vedi §3.4), di potenza complessiva di 1 kW, di cui 0,5 kW_e e 0,5 kW_t. Anche l'ossigeno

viene stoccato in un serbatoio di 7,5 mc, per essere utilizzato nella combustione catalitica che fornisce calore ai fornelli (fig. 6.6) e, nel caso, allo scambiatore che

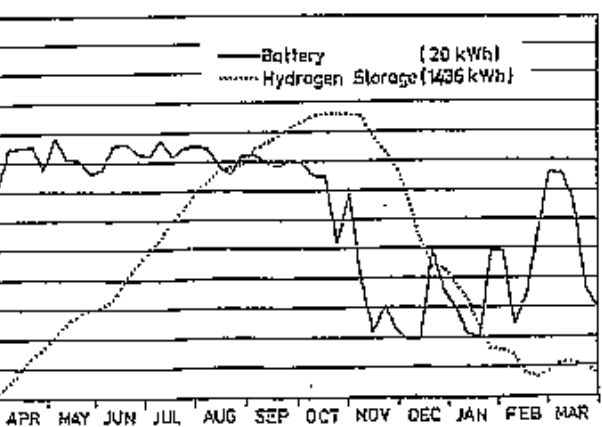


Figura 6.7 - Andamento dello stato di carica (simulazione) della batteria e del serbatoio di idrogeno della casa di Friburgo. [Stahl, Voss, Goetzberger "The self-sufficient Solar House Freiburg." Applied Solar Energy n. 1/95]

riscalda l'aria in entrata con parte del calore dell'aria in uscita.

L'elettricità e il calore delle celle alimentano comunque un piccolo accumulatore da 20 kWh ed un serbatoio d'acqua da 1000 litri (cui fanno capo anche i pannelli solari), che fanno da volano energetico.

L'inverno 1994-'95 ha segnato il raggiungimento dell'indipendenza energetica per la casa di Friburgo: grazie ai guadagni passivi e ai materiali isolanti impiegati, il fabbisogno termico aggiuntivo è stato di soli 72 kWh, tutti ricavati dall'idrogeno fotovoltaico. In fig. 6.7 è mostrata una

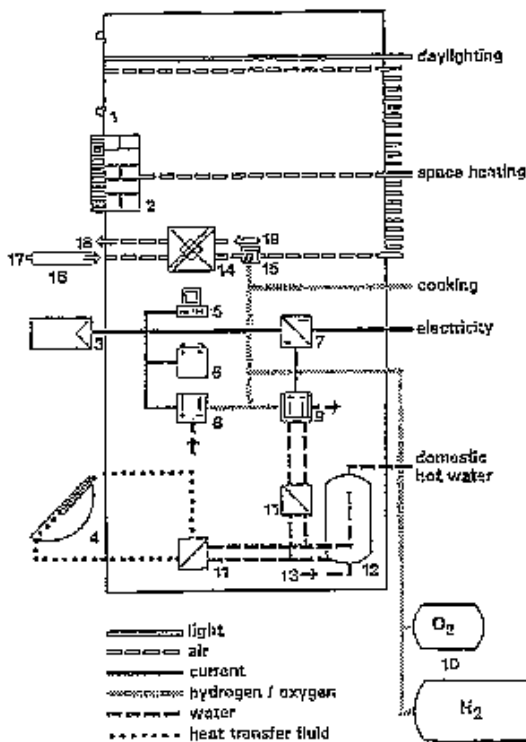


Figura 6.8 - Schema degli impianti della casa di Friburgo. 1)finestre; 2)muro TIM; 3)generatore FV; 4)collettori; 5)monitoraggio; 6)batteria; 7)inverter; 8)elettrolizzatore; 9)celle a combustibile; 10)serbatoi gas; 11)scambiatori; 12)serbatoio acqua calda; 13)acqua di rete; 14)scambiatore aria di ventilazione; 15)bruciatore catalitico ad H₂; 16)scambiatore sotterraneo; 17)aria fresca; 18)aria viziata; 19)aria di ricircolo. [ibidem]

simulazione dell'andamento dei livelli di carica della batteria e del serbatoio. L'impiego di elettricità è stato di soli 701 kWh contro la media annuale tedesca (1988) di 3270 kWh, grazie agli elettrodomestici a basso consumo (soprattutto i refrigeratori) e a piccole strategie quotidiane (lo slogan dei ricercatori: "usare la testa invece di un interruttore"). Tutti i sistemi sono coordinati per fornire energia ai quattro abitanti della casa (fig. 6.8)

senza intaccare gli standard di benessere: l'unico neo è costituito dal raffrescamento estivo (fig. 6.9), totalmente trascurato, che potrebbe essere affrontato con qualche modifica al gruppo di ventilazione.

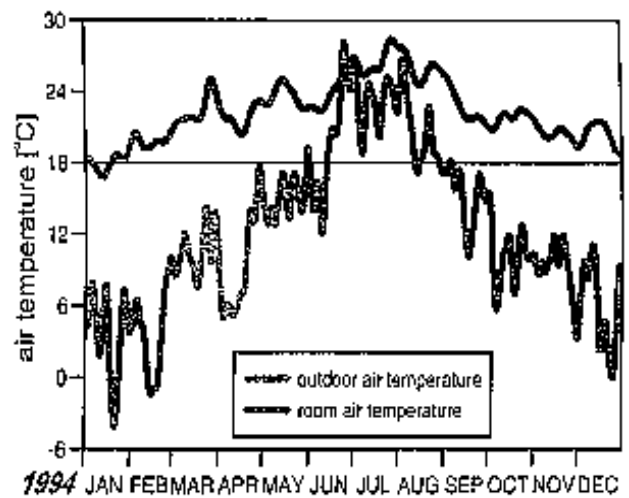


Figura 6.9 - Andamento della temperatura dell'aria nel 1994 nella casa di Friburgo ed all'esterno. [grafico: FISE]

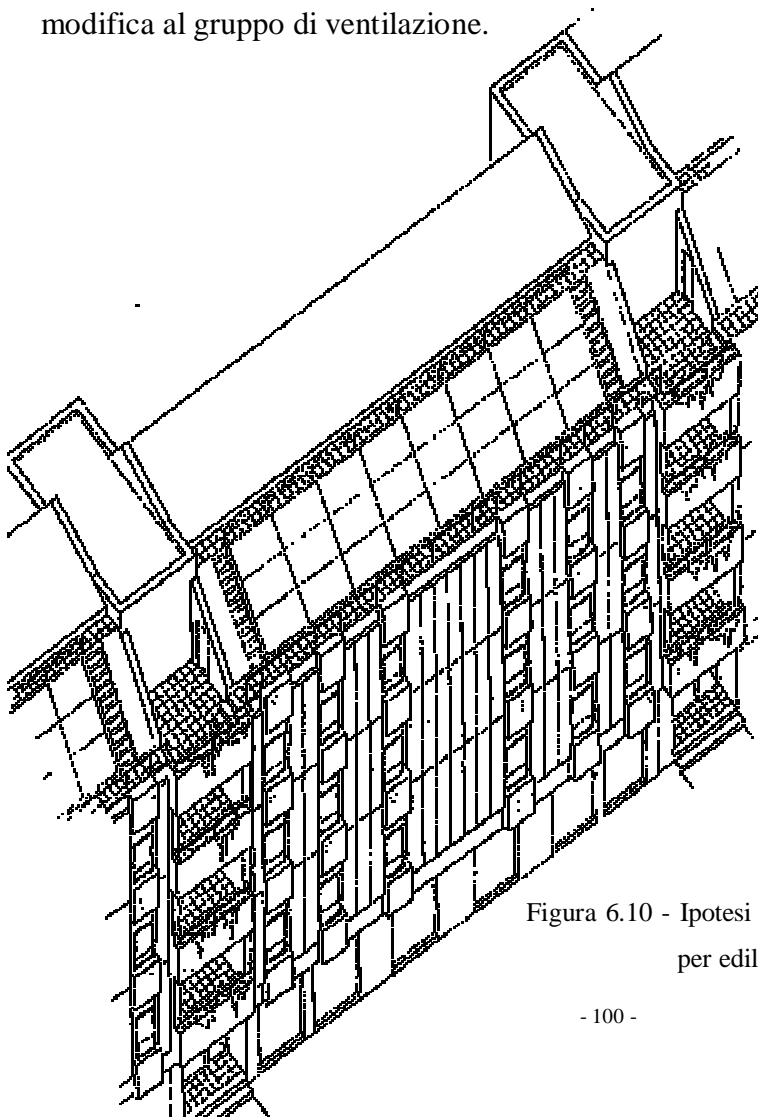


Figura 6.10 - Ipotesi di edificio bioclimatico multipiano per edilizia popolare (ENEA). [1]

Merita infine una citazione l'edificio bioclimatico, a basso consumo energetico ma ben lontano dall'essere indipendente (non ha un sistema di produzione dell'energia elettrica), progettato dall'ENEA e non ancora realizzato: è un edificio tipico di edilizia popolare a quattro piani (fig. 6.10), il cui riscaldamento è affidato a un sistema attivo a pannelli solari, ed un sistema passivo "Barra-Costantini". L'integrazione eventuale del fabbisogno termico è affidata ad una caldaia ad alta efficienza. Il sistema di raffrescamento estivo dispone di una tecnologia *a ciclo aperto* che produce acqua a 10 °C e di una batteria di raffreddamento e deumidificazione dell'aria (fig. 6.11), basate sulla concentrazione e diluizione di una soluzione di cloruro o bromuro di litio. La soluzione povera viene pompata in un collettore solare, dove la frazione acqua evapora in parte; la soluzione così concentrata passa in un contenitore che è assorbitore (nella metà con la soluzione) ed evaporatore (nella metà con acqua pura): l'evaporazione raffredda quest'ultima a circa 5 °C. Alla fine del processo si ottiene acqua a 10 °C che viene utilizzata dalla batteria di raffreddamento/deumidificazione per trattare l'aria entrante (o di ricircolo) nell'edificio.

Una dei progettisti, Stella Harangozo dell'ENEA, ha ricavato da alcune simulazioni il consumo specifico di energia termica di un edificio di questo tipo: 7,2 kWh/m³ annui contro i 13,6 kWh/m³ degli edifici meglio coibentati che vengono costruiti attualmente. Questo progetto può inaugurare una generazione di edifici per un'utenza popolare che può avere problemi di copertura dei costi di gestione.

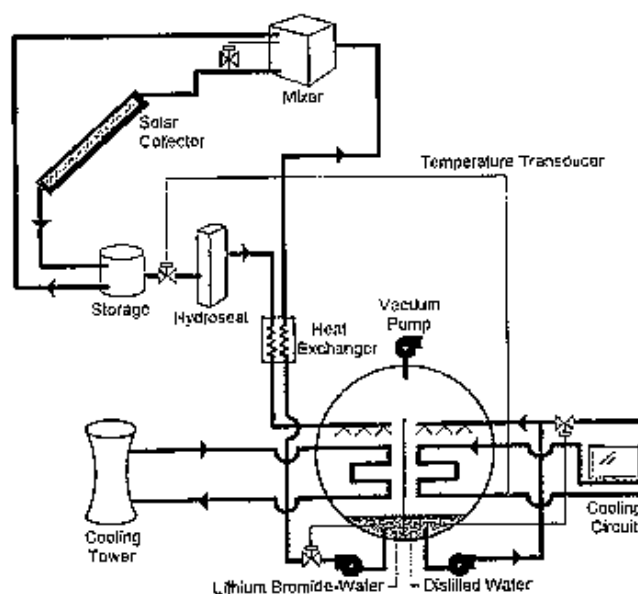


Figura 6.11 - Diagramma del sistema di assorbimento a ciclo aperto dell'edificio ENEA. [1]

6.2 PROFILO DELL'UTENZA E DELLE ESIGENZE ENERGETICHE

Il precedente paragrafo è stata una carrellata di esperienze "sul campo" di edifici dalle prestazioni energetiche superiori: si prosegue ora con uno studio-progetto di massima di un edificio residenziale unifamiliare situato pochi km ad OSO (lat. 40°N) di Potenza, ad un'altitudine di 800 mslm, a ridosso di una scarpata esposta a sud. Lo studio è limitato agli aspetti architettonici ed alle prestazioni energetiche di questo edificio e degli impianti; i dati geografici e climatici sono quelli di Potenza. [5] [64]

L'utenza ipotizzata per l'edificio oggetto della simulazione è un nucleo di quattro persone (un anziano, un minore e due coniugi). In questo paragrafo si quantificheranno le esigenze di energia elettrica e termica (limitatamente all'acqua calda sanitaria) di questa utenza, basandosi su osservazioni statistiche e sulla supposizione di adozione, da parte dell'utenza, di apparecchiature a basso consumo e piccoli accorgimenti finalizzati al risparmio energetico, come ad es. fotoelettriche accoppiate a rilevatori di presenza per lo spegnimento delle lampade fluorescenti, sostituzione delle resistenze elettriche con combustori catalitici di H₂, e fornitura di acqua preriscaldata a lavatrice e lavastoviglie. Gran parte di questi ed altri metodi per ottenere una qualità della vita standard, ma a costi energetici contenuti, sono stati applicati nella casa di Friburgo: in tab. 6.1 è confrontato il consumo elettrico effettivo ed atteso delle applicazioni installate nella casa di Friburgo (utenza di quattro persone), confronto anticipato nel §6.1 ma qui mostrato nelle sue componenti.

**Electrical Consumption of the Household Appliances in the SSSH;
the German Average in 1988 is Given for Comparison**

	Four person household	
	SSSH [kWh/year]	German average [kWh/year]
Lighting	88	380
Refrigerator	110	530
Freezer	110	780
Washing machine	146	380
Dishwasher	62	380
TV	28	220
Small appliances	157	600
Total	701	3270

Tabella 6.1 - Consumi elettrici nella Self Sufficient Solar House di Friburgo (D): è un risultato riproducibile da una qualunque utenza di quattro persone. [Applied Solar Energy, n. 1/95]

Per onestà intellettuale non si può ignorare che l'utenza della casa tedesca è una famiglia di ricercatori, da cui è lecito attendersi un comportamento "energeticamente corretto" nella vita quotidiana: questo effetto non è quantificabile se non in base a considerazioni soggettive. Allora, supponendo una dotazione di apparecchiature paragonabile a quella che ha consumato 701 kWh in un anno, valuto altrettanto l'influenza del suddetto fattore, con la certezza perlomeno di essere pessimista: il consumo elettrico della nostra casetta è fissato (arbitrariamente ma a vantaggio di sicurezza) in 1400 kWh/anno.

Rimandando il calcolo del fabbisogno per il riscaldamento, si vuole ora valutare il consumo annuale di acqua calda (50°C) per usi sanitari e domestici in genere (ad es. alimentazione di elettrodomestici).

Sulla base di statistiche internazionali [13] il consumo di acqua calda a 50°C è di circa 100 litri procapite al giorno (compresa la pulizia di vestiario e stoviglie): il fabbisogno annuo del nostro edificio, ricordando che l'acqua ha un calore specifico di 1,163 kWh/m³°K e che la temperatura dell'acqua di rete è prossima alla media annuale della temperatura dell'aria (circa 12°C a Potenza), si può calcolare tramite l'espressione:

$$Q = 1,15 \cdot [1,163 \cdot 0,4 \cdot (50 - 12) \cdot 365] = 7420 \text{ kWh / anno}, \quad (6.1)$$

dove 0,4 sono i m³ di acqua a 50°C consumati dai quattro utenti ogni giorno, ed 1,15 è un coefficiente forfettario [16] che tiene conto delle dispersioni di varia natura.

E' una quantità notevole, che però non deve impressionare tenendo conto che su un m² di superficie inclinata a 50° verso sud arrivano circa 0,4 MWh/anno: anche con una bassa efficienza dei collettori ce n'è di che provvedere anche al riscaldamento, le cui esigenze saranno stimate al §6.5, con la definizione delle caratteristiche dispersive dell'edificio.

6.3 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE

Le soluzioni dei problemi posti alla premessa (l'intercettazione e la conservazione dell'energia del Sole) sono molteplici, di efficienza e contenuto tecnologico vario, e sono quelle soluzioni di cui abbiamo fatto una parziale carrellata nei primi capitoli. In questa simulazione di casa solare si sono operate delle scelte che rispondono alle esigenze dell'utenza a costi non proprio bassi se non vengono rapportati alle condizioni

al contorno ipotizzate. Essendo infatti disponibile la sola rete idrica, si possono ipotizzare altri allacciamenti a costi di installazione paragonabili, ma che avrebbero costi di esercizio tutt'altro che nulli.

Le scelte tecniche relative ai materiali sono state, per quanto possibile, effettuate nell'ambito di criteri di progettazione bioarchitettoneca. L'isolamento termico è stato affidato a materiali quali lana di vetro (spessore 10 cm) per le chiusure esterne e sughero (spessore 6 cm) per il solaio di copertura; le finestrate sono realizzate con materiali isolanti trasparenti; la chiusura di base, avendo grande inerzia termica, è isolata con uno strato di 20 cm di sferette di argilla espansa.

L'acqua calda sanitaria proviene da un serbatoio di 1000 litri provvisto di due scambiatori acqua-acqua e di un combustore catalitico di idrogeno per l'eventuale integrazione. Gli scambiatori fanno capo a due fonti: i 10 mq circa di pannelli solari e il circuito di raffreddamento delle celle a combustibile, che hanno una temperatura di esercizio di $60\div 80^{\circ}\text{C}$. I pannelli solari sono collettori progettati e realizzati dalla SolarNor di Oslo (vedi §2.1); sono pannelli contenenti particelle ceramiche scure che intrappolano l'acqua calda nelle loro microporosità e la privano di interfaccia con l'aria, permettendo così alla sua temperatura di salire ben oltre i 100°C senza ebollizione. La temperatura di questi pannelli risente poco del ciclo giorno-notte: infatti comincia a scendere solo parecchi minuti dopo il tramonto, proprio grazie all'inerzia termica di queste "spugne ceramiche". Il serbatoio è posto più in alto dei pannelli, cosicché il circuito pannelli-scambiatore-pannelli è percorso dall'acqua per circolazione naturale (a termosifone), mentre le serpentine di rame annegate nei solai sono alimentate da una pompa di piccola potenza (circolazione forzata). Vale la pena osservare che non è più obbligatorio scegliere fra circolazione forzata verso i pannelli o verso i radiatori: mentre in passato si era obbligati a scegliere la posizione relativa del boiler rispetto ai due componenti, oggi è possibile collocare in basso il boiler-serbatoio per avere una circolazione naturale verso i radiatori, e contemporaneamente avere una circolazione naturale del fluido termovettore verso il basso: naturalmente non si tratta di acqua, ma di un fluido bassobollente (solitamente pentano), che evapora nei pannelli e raggiunge il boiler posto anche parecchi metri più in basso grazie a cicli di pressione. Il sistema è realizzato già operativo e si autoregola; è un brevetto del Centro Comune di Ricerca

dell'Unione Europea di Ispra (VA) (fig. 6.12), e le installazioni sperimentali (realizzate dalla società Calor-Confort di Biella) non hanno necessitato finora di manutenzione e funzionano perfettamente, portando il calore del Sole al boiler senza utilizzare forza motrice esterna: l'impianto del Municipio di Moncalieri (TO) ha la caldaia 11 metri più in basso dei pannelli.

Nel caso in esame si è comunque ricorso ad una circolazione forzata verso i radiatori, considerato che l'impianto di riscaldamento è nato per il funzionamento a regime e non gli si richiede potenza: il suo compito è fornire calore all'intera struttura, che si mantiene calda e funziona da volano termico, e per farlo può far circolare l'acqua calda nelle serpentine a temperature non elevate e velocità molto basse.

Il suo intervento è richiesto solo nei mesi più freddi, mentre i pannelli hanno bisogno di vettoriare l'acqua calda praticamente sempre ed a velocità sostenuta: queste sono le considerazioni che hanno risolto ogni dubbio sul componente a cui riservare la circolazione naturale.

Pure per circolazione naturale avviene il trasporto dell'acqua calda dalle celle a

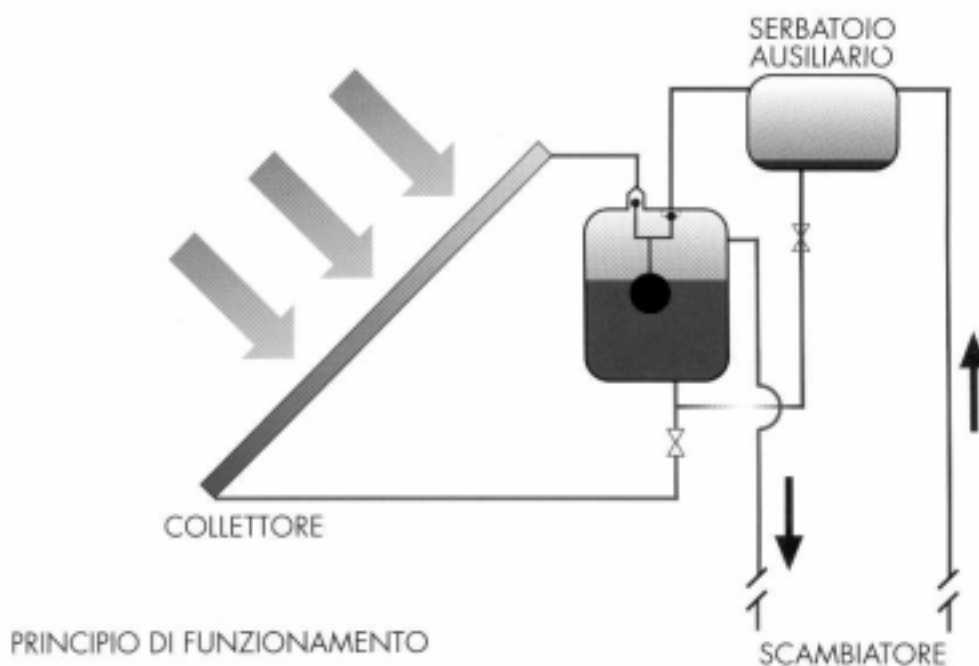


Figura 6.12 - Schema di funzionamento del brevetto dei ricercatori di Ispra: il fluido termovettore, bollendo nei pannelli, crea dei cicli di pressione che lo spingono nelle tubature dirette allo scambiatore, che può avere una posizione qualunque rispetto ai pannelli. [brochure del Centro Comune di Ricerca dell'Unione Europea, Ispra (VA)]

combustibile allo scambiatore del serbatoio; la produzione è però limitata ai periodi in cui le celle a combustibile sono chiamate a produrre elettricità per integrare la produzione delle celle fotovoltaiche (essenzialmente in inverno).

Le celle a combustibile sono del tipo PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*, Cella a combustibile a membrana a scambio protonico), prodotte dall'americana DAIS Corporation: due *stack* da 100 Watt sono in vendita al pubblico a quasi 8000\$ (2x4000\$). In ventiquattr'ore di funzionamento possono produrre, per combustione dell'idrogeno (con ossigeno puro o atmosferico), più di 4 kWh elettrici e circa altrettanti kilowattora termici. L'idrogeno deriva da un serbatoio di 15 mc: qui viene conservato alla pressione massima di 30 bar, dopo essere stato ricavato da elettrolisi dell'acqua in un elettrolizzatore commerciale. L'elettricità fornita all'elettrolizzatore è quella in esubero dei pannelli fotovoltaici: quando questi hanno caricato per intero gli accumulatori da 20 kWh, si dedicano alla produzione di idrogeno ed ossigeno (quest'ultimo va in serbatoio, facoltativo, da 7,5 mc a 30 bar), da utilizzare in inverno,

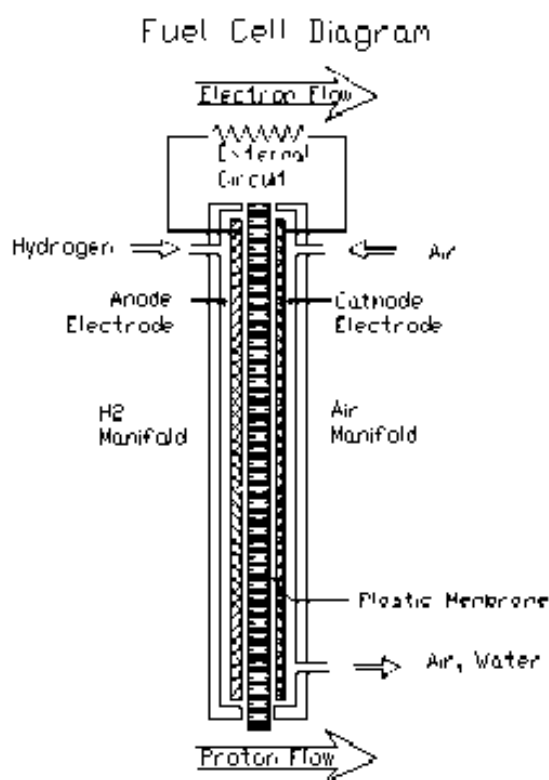


Figura 6.13 - L'unità elementare di cella a combustibile PEMFC. [schema: DAIS]

quando l'irraggiamento solare sarà insufficiente a caricare gli accumulatori. Le celle a combustibile non intervengono a caricare gli accumulatori se non quando il loro stato di carica ha raggiunto $\frac{1}{4}$ della capacità: è bene sfruttare al massimo gli accumulatori, perché il processo elettrolisi-combustione non ha rendimento unitario e comporta perdite sensibili dell'energia raccolta dalle celle.

Le strisce di tegole fotovoltaiche della UNI-SOLAR® (commercializzate in Italia dalla Uflex Trade di Busalla) occupano la fascia superiore della copertura inclinata: sono spesse solo tre millimetri, larghe 305 mm e lunghe 2195 mm, ma possono essere tagliate alla lunghezza desiderata: è uno dei vantaggi

delle celle solari al silicio amorfo (particolari ai §3.1 e 3.2); il loro colore bruno, e la scarsa riflettanza della superficie plastica, le rendono molto simili alle tegole piane più scure. La parte attiva di ogni striscia è larga 13 cm: i restanti 17,5 cm sono una zona di sovrapposizione delle strisce, che possono essere inchiodate alla copertura e cablate nella parte immediatamente a monte. La potenza è di 17 W_p, con uscita di 12 V a circa 1,4 A di corrente; il cablaggio delle strisce è effettuato in modo da conservare il voltaggio di 12 V con cui alimentare gli accumulatori da 20 kWh complessivi. A valle di questi, due linee in corrente continua: una termina in una centralina che smista e stabilizza il flusso di corrente verso l'elettrolizzatore e le prese CC (cui collegare apparecchiature in CC quali frigoriferi, televisori, ecc...), l'altra in un inverter che alimenta le prese in CA con il voltaggio e la frequenza richiesta dalle tradizionali apparecchiature.

Tra le varie strategie di risparmio energetico, le migliori sono quelle che bandiscono le resistenze elettriche, notoriamente poco efficienti: il loro calore è sostituito, ovunque possibile, dai combustori di idrogeno, e le lampade a fluorescenza forniscono luce fredda al costo di pochi Watt.¹⁵

Il serbatoio dell'acqua calda dispone di un combustore di idrogeno che entra in funzione appena la temperatura dell'acqua in uscita è inferiore ai 50°C. Un miscelatore termostatico, posto all'uscita del serbatoio dell'acqua calda, fornisce ai rubinetti (ed alle serpentine del riscaldamento, quando la relativa pompa è in funzione) acqua alla temperatura costante di 50°C; di quest'acqua fanno uso gli apparecchi sanitari, la lavatrice e la lavastoviglie. Questi ultimi apparecchi utilizzano un combustore quando necessitano di una temperatura superiore, o un miscelatore automatico quando basta una temperatura inferiore. Il tubo delle acque grigie, collegato allo scarico di queste ed altre apparecchiature, viene avvolto a spirale intorno al tubo di mandata dell'acqua fredda al boiler, in modo da recuperare parte del calore.

¹⁵ efficienza luminosa delle lampade a incandescenza: 12 lm/W; lampade fluorescenti full-spectrum: 50 lm/W; lampade alogene: 85 lm/W; lampade a vapori metallici: 140 lm/W.

6.4 L'EDIFICIO

La casa solare oggetto della simulazione è stata concepita come un accumulatore termico accoppiato ad una serra esposta a sud (sistema solare passivo), interrato dalla parete nord, in modo da affacciarsi su un grosso volume più caldo dell'aria invernale e più fresco dell'aria estiva (fig. 6.14).

Una grande inerzia termica poteva essere ottenuta solo con una grande massa: perché questa non fosse un costo aggiuntivo, si è scelto di darle funzioni statiche. La struttura è quindi a muratura portante di laterizio alveolare, dalle proprietà di isolante termico, con solai latero-cementizi sopra gli ambienti abitati (tav. 6.3). La chiusura orizzontale di base è una spessa soletta di calcestruzzo alveolare rinforzato con rete elettrosaldata, la cui funzione di accumulatore è salvaguardata da un sottostante strato di argilla espansa; il calcestruzzo diventa pieno ed armato in corrispondenza dei locali tecnici (27 mq netti), che ospitano serbatoi e macchinari di peso notevole, sia al piano terra (27+70 mq netti) che al primo piano (27+40 mq netti). La modesta temperatura dell'acqua delle serpentine di riscaldamento (50°C) può permettere di non considerare le tensioni aggiuntive indotte dall'espansione delle armature dei travetti: comunque, lo spazio fra le spire è riempito di sabbia per permettere l'espansione dei tubi di rame.

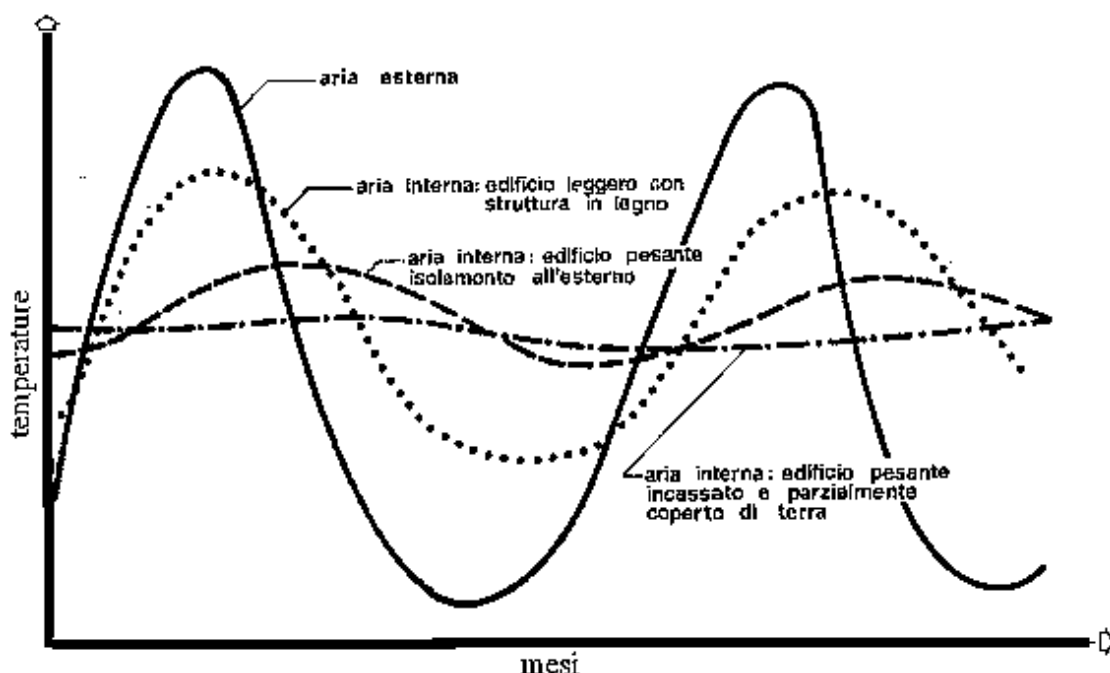


Figura 6.14 - Effetto delle fluttuazioni della temperatura esterna sulla temperatura interna di un edificio privo di impianti: si noti l'effetto tampone del parziale interrimento. [16]

Le chiusure verticali esterne sono costituite, oltre che dal laterizio alveolare, da una barriera al vapore sul lato caldo di uno spesso strato di lana di vetro, che è protetto da un muro di mattoni forati rifinito da intonaco idrorepellente. A questo schema fanno eccezione la chiusura posteriore, che confina con un riempimento di pietrame, e nella quale i mattoni sono sostituiti da calcestruzzo alveolare rinforzato da rete elettrosaldata e l'isolante è argilla espansa mista a malta cementizia (per dare contrasto alla spinta del pietrame), e i muri solari all'ingresso (tav. 6.2), dal doppio vetro (per intrappolare la radiazione che li colpisce) e contenenti una massa di pietre che fanno da accumulatore termico. Fra i due accumulatori si apre l'ingresso, che risulta così protetto dalle correnti d'aria e quindi dalle dispersioni.

La parte anteriore è il cuore della macchina termica che è questo edificio: è un mezzo cilindro¹⁶ di 12 m di diametro, privato della parte anteriore (per ospitare i muri solari) e tagliato da una superficie, parzialmente vetrata, inclinata di 50°. Questa superficie è costituita di tre fasce distinte per funzione, colore e spessore.

La fascia superiore, di tre metri, spessa 20 cm, ospita le tegole fotovoltaiche; la fascia intermedia, di 320 cm, spessa 10 cm, ospita un doppio telaio di profilato termico di alluminio nero, in cui sono inseriti infissi di alluminio vetrati con doppia lastra di materiale isolante trasparente (TIM): gli infissi centrali superiori si possono aprire a compasso verso l'interno con un comando a cavo. Lungo la parte interna delle vetrate corrono le guide delle lamelle a veneziana che possono oscurarle: il comando a distanza può ritrarre le lamelle, distenderle e girarle dalla parte estiva (riflettente verso l'esterno) o invernale (assorbente verso l'esterno e riflettente verso l'interno). La parte inferiore di questa fascia si affaccia sulla parte superiore della copertura di calcestruzzo degli accumulatori a letto di pietre retrostanti i muri solari, che così ricevono ulteriore calore: altro calore lo ricevono dalla fascia inferiore, alta 180 cm e spessa 8 cm, che ospita i pannelli solari e relative tubature, invisibili perché correnti nei pannelli ciechi, di dimensioni e forma diversa dai pannelli, ma con cornici e vetratura simile.

¹⁶ L'involucro cilindrico è l'unico che, durante tutta la giornata, ha una generatrice normale alla direzione dei raggi solari.

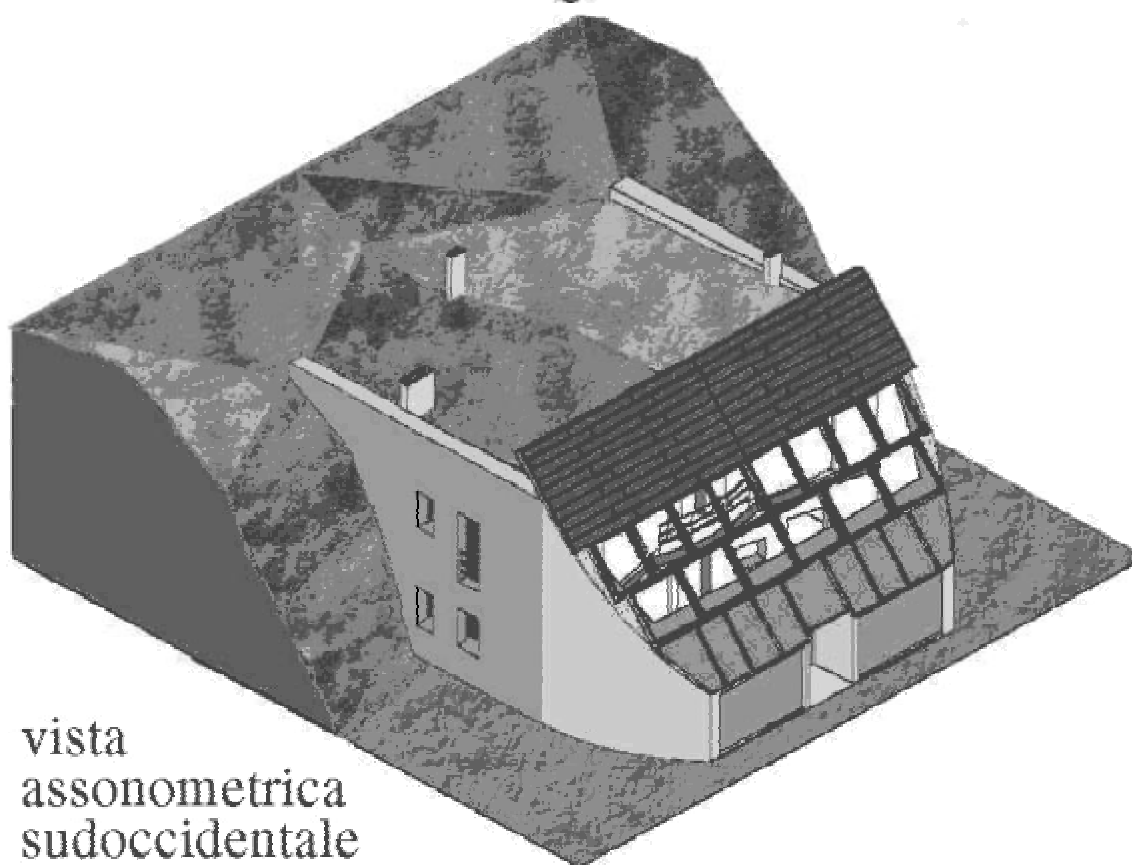
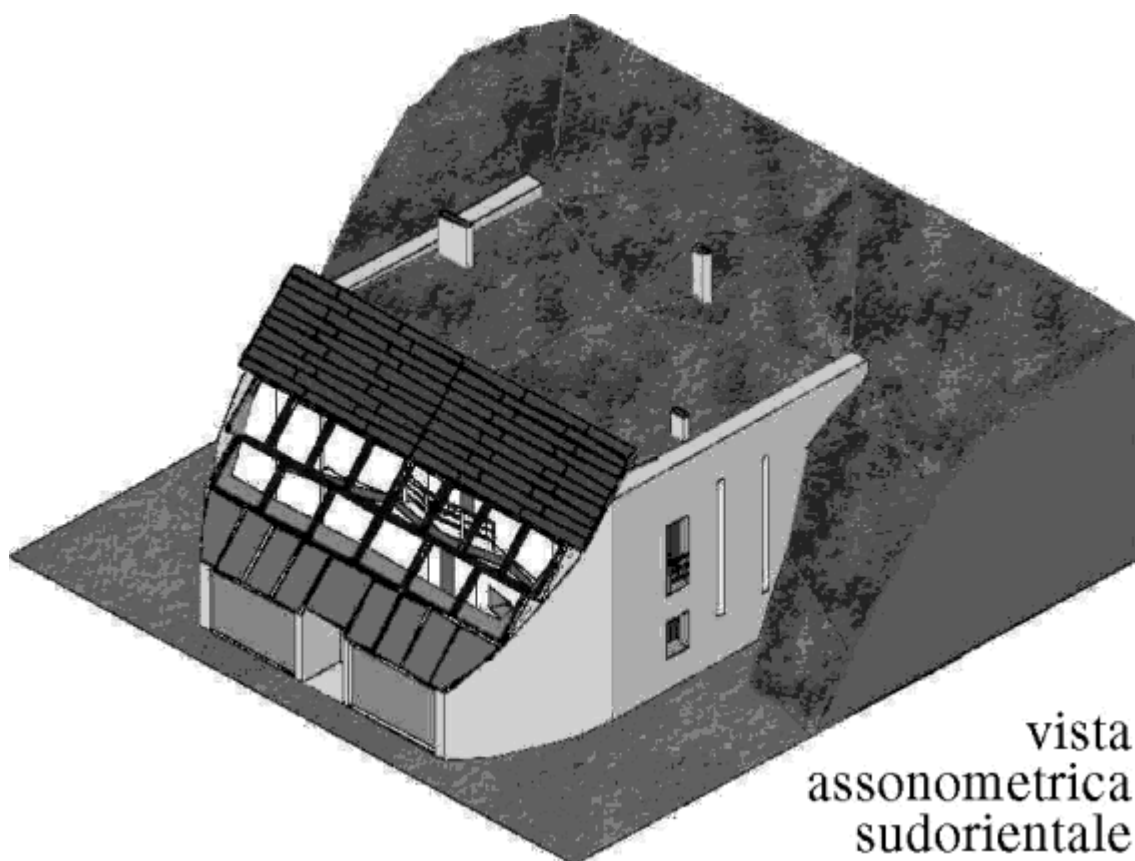


Figura 6.15 - Viste assonometriche della casa solare; la luce è quella di una mattinata estiva.

Non occorre isolare i pannelli posteriormente, proprio perché le dispersioni vanno ad accumularsi nel vano sottostante la copertura di calcestruzzo.

Le aperture nelle chiusure verticali sono di dimensioni adatte al comfort sanitario, luminoso e psicologico dell'utenza, evitando comunque le dispersioni e i ponti termici: a questo scopo l'apertura delle camere da letto al primo piano è priva di balcone e termina con una semplice ringhiera di tubi neri di alluminio. *L'architettura dei cassetti aperti*, attribuita a Neutra e che vanta esempi illustri (la celeberrima *casa della cascata* di F.L.Wright), ha un suo fascino ed ha falcidiato le fila degli estimatori della pulizia del prospetto privo di aggetti. La validità dei balconi solidali con la struttura è architettonicamente un'opinione ma energeticamente un disastro: un balcone aggettante in continuazione di un solaio si comporta come l'aletta di raffreddamento di un cilindro. Si è calcolato [13] che una soletta aggettante di 1,2 m da un edificio milanese (temperatura media invernale di 5°C e vento ad 1 m/s) disperde quasi 30 W/m: ciò vuol dire che, in una stagione di riscaldamento di 180 giorni, ogni metro di balcone "costa" almeno 118 kWh.

I muri esterni ed i muri portanti poggiano su un graticcio di travi di calcestruzzo armato, fra le quali è posto un vespaio aerato e l'argilla espansa di isolamento.

Posteriormente, fra la scarpata nuda e l'edificio, viene posto del pietrame che alleggerisce la spinta sul muro posteriore e favorisce l'allontanamento delle acque di infiltrazione, tramite un tubo finestrato posto accanto alla base della trave di fondazione. Sopra il solaio di copertura viene gettato un massetto con pendenza laterale e posteriore del 3%, separato dall'isolante termico (sughero) da uno strato di separazione sabbioso.

Sul sughero è posta una guaina impermeabile ed uno strato di tessuto-non tessuto che evita l'intrusione di radici vegetali; su questo, viene steso uno strato di ciottoli di fiume ed infine uno spessore variabile di terreno di riporto ove si lascia crescere spontanea la vegetazione della scarpata.

Questo pacchetto di copertura è attraversato da quattro "comignoli": lo sfiato estivo (sotto la soletta dei pannelli fotovoltaici), la presa d'aria estiva, e le ventilazioni dei due cavedi. Nel cavedio adiacente alla parete dello spazio tecnico del piano terra sbucca un foro di ventilazione che allontana le eventuali fughe di idrogeno (che è estremamente volatile e non forma miscele esplosive se gli si dà una via di fuga anche minima).

La presa d'aria estiva (fig. 6.16) ha il compito di portare aria al condotto di rete metallica adiacente alla parete di fondo ed al pietrame di drenaggio: questo condotto si affaccia sui locali tecnici tramite aperture (fig. 6.19) che possono essere chiuse, d'inverno, da grandi tappi di sughero. D'estate, quando si presenta la necessità di un raffrescamento delle stanze, i tappi vengono rimossi e l'aria esterna viene richiamata all'interno dell'edificio dall'effetto camino che fa allontanare l'aria calda attraverso lo sfiato estivo. L'aria entrante è rinfrescata dal contatto con il pietrame interrato (che ha temperatura costante pari alla media annuale, poco più di 12°C), e si riproduce in piccolo il meccanismo dei covoli (fig. 4.4).

Lo sfiato estivo viene aperto, appunto, d'estate per allontanare l'aria troppo calda dalla serra-soggiorno (con l'eventuale supporto degli infissi mobili) e dai muri-Trombe che vi si affacciano. Nei vetri dei muri-Trombe è infatti praticata un'apertura nella parte superiore, che d'estate è libera, e d'inverno è chiusa dal fondo di un derivatore che viene fatto scorrere nell'apertura superiore del muro-Trombe.

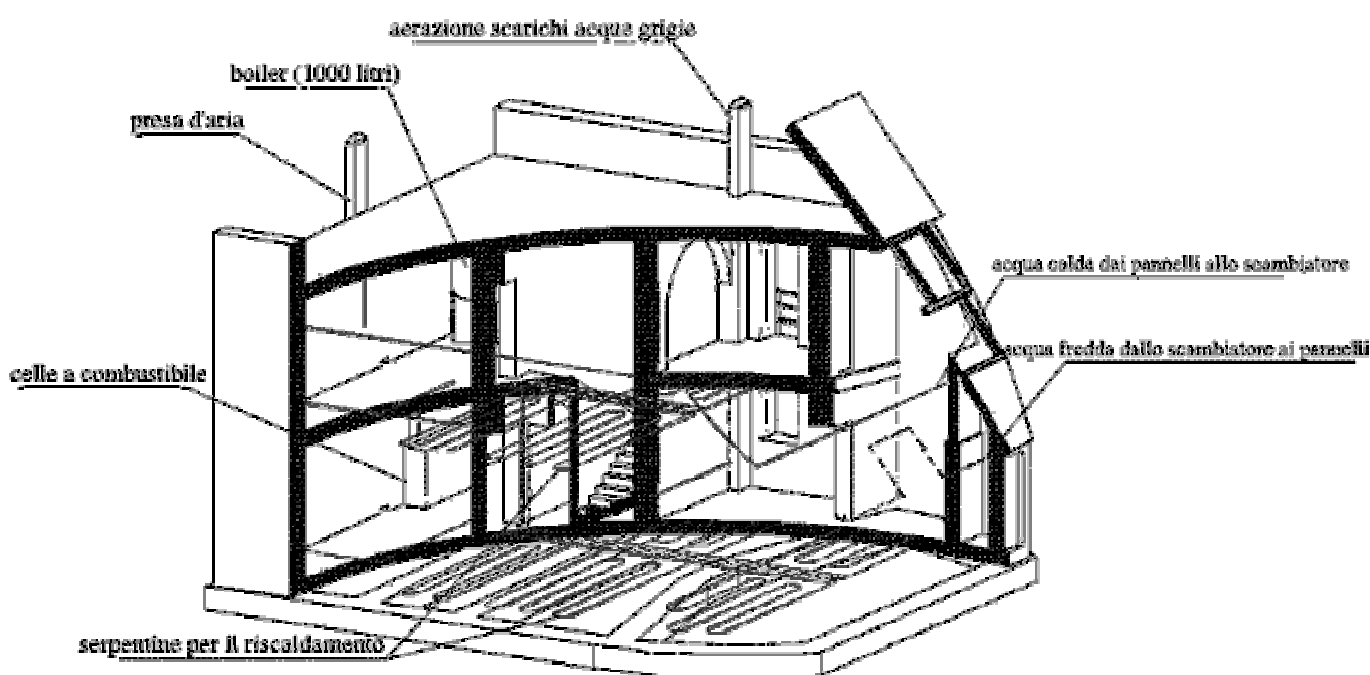


Figura 6.16 – Spaccato assonometrico dell'interno della casa solare. Si notano le tubature provenienti e dirette verso gli scambiatori posti nel serbatoio dell'acqua calda, le serpentine del riscaldamento annegate nei solai, e la distribuzione verso la cucina e i servizi.

Semplicemente girando questo derivatore, si può obbligare l'aria calda che sale nell'intercapedine ad entrare nell'ambiente da riscaldare o ad uscire dall'apertura nel vetro (fig. 6.17).

Si noti che i muri-Trombe si affacciano su un ambiente interno (la serra-soggiorno), ed è quindi ridotto il fenomeno di inversione notturna del flusso d'aria: l'aria si raffredda poco nell'intercapedine e non è necessario prevedere un meccanismo di chiusura delle aperture inferiori del muro, come è indispensabile invece per i classici muri-Trombe che affacciano all'esterno.

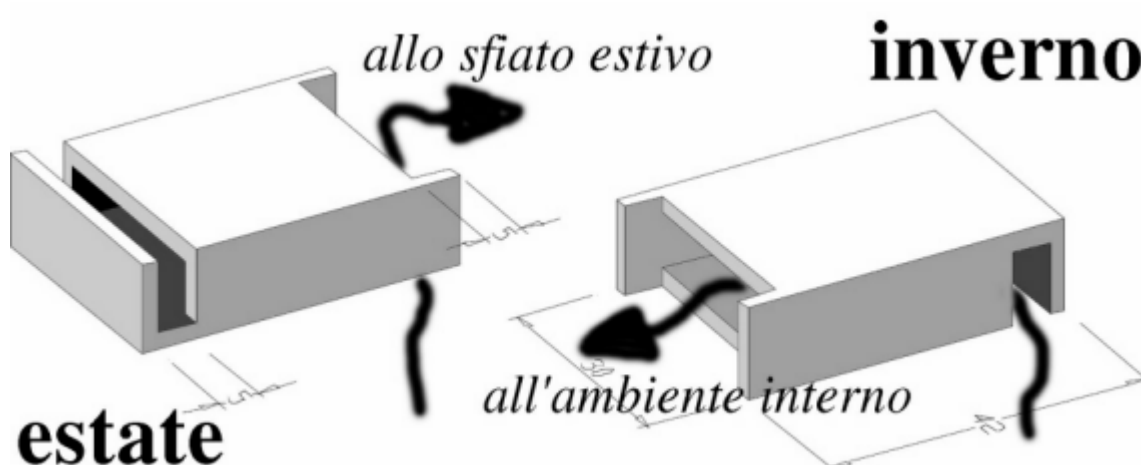


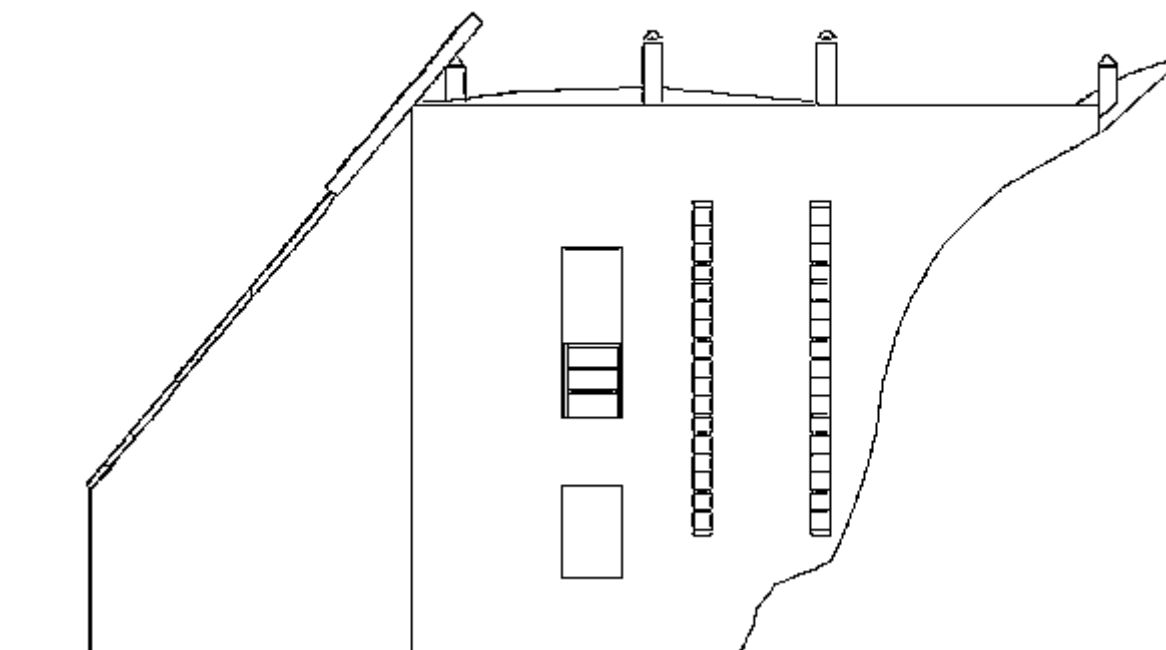
Figura 6.17 - Le posizioni (estiva ed invernale) dei derivatori nelle aperture superiori dei muri-Trombe.

La stessa aletta che d'inverno chiude l'apertura nel vetro, d'estate impedisce all'aria calda di penetrare nell'ambiente retrostante.

Le solette rampanti delle scale poggiano sui solai e sul pianerottolo intermedio: al di sotto di questo e della prima rampa è posto un letto di pietre che fa da massa termica. L'illuminazione delle scale e dei luoghi di passaggio adiacenti è affidata a due aperture, vetrate con doppio vetrocemento, che vanno dal pianerottolo al solaio di copertura (fig. 6.18). Il corridoio del primo piano è illuminato da un balconcino che affaccia sul soggiorno.

L'altezza fra il pavimento e il soffitto è di 280 cm, per limitare la cubatura da riscaldare e la superficie disperdente dell'edificio (fig. 6.19).

prospetto EST



prospetto OVEST

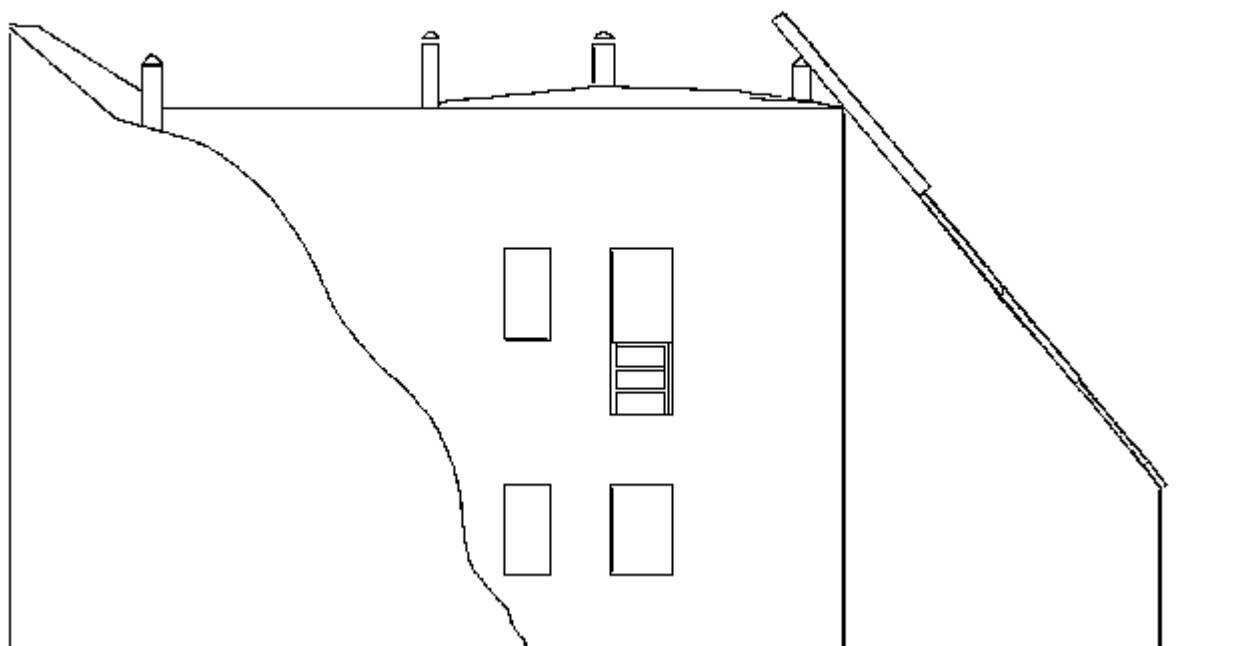
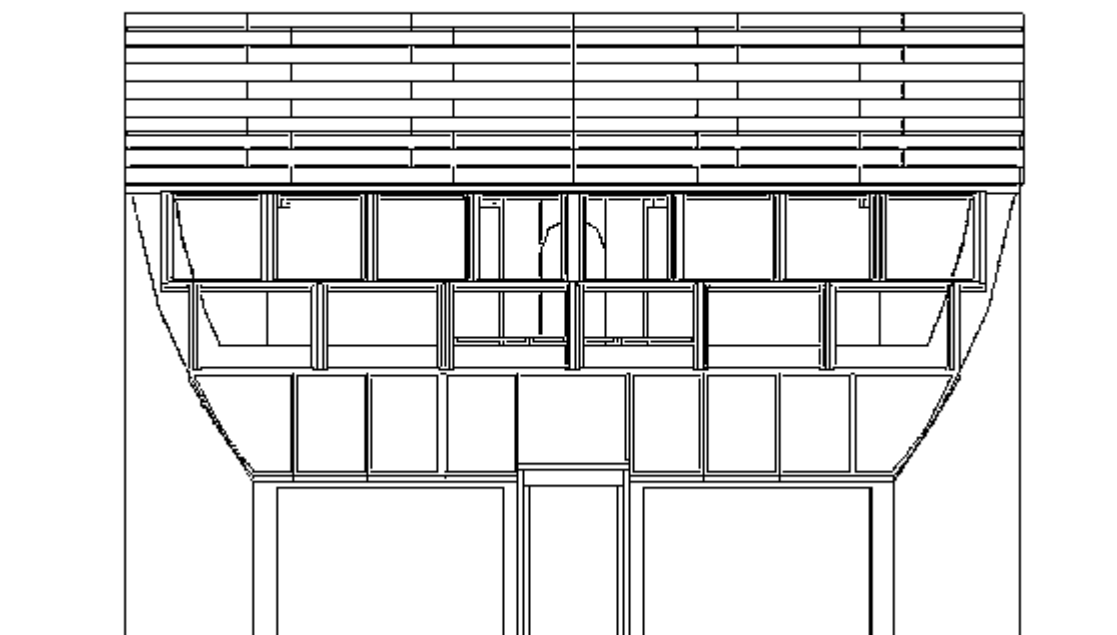


Figura 6.18 - Prospetti laterali.

prospetto SUD



sezione mediana Nord-Sud

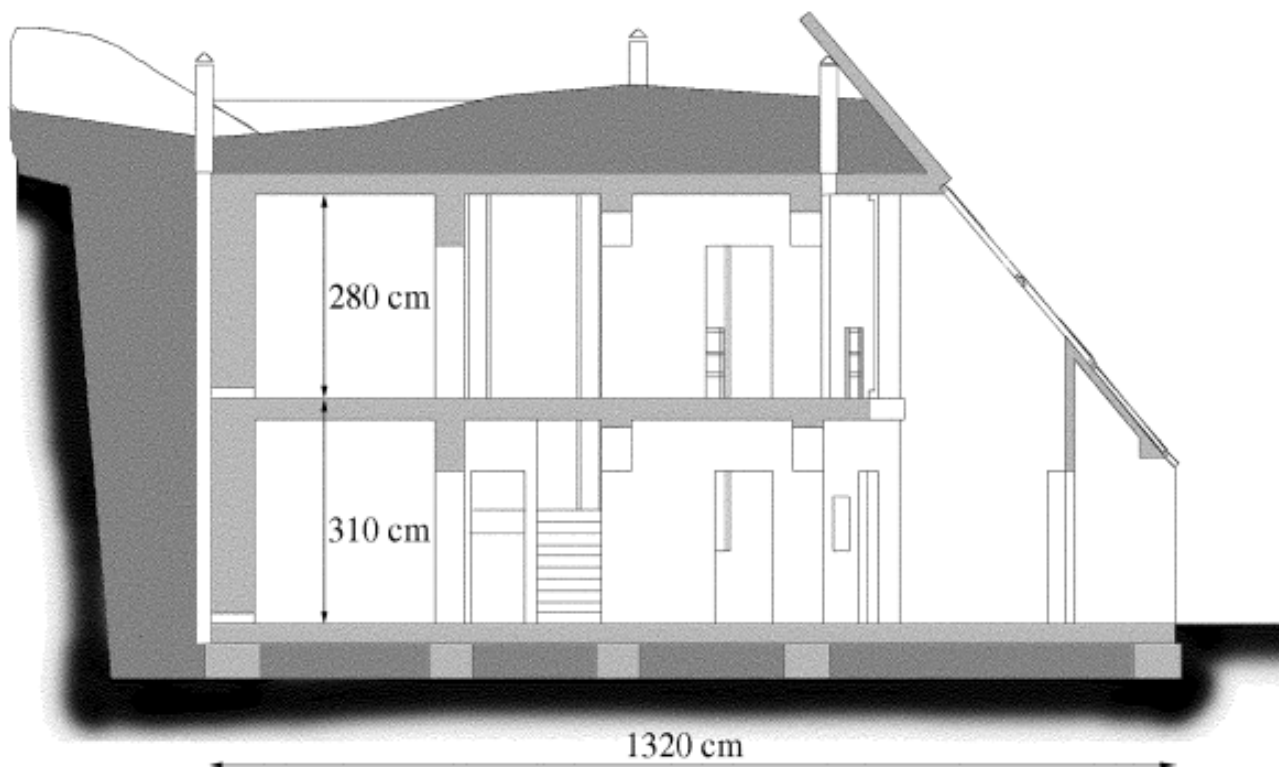


Figura 6.19 - Prospetto frontale e sezione sull'asse dell'ingresso.

6.5 CALCOLO DELLE CARATTERISTICHE TERMICHE DELL'EDIFICIO

Prima di affrontare il calcolo di massima delle caratteristiche termiche dell'edificio, e quindi della quantità di energia richiesta per conservare al suo interno la temperatura di progetto durante i 183 giorni del periodo di riscaldamento (per Potenza, dal 15 ottobre al 15 aprile, 2472 Gradi Giorno¹⁷, zona climatica E [DPR 412/93]), faccio un elenco delle principali approssimazioni che lo semplificheranno.

La temperatura interna di progetto è di 20°C; i locali tecnici non sono riscaldati e vi viene tollerata una temperatura inferiore (che comunque non sarà più bassa dei 12°C costanti del terreno retrostante), ma ai fini del calcolo della dispersione termica dell'edificio si considerano anche questi a 20°C (condizione penalizzante). L'area (circa) triangolare interrata delle pareti laterali e la parete posteriore sono considerate a diretto contatto con un corpo, di inerzia termica infinita, a 12°C: la differenza di temperatura è qui costante e pari a 8°C.

Tutti gli effetti di ponte termico attraverso la chiusura di base ed il solaio di copertura (che lateralmente terminano comunque prima dell'isolante termico) sono portati in conto estendendo la superficie radiante fino alla loro estensione reale (oltre la parte che si

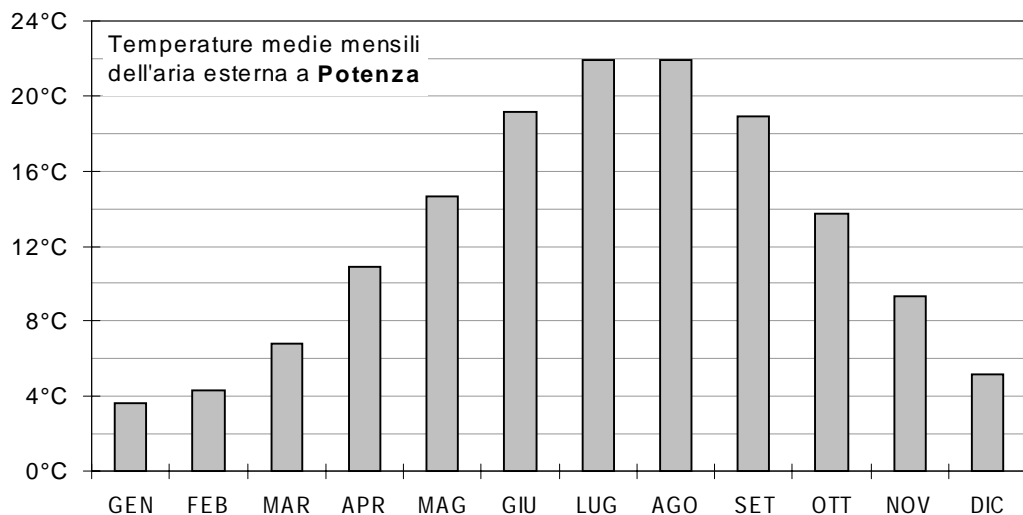


Figura 6.20 – Grafico delle temperature esterne mensili a Potenza (dati UNI).

¹⁷ $GG = \sum_{i=1}^n (\vartheta_i - \vartheta_e)$, dove n è il numero di giorni del periodo di riscaldamento, ϑ_i è la temperatura interna di progetto (costante), e ϑ_e è la temperatura esterna nel giorno i-esimo.

affaccia all'interno); allo stesso scopo, per il calcolo della dispersione delle aree finestrate (serra compresa, vetrocemento escluso), viene estesa la superficie vetrata (in doppia vetrata TIM con intercapedine di aria di 5 cm) a tutta l'apertura, senza mazzetta né infisso; i sistemi di oscuramento (isolanti e riflettenti) vengono ritenuti capaci di dimezzare la dispersione nelle ore notturne, il che permette di ridurre del 25% la dispersione calcolata per le aperture.

La dispersione per ricambio d'aria è considerata compensata dal recupero di calore dalle acque grigie: quindi quest'ultimo non sarà conteggiato fra i guadagni termici al §6.6.

I contenitori (masse termiche) di laterizio alveolare e calcestruzzo, con letti di pietre, retrostanti i pannelli ed i muri solari del prospetto sud vengono considerati, insieme all'ingresso e relativo ponte termico, a bilancio termico nullo (dispersione uguale al guadagno): vale lo stesso discorso del ricambio d'aria. Durante il periodo di riscaldamento, ciascun tipo di superficie disperde:

$$Q_s = K_s \cdot \Omega_s \cdot GG \quad Wh, \quad (6.1)$$

dove GG a Potenza vale 2472, Ω_s è l'area e K_s è la trasmittanza unitaria (inverso della resistenza termica unitaria), cioè la dispersione dell'unità di superficie per °K di differenza. Sommando i prodotti $K \cdot \Omega$ delle varie superfici, si ottiene la dispersione termica dell'edificio per ogni Grado Giorno (o trasmittanza globale). Il valore di GG per le aree triangolari interrato dei muri laterali è dato dal prodotto $183 \cdot (20-12)^\circ C = 1464$, dove 183 è il numero di giorni del periodo di riscaldamento.

Il solaio di copertura è calcolato come interrato tramite la formula dell'UNI 7357 FA3 (A.4.) [64], considerando $s = 0,7$ m come spessore del terreno sovrastante:

$$\text{trasmittanza solaio di cop.: } K = \frac{1}{0,14 + R_p + \frac{s}{1,9}} \quad (R_p \text{ resistenza del solaio in } m^2 \circ K/W).$$

Il massetto a pendio ha spessore medio di 3 cm. Vengono trascurate le resistenze termiche degli strati non vetrosi più sottili di 2 cm. La temperatura del terreno sottostante la chiusura di base è ben lontana dall'essere costante: si suppone che segua l'andamento della temperatura esterna.

Per le superfici che affacciano su aria si aggiunge una resistenza superficiale, che per le superfici trasparenti dipende, all'interno, dalla loro emissività ϵ :

	componenti opachi	componenti trasparenti
resistenza superficiale interna (m^2K/W)	0,04	0,04
resistenza superficiale esterna (m^2K/W)	0,13	$\frac{1}{3,6 + \frac{4,4 \cdot \epsilon}{0,837}}$

fanno eccezione le intercapedini, di cui si considera la sola resistenza termica dell'aria ferma ($s/0,026$); non dispongo del dato sull'emissività della lastra TIM, e la assumo pari a quella del vetro basso emissivo (0,15; vetro normale: 0,837).

Stabilite le approssimazioni, ed acquisiti i dati relativi alle conduttività dei materiali, si può calcolare la trasmittanza unitaria di ogni chiusura e compilare una tabella per il calcolo della trasmittanza globale dell'edificio (tab. 6.2); le caratteristiche termiche dei materiali (particolari in tav. 6.2) sono tratte dall'UNI 10355.

chiusura	resistenza superficiale esterna	intonaco esterno	strato esterno	strato intermedio	strato interno	intonaco interno	resistenza superficiale interna	resistenza chiusura	trasmittanza unitaria (W/m^2K)	coefficiente oscuramento notturno	superficie complessiva	trasmittanza globale (W/K)	
muro esterno	0,040	0,029	0,200	2,174	1,852	0,057	0,130	4,48	0,22	1,00	60,08	13,41	
finestre (TIM)	0,040		1,250	1,923	1,250		0,228	4,69	0,21	0,75	34,94	5,59	
vetrocemento	0,040		0,080	1,923	0,080		0,125	2,25	0,44	1,00	2,20	0,98	
solaio di copertura (lat.cem.)			1,395	0,033	0,351	0,057	0,130	1,97	0,40	1,00	86,70	35,03	
solaio di copertura (c.a.)			1,395	0,033	0,236	0,057	0,130	1,85	0,42	1,00	35,70	15,13	
chiusura di base (cls.alv.)			2,222	0,800	0,077		0,130	3,23	0,31	1,00	101,10	31,31	
chiusura di base (c.a.)			2,222	0,189	0,077		0,130	2,62	0,38	1,00	35,70	13,64	
le trasmittanze in grassetto sono convenzionali (UNI 7357)											$\Sigma K\Omega =$	115,08	W/K
superfici che si affacciano su terreno a 12°C costanti													
muro posteriore			0,400	1,111	1,852	0,057	0,130	3,55	0,28	1,00	64,02	18,03	
aree triangolari laterali		0,029	0,200	2,174	1,852	0,057	0,130	4,44	0,23	1,00	62,54	14,08	
											$\Sigma K\Omega =$	32,12	W/K

Tabella 6.2 – Calcolo delle trasmittanze delle chiusure della casa solare.

Per calcolare la dispersione della casa solare oggetto della simulazione durante l'intero periodo di riscaldamento, si sostituiscono nella 6.1 le sommatorie delle trasmittanze globali, abbinandole ai rispettivi GG:

$$Q = 115,08 \cdot 2472 + 32,12 \cdot 1464 = 331732 \text{ Wh} = 332 \text{ kWh. (6.2)}$$

6.6 CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E DI ACQUA CALDA SANITARIA

L'energia elettrica per le esigenze delle quattro persone che abitano la casa solare proviene integralmente dalle celle fotovoltaiche al silicio amorfo *triple-junction* poste sulla copertura inclinata (50°) esposta a sud.

La potenza complessiva delle 60 strisce di colore bruno è di 1020 W_p : i 3 kW di potenza a disposizione degli impianti elettrici (uno a CC ed uno a CA) provengono dagli accumulatori, capaci di 20 kVAh.

I dati dell'irraggiamento solare in tab. 1.3 (in MJ/m^2 : 1 MJ=277,77 Wh) vanno corretti, mese per mese, con il fattore di inclinazione che spetta alla copertura inclinata di 50° (tab. 6.3).

Fattore di inclinazione medio mensile della radiazione diretta per superfici inclinate di 50° alla latitudine di $40^\circ N$											
GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
2,42	1,86	1,38	1,00	0,78	0,70	0,74	0,90	1,21	1,69	2,26	2,62

Tabella 6.3 - Valori mensili del coefficiente \bar{R}_b a Potenza per la superficie inclinata dell'edificio. [5]

Calcolati $R_d=0,82$ e $R_r=0,05$ (albedo media: $\rho=0,3$), e sommando, mese per mese, i valori dell'energia solare diretta, diffusa e riflessa (tab. 6.4) si ottiene, tramite la 1.13, l'energia annuale media che colpisce un mq di celle:

$$\bar{G} = 5884 MJ/m^2\text{anno} = 1634 kWh/m^2\text{anno}. \quad (6.3)$$

L'energia elettrica che si può ricavare durante l'anno dipende dall'efficienza di conversione delle celle fotovoltaiche. Ogni striscia di dimensioni 2195x305 mm ha una

	GENNAIO		FEBBRAIO		MARZO		APRILE		MAGGIO		GIUGNO	
	B	D	B	D	B	D	B	D	B	D	B	D
\bar{R}	2,42	0,82	1,86	0,82	1,38	0,82	1	0,82	0,78	0,82	0,7	0,82
al giorno	7,26	2,46	8,93	3,36	10,35	4,51	10,90	5,66	11,08	6,31	12,39	6,23
al mese	225,06	76,26	252,22	94,98	320,85	139,81	327,00	169,74	343,36	195,73	371,70	186,96
	LUGLIO		AGOSTO		SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE	
	B	D	B	D	B	D	B	D	B	D	B	D
\bar{R}	0,74	0,82	0,9	0,82	1,21	0,82	1,69	0,82	2,26	0,82	2,62	0,82
al giorno	14,06	5,74	14,31	5,33	13,43	4,67	12,00	3,61	9,27	2,62	7,34	2,21
al mese	435,86	177,94	443,61	165,23	402,93	140,22	371,97	111,85	277,98	78,72	227,42	68,63

somma dei contributi mensili della radiazione diretta, diffusa e riflessa: $\bar{G} = 5884,16 MJ/m^2\text{anno} = 1634,44 kWh/m^2\text{anno}$

Tabella 6.4 – Valori dell'energia solare mensile media (a Potenza) su superficie esposta a sud ed inclinata di 50° .

parte attiva larga 13 cm (0,279 mq) che dà una potenza di punta di 17 W, quindi la potenza specifica è $17/0,279=60,93 \text{ W}_p/\text{m}^2$, potenza raggiungibile in condizioni standard (§3.2) con irraggiamento di $1000 \text{ W}/\text{m}^2$: si ottiene

$$\eta_{fv} = \frac{60,93}{1000} = 0,061 = 6,1\% ; \quad (6.4)$$

è un'efficienza bassa, anche per celle al silicio amorfo, ma i vantaggi di cui ho già scritto, e lo scarso costo della superficie su cui installarle (che ha funzione principale di copertura, non di supporto alle celle), fanno di queste *tegole fotovoltaiche* il meglio di quanto offre il mercato (a mio parere).

Questa stessa percentuale è la quantità di radiazione solare incidente che i 16,74 mq di celle trasformano in energia elettrica:

$$Q_{el} = 1634 \cdot 16,74 \cdot 0,061 = 1669 \text{ kWh}_{el}/\text{anno}. \quad (6.5)$$

Il calcolo della produzione di acqua calda è un po' meno deterministico: i produttori norvegesi (SolarNor) non forniscono dati di efficienza per i loro pannelli solari, ma asseriscono che ogni mq di pannello è capace di produrre 500 kWh_t l'anno, si suppone alla latitudine di Oslo. Non dispongo di dati della radiazione solare di Oslo (latitudine circa 60° N): la località che più le si avvicina, e di cui ho dati [10], è Amburgo (54° N).

Il porto tedesco sull'Elba ha a disposizione, fra radiazione diretta e diffusa, circa $81382 \text{ Langley}/\text{anno}$ ($1 \text{ Langley}=11,62 \text{ Wh}/\text{m}^2$) su superficie orizzontale.

Ignorando l'inclinazione dei pannelli, e relativo contributo in termini di radiazione riflessa (solo parzialmente recuperato dall'aumento dell'aliquota di radiazione diffusa), a titolo di compensazione dei 6° di latitudine di differenza, stimo l'energia solare annua incidente sui pannelli, montati su un tetto di Oslo dall'inclinazione pronunciata (come è tipico dei paesi nordici), in $81000 \text{ Langley}/\text{anno}$, pari a $941 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{anno}$.

L'efficienza dei pannelli SolarNor può essere stimata, quindi, in

$$\eta_t = \frac{500}{941} = 0,53 = 53\% , \quad (6.6)$$

abbastanza elevata, più o meno quanto ci si poteva aspettare.

Inserendo il nostro dato dell'energia solare incidente si ottiene, per i 10,8 mq di pannelli installati nella fascia bassa della copertura inclinata, uno scambio termico di

$$Q_t = 1634 \cdot 10,8 \cdot 0,53 = 9353 \text{ kWh}_t/\text{anno}. \quad (6.7)$$

6.7 BILANCIO ENERGETICO ED ECONOMICO

Il confronto fra i consumi presunti (§6.2, §6.5) e la produzione energetica calcolata (§6.6) porta a stilare un bilancio energetico positivo per la casa solare oggetto della simulazione.

Pur con tutte le approssimazioni (a sovrastimare i consumi) viste nei paragrafi precedenti, il complesso degli impianti e degli accorgimenti costruttivi adottati per questa casa dovrebbe garantire la copertura delle esigenze energetiche dell'utenza: a fronte di un fabbisogno elettrico annuo di 1400 kWh, le celle fotovoltaiche raccolgono, in base alla loro efficienza ed ai dati dell'irraggiamento, 1669 kWh ogni anno, con un surplus che dovrebbe garantire dalle perdite dei vari componenti elettrici, elettrochimici ed elettronici. Si ricordi che nessun kWh va sprecato in periodi di scarsa richiesta, grazie al ciclo dell'idrogeno (§3.4).

Le esigenze di acqua calda, per tutti gli usi, portano a un "conto energetico" di 7752 kWh annui, di cui 7420 kWh di acqua calda sanitaria (comprensivi, come specificato al §6.2, del 15% di perdite che la pratica ritiene inevitabili) e soli 332 kWh per il riscaldamento (grazie alle superiori prestazioni dei materiali viste al §6.5): è un conto che non lascia debiti, grazie ai 10,8 mq di pannelli solari che forniscono 9353 kWh l'anno all'acqua che vi circola.

E' un margine ancora più confortante, se si tiene conto degli apporti solari gratuiti attraverso le chiusure: trascurando muri, finestre e balconi, ed il contributo dei muri solari (per quanto detto al §6.5), attraverso la sola serra (doppio vetro di PoliMetilMetAcrilato) entra energia solare per

$$Q_s = \bar{G} \cdot A_v \cdot \bar{g} = 1634 \cdot 25 \cdot (0,81)^2 = 26802 \text{ kWh}_t/\text{anno}^{18}, \quad (6.8)$$

dove i 25 mq di vetratura sono depurati (forfettariamente) dell'area degli infissi.

Uno studio più approfondito potrebbe quantificare i kWh che vengono riflessi all'esterno e quelli distribuiti all'interno dai tre muri-Trombe sulla parete di fondo della

¹⁸ $\bar{g}=0,81$ è trasmittanza solare totale media del singolo vetro PMMA (fonte: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme [Applied Solar Energy, n.1/95]): è una media dei valori ottenuti per vari angoli di incidenza.

IMPIANTI SOLARI

componente	W _p /mq	LIT/Watt	LIT/Wh	LIT/mq	superficie	prezzo	prezzo (LIT 1997) (compresa IVA 10%)
strisce di tegole UniSolar SHR-17	60,93	20.118		1.225.806	16,74	20.520.000	22.800.000
accumulatori 20 kVAh			250.000			5.000.000	5.555.556
inverter 3kVA						8.000.000	8.888.889
convertitori DC/DC, apparecchiature di controllo, ecc...							7.000.000
celle a combustibile (2x100 W) + accessori		70.000 (\$USA=1750LIT)				14.000.000	17.500.000
serbatoio di idrogeno (15 mc)							10.000.000
serbatoio di ossigeno (7,5 mc)							6.000.000
pannelli solari SolarNor				337.500 (Cor.Norv.=270LIT)	10,8	3.645.000	4.050.000
totale LIT							81.794.444

IMPIANTI TRADIZIONALI

componente	LIT/km	km	prezzo	prezzo (LIT 1997) (compresa IVA 10%)
contributo utente per linea elettrica (3 km)	4.433.333	3		13.300.000
contributo utente per allacciamento metano (3 km)	4.433.333	3		13.300.000
totale LIT				26.600.000
	LIT/kWh	kWh/anno	prezzo annuo (LIT 1997)	
metano	143	7752	1.108.536	
elettricità	480	1400	672.000	
totale annuo LIT				1.780.536

Tabella 6.5 – Valutazione dei prezzi per gli impianti solari e gli impianti tradizionali. In grassetto, i prezzi estrapolati da componenti simili. In corsivo, quelli gravati da IVA ridotta.

serra; la conservazione di questa energia è affidata alla notevole inerzia termica dell'edificio, che d'estate si riscalda fino a 24°C (oltre, interviene l'utenza con il sistema di raffrescamento visto al §6.4), per poi cedere energia agli ambienti nei mesi invernali. Non è da sottovalutare, inoltre, il contributo dello scambiatore collegato alle celle a combustibile, che però porta acqua calda al serbatoio solo quando la scarica degli accumulatori rende necessario l'intervento delle apparecchiature che riconvertono idrogeno ed ossigeno in elettricità e calore (temperatura operativa: circa 70°C). Questo apporto si potrebbe valutare con buona approssimazione solo impostando una simulazione del ciclo di carico-scarico del serbatoio di idrogeno, seguendo il bilancio energetico consumo-produzione di energia elettrica giorno per giorno: un interessante esempio (il ciclo dell'idrogeno per le utenze dell'isola di Vulcano) è consultabile in [51]. Se il bilancio energetico soffre di grossolane approssimazioni, solo in parte attutite dal largo sopravanzo stimato, la compilazione di un rigoroso bilancio economico sfugge ad ogni tentativo di calcolo appena attendibile, soprattutto per l'aleatorietà dei prezzi al

pubblico di molti componenti che, lungi dall'averne un mercato, sono spesso ancora relegati ai laboratori, e la loro applicazione ha ancora il carattere della sperimentazione; non va dimenticato, inoltre, che l'evoluzione del prezzo dei combustibili (costi ambientali a parte) è ancora più imprevedibile, e rende oltremodo soggettiva la definizione dei costi di gestione di un impianto tradizionale (si pensi alle "bolle" di ribasso e di rialzo dovute ad eventi geopolitici).

Volendo tentare comunque una valutazione sulla convenienza economica di una residenza energeticamente indipendente, e tenendo conto dell'IVA al 10% applicata ai manufatti per fonti energetiche rinnovabili (DPR 633/72), in tab. 6.5 indicherò in grassetto le cifre basate sull'estrapolazione di prezzi di componenti simili (ad es., un serbatoio d'idrogeno trattato come un grande contenitore stagno coibentato), augurandomi di sopravvalutare a compenso delle sottovalutazioni, ed ipotizzerò un raddoppio del prezzo reale del metano e del kWh elettrico fino al 2010, corrispondente ad un aumento del 5,9% annuo, per 12 anni, oltre il **tasso ufficiale di sconto (TUS)**.¹⁹

Nell'ipotesi (pessimistica) che i costi di manutenzione siano identici, questi non vengono conteggiati fra i costi di gestione, che per gli impianti della casa solare si riducono ai soli costi finanziari (che possono anche non esistere, come vedremo). Non si considerano fra i costi iniziali, invece, il serbatoio coibentato da 1000 litri (e relativi meccanismi elettromeccanici) né la caldaia a metano più boiler, che ritengo di prezzo equivalente, né i materiali impiegati: l'edificio conserva le stesse caratteristiche termiche nei due casi a confronto, il che abbatte di molto i costi prevedibili per il combustibile di un impianto tradizionale.

A questo proposito, occorre ricordare che gli impianti con caldaie a metano ad alto rendimento non riescono a trasferire all'acqua più del 60% del potere calorifico del combustibile, il che vuol dire che da un mc di metano non si ricavano le 9,2 Mcal dichiarate dalla bolletta ITALGAS, ma circa 5,52 Mcal, pari a 6,42 kWh_t, al costo di

¹⁹ Ciò vuol dire che, ad esempio, il kWh elettrico, attualmente venduto a £480 (tasse comprese), costerebbe nel 2010 £960 ad inflazione nulla, e £1661 ad inflazione fissa al 5% (quindi, in entrambi i casi, £960 in LIT 1997) (secondo la nota formula del montante $M=C(1+i)^k$, con i tasso e k numero di anni).

£919 (tasse comprese), limitatamente all'uso domestico (IVA al 10%, DPR cit.)²⁰.

Il kiloWattora da metano viene a costare, quindi, circa £143; il kiloWattora elettrico, invece, circa £480 (sempre tasse comprese, IVA al 20%).

La distribuzione dell'acqua calda e dell'elettricità è un costo comune (o poco differente) all'impianto solare e tradizionale, ed è anch'essa ignorata.

Supponendo che il capitale da investire sia disponibile, ed ipotizzando un tasso di inflazione pari al TUS (5%) ed un interesse (mancato) sul capitale del 3% annuo (cioè ogni deposito si svaluta del 2% l'anno) si ha un "costo" finanziario negativo, quindi un guadagno in termini di valuta reale del 2% annuo per entrambi gli investimenti.

Convien quindi investire, a disponibilità, l'intera cifra, a meno che non si disponga di un rendimento sul capitale ben superiore al TUS (fondi, obbligazioni, ecc...)²¹.

Trascurando eventuali interessi sulle cifre che vanno a coprire i costi di gestione degli impianti tradizionali (si suppone che l'utente non ne sia ancora in possesso al momento dell'investimento iniziale), si possono allora costruire due curve *costi attualizzati-tempo*: quella dell'impianto solare (decescente del 2% annuo), e quella dell'impianto tradizionale, che cresce ogni anno di una quantità pari ai costi di gestione (che aumentano del 5+5,9% l'anno) meno il 2% dell'investimento iniziale (vedi tab. 6.5).

Dall'intersezione delle due curve si deduce il *pay-back time* dell'investimento solare rispetto al tradizionale (fig. 6.21), che nel quadro globale delle ipotesi elencate è pari a quasi 28 anni. Ciò è dovuto essenzialmente ai bassi consumi (isolamento termico elevato ed apparecchiature elettriche ad alta efficienza), che rendono i costi di gestione dell'impianto tradizionale notevolmente più bassi di quelli di una normale residenza: nel confronto con questa, il *pay-back time* dovrebbe abbassarsi di qualche anno.

La vita media degli impianti solari è comunque intorno ai trent'anni, per cui l'investimento in impianti solari si può considerare remunerativo, almeno globalmente: una disaggregazione dell'investimento in solare termico e fotovoltaico porterebbe ad un

²⁰ La tariffa per uso riscaldamento, per deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas, è diminuita di 12,8 £/mc a partire dall'1/5/98: ai fini di questi conti, si suppone l'esistenza di una tariffa unica.

²¹ Il costo del denaro, per chi chiede un finanziamento ad un istituto di credito, è solitamente almeno 3÷5 punti superiore al TUS.

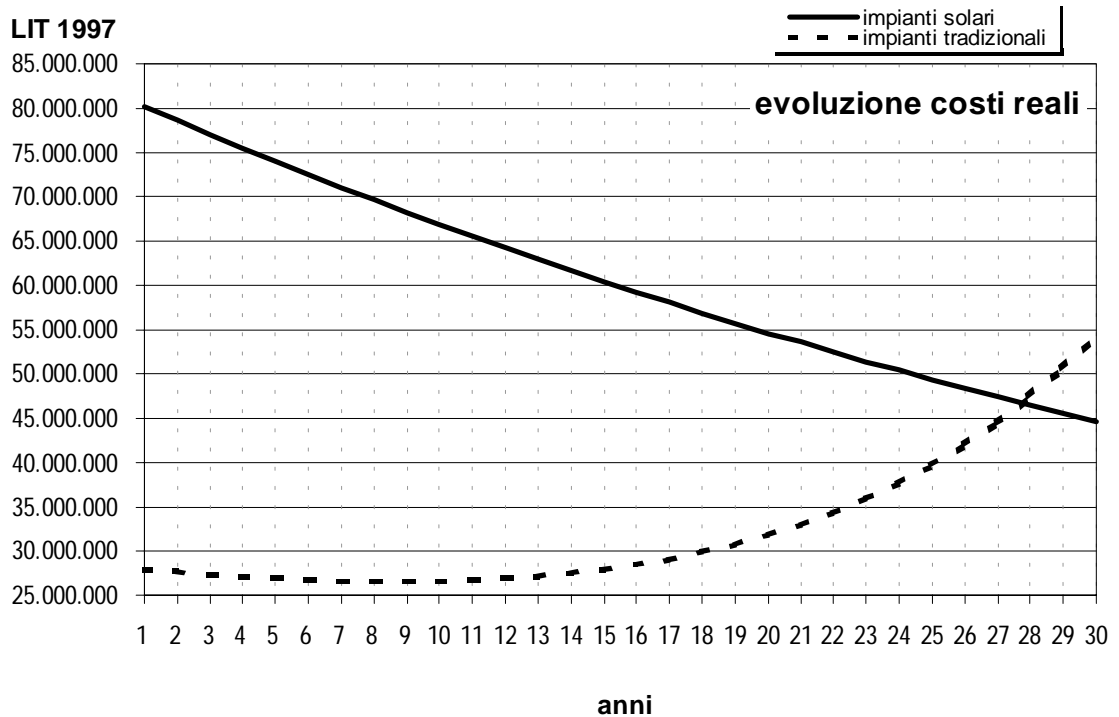


Figura 6.21 – Valutazione grafica del *pay-back time* dell'investimento in impianti solari rispetto al collegamento con le reti (a 3 km di distanza).

pbt basso per il primo e molto alto per il secondo (sicuramente oltre la vita dell'impianto e, forse, dell'acquirente).

Si può affermare quindi che il ciclo dell'idrogeno è conveniente solo per località molto lontane dalla rete elettrica: negli altri casi è consigliato l'investimento in un impianto fotovoltaico connesso in rete (non necessita di accumulo energetico).

CONCLUSIONI

*" Costruire ecologicamente
significa non costruire affatto."*

Otto Frei

Se condividessi questa massima del celebre architetto tedesco, avrei concluso i miei studi con tutt'altra tesi di laurea. Considerandola una provocazione, come probabilmente è effettivamente, si è portati a riflettere sul significato dell'avverbio "ecologicamente": intenderlo come *"nulla va toccato, la razza umana faccia un passo indietro se non vuole distruggere ogni equilibrio planetario"* significherebbe lasciarsi incantare dall'ecologismo più miope, quello che fa capo alla scuola di quelli che, in tutte le epoche, hanno rimestato nelle più profonde paure delle masse, per diletto o per tornaconto; solo in quest'ottica la logica della massima sarebbe inappuntabile.

Il migliore, se non l'unico, significato di "costruire ecologicamente", è rintracciabile nell'intendere l'ambiente come un insieme di componenti indesiderabili e desiderabili, come una fonte di problemi ma anche di opportunità.

Acquisito questo atteggiamento, diventa istintivo scegliere un materiale naturale al posto di uno artificiale, considerare i costi energetici di fabbricazione oltreché di utilizzo dei materiali da costruzione, proteggere l'edificio dalle intemperie senza impedire che vi entri luce e calore, utilizzare il progresso tecnologico per migliorare l'interfaccia edificio-ambiente, invece che per separarli nettamente, e per ottenere energia gratuita e senza sprechi.

Si è visto, nei paragrafi precedenti, che gli investimenti a tempo di ritorno più basso sono quelli per il solare termico, le cui applicazioni attive e passive potrebbero provvedere, per intero, alle necessità di acqua calda e riscaldamento di un edificio massiccio e ben coibentato. Non è detto però che, in un prossimo futuro (ma già nel '97 la crescita del mercato è stata del 42%), non si assista ad un *exploit* della conversione fotovoltaica, soprattutto per la presa di coscienza dei governi sul bilancio positivo incentivi-spesa pubblica, più che per i progressi tecnologici.

Da parte dei produttori, occorrerebbe una maggiore attenzione verso ricerca e sviluppo di materiali ed applicazioni per le energie rinnovabili.

Sarebbe desiderabile una evoluzione delle attuali multinazionali del petrolio in multinazionali dell'energia, con evidenti guadagni per l'ambiente, l'economia mondiale e le stesse aziende; due esempi di chi si muove già in questa direzione: ENI (con la consociata EUROSOLARE) e British Petroleum (con BP Solar).

Infine, da parte degli utenti (chi non lo è?), si dovrebbe mettere da parte una certa "pigrizia mentale", per cercare risposte meno affrettate e di più ampia visione (in senso finanziario ma anche ambientale) alla domanda "quanto mi costa?"; il risultato potrebbe essere sorprendente, soprattutto per chi si percepisce come contribuente dello Stato e come usufruttuario del Pianeta.

Da parte mia, ho cercato di "lanciare un sasso nello stagno" e di provocare curiosità e desiderio di saperne di più, senza pretendere di esaurire l'argomento (e non avrei potuto pretenderlo, vista la sua continua evoluzione e la multidisciplinarietà delle conoscenze richieste a chi se ne occupa per mestiere); sarei soddisfatto se, con questo lavoro, fossi riuscito almeno a sfatare alcuni dei più vecchi pregiudizi sulle fonti energetiche rinnovabili e sul solare in particolare, perché si cominci a costruire con *ecologia* (nel senso etimologico di *studio dell'ambiente*), in modo da utilizzare al meglio le risorse che l'ambiente ci mette a disposizione.

Questa tesi di laurea sarebbe stata meno significativa e più lacunosa senza il contributo di molte persone e aziende, fra le quali voglio citare:

i miei relatori, il prof. ing. Nicola Cardinale e l'arch. Antonella Guida;

gli ing. Felice Apicella ed Angelo Sarno dell'ENEA di Portici (NA);

l'ing. Telesca del Centro di Consulenza Energetica Integrata ENEA di Potenza;

il prof. ing. Gianpaolo Ruocco della facoltà di Agraria dell'USB;

il sig. Norberto Frati dell'ADICONSUM di Roma;

l'ing. Giorgio Piccinetti, presidente dell'Associazione Italiana Solare Termico (ASSOLTERM) di Roma;

la dott.ssa Alessia Malossi della Warex srl di Roma;

il sig. Sergio Cazzulini della Uflex Trade srl di Busalla (GE);

la Costruzioni Solari srl di Cavallino (LE);

per ultimi, ma non da ultimi, voglio ringraziare mio fratello Pompeo ing. Vallario, mio padre Domenico e mia madre Gina: mi hanno aiutato più di quanto possano sospettare.

APPENDICE

SUPERA LE PROVE INVERNALI LA CASA SOLARE SPERIMENTALE DI FRIBURGO

La casa solare sperimentale progettata e realizzata dal Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme di Friburgo ha dimostrato di poter funzionare con il solo apporto dell'energia del Sole. Nel periodo invernale 1994-1995 i consumi energetici, elettrici e termici, dell'edificio sono stati soddisfatti senza fare ricorso ad altri input energetici esterni. In particolare, le esigenze di riscaldamento aggiuntive sono state solo di 72 kWh ed è stato possibile soddisfarle utilizzando l'idrogeno prodotto con l'energia solare. Nei periodi invernali, in assenza di sole, la mancata produzione di energia elettrica fotovoltaica, è stata sostituita con la produzione di energia elettrica generata da una cella a combustibile della potenza di 1kW alimentata sempre con l'idrogeno prodotto con il sole.

I lusinghieri risultati di questa sperimentazione sono stati possibili grazie all'adozione di sistemi di costruzione a basso consumo di energia, allo sfruttamento passivo dell'energia solare e all'uso di materiali termicamente isolanti trasparenti.

(fonte: ilsoleatrecentosessantagradi, gennaio '96, ISES)

LE FUEL CELL CHE METTONO GLI INQUINANTI AL TAPPETO

«I vantaggi delle pile a combustibile, in inglese *fuel cell*, sono molti.» ci ha confermato l'ingegner Limuti dell'A.Co.Ser. di Bologna. «Il rendimento elettrico ottenibile è elevato: oltre il 40% dell'energia contenuta nel combustibile è effettivamente disponibile per l'utente, contro il 34% massimo delle centrali tradizionali.

BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Anno 1997; valori provvisori

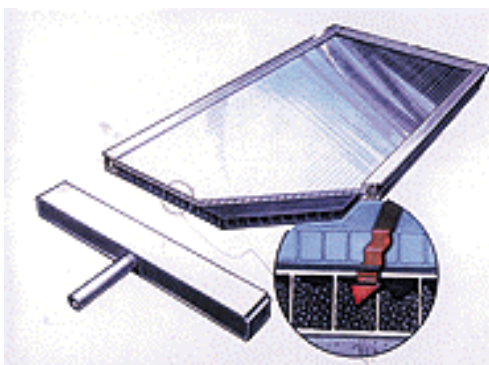
DISPONIBILITÀ	GWh	COMPOSIZIONE PERCENTUALE
PRODUZIONE IDRICA NETTA	46.272	19,3
PRODUZIONE TERMICA NETTA	190.316	79,2
PRODUZIONE GEOTERMICA NETTA	3.672	1,5
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA NETTA	106	0,0
TOTALE PRODUZIONE NETTA	240.366	100,0
POMPAGGI (-)	6.703	-
PRODUZIONE INTERNA DESTINATA AL CONSUMO	233.663	85,7
IMPORTAZIONI NETTE	38.837	14,3
RICHIESTA TOTALE INTERNA	272.500	100,0
CONSUMI		
AGRICOLTURA	4.350	1,7
INDUSTRIA	134.600	52,9
TERZIARIO	57.000	22,4
USI DOMESTICI	58.550	23,0
TOTALE CONSUMI	254.500	100,0
PERDITE	18.000	6,6
RICHIESTA TOTALE INTERNA	272.500	100,0

Fonte: Elaborazione su dati Enel

di idrogeno e ossigeno, e non con il tradizionale bruciatore, vi è un abbattimento delle emissioni inquinanti. Questi impianti possono essere dunque realizzati "in loco", cioè in città o presso le industrie, evitando le perdite di energia che si hanno negli elettrodotti. Se poi si pensa che il calore prodotto dalla reazione chimica può riscaldare decine di alloggi attraverso un impianto centralizzato di quartiere (teleriscaldamento), allora ciò che nelle centrali tradizionali è un rifiuto, qui diventa una risorsa. In questo senso, le centrali realizzate con pile a combustibile raggiungono un rendimento complessivo dell'83%».

(fonte: Scienza e Vita, n. 10/96)

Power from the Heavens



The large arrow represents solar energy. This energy is carried by the water which runs through the black plate filled with ceramic particles. Capillary action upon these particles will draw the water up through the transparent plate, leading to more efficient exploitation of the solar energy.

A new solar energy system developed at the University of Oslo is to be launched onto the commercial market. The components have been produced by General Electric.

Text: Øystein L. Pedersen

The new solar panels were developed in the basement at the Fysisk institutt [Department of Physics]. Professor John Rekstad was the project leader and its driving force: "This system means that solar energy will be able to compete with conventional sources of energy on price," says Rekstad. "The solar panels replace parts of the conventional roofing materials or cladding on houses and industrial buildings. They are lightweight and easy to install, making them an attractive building material," he claims. Tests show that each square metre of solar panelling could yield up to 500 kilowatt hours each year in the form of heated water. If the panelling were to replace an entire roof, the system could produce heating for tap water, swimming pools, houses and industrial processes.

Advanced plastics

Professor John Rekstad at the Department of Physics is the driving force behind development of the new solar heating system.

The solar panels are manufactured from advanced plastics produced by General Electric Plastics. A plastic plate, made from Lexan, allows sunlight to enter but prevents heat being radiated out. Behind this is placed a black plate made from another plastic, Noryl, which is filled with tiny ceramic particles. When water flows through this particle filling, capillary action & shy; the action which causes water to rise in a small diameter space & shy; causes the water to come into close contact with the black plate. From this plate, the water absorbs the heat given out by the sunlight which has been trapped. As the water conducts the heat away, the plate will remain cold and there will be a reduction in heat emission to the surrounding area.

"The particles form an efficient heat exchanger without there being a corresponding rise in pressure as there is in other solar energy production. In addition, the solar panel is emptied as soon as the water supply is switched off. This gives simple and effective protection against the damage which can be caused by the water freezing or boiling," says Rekstad.

Water circulation is controlled by a speciallydesigned microprocessor. (...)

(fonte: www.cordis.lu/opet/home.html)

THE DAIS CORPORATION

MATERIAL/PROTOTYPE **PowerCell** PRICING

February 1998

PowerCell™

Each prototype **PowerCell** unit is made using the novel Dais polymer electrolyte membrane materials and stack designs (patented or patent pending). Dais has engineered the **PowerCell** unit to operate at ca. 7/10v per cell under load. The units operate on industrial hydrogen, and oxygen (from air). The optional **PowerCell** enclosure provides an active air environment for maximum required power.

The stacks come fully assembled. Simply provide the hydrogen source and the **PowerCell** will generate electricity. Each unit sports an internal gas manifolding system and a built-in re-circulation loop (traditional 'purging' is held to an absolute minimum). Options include a specially engineered enclosure with active air controls, a custom hydrogen gas distribution system (cylinder, valve, transfiller, and regulator), and fixed voltage controls (6, 9, 12, 14, or 24).

Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell Stacks:²²

- <i>Single Cell</i> (1 cell, 2"W x 4"L x 1"H)	DPC-SC	\$249
<i>Please note – a single cell unit is a great demonstrator, and a wonderful hydrogen sensor!</i>		
- 6W (8 cells, 2"W x 4"L x 1.5"H)	DPC-6W	\$695
- 20W (18 cell, 2"W x 4"L x 3"H)	DPC-20W	\$1,295
<i>(Note -- you can RENT a 20W unit for \$200 per week FOB Palm Harbor, FL. Please call for details.)</i>		
- 50W (Number of cells varies by application voltage requirement, stack footprint is ca. 3.5" x 4.5")	DPC-50W	\$1,995 ²
- 100W (Number of cells varies by application voltage requirement, stack footprint is ca. 3.5" x 4.5")	DPC-100W	\$3,995 ²³



20W, 12V Dais PowerCell SIMv3 Prototype powering a combination AM/FM/CD player.

(fonte: www.dais.net)

²² Overall dimension of the finished unit (if a PowerCell enclosure is chosen) will vary based the size of the chosen gas cylinder and if the gas cylinder is internal or external. The footprint quoted is the approximate base dimension(s) of the SIMv3 stack only.

²³ Taking orders for this product for a late March 1998 ship date. Thank you.

L'IMPIEGO DEL METANO NELLA COGENERAZIONE CON CELLE A COMBUSTIBILE.*S.P. Cicconardi, G. Gaggio, R. Lensi*

4 - Aprile 1988

Il lavoro riguarda lo studio energetico di un impianto cogenerativo non convenzionale, basato su celle a combustibile ad elettrolita acido e alimentato a metano. Dall'analisi delle caratteristiche fisiche e termodinamiche dei principali flussi di massa e di energia, si è pervenuti alla determinazione dei rendimenti energetici, cogenerativi ed exergetici, parziali e globali, dell'impianto. È stato infine effettuato un confronto tra il sistema esaminato ed uno di riferimento avente sezione elettrica e sezione termica separate e tradizionali. Dalle considerazioni energetiche ed exergetiche svolte, emergono in particolare le ottime prestazioni del gruppo processore del combustibile: la conversione del metano nell'idrogeno necessario per l'alimentazione delle celle a combustibile appare infatti operazione energeticamente efficace. I risultati dello studio effettuato, seppur calcolati con riferimento ad un impianto specifico di piccole dimensioni, sono agevolmente estendibili anche ad impianti di maggiore potenzialità, data la caratteristica di insensibilità al fattore di scala delle celle a combustibile.

(fonte: World Wide Web)

SOLAR HOUSE, FREIBURG: FROM THE VISION TO APPLICATION

The Self-Sufficient Solar House belonging to the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE has a new purpose and a new name: "Solar House, Freiburg". Over the last four years, the house has become the symbol of energy efficiency. 99% less heating energy means: A house in Central Europe can be built such that heating is marginal. With a 60% reduction in electricity consumption, the inhabitants have demonstrated how easy it can be to "use your head instead of a switch".

The complete hydrogen system, the first such system to be installed in a residential building, is characterised by further superlatives; an autonomous energy supply throughout the year due to seasonal storage, a 1 kW fuel cell as a co-generating power plant in "pocket size", heating without a chimney by non-polluting catalytic combustion of hydrogen.

The results of the project, which was supported by the German Federal Research Ministry, the State of Baden-Württemberg and the City of Freiburg, have long since aroused the interest of industrial concerns. The working group, "Solar Building", at Fraunhofer ISE develops concepts on commission to industry for solar lowest-energy buildings. The group leader, Dr. Karsten Voss, compares the situation with photovoltaics: "One principle there is to produce record breaking cells, which are then simplified in specific aspects for mass production. We have squeezed out the last tenth of a percent to achieve energy autonomy in the Solar House. Thus, we also know where we can save costs enormously, if we accept a minimal remnant of energy demand. We need favourably priced, highly efficient buildings for application on a broad scale, because that is the fastest way to relieve the pressure on the environment." A practical example: solar blocks of flats for private building owners. And what about the Solar House, Freiburg? It stands for a new vision: Apply complex knowledge to the simplest possible system technology. The research group in Freiburg is now converting the house to this new purpose.

From autumn, it will be accessible again with offices and a seminar room. New concepts include economic miniature heaters for minimal heating demand. Thermotropic glazing will be added to the facade with transparent insulation next year. Acting as a large-area optical switch, the thermotropic glazing will replace complex mechanical shading devices and thus can reduce the costs for solar heating by a third. Lastly, the solar house will be connected to the grid and feed its excess from the photovoltaic system into the public electricity supply.

Hydrogen technology will also be pursued further by the Freiburg group as a long-term perspective - no longer in the new Solar House but on the industrial level. For instance, with a 33 kW cooling system with catalytic combustion of hydrogen or in component development for fuel cells in cars.

Thus, one project has spawned many more. Applied research has developed commercial products from a visionary idea - and a new vision for the future of tomorrow.

(fonte: http://www.ise.fhg.de/Press_Info/PI.96-7.english.html)

Realizzato a Portici "tandem", un innovativo modulo fotovoltaico al silicio amorfo. L'ENEA conquista record europeo nel fotovoltaico.

Presso il Centro Ricerche dell'ENEA di Portici (Napoli), dove sono concentrate le attività di ricerca e sviluppo sui materiali e sui dispositivi fotovoltaici, è stato conseguito un risultato scientifico di livello internazionale, nell'ambito dei programmi per la realizzazione di celle a film sottile, con la fabbricazione di un modulo fotovoltaico che sfrutta le proprietà e la tecnologia dei film sottili a base di silicio amorfo.

Si tratta fondamentalmente di una lastra di vetro coperta con uno strato molto sottile di materiale attivo che produce energia elettrica con l'esposizione alla luce. Questo strato, sottile più di un millesimo di millimetro, è composto da una sovrapposizione di due celle fotovoltaiche al silicio amorfo che lavorano contemporaneamente per la produzione di energia elettrica, da cui deriva la definizione di dispositivo "tandem". La tecnologia del silicio amorfo, alternativa al silicio cristallino, è la più consolidata delle "nuove" tecnologie fotovoltaiche ed è l'unica che permette di ricoprire superfici di notevoli dimensioni in un singolo processo di fabbricazione, essenziale per l'abbattimento dei costi di produzione industriali. Le dimensioni del modulo sono infatti di 30x30 cm e l'efficienza di conversione fotovoltaica ottenuta è pari all'8,6%. Tale valore di efficienza costituisce un record europeo, ed è anche un risultato di estrema rilevanza a livello internazionale, poiché si avvicina ai valori di conversione ottenuti con l'impiego di tecnologie analoghe nei paesi leader nel settore fotovoltaico, quali gli USA ed il Giappone.

Il livello di sviluppo della tecnologia dei film sottili a base di silicio amorfo raggiunto dal Centro di Portici, come già avvenuto per USA e Giappone, la rende una realtà disponibile a livello industriale, anche se in Italia il conseguimento di questo obiettivo si presenta difficoltoso per la ridotta crescita del comparto industriale nel settore fotovoltaico ed elettronico.

Il contributo che l'ENEA realizza nel settore fotovoltaico, che solo in parte è costituito dai risultati riportati sul silicio amorfo, potrà favorire lo sviluppo di un circolo virtuoso tra ricerca, industria e mercato, per una reale penetrazione commerciale di questa importante risorsa energetica rinnovabile.

(fonte: www.enea.it)

**LE PROSPETTIVE DEL SOLARE FOTOVOLTAICO TRA PROMETTENTI SVILUPPI
TECNOLOGICI E POSSIBILI DIFFICOLTÀ DI APPROVVIGIONAMENTO DELLA
MATERIA PRIMA**

L'industria fotovoltaica, che sta registrando una crescita del 15-20% all'anno, potrebbe trovarsi a fronteggiare nei prossimi anni un'offerta inadeguata di silicio cristallino sul mercato internazionale sia per l'accresciuta domanda di questa stessa industria che per quella delle industrie elettroniche. E' questa una situazione determinata dalla tradizionale dipendenza dell'industria fotovoltaica dall'industria dei semiconduttori nell'approvvigionamento della materia prima, che potrebbe comportare aggravii economici e porre limiti alla crescita del settore del fotovoltaico, già alle prese con le riduzioni della maggior parte dei budgets nazionali destinati a sostenerne lo sviluppo.

A fronte di queste difficoltà sono tuttavia da segnalare importanti sviluppi tecnologici emersi anche nel corso dell'ultima Conferenza europea sull'energia solare fotovoltaica, tenuta a Nizza nell'ottobre 1995. In occasione di questa conferenza è stato presentato un nuovo processo che consente, a partire da uno strato di semiconduttore sottile (inferiore a 50 micron) di silicio cristallino, di fabbricare una cella di efficienza superiore al 20% (per celle a film sottile a base di diseleniuro di indio e rame le efficienze ottenute fino ad ora sono intorno al 17%).

L'industrializzazione di un tale processo potrebbe avere evidenti implicazioni nella riduzione sia dei costi che delle quantità di materiale necessario per la fabbricazione dei moduli. Inoltre confermerebbe la possibilità che il silicio (mono e policristallino), almeno per il prossimo decennio, potrebbe continuare a dominare il mercato fotovoltaico (nel 1994 su 69,4 MWp di celle fotovoltaiche commercializzate a livello mondiale, 56,7 MWp sono stati di celle con silicio cristallino) contrariamente a quanto si pensava qualche anno fa.

(fonte: ilsoleatrecentosessantagradi, ISES)

Uflex Trade s.r.l.



VIA MILITE IGNOTO 8 A
16012 BUSALLA (GE) - ITALY
TEL. 010 - 96201 FAX 010 - 9620333

VANTAGGI DEI PANNELLI UNI-SOLAR MODULI FOTOVOLTAICI A TRE STRATI DI SILICIO AMORFO

• Migliori prestazioni a temperature elevate

L'efficienza dei pannelli UNI-SOLAR è praticamente costante al variare della temperatura; al contrario quella dei convenzionali pannelli al silicio cristallino decade sensibilmente a temperature superiori a 30° C, facilmente raggiunte durante l'esposizione ai raggi solari. Tale effetto assume particolare rilevanza nelle stagioni più calde.

• Migliori prestazioni con tempo perturbato

I tre strati di silicio amorfo sono sensibili alla luce a diverse lunghezze d'onda, ed operano quindi su uno spettro più ampio rispetto al silicio cristallino. La sensibilità della cella fotovoltaica UNI-SOLAR è particolarmente elevata in corrispondenza delle lunghezze d'onda della luce visibile, che non risente dell'effetto di attenuazione dovuto al vapore acqueo e all'umidità presenti nell'atmosfera.

• Perfetta tolleranza del parziale ombreggiamento del pannello

La presenza di diodi di bypass integrati nel pannello UNI-SOLAR tra ogni singola cella fotovoltaica fa sì che l'efficienza delle celle illuminate sia sempre massima, a differenza dei pannelli al silicio cristallino convenzionali la cui efficienza decade rapidamente a zero quando anche una sola cella è in ombra. Tale caratteristica assume particolare rilevanza per i pannelli installati su camper, barche e installazioni in prossimità di alberi.

• Aspetto discreto, omogeneo e gradevole

Particolarmente apprezzato dagli architetti, il pannello UNI-SOLAR è molto meno riflettente di un pannello con lastra di vetro, non è appariscente ed è meno soggetto ad atti di vandalismo.

• Nessun problema di reperibilità del silicio amorfo

Visto il processo produttivo a deposizione continua, la produzione del pannello UNI-SOLAR è assai rapida; per il silicio allo stato amorfo non ci sono problemi di approvvigionamento. Il pannello UNI-SOLAR è pertanto sempre in pronta consegna.

• Versatilità, maneggevolezza e resistenza

La cella fotovoltaica UNI-SOLAR, protetta dal polimero antiaderente Photocap EVA con Tefzel, è leggera, sottile, flessibile e calpestabile, e non richiede la protezione di una lastra di vetro. L'installazione è quindi veloce ed il pannello è resistente agli agenti atmosferici, all'ambiente marino ed agli atti vandalici.

• Basso costo

Grazie all'esclusività ed al tipo di processo produttivo il pannello UNI-SOLAR offre tutti i vantaggi sopracitati ad un prezzo paragonabile e spesso inferiore a quello degli altri pannelli al silicio cristallino. E' inoltre molto più elevata la potenzialità di riduzione dei costi nell'immediato futuro.

Da quanto sopra esposto risulta evidente che la scelta di un tipo di pannello fotovoltaico non va fatta soltanto confrontando a parità di prezzo la potenza di targa espressa in Wp, (misurata in laboratorio a 25 ° C, 1000 W/mq, AM1,5, cioè condizioni impossibili da trovare in Italia) ma devono essere considerate anche le condizioni di effettivo utilizzo del pannello e le conseguenze che ne derivano sulle sue prestazioni.

E' stato verificato che il pannello UNI-SOLAR può produrre il 30 % in più di energia rispetto ad un pannello al silicio cristallino di pari potenza di targa.

Il pannello UNI-SOLAR è inoltre rispettoso dell'ambiente: richiede molto meno silicio ed energia per essere prodotto.



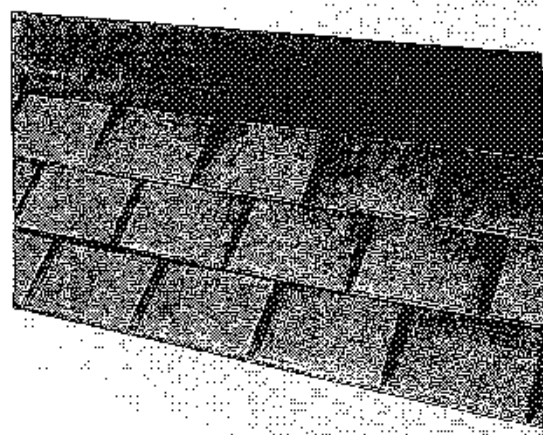
GRUPPO ULTRAFLEX

Tegole Fotovoltaiche

UNI-SOLAR

La nuova tegola solare UNI-SOLAR permette di trasformare i tetti di costruzioni residenziali e commerciali da mere protezioni dagli agenti atmosferici a superfici capaci di erogare energia elettrica.

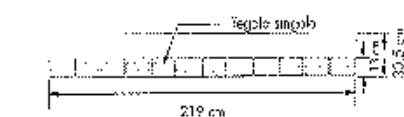
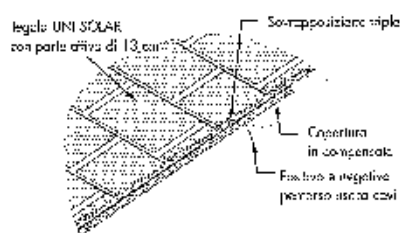
Le tegole solari a film sottile sono prodotte con l'esclusivo sistema "Tripla Giunzione" che permette una deposizione di tre strati di lega di silicio su un supporto di acciaio flessibile molto sottile. Il prodotto finale è composto da strisce di 12 tegole fotovoltaiche già cablate, flessibili ed arrotolabili per facilitarne il trasporto. Le strisce di tegole sono pronte per essere posate in opera sul tetto sovrappo-
nendosi una sull'altra e vengono fissate utilizzando normali chiodi a graffette per coperture a tetto. Il calore del sole permette un'ulteriore fissaggio delle tegole sfruttando lo speciale adesivo presente sulla parte non attiva di ogni striscia.



Caratteristiche & Prestazioni

Prodotto	Potenza erogata (W)	Tensione Nominale V_{oc} (V)	Corrente Nominale I_{sc} (A)	Tensione a circuito aperto V_{oc} (V)	Corrente di corto circuito I_{sc} (A)	Lunghezza pannello (mm)	Lunghezza con nullo (mm)	Peso pannello (kg/m ²)	Superficie pannello (m ²)	Energia giornaliera (Wh/m ²)
SHR - 17	17	8,6	2,0	12	2,5	2195	305	6,842	0,279	248 - 344

Particolare tegole



Striscia di tegole UNI-SOLAR

Dimensioni: prodotto disponibile in strisce da 12 tegole già cablate da 2,2 m x 0,3 m circa.

Larghezza parte attiva: 0,13 m

Collegamenti elettrici: fuoriuscita di due cavi per il collegamento elettrico ogni 12 tegole (una striscia), diametro cavi 18 AWG.

Installazione: utilizzando normali chiodi per coperture a tetto.

Applicazione di strisce consecutive sovrapposte.

Cavi elettrici situati sul retro della striscia.

Impermeabilizzazione: il sole riscaldando le tegole solari provoca un incollaggio tra di esse che permette di ottenere una copertura resistente alle intemperie.

Peso: 6,8 kg/m²

Dimensioni campo tegole: secondo le necessità di potenza richiesta; vedi tabella sovrastante.

Potenza impianto: le potenze di picco tipiche dell'impianto vanno fino a 4 kW.



ISES ITALIA

IL SOLE A TRECENTO SESSANTA GRADI

NEWSLETTER DI ISES ITALIA - Sezione dell'International Solar Energy Society

Anno V - N°4 Aprile 1998

LA SITUAZIONE MONDIALE DEL FOTOVOLTAICO: IN UN ANNO CRESCE DEL 43 %

La produzione delle celle e dei moduli fotovoltaici è passata dagli 89 MW del 1996 ai 126 MW del 1997. Il grande sviluppo del settore è indicato anche dalla riduzione dei costi di produzione e di installazione e dagli ingenti investimenti delle grandi compagnie energetiche internazionali.

9 Il 1997 è stato un anno di grande crescita per il fotovoltaico a livello mondiale. La produzione di celle e moduli è aumentata del 43% rispetto all'anno precedente, fino a raggiungere 126,7 MW di potenza (altre fonti parlano di 122 MW o di 115 MW).

Questo forte impulso al mercato è strettamente legato alla partenza del programma dei 70.000 tetti in Giappone, ai programmi dello stesso tipo in Germania, Svizzera e Olanda e ai programmi di elettrificazione rurale in India. Negli Stati Uniti la produzione è stata stimolata dalla domanda del Giappone: il rapporto tra esportazione e produzione è stato quasi del 75%. Al contrario la produzione giapponese è stata tutta destinata al mercato interno.

La crescita annuale in Giappone e in Europa nel 1997 (rispettivamente +65% e +56%) è testimoniata dagli aumenti di produzione delle compagnie giapponesi e europee. Con oltre 15 MW, ad esempio, la società giapponese Kyocera ha avuto un incremento del 69% rispetto al '96 ed è, attualmente, la seconda compagnia nel FV dopo la Siemens Solar statunitense. Forte crescita hanno avuto aziende come la francese Photowatt International (+ 119%), le giapponesi Canon (+ 320%) e Sharp (+112%). Per ciò che concerne la produzione americana, ben il 53% è da attribuirsi a capitale europeo: Siemens Solar e AS Americas sono, infatti, succursali di compagnie tedesche; questa tendenza è confermata dall'arrivo di una nuova linea produttiva in California da

parte della BP Solar. C'è da chiedersi se tale sviluppo della capacità produttiva continuerà nei prossimi anni: alcuni segnali sembrano confermare queste aspettative positive.

La domanda prevista per gli anni a venire ha già orientato le aziende ad estendere la propria capacità produttiva: nei prossimi 3 anni, ci dovrebbe essere una produzione aggiuntiva di 263,5 MWp.

Il coinvolgimento nel settore dei giganti petroliferi ed energetici (BP, Shell, Amoco, RWE) è un altro elemento che fa pensare a notevoli investimenti futuri.

Le economie di scala e la razionalizzazione/automatizzazione delle linee produttive favoriranno, inoltre, la riduzione dei costi di fabbricazione dei moduli. Alcune ricerche fanno notare come il costo di un modulo fabbricato da un'unità di produzione con una capacità di 25 MW sia di due o tre volte inferiore a quello di un modulo prodotto da una unità con capacità non superiore a 1 MW.

Sul versante "costi di installazione", da qualche anno, si assiste ad una sensibile riduzione: in media il decremento è stato del 25% rispetto al periodo 1993-95 e la tendenza verrà probabilmente confermata.

Si può dunque esaminare la situazione del costo medio del chi-

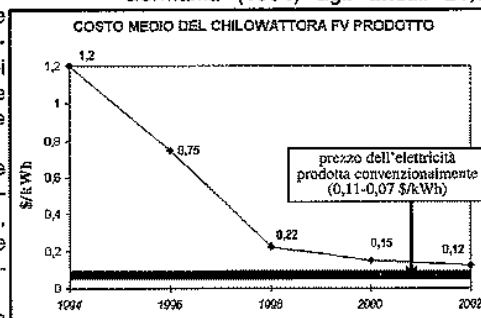
SONO DISPONIBILI:

Atti del Convegno
LE BARRIERE ALLA DIFFUSIONE DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: COME SUPERARLE
Roma, 4 giugno 1997

Atti del workshop
LE APPLICAZIONI FOTOVOLTAICHE PER USI CIVILI E RURALI NEI COMUNI D'ITALIA
Gubbio, 23 giugno 1997

Le informazioni a pagina 7

lowattora prodotto. Se facciamo riferimento ad un impianto di tetto fotovoltaico collegato alla rete, possiamo notare (vedi grafico) una diminuzione costante dei costi unitari: dagli 1,2 \$/kWh del programma "1000 tetti" in Germania (1994) agli attuali 21,7



cents \$/kWh del 1998.

Le previsioni al 2002 indicano che il costo del kWh fotovoltaico connesso alla rete sarà vicinissimo al prezzo dell'elettricità venduta al settore residenziale.

Fonte: Systèmes Solaire, gennaio-febbraio 1998 - "Barometre PV"

ISES ITALIA organizza
SEMINARI DI ARCHITETTURA BIOCLIMATICA
ARCHITETTURA E URBANISTICA SOLARE
L'uso delle energie rinnovabili negli edifici
a Roma, presso la facoltà di Ingegneria dell'Università "La Sapienza"
Le informazioni a pagina 7 e sul sito internet di ISES ITALIA

SOLAR POWER ROLLS WILL GIVE CONSUMERS JIFFY SUN POWER

ATHOL, Mass. (Service Wire)-Solar rolls bearing the consistency of heavy-duty plastic wrap designed to affix to your window shade for quick and easy solar power are being developed, a report says.

A research and development giant, Advanced Research and Development Inc. in Athol, Mass., and Argonne National Laboratory have embarked on a three-year project to produce "solar cells on a roll".

"You could roll down your awning in the sunshine and get power from it," says chemist Michael R. Wasielewski of Argonne. The researchers involved in the \$1.8 million project are studying ways to attach metal electrodes to the filmlike solar cells. "One of our goals is to make these things so cheap that they would be almost disposable", Wasielewski said.

(fonte: <http://infinite.org/newlife/archive/pages/NMMAR96-2.html>)

UN MODULO FOTOVOLTAICO PER LA COPERTURA DEI TETTI DELLE CASE AMERICANE

La United Solar Systems Corp. ha annunciato la commercializzazione di moduli fotovoltaici che esteticamente possono avere lo stesso aspetto o delle tegole asfaltate o di quelle metalliche utilizzate nelle coperture delle case americane. I moduli che simulano le tegole asfaltate hanno una lunghezza di circa 3 m e la larghezza di 30 cm. Sono fabbricate con celle fotovoltaiche di silicio amorfo disposte su uno strato sottile, flessibile e leggero di acciaio inossidabile e ricoperte da una pellicola di polimeri speciali. I moduli vengono installati come le normali tegole, sovrapponendoli, e sono collegati elettricamente nella parte sottostante attraverso dei fori presenti nella base del tetto. Circa 100 di queste tegole possono soddisfare il fabbisogno di energia elettrica di una casa americana. Le tegole sono prodotte in tre colori diversi in modo da rispondere alle varie esigenze architettoniche. La commercializzazione di questo nuovo prodotto, che dovrebbe rivoluzionare le modalità di integrazione del fotovoltaico sui tetti delle case americane e che è attualmente installato in diversi impianti dimostrativi, è prevista entro l'anno.

(fonte: ilsoleatrecentosessantagradi, maggio '96, ISES)

A ROMA 3 TETTI FOTOVOLTAICI REALIZZATI DALL'ENEL

Nel mese di febbraio sono stati inaugurati a Roma 3 tetti solari fotovoltaici installati a copertura di edifici e allacciati alla rete elettrica. Gli impianti sono frutto di una collaborazione tra ENEL e Ministero Federale tedesco per la Scienza, Ricerca e Tecnologia (BMBF), alla quale hanno partecipato l'ANIT (industria del gruppo Ansaldo e Agip) e la tedesca ASE (Deutsch Aerospace e Nukem). Un impianto è situato sull'edificio che ospita la Scuola Germanica; ha una potenza di 20 kW (380 moduli) e produrrà circa 28.000 kWh l'anno (10% dell'energia elettrica consumata dalla scuola); un altro impianto è stato montato sull'edificio della Direzione Generale dell'ENEL, ha una potenza di 3 kW e può produrre circa 4.200 kWh l'anno; la terza installazione si trova al Centro Nazionale di Controllo dell'ENEL e consiste in due impianti distinti: uno è posto sulla facciata e l'altro sul terrazzo su particolari cavalletti, insieme hanno una potenza di 2,6 kW e possono produrre 3.200 kWh/anno.

(fonte: ilsoleatrecentosessantagradi, ISES)

GIAPPONE: SUL MERCATO CASE COMPLETE DI GENERATORI SOLARI

Le società giapponesi Sekiushi House e la Misawa House hanno dichiarato che dall'aprile '97 metteranno sul mercato le prime case con un generatore fotovoltaico come dotazione standard. Il prezzo di questi alloggi è ancora piuttosto elevato, ma va considerato che il generatore consentirà di soddisfare il 90% di energia elettrica necessaria ad una famiglia di 4 persone.

L'impianto ha una durata che supera i 20 anni.

Gli incentivi previsti dal Ministero del Commercio e dell'Industria giapponese per i costruttori di questo tipo di abitazioni e la possibilità di vendere alle compagnie elettriche il surplus di elettricità prodotta dalle case stesse hanno stimolato questo settore commerciale. La Misawa ritiene di vendere 1200 case già entro la fine di quest'anno.

(fonte: Nihon Keizai Shimbun, Inc. e Kyodo News International Inc.)

CHEAP SOLAR CELLS HAVE THEIR DAY IN THE SUN

By Philip Cohen, San Francisco

Solar power may be on the verge of a commercial breakthrough: (...) three companies--Canon Japan, the Solarex Corporation of Pennsylvania, and the United Solar Systems Corporation, based in Michigan--will soon start marketing panels made from "amorphous" silicon, a more disordered form of the material that is cheaper and much easier to process into solar cells.

The silicon in solar cells absorbs photons of light and converts their energy into a flow of electrons. Conventional crystalline cells do this with an efficiency of around 12 per cent. Amorphous cells have always been less efficient, and grow worse with age. Light degrades the panels, which lose up to 30 per cent of their efficiency due to a phenomenon called the Staebler-Wronski effect. "This haunted the field," says the effect's co-discoverer, Christopher Wronski of Pennsylvania State University.

Scientists believe the Staebler-Wronski effect is partly due to "dangling", or unoccupied, chemical bonds of silicon atoms, which suck up some of the electrons freed by light. Over the past few years, researchers have discovered ways to limit the effect. Adding hydrogen gas to the silicon as cells are manufactured caps off many of the dangling bonds, and using thinner layers of silicon gives electrons a better chance of escaping. The cells' efficiency can also be increased by using multiple layers of silicon, which capture a broader spectrum of light, and adding traces of germanium to absorb longer wavelengths.

At last week's meeting, Jeffrey Yang and his colleagues at United Solar Systems announced that they have combined these tricks to make an amorphous silicon cell with an initial efficiency of a record 14.6 per cent. This declines only slightly, to 13 per cent, after 1000 hours' use. "There is nothing exotic that would preclude using this same technology on the assembly line," says Yang. Wronski believes that the companies will start by marketing amorphous cells with a stable efficiency of about 8 per cent, and then try to increase it. To compete head-on with fossil fuels, the cells will need a stable efficiency of about 15 per cent. Wronski is optimistic. "This field has moved slowly, but it's starting to take off," he says. "It's encouraging to see companies think that we've crossed some threshold, and bet money that the technology has a future."

(fonte: New Scientist, 12 April 1997 [riduzione per il WWW])

HYDROGEN AS AN ENERGY CARRIER

In general hydrogen is considered to be the dominant energy carrier of the future together with electricity. Like any other energy carrier, hydrogen requires an energy source to be produced. The Thesis is a part of the project Hydrogen as an Energy Carrier at the Research Group for Energy Physics at the Department of Physics, University of Oslo. The aim of the project is to describe and optimize a production line for hydrogen based on solar energy.

The hydrogen is stored in a metal hydride storage container. Metal hydride is a chemical connection between a metal (or an alloy) and hydrogen. This kind of storage systems requires a somewhat advanced control system for correct and safe charging and discharging of the storage container. Since commercial systems of this kind was unfamiliar to us, the aim of the Thesis was to perform the systems analysis and the instrumentation of a control system for a specific (costume designed) metal hydride storage container.

In default of experimental experience with metal hydride storage systems, we decided to evolve a control system where the operator frequently gets information about the condition of the storage container and the charging/discharging processes through a graphical constructed front panel ran on a Macintosh computer. The system is based on the data equation program LabVIEW from National Instruments an a general purpose IO-interface with the microcontroller MC68HC705P9 from Motorola as the main unit.

The sensibility of the metal hydride require time-consuming testing of the control system. (In worst-case gases such as oxygen and nitrogen are able to destroy the storage container). For this reason the control system has not been operating the storage container it self, but the testing of dummy systems indicates that the control system will operate as expected.

(fonte: <http://www.fys.uio.no/~joner/engelsk.html>)

BIBLIOGRAFIA

Testi

- [1] AA.VV. **"Solar Energy Houses"** James & James Ltd., London 1997
- [2] Gallo, Cianciullo **"Costruire con il sole"** ISES Italia, Roma febbraio 1996
- [3] Sick, Erge **"Photovoltaics in Buildings"** James & James Ltd., London 1996
- [4] De Agostini, Enciclopedia della Scienza e della Tecnica: *Effetto fotovoltaico, Cella fotovoltaica, Semiconduttori*, 1995
- [5] Cucumo, Marinelli, Oliveti **"Ingegneria Solare – Principi ed applicazioni"** Pitagora ed., Bologna 1994
- [6] Marco Sala **"Tecnologie Bioclimatiche in Europa"** Alinea, Firenze 1994
- [7] Marco Sala, Lucia Ceccherini Nelli **"Tecnologie Solari"** Alinea, Firenze 1993
- [8] Manuale ISES **"Energia dal sole: prospettive dell'energia fotovoltaica in Italia"** Leonardo Periodici, giugno 1992
- [9] Martinis B. **"L'energia in Italia - Convenzionale, nucleare o alternativa?"** Edizioni Dedalo, Bari 1990
- [10] Califano, Silvestrini, Vitale **"La progettazione dei sistemi fotovoltaici"** Liguori ed., Napoli 1988
- [11] De Sivo, Fumo **"L'architettura dell'energia. Fondamenti e prospettive."** CUEN, Napoli dicembre 1987
- [12] AA.VV. **"Architettura bioclimatica"** De Luca ed., 1985
- [13] Mario Scheichenbauer, Cesare Reina **"Bilancio energetico dell'abitazione"** ITEC srl, Milano 1982
- [14] AA.VV. **"Progetti per 1000 case solari"** Longanesi & C., Milano 1982
- [15] Marston Fitch **"La progettazione ambientale"** Marsilio ed., 1980
- [16] Bacigalupi, Benedetti **"Progetto ed energia"** Edizioni Kappa, Roma 1980
- [17] Kalhammer R. R. **"Sistemi per accumulare energia"** Le Scienze, Milano 1980
- [18] Mazria E. **"Sistemi solari passivi"** Muzzio Editore, Padova 1980
- [19] Desautel J. **"I pannelli solari: calcoli e dimensionamento."** Longanesi, Milano 1979

[20] Milne M. et al., **"Architectural design based on climate in energy conservation through building design."** McGraw-Hill, NY 1979

[21] Watson D., **"Energy conservation through building design."** Architectural record books, 1979

Articoli e Relazioni

[22] Preu, Kleiss, Reiche, Bucker **"PV-module reflection losses: measurements, simulation and influence on energy yield and performance ratio."** Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme.

[23] ENEA-CRIF. Unità Impianti Fotovoltaici Sperimentali: **pubblicazioni**

[24] SCHUCO International **"Facciate fotovoltaiche. Realizzazione di facciate e produzione di energia con elementi fotovoltaici."**

[25] **Scienza & Vita**, nn. 10/96, 5/95, 4/95, Rusconi editore

[26] **ILSOLEATRECENTOSESSANTAGRADI**, Bollettino ISES Italia, artt. vari

[27] Macchiaroli **"Il sistema fotovoltaico - Una alternativa all'allacciamento tradizionale per utenze particolari."** HTE n.99 Gennaio-Febbraio 1996

[28] Connolly **"Verso una cella solare ad alto rendimento."** HTE n.100, marzo-aprile 1996

[29] Vigotti, Rossi **"Produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica."** HTE n.100, marzo-aprile 1996

[30] Soragnese **"Legge n.10/91 sul risparmio energetico - Stato dell'arte dei provvedimenti attuativi."** HTE n.100, marzo-aprile 1996

[31] Menna **"Il contributo delle fonti rinnovabili in Italia."** ENEA, 1996

[32] Menna **"Censimento per il territorio italiano dei dati relativi alle fonti rinnovabili di energia ed al loro contributo al bilancio energetico per gli anni '92 e '93"** ENEA Portici, dicembre 1995

[33] Braida **"Un muro verde"** COSTRUIRE n.153 Febbraio 1996, ed. Segesta

[34] Coiante **"Combustibili alternativi da fonte rinnovabile: l'idrogeno."** HTE n.95, maggio-giugno 1995

[35] AA.VV., Atti della giornata di studio "Il sole nella città", Milano 24 marzo 1995

- [36] AA.VV., Atti della "12th European Photovoltaic Solar Energy Conference", Amsterdam, 1994
- [37] Lo Cicero Vaina, Vitale **"Simulazione del comportamento energetico degli edifici: studio per una sede di Agenzia ENEL."** HTE n.92, novembre-dicembre 1994
- [38] Garozzo **"Le iniziative dell'ENEA per le energie rinnovabili."** HTE n.90, luglio-agosto 1994
- [39] H. Bloss: **"Thin Film Solar Cells - State of the Art and future Trends"**, Proceedings of the 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, The Netherlands 11-15 april 1994
- [40] M. Posnansky and S. Gnos: **"Building Integrated Photovoltaic Systems: Examples of realized hybrid PV-Power Plants with specially conceived PV-Modules for Building Integration"**; Proceedings of the 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, The Netherlands 11-15 april 1994
- [41] Ciolfi, Calderaro **"Architettura solare passiva - Raffrescamento."** HTE n.88, marzo-aprile 1994
- [42] Michelini **"Quanto vale il chilowattora pulito prodotto da fonti rinnovabili?"** HTE n.88, marzo-aprile 1994
- [43] AA.VV., Atti del convegno "Il ruolo delle città nella pianificazione energetico-ambientale: esperienze, interventi e opportunità per l'Italia", Economia delle fonti di energia e dell'Ambiente, n.2/1994
- [44] Ariemma, Caridi, Cipriani **"Applicazioni fotovoltaiche nel settore residenziale"** HTE n.87, gennaio-febbraio 1994
- [45] Clò, Agostini **"Costi sociali del servizio elettrico in Italia: impatto sull'ambiente, sull'uomo, sul patrimonio culturale."** HTE n.87, gennaio-febbraio 1994
- [46] G. Stelzer **"L'esperienza del nuovo PRG di Cavalese"** - Convegno "Edilizia ed Energie fra normative ed esperienze", Trento 1993
- [47] Kiss Cathcart Anders Architects PC **"NREL Study: Buildings Integrated Photovoltaics"**, Colorado 1993

- [48] Rossi **"Centrale fotovoltaica da 1 MW."** HTE n.86, novembre-dicembre 1993
- [49] Pacati **"Il regime giuridico e commerciale dell'autoproduzione di energia elettrica."** HTE n.86, novembre-dicembre 1993
- [50] Sintesi Studio Nomisma **"Costi sociali del servizio elettrico per il sistema Italia"** ISES, ottobre 1993
- [51] Barra, Coiante **"Una centrale elettrica fotovoltaica autosufficiente con accumulo stagionale di idrogeno."** HTE n.82, marzo-aprile 1993
- [52] Barra, Coiante **"Energy cost analysis for Hydrogen-Photovoltaic stand-alone power stations"** Int. J. Hydrogen Energy Vol.18 n.8, 1993
- [53] Carbonari, Fanchiotti **"Domanda di energia per riscaldamento di edifici in un'area urbana."** HTE n.83, maggio-giugno 1993
- [54] Arcamone, Cardinale, Mazza, Vacca **"Influenza dei fattori climatici sulle prestazioni dei pannelli fotovoltaici"** atti del 48° congresso nazionale ATI, Taormina 1993
- [55] Gallo **"Architettura bioclimatica - Il raffrescamento passivo: stato dell'arte."** HTE n.79, settembre-ottobre 1992
- [56] D. Coiante **"Il limite di costo dell'energia fotovoltaica"** rapporto tecnico ENEA, RT/ENERG/91/03, 1991
- [57] Atti della "IEA-ENEL Conference on Photovoltaic Systems for Electric Utility Applications", Taormina 1990
- [58] Ogden, Williams **"Electrolytic Hydrogen from thin-film solar cells"** Int. J. Hydrogen Energy Vol.15 (pp. 685-693), 1990
- [59] D. Coiante **"La produzione fotovoltaica dell'idrogeno"** ENEA "Energia ed innovazione", novembre-dicembre 1990
- [60] Hulstrom, Ronald L. **"Solar Resources"** MIT Press, London 1989

Norme

- [61] Leggi n. 9/91, n. 10/91 e n. 449/97.
- [62] Decreti Min. Industria 25/9/92 e 4/8/94.
- [63] provvedimento CIP n. 6/92; deliberazioni CIP 29/4/92 e successive.
- [64] UNI 7357 FA3, UNI 10349, UNI 10351.

Siti del WWW di interesse energetico

[NEWS Energia solare](http://www.cesvitec.it/PAGE/Energia/News/solare.html) <http://www.cesvitec.it/PAGE/Energia/News/solare.html>
[The energy situation in Italy](http://www.wreag.com/english/energy_italy.htm) http://www.wreag.com/english/energy_italy.htm
[renewable energies in Japan](http://www.wnn.or.jp/wnn-e/index-r_e.html) http://www.wnn.or.jp/wnn-e/index-r_e.html
[Fonti Rinnovabili di Energia](http://www.fis.unipr.it/~giusiano/ambiente/renfonts.html)
<http://www.fis.unipr.it/~giusiano/ambiente/renfonts.html>
[Riviste sulle energie alternative](http://www.fis.unipr.it/cigno/riviste.html) <http://www.fis.unipr.it/cigno/riviste.html>
[Articolo sulle strategie energetiche USA](http://www.heritage.org/heritage/library/categories/enviro/bg846.html)
<http://www.heritage.org/heritage/library/categories/enviro/bg846.html>
[Articolo dal WorldWatch sulla "rivoluzione energetica"](http://www.usis.usemb.se/sft/142/sf14208.htm)
<http://www.usis.usemb.se/sft/142/sf14208.htm>
[Cheap solar cells have their day in the sun](http://www.newscientist.com/ns/970412/solar_nf.html)
http://www.newscientist.com/ns/970412/solar_nf.html
[Solar Cell on a Roll](http://www.anl.gov/OPA/news94/news940801.html) <http://www.anl.gov/OPA/news94/news940801.html>
[Michael R. Wasielewski \(ANL\)](http://www.chem.nwu.edu/brochure/wasielewski.html)
<http://www.chem.nwu.edu/brochure/wasielewski.html>
[Polimeri otticoelettronici](http://www.scienzaegoverno.com/44/radiazio.htm) <http://www.scienzaegoverno.com/44/radiazio.htm>
[AEE - DIY isolanti trasparenti](http://www.datenwerk.at/arge_ee/verz/english/tin.html)
http://www.datenwerk.at/arge_ee/verz/english/tin.html
[14thPVSEC-HomePage / Organiser: WIP-Munich +49-89-7201232](http://www.wip.tnet.de/pv97.htm)
<http://www.wip.tnet.de/pv97.htm>
JRC Ispra (VA)
[Institute for Advanced Materials: Energy Systems Testing Unit](http://iamest.jrc.it/)
<http://iamest.jrc.it/>
[JOULE Project HYPRI](http://iamest.jrc.it/projects/pages/hypri.htm) <http://iamest.jrc.it/projects/pages/hypri.htm>
[Ewan Dunlop](http://iamest.jrc.it/people/pages/dunlop.htm) <http://iamest.jrc.it/people/pages/dunlop.htm>
[TISO: introduction](http://www.trevano.ch/Public/tiso/introd.htm) <http://www.trevano.ch/Public/tiso/introd.htm>
[DIER/Applicazioni elettroniche di dispositivi a silicio amorfo](http://econa.ing.uniroma1.it/ricpal.html)
<http://econa.ing.uniroma1.it/ricpal.html>
[Liquid Solar Cells](http://www.goodnet.com/~ecloud/solrcells.html) <http://www.goodnet.com/~ecloud/solrcells.html>
[D.J.L. Software Consultancy Ltd](http://www.pcug.co.uk/~djl/DJL_RE.html) http://www.pcug.co.uk/~djl/DJL_RE.html
[Aurora main page](http://aurora.crest.org/) <http://aurora.crest.org/>
[Promotion of Energy Technologies \(OPET\)- Home Page](http://www.cordis.lu/opet/home.html)
<http://www.cordis.lu/opet/home.html>
[Solare in Norvegia](http://www.uio.no/www-adm/infoavd/apollon/apollon-english-96/a11.html) <http://www.uio.no/www-adm/infoavd/apollon/apollon-english-96/a11.html>
[collettori solari norvegesi](http://www.cordis.lu/opet/home.html) <http://www.cordis.lu/opet/home.html>
[Energy Physics at the University of Oslo](http://www.fys.uio.no/kjerne/energy.html) <http://www.fys.uio.no/kjerne/energy.html>
[Solar Utilities Network homepage](http://www.solarnet.org/) <http://www.solarnet.org/>
[Alternative Energy Engineering](http://www.asis.com/ae/) <http://www.asis.com/ae/>
SOLAR ENERGY MATERIALS AND SOLAR CELLS
<http://bulb.mit.edu/mumbledir/journals/09270248/EA920007.html>
Ente Nazionale per l'Energia e l'Ambiente (ENEA)
[ENEA - Dipartimento Ambiente](http://wwwwamb.casaccia.enea.it/) <http://wwwwamb.casaccia.enea.it/>
[LINKS ENEA](http://wwwwamb.casaccia.enea.it/siti.htm) <http://wwwwamb.casaccia.enea.it/siti.htm>
[Associazioni referenti per l'ENEA](http://www.enea.it/Associazioni/) <http://www.enea.it/Associazioni/>
[ENEA - Centro Ricerche Portici](http://axpenea.portici.enea.it/index1.html) <http://axpenea.portici.enea.it/index1.html>
[innovativo modulo fotovoltaico a Portici](http://vnt.sede.enea.it/~RESINE/EneaInfo/tandem.html)
<http://vnt.sede.enea.it/~RESINE/EneaInfo/tandem.html>
[MARIO BOTTA](http://www.lu.usi.ti-edu.ch/ricerca/SulmoniM/SulmoniMa.html) <http://www.lu.usi.ti-edu.ch/ricerca/SulmoniM/SulmoniMa.html>
[Frank Lloyd Wright House-Unique Vacation Rental-Hawaii](http://www.21stcenturyhawaii.com/flwhi/index.html)
<http://www.21stcenturyhawaii.com/flwhi/index.html>

BIOARCHITETTURA

[Bioarchitettura Oggi-indice](http://www.bioarchitettura.org/notizie.htm) <http://www.bioarchitettura.org/notizie.htm>

[links di bioarchitettura](http://www.bioarchitettura.org/link.htm) <http://www.bioarchitettura.org/link.htm>

[Bioarchitettura](http://www.bioarchitettura.org/arretr.htm) <http://www.bioarchitettura.org/arretr.htm>

[Solar Design Resources](#)

http://www.asis.com/aee/index.cgi?page=catalog/designre.html&cart_id=4955826.8313

[L'energia sostenibile in Canada](#)

<http://www.web.apc.org/sustenergy/links.html>

[Pubblicazioni sull'"energia sostenibile" \(Canada\)](#)

<http://www.web.apc.org/sustenergy/publications.html>

[Electricity from the Sun](#) <http://www.nrel.gov/research/pv/tapsun.html>

[Photovoltaics Related Links](#) <http://www.pv.unsw.edu.au/solpages.html>

[Economics of power generation by solar cells](#)

<http://nrelinfo.nrel.gov/research/pv/thinfilm.html>

[History of the photovoltaic effect](#) <http://www.pvpower.com/pvhistory.html>

Idrogeno e celle a combustibile

[HyWeb](#) <http://www.hyweb.de/welcome/intro.html>

[HyWeb: Companies & Products: Who is who: Company information](#)

http://www.hyweb.de/cgi-bin/hyweb_actsheet.cmd?ID=10&lang=e

[HyWeb: News - Hydrogen-Gazette Archives I/98](#)

<http://www.hyweb.de/News/arcv198e.html>

[PEM Fuel Cells in Stationary and Mobile Applications](#)

<http://www.hyweb.de/Knowledge/biel97.htm>

[Power Gen '97 Conference Programme Track 8](#) [http://www.pennwell-](http://www.pennwell-europe.com/powergen/track8.htm#fuelcell)

[europe.com/powergen/track8.htm#fuelcell](http://www.pennwell-europe.com/powergen/track8.htm#fuelcell)

[ENERGY FACTS: FUEL CELLS](#) <http://www.iclei.org/efacts/fuelcell.htm>

[Electrochemical Fuel cells](#)

<http://www.hazmatmag.com/library/docs/FM95/FM95007.html>

[Fuel Cell 2000's Homepage](#) <http://www.fuelcells.org/fcnews.shtml>

[Market Potential High for Fuel Cells](#)

http://www.epri.com/EPRI_Journal/may_jun97/fuel_cells.html

[De Nora S.p.A. - Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells](#)

<http://WWW.DeNora.it/products/pem.html>

[COVAL H2 PARTNERS:Electric/Hydrogen Fuel Cell Vehicle](#)

<http://www.covalh2000.com/>

[ANSALDO CLC: Power Plant](#) <http://www.ansaldo.it/CLC/fcplant.htm>

[Elettricità nella Svizzera Italiana](#) <http://www.elettricità.ch/index.htm>

[Generazione di idrogeno per elettrolisi](#)

[http://www.elettricità.ch/Pubblicazioni-](http://www.elettricità.ch/Pubblicazioni-sullenergia/INFODOCENTI/GENERAZIONE_IDROGENO/generazi.htm)

[sullenergia/INFODOCENTI/GENERAZIONE_IDROGENO/generazi.htm](http://www.elettricità.ch/Pubblicazioni-sullenergia/INFODOCENTI/GENERAZIONE_IDROGENO/generazi.htm)

[The Dais Corporation -- THE Fuel Cell Company](#) <http://www.dais.net/>

[Centrale a celle a combustibile](#)

<http://www.werg.casaccia.enea.it/tea/1MW.html>

[FUEL CELL RESEARCH](#)

http://www.cs.colorado.edu/homes/mcbryan/public_html/bb/674/summary.html

Case Solari

[Maine Solar House](#)

<http://solstice.crest.org/renewables/wlord/solarhouse.html>

[La casa energeticamente indipendente di Friburgo](#)

http://www.ise.fhg.de/Press_Info/PI.96-7.english.html

[SolarBuildings Index](#) [http://www.nedo.go.jp/nedo-](http://www.nedo.go.jp/nedo-info/solarDB/photo2/1994-e/13/index.html)

[info/solarDB/photo2/1994-e/13/index.html](http://www.nedo.go.jp/nedo-info/solarDB/photo2/1994-e/13/index.html)

[Photographs of Photovoltaic Power Generation Systems](#)

- <http://www.nedo.go.jp/nedo-info/solarDB/photo2/index-e.html>
[Solar House](http://erg.ucd.ie/solinfo/solar_house.html) http://erg.ucd.ie/solinfo/solar_house.html
[Photovoltaics in Architecture 1](http://www.pz.nl/bear/bearpvtxt1.htm) <http://www.pz.nl/bear/bearpvtxt1.htm>
[Facciate fotovoltaiche](http://www.odoardi.it/fotovolt.htm) <http://www.odoardi.it/fotovolt.htm>
[LARICE -- Home page](http://131.175.41.2/larice/Default.htm) <http://131.175.41.2/larice/Default.htm>
[Risultato ricerca progetto](http://131.175.41.2/offerta/scripts/proget.idc) <http://131.175.41.2/offerta/scripts/proget.idc>
[UNI-SEX: universitari ambientalisti](http://services.csi.it/~unisex/welcome.htm) <http://services.csi.it/~unisex/welcome.htm>
[Solar cells, semiconductor interfaces](http://quasix.mpi-stuttgart.mpg.de/pv/pv.html) <http://quasix.mpi-stuttgart.mpg.de/pv/pv.html>
[Highly efficient thin layer silicon solar cells](http://quasix.mpi-stuttgart.mpg.de/pv/high_efficient.html) http://quasix.mpi-stuttgart.mpg.de/pv/high_efficient.html
- Stuttgart sites**
- [lista partecipanti convegno Villa Vigoni \(pellicole sottili\)](http://quasix.mpi-stuttgart.mpg.de/pv/liste.htm) <http://quasix.mpi-stuttgart.mpg.de/pv/liste.htm>
[SUNRAYS](http://quasix.mpi-stuttgart.mpg.de/pv/sunrays.html#Description) <http://quasix.mpi-stuttgart.mpg.de/pv/sunrays.html#Description>
[PV Power:PV Web Sites](http://www.pvpower.com/pvsites.html) <http://www.pvpower.com/pvsites.html>
[Solstice: Sustainable Energy and Development Online](http://solstice.crest.org/)
<http://solstice.crest.org/>
[Thin film photovoltaic cells](http://solstice.crest.org/renewables/re-kiosk/solar/pv/theory/celltypes/thinfilm.shtml) <http://solstice.crest.org/renewables/re-kiosk/solar/pv/theory/celltypes/thinfilm.shtml>
- World Directory of Renewable Energy Suppliers and Services (WDRESS)**
- [WDRESS Organisation List](http://www.jxj.com/dir/wdress/list/org_i.html) http://www.jxj.com/dir/wdress/list/org_i.html
[WDRESS Main Index](http://www.jxj.com/dir/wdress/index.html) <http://www.jxj.com/dir/wdress/index.html>
[WDRESS Subject List - PV](http://www.jxj.com/dir/wdress/subject/pvareas.html)
<http://www.jxj.com/dir/wdress/subject/pvareas.html>
[Distributori del fotovoltaico in Europa](http://syssrv9.nrel.gov/business/international/rsvp/contact_files/disteu.html)
http://syssrv9.nrel.gov/business/international/rsvp/contact_files/disteu.html
- International Solar Energy Society (ISES)**
- [International Solar Energy Society](http://www.ises.org/) <http://www.ises.org/>
[ISES Italia](http://www.isesitalia.it/frprinci.htm) <http://www.isesitalia.it/frprinci.htm>
[IRPEF: detrazioni del 41% per le energie pulite](http://www.isesitalia.it/irpef41%25.htm)
<http://www.isesitalia.it/irpef41%25.htm>
[ILSOLEATRECENTOESSANTAGRADI](http://www.isesitalia.it/PUBBLICA/ILSOLBOL.HTM)
<http://www.isesitalia.it/PUBBLICA/ILSOLBOL.HTM>
[Israeli Section of ISES Home Page](http://tx.technion.ac.il/~meryzse/ises99.html)
<http://tx.technion.ac.il/~meryzse/ises99.html>
- [Ricercatori Univ. di Napoli \(energie altern.\)](http://diesun.die.unina.it/GruppoDispositivi/Persone.html)
<http://diesun.die.unina.it/GruppoDispositivi/Persone.html>
- Banca Dati GRIDWISE**
- [Gridwise \(sm\) Power Guide](http://www.gridwise.com/) <http://www.gridwise.com/>
[Gridwise: Photovoltaics](http://www.gridwise.com/data/z509.html) <http://www.gridwise.com/data/z509.html>
[Gridwise: Photovoltaics - Simulation Software](http://www.gridwise.com/data/zz55.htm)
<http://www.gridwise.com/data/zz55.htm>
[Contatti coi consulenti sul solare nel mondo](http://www.gridwise.com/data/zz56.htm)
<http://www.gridwise.com/data/zz56.htm>
[Contatti coi produttori di fotovoltaico nel mondo](http://www.gridwise.com/data/zz54.htm)
<http://www.gridwise.com/data/zz54.htm>
[Contatti coi ricercatori del solare nel mondo](http://www.gridwise.com/data/zz60.htm)
<http://www.gridwise.com/data/zz60.htm>
[Contatti cogli installatori solari nel mondo](http://www.gridwise.com/data/zz62.htm)
<http://www.gridwise.com/data/zz62.htm>
- [Solar Energy Database](http://www.elsevier.com:80/catalogue/SAF/430/09710/09714/329/329.html)
<http://www.elsevier.com:80/catalogue/SAF/430/09710/09714/329/329.html>
[SOLAR ENERGY MATERIALS AND SOLAR CELLS](http://www.elsevier.com:80/cas/estoc/contents/SAF/09270248.html)
<http://www.elsevier.com:80/cas/estoc/contents/SAF/09270248.html>

AZIENDE

- [Canon presenta i pannelli solari ecologici](http://www.canon.it/novita/pannello.html)
<http://www.canon.it/novita/pannello.html>
- [UFLEX Trade - DIVISIONE ENERGIA](http://www.ultraflexgroup.it/ute/home.html)
<http://www.ultraflexgroup.it/ute/home.html>
- [ASSOLTERM Associazione Italiana Solare Termico](http://www.agora.stm.it/assolterm/)
<http://www.agora.stm.it/assolterm/>
- [PICCINETTI SOLARE](http://www.agora.stm.it/G.Piccinetti/) <http://www.agora.stm.it/G.Piccinetti/>
- [Sunerg](http://leonardo.avt.krenet.it/sunerg/default.htm) <http://leonardo.avt.krenet.it/sunerg/default.htm>
- [EUROSOLARE - Home Page Italiana](http://www.eurosolare.it/ihome.htm) <http://www.eurosolare.it/ihome.htm>
- [sito WEB - DEA srl , pagina benvenuto](http://www.first.it/dea/noindex.html)
<http://www.first.it/dea/noindex.html>
- [sito WEB - DEA srl , pagina schemi impianti](http://www.first.it/dea/schemi.html)
<http://www.first.it/dea/schemi.html>
- [IRIS sas - Fitodepurazione e ingegneria ambientale](http://www.angelfire.com/ma/FabioMasi/iris.html)
<http://www.angelfire.com/ma/FabioMasi/iris.html>
- [Energy-10 Software for Designing Low-Energy Buildings](http://www.berryvalesoftware.com/energy10.html)
<http://www.berryvalesoftware.com/energy10.html>
- [Dati pannello a film sottile - TRENTO](http://www.ismaa.it/html/ita/meteo/solar.html)
<http://www.ismaa.it/html/ita/meteo/solar.html>
- [CERMAC-ALTEN](http://www.bo.cna.it/cermac/alti.htm) <http://www.bo.cna.it/cermac/alti.htm>
- [Uni-Solar](http://www.ovonic.com/unisolar.html) <http://www.ovonic.com/unisolar.html>
- [Uni-Solar \(thin-film manufacturing\)](http://www.entek.chalmers.se/pvflash5.html)
<http://www.entek.chalmers.se/pvflash5.html>
- [Azienda Energetica Municipale - Milano](http://www.aem.it/) <http://www.aem.it/>
- [Pianeta ENEL](http://www.hhh.enel.it/PLANETENEL/it/index.html) <http://www.hhh.enel.it/PLANETENEL/it/index.html>
- [ENEL: centro ricerche elettriche](http://www.cre.enel.it/cre/biblio.html#UEF)
<http://www.cre.enel.it/cre/biblio.html#UEF>
- [ENEL e utenze isolate](http://www.scienzaegoverno.com/52/52ilsist.htm) <http://www.scienzaegoverno.com/52/52ilsist.htm>
- [CRE Unit UEF](http://www.cre.enel.it/cre/uef.html) <http://www.cre.enel.it/cre/uef.html>
- [CT 11](http://www.ceiuni.it/norme/CT11.html) <http://www.ceiuni.it/norme/CT11.html>
- [Norme CEI serie 11](http://www.ceiuni.it/norme/CT11.html#anchor51447) <http://www.ceiuni.it/norme/CT11.html#anchor51447>
- [Condominio.com: Le Leggi](http://www.condominio.com/leggi/) <http://www.condominio.com/leggi/>
- [Condominio.com: legge 10/91](http://www.condominio.com/leggi/10-91.htm) <http://www.condominio.com/leggi/10-91.htm>
- [About CREST \(Center for Renew. En. & Sust. Tecnol.\)](http://solstice.crest.org/common/crestinfo.html)
<http://solstice.crest.org/common/crestinfo.html>
- [Suggerimenti del CREST per il risparmio energetico](http://solstice.crest.org/efficiency/energywise_options/ch1-7.html)
http://solstice.crest.org/efficiency/energywise_options/ch1-7.html