

Alma Mater Studiorum  
Università degli Studi di Bologna

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Civile

D.I.E.N.C.A.

TESI DI LAUREA

In

Impianti Tecnici M

***Analisi dinamica di una facciata ventilata con  
integrazione fotovoltaica***

***Candidato:***

Daniele Scipioni

***Relatore:***

Prof. Giovanni Semprini

***Correlatore:***

Ing. Cosimo Marinosci

Sessione II

Anno Accademico 2011 – 2012

# Indice

<b>Premessa</b>	1
<b>1 Elettività fotovoltaica</b>	2
<b>1.1 La radiazione solare</b>	2
1.1.1 Le componenti della radiazione solare	2
1.1.2 La radiazione solare su piani inclinati	7
1.1.3 Misura la radiazione solare	10
1.1.4 I dati sul sole in Italia	12
1.1.5 L'Atlante Solare Europeo	14
1.1.6 Le mappe del CNR e dell'ENEA	15
1.1.7 Il PVGIS	16
<b>1.2 Principio di funzionamento di una cella</b>	18
1.2.1 L'effetto fotovoltaico	18
1.2.2 Tecnologie costruttive delle celle fotovoltaiche	21
1.2.3 Tipologie di celle	23
1.2.3.1 Le celle al silicio monocristallino	23
1.2.3.2 Le celle al silicio policristallino	26
1.2.3.3 Le celle in silicio amorfo	28
1.2.3.4 Le celle a film sottile	32
1.2.3.5 Le celle a giunzione multipla	33
1.2.3.6 Le celle al CIGS	35
1.2.3.7 Le celle al CdTe	37
1.2.3.8 Le celle al CIS	39
1.2.3.9 Le celle ibride HIT	41
1.2.3.10 Le celle a concentrazione	42
1.2.3.11 Le celle solari organiche e polimeriche	43
1.2.3.11.1 Celle colorante/colorante	45
1.2.3.11.2 Celle colorante/TiO <sub>2</sub>	47
1.2.3.11.3 Celle polimero/colorante	48

1.2.3.11.4	Celle polimero/polimero	49
1.2.3.11.5	Celle polimero/fullerene	50
1.2.3.11.6	Celle polimero/inorganico	51
1.2.3.11.7	Celle polimero/quantum-dot	52
1.2.3.12	Le celle in plastica	53
	<b>1.3 Collegamenti tra le celle</b>	<b>55</b>
1.3.1	Collegamenti in serie ed in parallelo	55
1.3.2	Differenze tra i due modi di collegamento	56
1.3.3	Le proprietà elettriche delle celle	57
	<b>1.4 I moduli fotovoltaici</b>	<b>60</b>
1.4.1	Tecnologia costruttiva dei moduli	60
1.4.2	La certificazione di qualità	64
1.4.2.1	PROVE MECCANICHE	64
1.4.2.2	PROVE ELETTRICHE	65
1.4.2.3	PROVE TERMICHE	66
1.4.3	Classificazione degli impianti fotovoltaici	66
1.4.3.1	Impianti Stand-alone	67
1.4.3.2	Impianti grid-connected	69
1.4.3.2.1	Sistemi fissi	70
1.4.3.2.2	Sistemi ad inseguimento solare	71
1.4.3.2.2.1	Inseguitori ad un grado di libertà	72
1.4.3.2.2.2	Inseguitori a due gradi di libertà	73
1.4.3.2.2.3	Inseguitori attivi-passivi	74
	<b>1.5 Il generatore fotovoltaico</b>	<b>75</b>
1.5.1	Moduli fotovoltaici - Stringhe - Sottocampi	75
1.5.2	Stringhe di moduli e campo fotovoltaico	79

<b>2 Facciate ventilate</b>	83
<b>2.1 Caratteristiche e requisiti</b>	83
<b>2.2 Risparmio Energetico Conseguibile</b>	90
2.2.1 Risparmio percentuale	91
2.2.1.1 Il parametro ambientale ( $\varphi$ )	92
2.2.1.2 La frazione di resistenza ( $z$ )	93
2.2.1.3 Il rapporto resistivo ( $\chi$ )	93
2.2.1.4 Il termine di correzione radiativa ( $H$ )	93
2.2.1.5 La portata termica specifica ( $\gamma$ )	94
2.2.2 Influenza dei vari parametri sul risparmio energetico	95
2.2.3 Analisi di alcuni casi di rilevante importanza pratica	97
2.2.3.1 Influenza dell'intensità di insolazione	99
2.2.3.2 Influenza dello spessore dell'intercapedine	100
2.2.3.3 Influenza dell'angolo di inclinazione per le coperture	100
2.2.3.4 Influenza della lunghezza del condotto di ventilazione	101
2.2.3.5 Influenza dello strato di isolante nell'intercapedine	101
2.2.4 Considerazione conclusive	103
<b>2.3 Comportamento termoigrometrico e dimensionamento isolante</b>	105
2.3.1 Il problema fisico	105
2.3.2 La portata di ventilazione	110
2.3.3 Materiali per la coibentazione esterna	112
2.3.3.1 Materiali sfusi	113
2.3.3.2 Materassini flessibili	116
2.3.3.3 Pannelli rigidi	118
<b>2.4 Ancoraggi</b>	123
<b>2.5 Tipologie di rivestimenti</b>	126
2.5.1 Materiali lapidei	127
2.5.2 Laterizio	128
2.5.3 Piastrelle ceramiche	130
2.5.4 Calcestruzzo o fibrocemento	131
2.5.5 Materiali metallici in lastre	131

<b>3 Quadro Normativo</b>	133
<b>3.1 Normativa Tecnica sulle pareti ventilate</b>	133
<b>3.2 Normativa Tecnica sui pannelli fotovoltaici</b>	137
3.2.1 Norme Europee	137
3.2.1.1 Cessione dell'energia	139
3.2.1.2 Scambio sul posto	140
3.2.1.3 Certificati verdi	140
3.2.1.4 Conto Energia	141
3.2.1.5 Tariffa Omnicomprensiva	141
3.2.2 Norme Nazionali	142
3.2.2.1 DGLS 29/12/2003, n. 387	143
3.2.2.2 ART. 12 del DLGS n. 387/2003 e S.M.I.	145
3.2.2.3 1° Conto Energia	146
3.2.2.4 D.M. 06/02/2007	147
3.2.2.5 2° Conto Energia	147
3.2.2.6 3° Conto Energia	148
3.2.2.7 4° Conto Energia	149
3.2.2.8 5° Conto Energia	152
3.2.3 Riassunto Normativa di riferimento per impianti fotovoltaici	155
<b>4 Facciate ventilate fotovoltaiche</b>	157
<b>4.1 L'integrazione dei due sistemi</b>	157
4.1.1 Sviluppi del sistema collettore PV-T negli ultimi dieci anni	161
4.1.1.1 Collettori solari ad aria (PV-T)	161
4.1.1.1.1 collettori solari ad aria integrati negli edifici	165
4.1.1.1.2 Collettori solari ad acqua (PV-T)	170
4.1.1.2.1 collettori solari ad acqua integrati negli edifici	174
<b>4.2 Investigazioni sperimentali</b>	175
4.2.1 Rassegna sulla tecnologia ibrida solare termica (PV-T)	176
4.2.1.1 Valutazione delle prestazioni	178
4.2.1.2 Considerazioni in merito	185



5.3.1.1.1	Materiali speciali	253
5.3.1.1.2	Rete di flusso d'aria e di potenza	253
5.3.2	Risultati	257
<b>6</b>	<b>Simulazione con ESP-r</b>	<b>259</b>
<b>6.1</b>	<b>Geometria generale del modello</b>	<b>259</b>
<b>6.2</b>	<b>Caratteristiche fisiche delle componenti</b>	<b>261</b>
<b>6.3</b>	<b>Integrazione del modello in ESP-r</b>	<b>262</b>
6.3.1	STEP1	263
6.3.1.1	Rete dei flussi	267
6.3.1.1.1	Nodi di flusso	268
6.3.1.1.1.1	Coefficiente di pressione	270
6.3.1.1.1.2	Fattore di riduzione	271
6.3.1.1.2	Componenti di flusso	271
6.3.1.1.3	Connessioni di flusso	272
6.3.1.2	Verifica dei dati	275
6.3.1.3	Condizioni climatiche esterne	276
6.3.1.4	Risultati delle analisi: STEP1	278
6.3.2	STEP2	283
6.3.2.1	Geometria del modello	284
6.3.2.2	Rete dei flussi	286
6.3.2.3	Risultati della analisi: STEP2	287
6.3.2.4	Confronto dei risultati delle simulazioni	290
6.3.3	STEP3	291
6.3.3.1	Inserimento del processo fotovoltaico in ESP-r	292
6.3.3.2	Risultati STEP3 e confronti	294
6.3.3.2.1	Energia elettrica prodotta	296
6.3.4	STEP4	297
6.3.4.1	Risultati STEP4 e confronti	298
6.3.5	STEP5	301
6.3.5.1	Risultati della simulazione e confronti	301

6.3.5.2	Risultati rete elettrica e confronti	305
<b>7</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>307</b>

# 1 Elettività fotovoltaica

## 1.1 La radiazione solare

### 1.1.1 La radiazione solare e le sue componenti

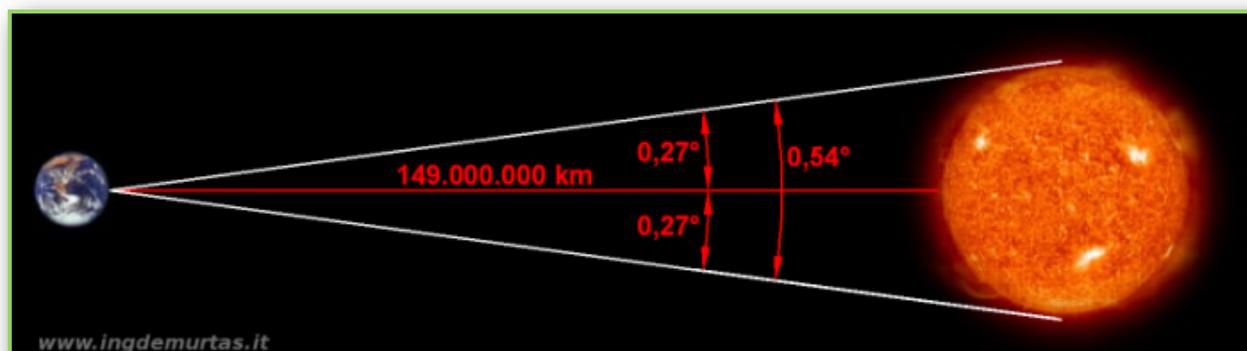
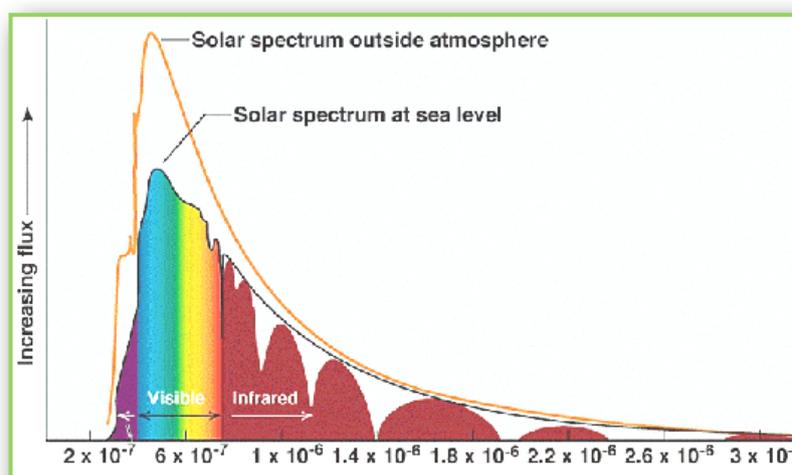


Fig. 1.1 : Distanza Terra - Sole

Il sole, la cui superficie ha una temperatura di circa 6.000 °C, manifesta un'energia in continuità generata sotto forma di flusso continuo di fotoni, di varia energia, che partono dalla superficie del Sole e in circa otto minuti e mezzo raggiungono la Terra.

Ogni singolo fotone che raggiunge la Terra conserva tutta l'energia che possedeva in partenza dal Sole. Quest'ultima energia che trasforma l'idrogeno in elio deriva dai processi di reazioni nucleari di fusione ed è la più importante; questo determina la produzione di calore che viene poi trasmessa dagli strati più interni per conduzione, convezione e irraggiamento.



*Fig. 1.2 : Spettri solari, rispettivamente, fuori dall'atmosfera e sul livello del mare*

Lo spettro della radiazione solare, in vicinanza della Terra, ma sopra all'atmosfera, è illustrato nella Figura 1.2.

La distanza tra il Sole e la Terra varia periodicamente nel corso dell'anno ed è circa uguale a 150.000.000 Km ( $\pm 1,7\%$ ) come si vede dalla Figura 1.1 mentre la costante solare rappresenta in realtà il valore medio della potenza specifica di 1,367 W/m ( $\pm 3,3\%$ ) la quale oscilla entro un intervallo; assumendo il valore massimo nel periodo invernale e quello minimo durante la stagione estiva.

Il totale dell'energia in arrivo dal Sole, sul suolo terrestre a livello del mare, è minore di quella sopraindicata, a causa dell'assorbimento che la radiazione solare subisce nell'attraversare l'atmosfera.

L'area compresa tra la curva punteggiata e la curva a tratto continuo rappresenta la porzione di radiazione assorbita dall'atmosfera terrestre.

Anche in assenza di foschia e nuvole, parte della radiazione solare proviene da altre direzioni e non solo direttamente dal sole. Questa frazione della radiazione solare che raggiunge l'occhio dell'osservatore a seguito di un processo di diffusione (scattering) dovuto alla presenza di molecole d'aria e particelle di polvere, è conosciuta come radiazione diffusa  $E_{dif}$ .

A partire dalla stessa superficie terrestre, è importante considerare tra le diverse componenti della radiazione solare non provenienti direttamente dal sole anche la quota riflessa nell'ambiente circostante dalle diverse superfici,.

Tipo di superficie	Albedo
Manto Erboso	0.25
Prato	0.18 ÷ 0.23
Prato secco	0.28 ÷ 0.32
Campo incolto	0.26
Terreno arido	0.17
Ghiaia	0.18
Muratura Nuova	0.30

Tipo di superficie	Albedo
Muratura Vecchia	0.20
Cemento	0.55
Asfalto	0.15
Bosco	0.05 ÷ 0.18
Sabbia	0.1 ÷ 0.25
Acqua	0.05 , 0.08 , 0.12 , 0.22
Neve fresca	0.8 ÷ 0.9
Neve vecchia	0.45 ÷ 0.7

*Tab. 1.1: Coefficienti di Albedo per diverse superfici*

La capacità di una superficie di riflettere la radiazione solare verso l'esterno viene misurata attraverso il coefficiente denominato di albedo, esso varia a seconda del materiale (Tabella 1.1), che può essere assunto mediamente pari a 0,2.

La parte di radiazione solare che raggiunge la terra senza variazioni di direzione viene chiamata radiazione diretta  $E_{dir}$ .

$$E_g = E_{dir} + E_{dif} + E_{rifl}$$

La formula sovrastante indica la somma della radiazione diretta, di quella riflessa e di quella diffusa, conosciuta come radiazione solare globale  $E_g$ .

Quando il sole è in posizione perfettamente verticale rispetto al piano dell'orizzonte di una determinata località, la luce solare compie il percorso più breve possibile attraverso l'atmosfera; se invece il sole si trova ad un'angolazione più bassa il percorso diventa più lungo, il che provoca un maggiore assorbimento e dispersione della radiazione solare e, di conseguenza, una minore intensità della radiazione stessa al suolo, nonché una variazione delle caratteristiche spettrali della radiazione dovuta al più lungo passaggio attraverso il "filtro" atmosfera.

La relazione tra l'altezza solare ( $\gamma_s$ ) e ed il parametro Massa d'Aria (AM) è data da:

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s}$$

Tale parametro definito come “Massa d’Aria” (Air Mass, AM), è il rapporto tra la lunghezza del percorso effettivo della luce solare attraverso l’atmosfera terrestre e la lunghezza del percorso minimo, che si verifica nel caso di radiazione perpendicolare alla superficie terrestre.

Il sole in posizione verticale ( $\gamma_s = 90^\circ$ ) fa sì che AM risulta quindi pari a 1.

La distribuzione spettrale della radiazione solare extra-atmosferica viene riferita ad un valore di AM pari a 0 poiché i raggi solari devono attraversare l’atmosfera terrestre, l’intensità della radiazione viene tuttavia ridotta da:

- fenomeni di riflessione a livello dell’atmosfera;
- assorbimento molecolare dovuto alla presenza di alcuni componenti dell’atmosfera quali O<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>;
- diffusione di Rayleigh (scattering di Rayleigh relativo all’interazione con le molecole d’aria);
- diffusione di Mie (scattering di Mie relativo all’interazione con le polveri e gli inquinanti atmosferici).

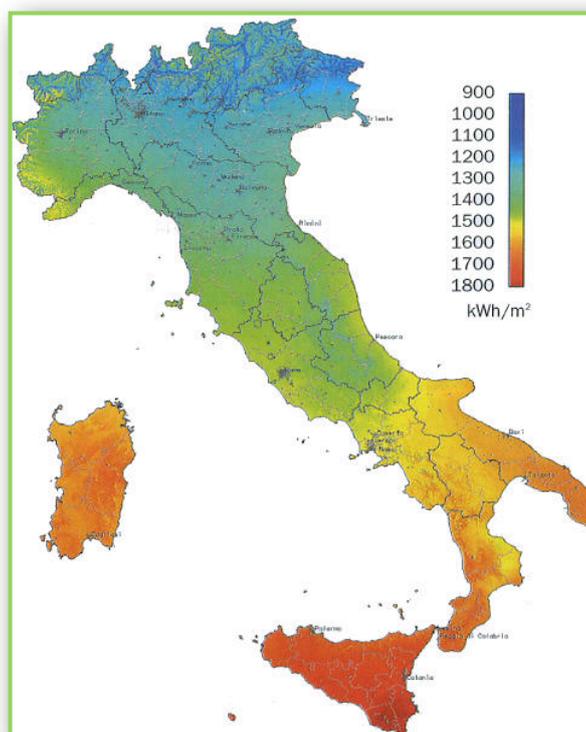
$\gamma_s$	AM	Assorbimento	Diffusione di Rayleigh	Diffusione di Mie	Incidenza Totale
90°	1.0	8.7 %	9.4 %	0 ÷ 25.6 %	17.3 ÷ 38.5 %
60°	1.15	9.2 %	10.5 %	0.7 ÷ 25.6 %	19.4 ÷ 42.8 %

$\gamma_s$	AM	Assorbimento	Diffusione di Rayleigh	Diffusione di Mie	Incidenza Totale
30°	2.0	11.	16.	4.1	28.
	0	2	3	÷	8÷
		%	%	4.9%	59.1%
10°	5.7	16.	31.	15.	51.
	6	2	9	4÷	8÷
		%	%	74.3%	85.4%
5°	11.	19.	42.	24.	65.
	50	2	5	6÷	1÷
		%	%	86.9%	93.8%

**Tab. 1.2 :** Sensibilità dei parametri di assorbimento e diffusione alla variazione del fattore AM

La Tabella 1.2 mostra l'incidenza di fenomeni precedentemente descritti sull'irraggiamento al suolo in relazione all'altezza solare ( $\gamma_s$ ).

Quando l'altezza del sole è inferiore i fenomeni di assorbimento e dispersione sono più rilevanti. I fenomeni di dispersione, a seguito di riflessioni multiple dovute alla sospensione in aria di polveri (scattering di Mie), dipendono fortemente dall'ubicazione del sito, con un massimo nelle aree industriali.



*Fig. 1.3 : Radiazione globale in Italia (ENEA)*

Per la determinazione della radiazione solare disponibile si fa riferimento non solo alle condizioni astronomiche generali, ma anche alla nuvolosità o lo stato del cielo costituiscono il secondo fattore decisivo. Ciò implica che sia l'irraggiamento che la quota di radiazione diretta e diffusa variano moltissimo a seconda del grado di nuvolosità.

Le osservazioni condotte in un arco temporale di diversi anni hanno dimostrato che, alle latitudini caratteristiche del centro Italia, la quota di radiazione diffusa rappresenta, nel corso dell'anno, mediamente il 30-35% della radiazione globale, percentuale maggiore nei mesi invernali. Il valore medio annuale della radiazione solare globale su piano orizzontale (un parametro importante per la progettazione di un impianto solare) varia tra i 1.220 kWh/m<sup>2</sup> della provincia di Bolzano e i 1.700 kWh/m<sup>2</sup> della provincia di Trapani, con un aumento considerevole da Nord a Sud ed in taluni casi con forti differenze a livello regionale.

La radiazione solare globale è soggetta a considerevoli variazioni giornaliere nell'arco dell'anno.

La figura 1.4 evidenzia chiaramente che tali variazioni dipendono principalmente dalla componente diretta della radiazione solare.

Per progettare gli impianti solari, viene spesso fornito il numero di giorni sereni al di là della radiazione solare globale, esprimibile tramite le ore di sole all'anno.

In Italia tale valore varia tra le 1.300 e 1.900 ore all'anno.

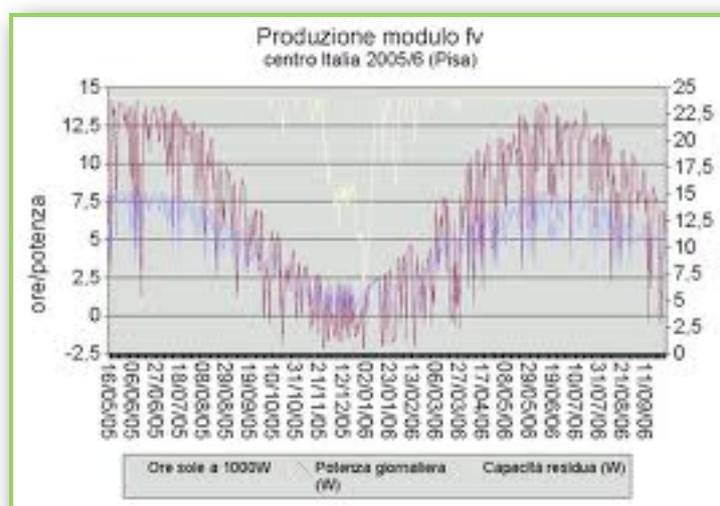
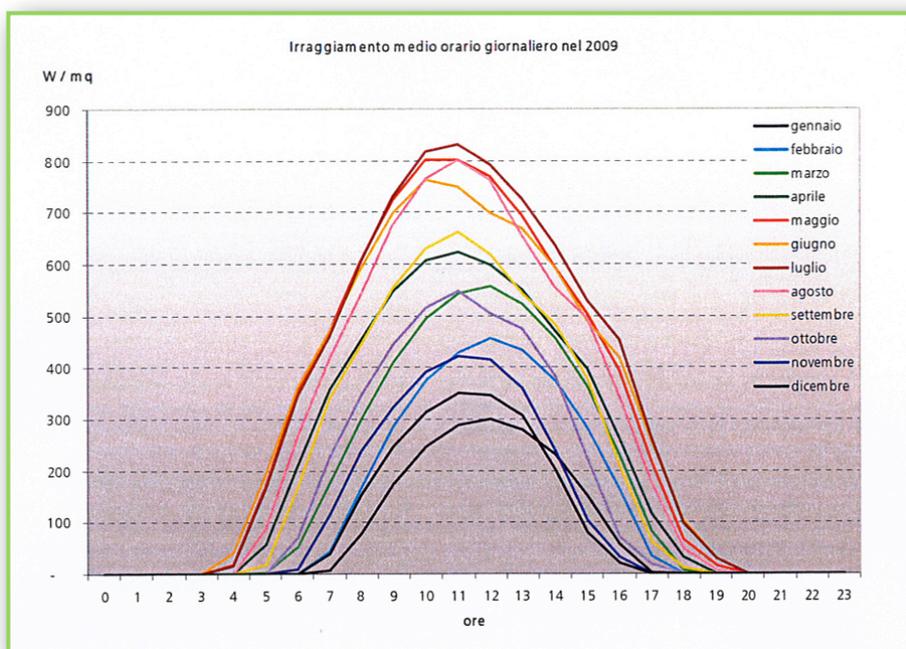


Fig. 1.4 : Irraggiamento giornaliero su piano orizzontale (sud Italia) e due componenti

### 1.1.2 La radiazione solare su piani inclinati

La trattazione sin qui condotta si riferisce ad una superficie ricevente orizzontale, come ad esempio un tetto piano. Considerando la variazione dell'angolo d'incidenza dei raggi solari, è possibile massimizzare il valore dell'energia captata nei diversi periodi dell'anno solo se la superficie ricevente è inclinata con una certa angolazione, rispetto al piano orizzontale, il cui valore dipende dalla latitudine. L'angolo di inclinazione che consente la massima resa nei mesi invernali è maggiore rispetto all'angolo d'inclinazione ottimale per i mesi estivi, a causa dei più bassi valori dell'altezza del sole nel periodo invernale.

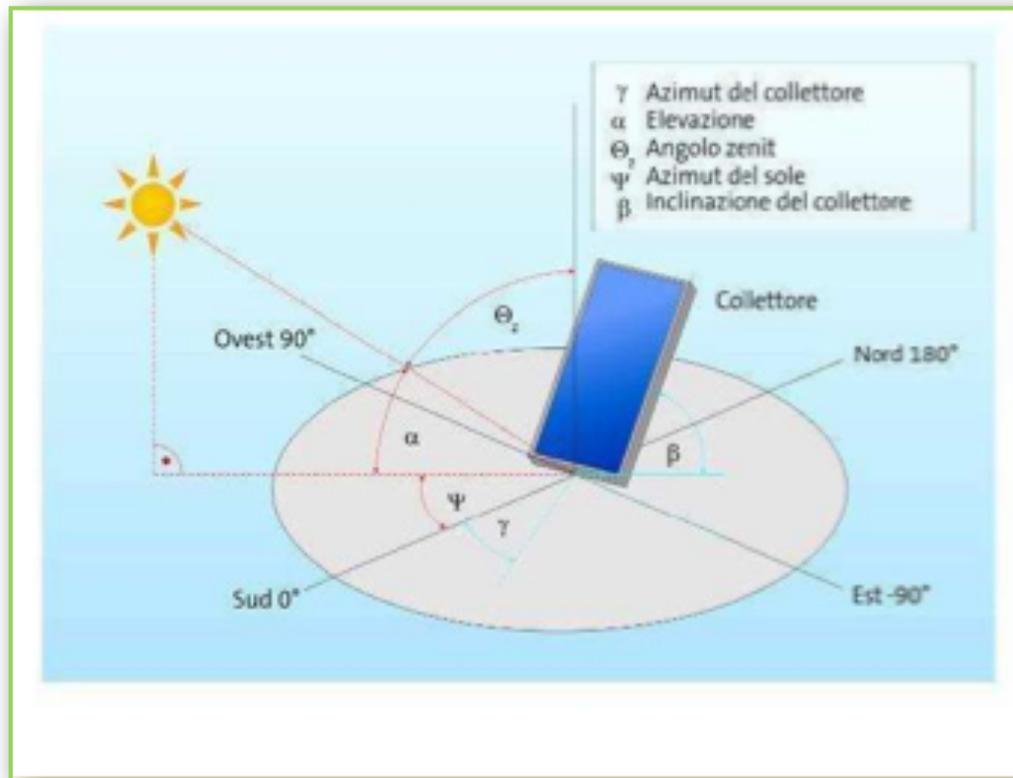


*Fig. 1.5 : Irraggiamento medio orario giornaliero nel 2009*

Per le tecnologie solari, solitamente si fa riferimento alle seguenti grandezze:

- **Angolo orario ( $\omega$ ):** è l'angolo formato dal piano meridiano passante per l'osservatore con il piano meridiano passante per il sole. In un giorno la terra compie una rotazione intorno al sole di  $360^\circ$  e ci impiega 24 ore di conseguenza  $360/24=15^\circ$  quindi ogni ora la terra ruota di  $15^\circ$ ;
- **Declinazione ( $\delta$ ):** angolo che la retta traccia dal centro della terra al sole con il piano equatoriale, è compreso tra  $-23^\circ,45 < \delta < 23^\circ,45$  perché la terra in un anno farà il suo moto di rivoluzione; quando ci troviamo nelle giornate di equinozio  $\delta = 0$ , quando ci spostiamo dall'equinozio di settembre verso l'inverno la declinazione cala avrà valori negativi fino al giorno di solstizio d'inverno con valore minimo  $23^\circ,45$ ; all'equinozio di primavera  $\delta = 0$  poi avrà valori positivi fino ad arrivare al solstizio d'estate che si avrà un valore massimo  $23^\circ,45$ ;
- **Latitudine ( $\phi$ ):** distanza angolare di un luogo dall'equatore. È un valore positivo se ci troviamo nell'emisfero nord e negativo se ci troviamo nell'emisfero sud;
- **Longitudine ( $\psi$ ):** distanza angolare di un luogo dal meridiano di riferimento che è Greenwich. È positiva se ci spostiamo verso est rispetto a Greenwich come nel nostro caso, mentre è negativa se ci spostiamo verso ovest;

- **Azimut di una superficie ( $\gamma$ ):** è l'angolo formato dalla normale alla superficie e dal piano meridiano del luogo. Il riferimento dell'azimut è il sud, quindi se  $\gamma=0$  vuole dire che la superficie è orientata a sud; è importante fissare la convenzione.
- **Inclinazione della superficie o Tilt ( $\beta$ ):** angolo che la superficie forma con l'orizzonte; se  $\beta=0$  la superficie è orizzontale; se  $\beta = 90^\circ$  la superficie è verticale.



*Fig. 1.6 : Grandezze angolari*

Nella tabella sottostante sono riportati i valori (dall'Atlante Solare Europeo 2 espressi in kWh/m giorno) della radiazione media mensile incidente su superfici ,collocate a Roma, posizionate in molteplici modi.

Vista l'estrema variabilità dei valori nel corso dell'anno, può essere interessante riferirsi al valore giornaliero medio annuo, che si ottiene con le diverse inclinazioni. Dalla tabella, risulta che l'insolazione che massimizza l'energia captata nel corso dell'anno si ottiene orientando la superficie captante a sud ( $\gamma= 0^\circ$ ) con un'inclinazione di  $\beta= 30^\circ$ . È evidente che la maggior parte della radiazione solare, pari a circa il 75%, è disponibile nei sei mesi estivi (aprile-settembre).

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	ANNO
<b>Oriz.</b>	1.6 9	2.5 4	3.78	4.8 9	6.02	6.5 8	6.8 6	6.16	4.6 9	3.2 9	2.02	1.5 1	4.19
<b>10° Sud</b>	2.0 5	2.9 0	4.13	5.2 4	6.16	6.6 4	6.9 9	6.44	5.1 1	3.7 6	2.43	1.8 7	4.48
<b>30° Sud</b>	2.6 9	3.4 2	4.52	5.3 7	6.00	6.3 1	6.7 7	6.55	5.5 5	4.4 3	3.05	2.4 2	4.76
<b>Lat. Sud</b>	2.8 0	3.5 7	4.56	5.2 2	5.66	5.8 7	6.3 6	6.33	5.5 6	4.6 2	3.28	2.6 6	4,71
<b>60° Sud</b>	2.8 3	3.5 8	4.33	4.6 7	4.82	4.8 6	5.3 5	5.58	5.5 2	4.6 1	3.42	2.8 3	4.35
<b>Vert. Sud</b>	2.6 5	3.0 2	3.31	3.2 5	2.92	2.7 7	3.1 0	3.56	3.8 2	3.8 0	3.05	2.6 1	3.15
<b>Vert. SO/ SE</b>	2.1 2	2.5 2	3.05	3.2 8	3.35	3.3 8	3.6 5	3.83	3.6 4	3.1 9	2.45	2.0 6	3.05
<b>Vert. O/E</b>	2.2 3	1.6 7	2.40	2.9 9	3.42	3.6 5	3.7 7	3.61	2.9 2	2.1 2	1.46	1.1 5	2.54

*Tab. 1.3 : Radiazione giornaliera, media mensile, incidente su superfici variamente inclinate (kWh/m2 giorno)*

Inoltre, si evidenzia che è possibile ammettere uno scostamento dall'inclinazione ottimale su campi relativamente vasti, senza significative riduzioni in termini di radiazione solare incidente.

L'angolo ottimale di inclinazione per i mesi invernali (ottobre-marzo) è uguale a 50°, mentre ogni scostamento dall'orientamento a sud rivela in tempi relativamente rapidi una riduzione della radiazione solare incidente.

### **1.1.3 Misura della radiazione solare**

Gli strumenti utilizzati per rilevare la radiazione solare sono solarimetri o piranometri, che sono sensori fotovoltaici, oppure si può procedere per via indiretta analizzando le immagini satellitari.

I piranometri consentono di misurare la radiazione solare globale su una determinata superficie, sono composti da due semisfere di vetro, da una lamina metallica di colore scuro che assorbe la radiazione incidente, da un sistema di termocoppie e da un elemento metallico di colore chiaro.

La lastra scura viene colpita dai raggi solare, riscaldandosi genera una differenza di temperatura rispetto al secondo elemento metallico: le termocoppie, secondo la temperatura raggiunta, generano delle forze termo-elettromotrici facilmente misurabili, attraverso le quali è possibile, quindi, risalire al valore della radiazione solare globale.



*Fig. 1.7 : Piranometro*

Per misurare la sola radiazione diffusa, questi dispositivi vengono riparati dai raggi diretti del sole con un mezzo cerchio che copre l'intero percorso del sole nella volta celeste.

Altri strumenti di misurazione dell'irraggiamento solare globale, disponibili sul mercato e più economici rispetto ai solarimetri, impiegano come sensore una cella fotovoltaica in silicio cristallino (ad es. MacSolar).

In tal caso l'accuratezza della rilevazione è inferiore in quanto una cella fotovoltaica non è in grado di rilevare le onde elettromagnetiche nel campo dell'infrarosso. L'accuratezza media della misura è compresa tra il 2 ed il 5% a seconda del tipo di sensore.

Negli impianti di grandi dimensioni, a volte vengono installati dei sensori realizzati con celle dello stesso tipo di quelle del campo fotovoltaico: ciò consente di verificare le prestazioni dei moduli, e di semplificare le operazioni di misurazione.

Nell'immagine che segue è illustrato un sistema di monitoraggio costituito da un sensore, da un display per visualizzare i dati di temperatura e di irraggiamento, e da un data-logger.



*Fig. 1.8 : Solarimetro Mac Solar*

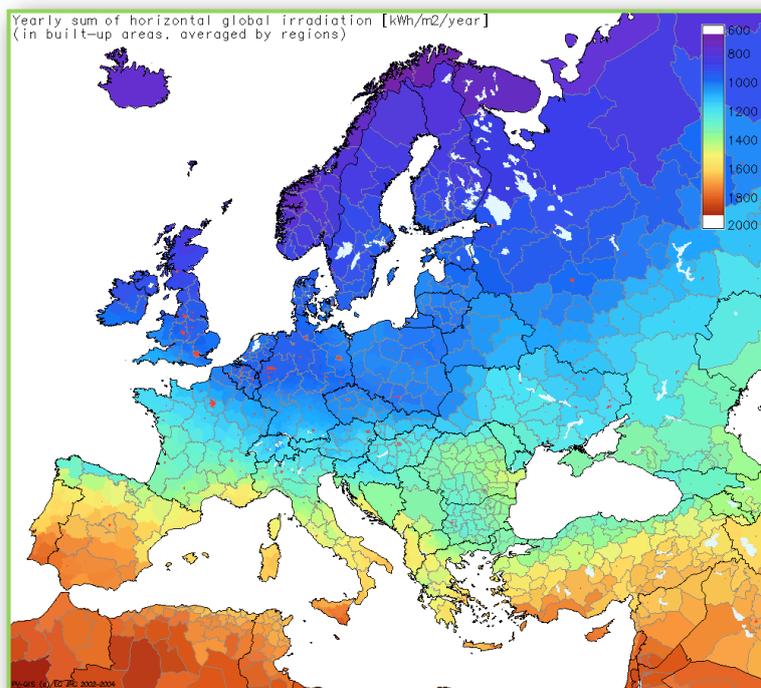
#### **1.1.4 I dati sul sole in Italia**

La misura della radiazione solare in Italia è stata svolta negli ultimi decenni prevalentemente dall'Aeronautica Militare Italiana (AMI) per le sue analisi meteorologiche e sulla sicurezza del volo.

Fino al 1990, la raccolta dei dati era basata su sistemi non informatizzati, di precisione e affidabilità non sempre garantite. Successivamente negli anni '90, le stazioni di rilevamento sono state rinnovate e sono passate nel frattempo sotto la competenza dell'ENAV, Ente Nazionale Assistenza del Volo.

Dal 1990 si è anche aggiunta l'attività del Ministero delle Politiche Agricole attraverso l'UCEA (Ufficio Centrale di Ecologia Agraria), che ha realizzato una nuova rete di stazioni meteorologiche automatiche (Rete Agrometeorologica Nazionale - RAN). Tra i dati raccolti

anche quello della radiazione solare.



*Fig. 1.9 : Irradiazione solare Europea*

Inoltre, sempre a partire dai primi anni '90, diversi enti locali hanno dato vita a servizi territoriali di previsione meteo o di controllo dei parametri ambientali a sostegno delle attività agronomiche, di difesa dell'ambiente e della salute pubblica.

In Lombardia, l'ERSAL (Ente Regionale per lo Sviluppo Agricolo della Lombardia) ha in funzione 24 sensori di radiazione solare globale orizzontale. Anche altre organizzazioni, come università, l'ENEA, il gruppo ENEL, aziende private, hanno in funzione da tempo misure di radiazione solare per le loro attività di studio. In sostanza sono da 100 a 200 i siti dove sono raccolti dati sul sole in Italia.

Le elaborazioni si estendono infatti a siti non controllati i dati di radiazione solare e non sempre sono attendibili. All'esigenza di un'informazione più dettagliata cercano di rispondere le mappe di radiazione dell'Atlante Solare Europeo, elaborate sulla base del lavoro svolto nella seconda metà degli anni '70, dall'Istituto di Fisica dell'Atmosfera del CNR.

Prossimamente, grazie ai nuovi satelliti Meteosat, che avranno una risoluzione incrementata ad 1 km e ben 7 bande spettrali invece delle 3 attuali, sarà possibile realizzare mappe ancora più dettagliate e affidabili.

La massa di dati raccolti a terra e da satellite va continuamente aumentando grazie all'attività di entità locali e nazionali.

L'impegno di un'entità nazionale incaricata di svolgere l'onerosa attività di elaborazione centralizzata consentirebbe di ottenere, al di là delle incertezze attuali, una stima più dettagliata della disponibilità di questa fondamentale fonte di energia pulita.

### **1.1.5 L'Atlante Solare Europeo**

Questo strumento, realizzato inizialmente nel 1979, è uno dei riferimenti di base per conoscere la distribuzione della radiazione solare sul territorio italiano.

Dalle mappe si nota che la presenza del mare ha un effetto positivo sull'insolazione, in questo modo le coste liguri e ancor più quelle francesi beneficiano di valori di radiazione simili a quelli dell'Italia Centro-Meridionale.

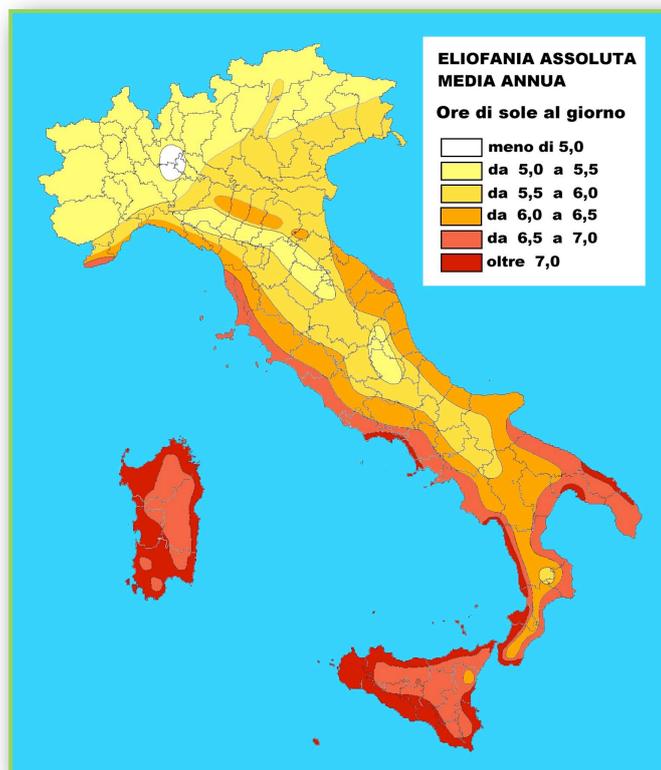
La mappa però ha una scala spaziale dell'ordine di 50 o 100 km e non tiene in dovuta considerazione gli effetti locali del territorio. L'Atlante Solare Europeo riporta anche le mappe della distribuzione della radiazione solare ricalcolata per diversi piani variamente inclinati ed orientati. Queste mappe sono molto utili, in quanto permettono di avere, in prima approssimazione, il valore dell'energia mensile disponibile che realmente può essere utilizzata da un collettore scalda-acqua o da un modulo fotovoltaico installato su un tetto o su una parete di un edificio.

Queste mappe estendono ai siti non monitorati i valori interpolati raccolti nelle stazioni. Questa operazione non solo non può comprendere gli effetti meteo locali al di sotto di una certa scala spaziale, ma nemmeno tenere conto della eventuale presenza di ostacoli naturali e delle ombre che questi proiettano, dato invece essenziale per le installazioni in ambiente montano o collinare.

Nell'Atlante Solare Europeo sono anche presentati i valori di radiazione massima, minima e media giornaliera mensili per le località italiane dove esistono strutture aeroportuali dell'aeronautica militare.

Questi valori sono utili per valutare il grado di variabilità di una zona nell'arco dell'anno. Dato che va tenuto presente nel dimensionamento degli accumuli sia termici sia elettrici e che solitamente non viene riportato.

## 1.1.6 Le mappe del CNR e dell'ENEA



*Fig. 1.10 : Mappa di eliofania assoluta media annua tratta dall'Atlante Europeo Tematico d'Italia del Touring Club con dati del CNR*

Per l'Italia, oltre alle mappe mensili di radiazione solare è disponibile una mappa, anch'essa ormai datata ma ancora valida, basata sui dati di eliofania, ovvero sulla durata di soleggiamento o numero di ore di sole giornaliere.

Anche questa mappa fu realizzata dal CNR negli anni '80 basandosi sui dati raccolti mediante semplici rivelatori a carta a gestione manuale, essa si rivela più dettagliata della precedente e, pur non fornendo valori di energia, ci informa che il territorio ha importanti effetti sulla durata del cielo sereno.

Dalla metà degli anni '90 sono andate poi diffondendosi le tecniche che utilizzano le immagini dallo spazio.

I satelliti meteorologici, in particolare quelli Meteosat per l'Europa, inviano a terra ogni mezz'ora immagini digitali dello stato del cielo, sempre dallo stesso punto di osservazione.

I vantaggi dell'utilizzo delle immagini da satelliti consistono nella possibilità di risparmiare i costi delle campagne di misura al suolo e nel poter realizzare mappe ad alta definizione spaziale, in grado cioè di evidenziare i dettagli a piccola scala. A seconda delle tecniche di elaborazione utilizzate, le mappe di radiazione solare ottenibili possono avere una risoluzione di 10-15 km. Si tratta di un notevole miglioramento rispetto alle mappe storiche ricavate dai dati al suolo.

Mediante l'analisi software delle loro immagini è possibile distinguere le nuvole dal suolo, ricostruendo così mappe di sola nuvolosità. Sommando un gran numero di immagini è possibile stimare statisticamente il grado di nuvolosità nel tempo di un dato territorio e ottenere una mappa di nuvolosità media. Dato che la nuvolosità è correlata in modo inverso all'insolazione è possibile, utilizzando anche i dati di radiazione solare misurati al suolo, ricostruire una mappa statistica di radiazione solare.

Per l'Italia, l'ENEA sta procedendo dal 1994 alla realizzazione di una mappa statistica della radiazione solare globale orizzontale utilizzando le immagini Meteosat. Le mappe finora ottenute sono riportate in due pubblicazioni: "La radiazione solare globale al suolo in Italia nel 1994" e quella successiva, relativa agli anni 1995 e 1994-1999.

Oltre alle mappe di distribuzione della radiazione media giornaliera mensile ottenute mediante elaborazioni e correlazioni con i dati misurati a terra, viene riportato il dato di radiazione solare per oltre 1.600 Comuni. È inoltre disponibile, sempre per iniziativa ENEA, il "Profilo climatico dell'Italia", che oltre alla radiazione riporta anche molti altri dati statistici meteo e fornisce quindi un'informazione più completa, utile soprattutto ai progettisti di impianti termici. Anche l'ENEL Ricerca ha svolto uno studio preliminare di mappatura della radiazione solare diretta, utilizzando le immagini dei satelliti Meteosat, dove sono chiaramente evidenti alcune aree meno soleggiate al Sud e anche le principali valli alpine al nord.

### **1.1.7 Il PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)**

È un sistema interattivo online che permette di stimare il rendimento dell'energia solare in qualsiasi località europea, mette a disposizione fogli di calcolo gratuiti al pubblico.

Fornisce una mappa basata sull'inventario delle risorse di energia solare e la valutazione

della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici in Europa, Africa e Sud-Ovest asiatico. Si tratta di una parte dell'azione solare che contribuisce all'attuazione dell'energie rinnovabili nell'Unione Europea nel lungo termine; viene definito l'approvvigionamento energetico e sostenibile come nuova impresa attraverso gli sviluppi scientifici e tecnologici in campi in cui l'armonizzazione è necessaria e richiesta dai clienti.

Le informazioni riportate nella mappa indicano che lo stesso dispositivo solare produrrà nell'aree soleggiate dell'Europa, come Malta o la Spagna meridionale, una quantità di energia doppia rispetto a quella prodotta in aree quali la Scozia o la Scandinavia settentrionale.

## **1.2 Principio di funzionamento di una cella**

### **1.2.1 L'effetto fotovoltaico**

La luce del sole viene direttamente convertita in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico.

Affinché si verifichi questa trasformazione occorrono dei semiconduttori come, ad esempio, silicio, arseniuro di gallio, telluriuro di cadmio, diseleniuro di indio e rame.

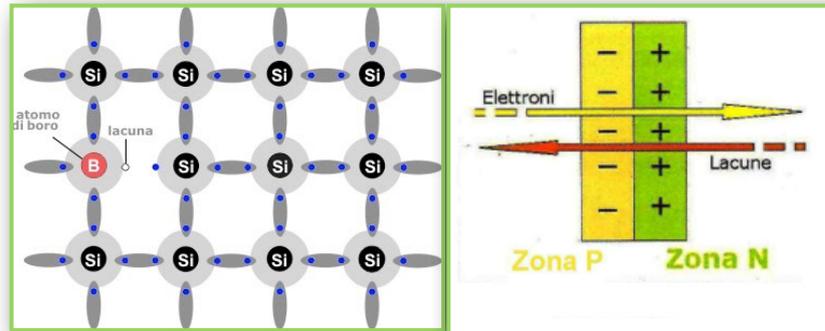
Il semiconduttore più comunemente utilizzato è il silicio cristallino il quale è un elemento chimico molto diffuso sulla terra (nella sabbia) ed è considerato pressoché inesauribile.

I semiconduttori utilizzati per realizzare le celle fotovoltaiche devono essere estremamente puri e pertanto, storicamente, i produttori di moduli si sono orientati sull'utilizzo degli scarti dell'industria elettronica.

Seppur caratterizzati da una purezza (e, di conseguenza, da un costo) ben superiore a quella necessaria per il silicio di grado solare, gli scarti dell'industria elettronica (ben consolidata e diffusa) costituiscono ancora la fonte privilegiata dal punto di vista tecnico economico.

Ogni atomo di silicio dispone di quattro elettroni di valenza nell'orbitale più esterno attraverso i quali forma quattro legami covalenti con altri quattro atomi di silicio formando un reticolo cristallino molto stabile.

Se agli elettroni di valenza viene fornita una certa quantità di energia sotto forma di luce o di calore essi sono in grado di “saltare” dalla banda di valenza alla banda di conduzione, lasciando uno spazio vuoto nel reticolo cristallino della lacuna(Boro).



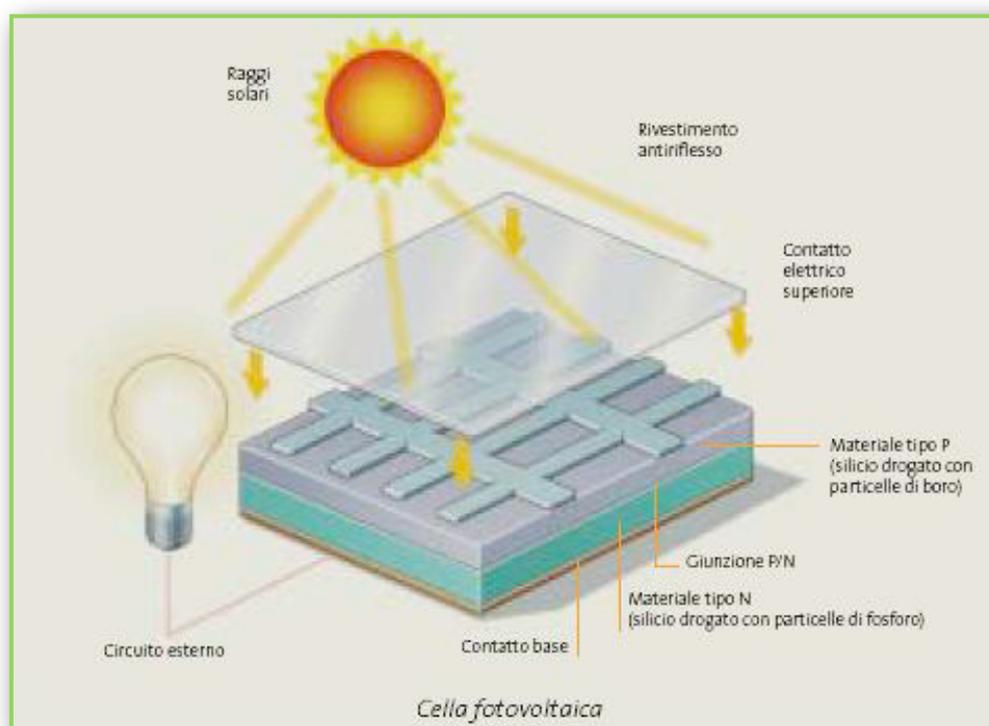
*Fig. 1.11 : Processo di conduzione nel silicio drogato con atomi di boro e fosforo*

Questo fenomeno è privo di una direzione privilegiata per il movimento delle cariche e rappresenta un flusso sia di elettroni che di lacune (in realtà la lacuna non si muove, ma viene occupata dall’elettrone più esterno di un atomo adiacente che a sua volta lascia una lacuna nello spazio da esso precedentemente occupato, come se la lacuna si fosse spostata). In condizioni normali, questo movimento disordinato di cariche di segno opposto è ostacolato da continui fenomeni di ricombinazione tra elettroni e lacune ed ha come unico effetto la produzione di calore. Per limitare nel cristallo di silicio i fenomeni di ricombinazione degli elettroni e per produrre un effetto utile dal punto di vista elettrico è necessaria la presenza, all’interno del cristallo stesso, di un campo elettrico che sia in grado di dare un orientamento preferenziale al movimento degli elettroni; un campo permanente si può ottenere sovrapponendo due strati di silicio “drogati” con altri elementi chimici. In particolare, arricchendo uno dei due strati con atomi di fosforo, che hanno cinque elettroni di valenza, si determina un eccesso di elettroni debolmente legati all’atomo perché non coinvolti in legami di valenza. Aggiungendo poi alcuni atomi di boro (con tre elettroni di valenza), si crea una zona con lacune in eccesso.

Se ora questi due strati, detti rispettivamente N e P, vengono sovrapposti (ottenendo così una giunzione p-n), si genera un movimento di elettroni verso la zona P, che all’equilibrio crea una situazione di non neutralità elettrica. Nella zona P si concentrano infatti più elettroni e, nella regione di contatto dove è avvenuto il flusso, lo strato presenta una

carica negativa; la zona N risulta, invece, carica positivamente. Si è così ottenuto un campo elettrico di bassa entità, ma stabile all'interno del cristallo di materiale semiconduttore.

Quando una cella di silicio drogato viene esposta ai raggi solari, gli elettroni di valenza, assorbendo i fotoni, acquistano l'energia necessaria per saltare nella banda di conduzione e migrare nella zona N: parallelamente, le lacune si "muovono" verso la zona P. Questo fenomeno è detto *effetto fotovoltaico*.

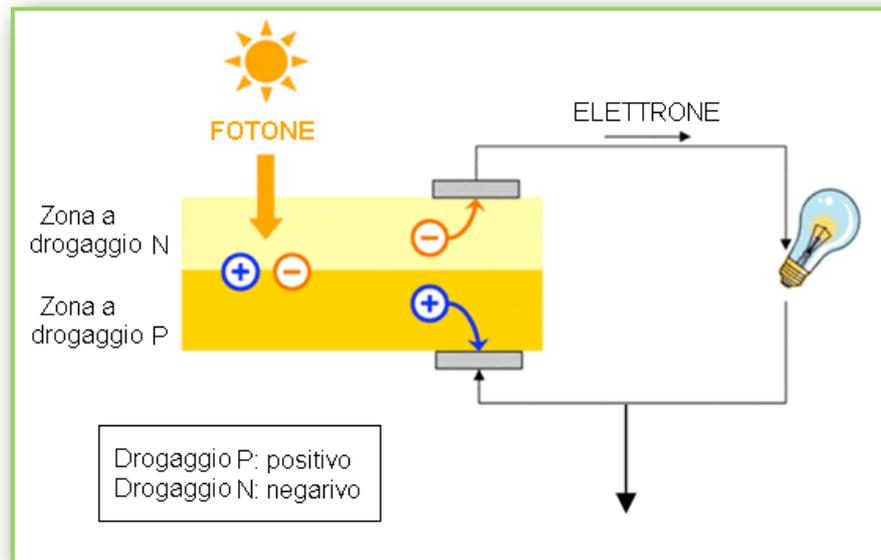


**Fig. 1.12 :** Schema di funzionamento di una cella

Su entrambe le superfici posteriore ed anteriore, la cella è caratterizzata dalla presenza di contatti metallici con la funzione di raccogliere il flusso di elettroni, e convogliarli all'estremità superiore della cella stessa, dove viene misurata la tensione.

Se il circuito è aperto, ovvero la cella non è collegata ad alcun carico elettrico, la quantità che si misura è la tensione di circuito aperto (VCA): diversamente, se il circuito è chiuso, può circolare la corrente elettrica.

In alcuni casi, gli elettroni non riescono a raggiungere i contatti metallici e si dirigono direttamente verso una lacuna di segno opposto, colmandola (fenomeni di ricombinazione). Si definisce allora distanza di diffusione il tratto che deve essere percorso all'interno del reticolo cristallino da un elettrone per potersi legare ad un atomo.



*Fig. 1.13 : Schema di funzionamento di una cella*

All'aumentare di questa distanza, aumenta la probabilità che le cariche che circolano liberamente nella banda di conduzione raggiungano i contatti metallici, e diano luogo ad un effetto utile.

Questa distanza dipende dalla composizione della cella: per un semiconduttore drogato con un atomo diverso ogni 10 miliardi di atomi di silicio, tale grandezza è di circa 0,5 mm.

Nelle immediate vicinanze della giunzione, la probabilità che le cariche si mantengano separate e contribuiscano quindi ad incrementare il flusso di corrente elettrica è sufficientemente alta: al di fuori di quest'area, la probabilità di successo diminuisce all'aumentare della distanza da tale zona.

Vengono realizzati dei contatti metallici sui lati anteriore e posteriore della cella per raccogliere il flusso elettrico; mentre il contatto sul lato posteriore viene esteso a tutta la cella, quello sul lato frontale, esposto alla luce, viene disposto a forma di griglia o con delle sottili ramificazioni, come compromesso tra la necessità di minimizzare le resistenze elettriche e quella di garantire una sufficiente trasparenza dello strato anteriore alla luce.

I fenomeni di riflessione sono ridotti applicando sulla superficie anteriore un sottile strato anti-riflesso a base di nitruro di silicio o diossido di titanio.

<b>Fenomeni</b>	<b>Irraggiamento Solare</b>
Riflessione e presenza di contatti metallici	3%
Fotone poco energetico	23%
Fotone troppo energetico	34%
Radiante elettrico nella cella	20%
Perdite termiche per le resistenze nei contatti	0.5 %
Energia elettrica utilizzabile	13%
<b>IRRAGGIAMENTO TOTALE</b>	<b>100%</b>

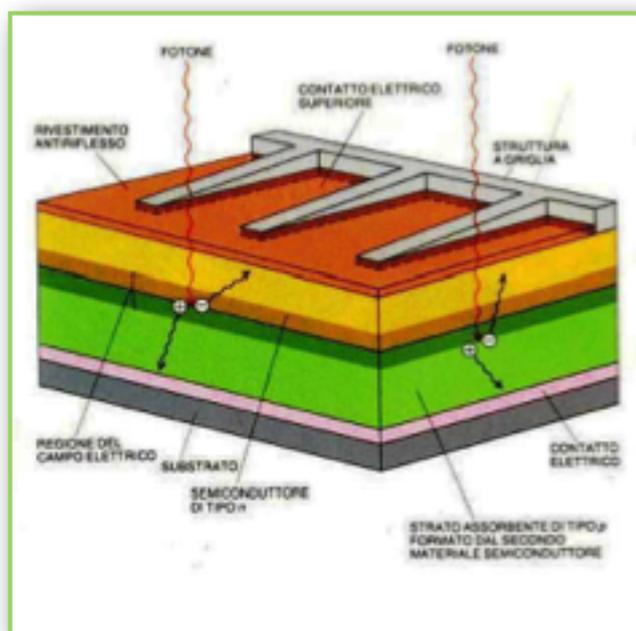
*Tab. 1.4 : Bilancio energetico per una cella fotovoltaica*

Sopra, nella Tabella 1.4, si riporta una schematizzazione del bilancio energetico di cella fotovoltaica.

La radiazione solare induce una separazione di cariche ed eventualmente una corrente elettrica che va ad alimentare una determinata utenza. Fenomeni di ricombinazione, di riflessione e la presenza dei contatti metallici sulla superficie anteriore possono incidere negativamente sull'efficienza della cella. Inoltre, buona parte della radiazione solare (ad onde corte e ad onde lunghe) non può essere utilizzata ai fini dell'effetto fotovoltaico. Una parte di questa radiazione è infine dissipata sotto forma di calore.

### **1.2.2 Tecnologie costruttive delle celle fotovoltaiche: materiale e produzione**

Si è già detto come il silicio, che rappresenta tra l'altro uno degli elementi più diffusi sulla Terra (anche se non esiste in natura allo stato puro), sia il materiale più comunemente impiegato nella realizzazione delle celle fotovoltaiche; attualmente infatti, esso offre le migliori prestazioni in termini di rapporto qualità/costo.



*Fig. 1.14 : Struttura di una cella in Silicio cristallino*

La sua facile reperibilità ne costituisce un ulteriore incentivo all'utilizzo, anche se si riscontrano ancora costi di produzione piuttosto elevati, associati soprattutto al trattamento in fabbrica del materiale.

Affinché possa essere sfruttato al meglio esso deve essere caratterizzato da un'adeguata struttura molecolare (monocristallina, policristallina o amorfa in ordine decrescente rispetto alle efficienze raggiungibili) nonché da un elevato grado di purezza, intesa come assenza di sostanze estranee, entrambe proprietà non presenti nell'elemento allo stato grezzo.

Le differenti configurazioni molecolari sono determinate dalla disposizione degli atomi dell'elemento: nella struttura monocristallina gli atomi sono orientati nello stesso verso e legati uniformemente tra loro; in quella policristallina gli atomi si presentano aggregati in piccoli grani monocristallini orientati in modo casuale; nella struttura amorfa, gli atomi sono orientati in modo casuale, come in un liquido, pur conservando le qualità tipiche dei solidi. Secondo il grado di purezza, inoltre, si distinguono diversi tipi di silicio:

- Silicio metallurgico, con presenza d'impurità pari a circa 1-2% della massa totale;
- Silicio di grado solare, con impurità dello 0,01%;
- Silicio di grado elettronico, con impurità dello 0,000001%.

Per l'impiego nel campo fotovoltaico, la qualità del primo tipo è inadeguata, il secondo tipo è idoneo, mentre, pur essendo chiaramente utilizzabile, il terzo tipo è eccessivamente

sofisticato, e quindi costoso. Il materiale di partenza del processo di fabbricazione del silicio è rappresentato dalla comune silice ( $\text{SiO}_2$ ) da cui, tramite riduzione con carbone in fornaci ad arco ad alta temperatura (circa  $2.000\text{ }^\circ\text{C}$ ) si ottiene il silicio metallurgico. Da quest'ultimo.

Mediante trattamento con acido cloridrico e distillazione frazionata, si ottiene da questo un composto gassoso purissimo, il triclorosilano ( $\text{SiHCl}_3$ ) che, a sua volta, viene ridotto con idrogeno ad alta temperatura (intorno ai  $1.100^\circ\text{C}$ ), dando origine a materiale policristallino di grado elettronico. Il metodo appena descritto prende il nome di "processo Siemens" e, dal punto di vista energetico si dimostra piuttosto intensivo, con un consumo di circa  $200\text{ kWh}$  per ogni chilogrammo di materiale prodotto.

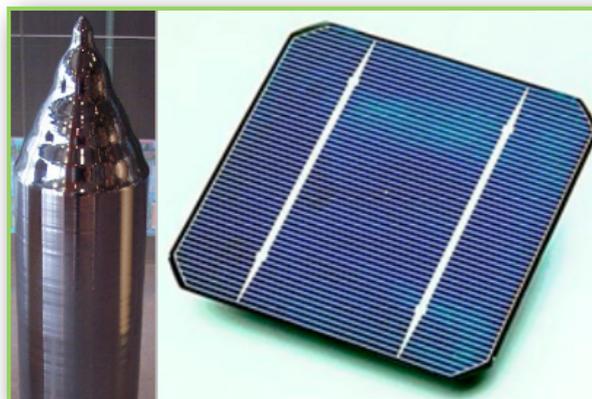
Per poter ottenere una struttura cristallografica perfetta indispensabile (p.e. le applicazioni nel campo dell'industria elettronica) il silicio così ottenuto deve essere reso monocristallino mediante ulteriori trattamenti.

### 1.2.3 Tipologie di celle

#### 1.2.3.1 Le celle al silicio monocristallino

Per ottenere silicio monocristallino per l'industria elettronica si utilizza il cosiddetto "metodo Czochralski" (CZ), che vede la crescita dei singoli cristalli di Silicio a partire dal materiale fuso.

Durante questa procedura i cristalli di silicio, opportunamente orientati, sono fusi a  $1414\text{ }^\circ\text{C}$  in un crogiolo di grafite rivestito di quarzo ad elevato grado di purezza.



*Fig. 1.15 : Monocristallo di Silicio Puro e rispettiva cella fotovoltaica*

Il silicio viene sottoposto a raffreddamento controllato al fine di ottenere un unico cristallo una volta estratto dal bagno di fusione; la solidificazione progressiva all'interfaccia tra solido e liquido genera un monocristallo di grandi dimensioni.

Al termine di tale processo il pezzo così ottenuto presenta la forma di un cilindro di colore grigio, il cui diametro va dai 13 ai 20 cm, con una lunghezza che può raggiungere i 200 cm.

I cilindri così ottenuti, prima di essere tagliati a fette sottili (wafers), ( $s =$  da 0,25 a 0,35 mm), sono ulteriormente sagomati al fine di ottenere delle celle con forma più simile alla quadrata, in modo da riempire meglio lo spazio utile del modulo che costituiranno. Infine la superficie della fetta viene levigata.

Il silicio monocristallino di grado di purezza in assoluto più elevato, si può ottenere tramite un secondo metodo, il processo "float-zone" (FZ), che porta alla produzione di celle fotovoltaiche più efficienti rispetto al processo CZ (incremento dell'1-2%); tuttavia questo procedimento è molto costoso.

Il materiale allo stato monocristallino è sagomato in barre cilindriche e fuso localmente con una bobina, tramite l'applicazione di un campo ad alta frequenza. La bobina e, quindi, la zona in cui si verifica la fusione, viene fatta scorrere (anche più volte) lungo la barra; a partire dai nuclei di silicio posti all'estremità superiore della barra, viene prodotto silicio monocristallino puro, attraverso un processo di raffreddamento.

In questo modo, il silicio assume la struttura cristallografica voluta senza venire a contatto con elementi estranei; le impurità si separano, depositandosi nel bagno di fusione.

I monocristalli ottenuti (in lingotti) sono, quindi, tagliati in fette sottili mediante sega circolare con lama diamantata e poi levigati, così come avviene durante il processo Czochralski. Durante queste operazioni è indispensabile evitare di introdurre difetti all'interno del cristallo come conseguenza degli sforzi meccanici applicati alla superficie.

Il taglio dei lingotti di monocristallino, così come avviene per il "metodo Czochralski", fa sì che, durante questa fase, venga sprecato circa il 50% del materiale, causando un aumento del costo di circa un fattore 3.

Infine, sia per quanto riguarda il metodo CZ sia FZ, avviene la conversione dei wafers in celle fotovoltaiche attraverso tre fasi:

- *tessitura chimica della superficie* (detto processo di testurizzazione) utilizzato per produrre microscopiche piramidi sulla superficie anteriore della cella, al fine di abbassare il coefficiente di riflessione del silicio di circa un terzo, arrivando così al 10%; formazione di una giunzione p-n esponendo le celle alle impurità desiderate, ad alta temperatura. La creazione del substrato p avviene in fase di fusione sull'intero lingotto, mediante l'aggiunta di una piccola quantità di Boro, in modo da creare un silicio drogato p. In seguito al taglio del wafer, esso, ricoperto sul lato p con un materiale inibente, viene fatto passare all'interno di un forno saturo di vapori di fosforo per un tempo sufficiente a consentirne la diffusione, per una profondità di  $0,4 \div 0,5 \mu\text{m}$ .
- *realizzazione dei contatti elettrici*: il disegno della griglia disposta sulla parte esposta alla luce del sole (metallizzazione) deve rappresentare un compromesso fra il valore di resistenza elettrica, che si vorrebbe fosse il più basso possibile implicando però un'elevata superficie metallizzata, e una bassa riflessione della radiazione incidente ottenibile con una bassa estensione della superficie metallizzata.

La superficie posteriore della cella, non interessata da tale tipologia di problema, viene invece interamente metallizzata.

La connessione elettrica fra celle fotovoltaiche è avuta per mezzo di due contatti metallici di cui uno posto sulla faccia esposta alla radiazione solare, e l'altro su quella opposta. Tali contatti sono normalmente ottenuti per evaporazione sottovuoto di metalli a bassa resistenza elettrica, ed eseguendo successivi trattamenti termici al fine di assicurare la necessaria aderenza alla superficie della cella.

Per poter ridurre il coefficiente di riflessione, si dispone uno strato anti-riflettente di ossido di titanio, in grado di ridurre circa 10 volte il coefficiente di riflessione; dallo spessore dello strato di ossido di titanio dipende la colorazione della cella (dal blu al nero), permettendo ai costruttori di ottenere differenti colorazioni, in grado di integrarsi al meglio con la struttura sulla quale verranno installati i pannelli.

Tuttavia, in generale, la superficie della cella al silicio monocristallino ( $s =$  da 0,25 a 0,35 mm) si presenta di colore blu, omogenea e di forma circolare, quadrata o pseudo-quadrata.

Le celle fotovoltaiche fabbricate attraverso l'impiego di silicio monocristallino, sono tra le celle a maggior efficienza di conversione, ovvero nelle quali è maggiore la percentuale di energia contenuta nella radiazione solare trasformata in energia elettrica e disponibile ai morsetti.

Le celle al silicio monocristallino, infatti, convertono dal 14 al 17% della radiazione solare in energia elettrica (applicazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 34%) e hanno anche il vantaggio di essere molto durevoli nel tempo.

Lo svantaggio principale del silicio monocristallino sta nell'elevato costo di produzione, dando luogo ad un energy pay-back time (periodo di tempo in cui deve operare il dispositivo fotovoltaico per produrre l'energia che è stata necessaria per la sua realizzazione) di circa tre anni; infatti la crescita cristallografica, e successivamente il taglio in film sottili (0,25-0,35 mm) del pezzo prodotto, è un processo lento e costoso.

Nonostante il costo del silicio monocristallino risulta elevato per l'industria fotovoltaica, per realizzare una cella fotovoltaica è sufficiente una fetta assai meno pura di quelle necessarie per i componenti elettronici convenzionali.

Infatti l'industria di celle solari utilizza sostanzialmente gli scarti di produzione del silicio per l'industria elettronica.

### **1.2.3.2 Le celle al silicio policristallino**

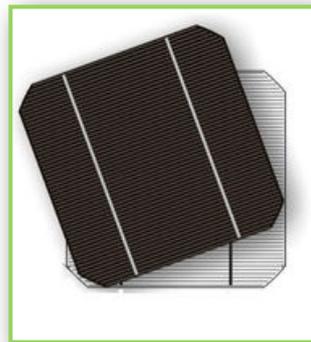
L'industria fotovoltaica utilizza come materiale anche il silicio policristallino che ha costi di produzione più bassi, nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro, ma con forme ed orientamenti differenti. Il miglioramento del processo produttivo di questo tipo di celle consente di ottenere prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle in silicio monocristallino.



*Fig. 1.16 : Silicio Policristallino*

Questa tecnologia sfrutta un agglomerato di piccoli cristalli, invece di utilizzare un unico grande cristallo di silicio, ciò implica una produzione sicuramente meno delicata, e quindi meno costosa. Il processo di produzione del silicio policristallino prescinde dai sistemi CZ ed FZ e la tecnica maggiormente utilizzata è il casting, che consiste nel riscaldare il silicio impuro fino ad una temperatura di 1500 °C, nel farlo raffreddare e solidificare, fino ad una temperatura di circa 800 °C.

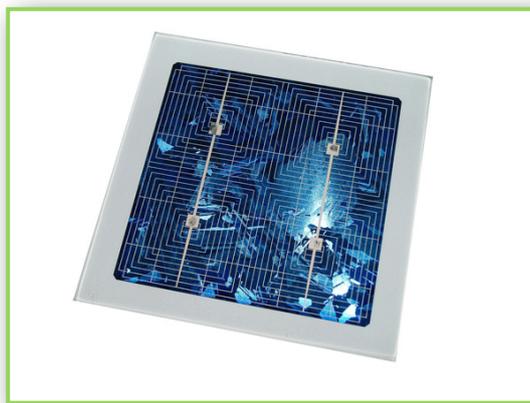
Il processo di solidificazione è eseguito con un gradiente di temperatura verticale controllato, per ottenere un blocco con strati orizzontali di silicio cristallino dal fondo, fino alla cima.



*Fig. 1.17 : Wafer in Silicio policristallino*

Qui gli atomi non hanno una direzione preferenziale di crescita, quindi si disporranno in modo casuale all'interno della struttura cristallina. I blocchi sono poi suddivisi in lingotti e, successivamente, in wafers aventi spessore di 0,3 mm; anche in questo caso circa il 50% del silicio viene perso durante la fase di taglio.

Per quanto riguarda il processo di diffusione delle zone p ed n, e le successive lavorazioni, sono del tutto analoghe a quelle viste per le celle al silicio monocristallino. Durante la fase di solidificazione, tra un grano e l'altro si depositano delle impurità che ostacolano il flusso della corrente, diminuendo l'efficienza di conversione fotovoltaica; le celle hanno, infatti, un rendimento che si aggira tra il 12 e il 14% minore rispetto a quelle al silicio monocristallino, anche se, però, sono le più diffuse avendo il maggior rapporto "rendimento accettabile"/prezzo.



*Fig. 1.18 : Cella fotovoltaica policristallina*

In virtù della diversa disposizione dei cristalli la superficie della cella al silicio policristallino si presenta disomogenea, cangiante e di colore blu intenso.

La forma è quadrata o ottagonale e lo spessore è analogo alla tipologia precedente, ossia dai 0,25 ai 0,35 mm di spessore.

### **1.2.3.3 Le celle in silicio amorfo**

Pur essendo ovviamente costituito dal medesimo elemento, differisce sensibilmente nelle caratteristiche strutturali e nelle proprietà elettroniche dal silicio cristallino.

Poiché gli atomi di silicio sono aggregati secondo vincoli variabili (caratterizzati, cioè, da differenze nelle distanze inter-atomiche e negli angoli di legame) e spesso incompleti, cosicché la struttura della materia si presenta irregolare. Alla fine degli anni Sessanta si scoprì che l'incorporazione di atomi d'idrogeno nel silicio amorfo ne migliorava notevolmente la qualità ai fini della conversione fotovoltaica.



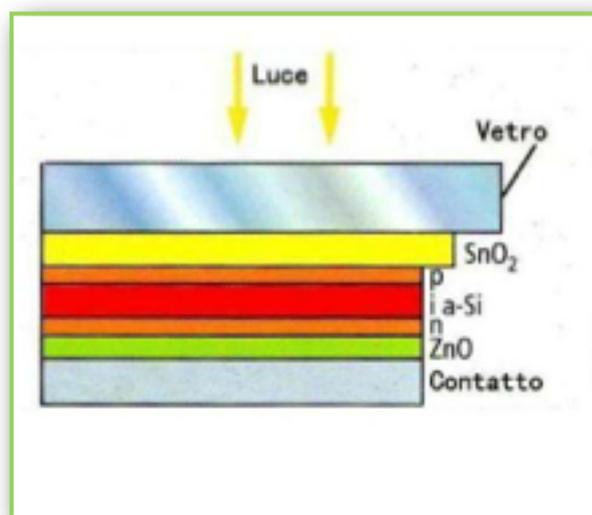
*Fig. 1.19 : Silicio amorfo*

L'idrogeno, infatti, è in grado di terminare gran parte dei legami covalenti non saturati che gli atomi di silicio presentano nella struttura amorfa. I legami non saturati fungono da trappole che catturano gli elettroni o le lacune nel materiale, sottraendoli alla conduzione e accelerando la loro ricombinazione.

La diminuzione del numero di tali difetti, che si ottiene nel silicio amorfo idrogenato, permette che il materiale sia estremamente sensibile all'illuminazione, che possa essere efficacemente drogato e che abbia un tempo di ricombinazione delle coppie elettrone-lacuna fotogenerate sufficientemente lungo.

Tutto ciò, in una cella solare, fa sì che le cariche liberate dalla radiazione possano essere estratte e la loro energia utilizzata in un circuito esterno.

Per questo motivo, in campo fotovoltaico, si utilizza sostanzialmente silicio amorfo idrogenato. Il processo produttivo parte, come per la sostanza cristallina, dal triclorosilano ( $\text{SiHCl}_3$ ), da cui si ottiene il silano ( $\text{SiH}_4$ ) o il disilano ( $\text{Si}_2\text{H}_6$ ).



*Fig. 1.20 : Struttura a strati di una cella in Silicio amorfo*

La decomposizione di questi composti gassosi avviene per mezzo di una scarica a bagliore generata da un campo elettrico a radiofrequenza, si ottiene la deposizione di pellicole sottilissime (1  $\mu\text{m}$ ) di silicio amorfo su supporti opportunamente scelti. Durante tale processo vengono immessi gas idruri di boro e fosforo, ottenendo il drogaggio dello strato depositato, che costituirà il componente di base della cella fotovoltaica.

I costi di produzione del processo sono piuttosto contenuti e influiscono positivamente, sul costo finale delle celle. Questo fattore va quindi a compensare l'efficienza di conversione relativamente bassa del silicio amorfo (circa la metà rispetto al cristallino).

A dire il vero, bisogna denunciare un fattore critico a detrimento di questa tecnologia: nonostante i risultati sperimentali incoraggianti, resta per il momento ancora da risolvere il grave problema dell'instabilità alla radiazione luminosa. Il silicio amorfo, infatti, presenta una notevole degradazione in seguito a illuminazione solare prolungata. L'efficienza di conversione, così diminuisce sensibilmente con il passare del tempo (effetto Staebler-Wronski), riducendosi fino al 30-40% nei primi mesi di esposizione e stabilizzandosi successivamente.

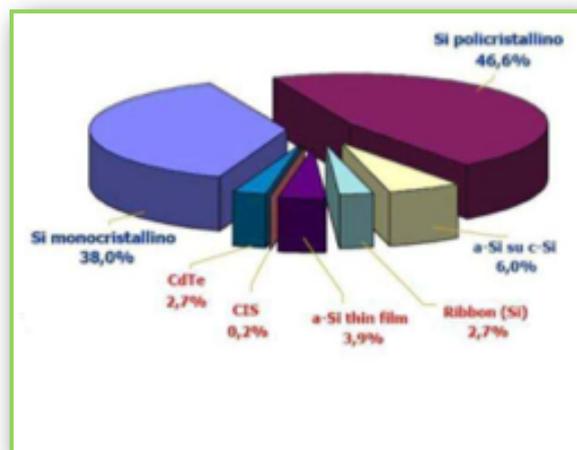
L'elevato coefficiente di assorbimento della radiazione solare, il consumo di materiale molto limitato dovuto alla deposizione in film sottili e la relativa economicità dei processi produttivi, rendono il silicio amorfo un materiale particolarmente adatto alla realizzazione di celle fotovoltaiche (per l'appunto celle a film sottile).

A ciò si deve aggiungere la possibilità di fabbricare con un solo processo un intero modulo fotovoltaico di area uguale o anche superiore al metro quadrato, eliminando completamente le fasi intermedie di fabbricazione delle celle singole e del loro successivo collegamento elettrico.

La configurazione più semplice per la cella al silicio amorfo è del tipo a giunzione singola, costituita principalmente da una sovrapposizione di 3 strati del materiale con proprietà elettroniche differenti. Il primo viene drogato pesantemente con boro ed è quindi di tipo p; il secondo è di tipo intrinseco; il terzo viene drogato leggermente con fosforo e diviene di tipo n. I due strati esterni drogati costituiscono la giunzione a semiconduttore e generano il campo elettrico, mentre lo strato intermedio assolve principalmente alla funzione di assorbitore della radiazione solare.

La cella vera e propria è configurata, partendo dal lato che verrà rivolto verso il Sole:

- un substrato di vetro o di materiale trasparente, dotato di buone caratteristiche di trasmissione della radiazione solare;
- una pellicola sottilissima di materiale conduttore e trasparente (generalmente ossido di stagno), che costituirà il contatto elettrico anteriore e può essere trattato allo scopo di aumentare il coefficiente di assorbimento e trasmissione della radiazione incidente.
- stratificazione di silicio amorfo, così come precedentemente descritta (si noti come, a differenza che nelle celle in silicio cristallino, il lato esposto al Sole sia di tipo p);
- un contatto posteriore formato da un metallo con buone caratteristiche di conduzione elettrica e di riflessione (argento, alluminio, leghe di alluminio), capace, oltre che fungere da elettrodo, di far rimbalzare indietro verso la cella quella porzione di radiazione che l'ha attraversata senza essere convertita.



*Fig. 1.21 : Grafico della produzione mondiale di celle fotovoltaiche per tipo (ENEA)*

A causa dei problemi di instabilità cui si è precedentemente accennato, la tipologia di cella appena descritta si dimostra particolarmente adatta alle realizzazioni nel campo dell'elettronica di consumo a bassa potenza (calcolatrici, gadget ecc.), ma poco competitiva per installazioni a cielo aperto, caratterizzate da forti valori di irraggiamento. L'effetto Staebler-Wronski può essere, tuttavia, attenuato usando la configurazione di cella a giunzione multipla, che verrà approfondita nel paragrafo successivo. In sostanza, l'assorbimento della radiazione solare viene distribuito tra due o più celle sovrapposte, attenuando l'effetto di degradazione. Su questa concezione si basano, infatti, celle e moduli di recente produzione, destinati soprattutto all'impiego in campo architettonico.

In questo settore la possibilità di deposizione su strati flessibili (plastica ecc.) si traduce in un'ampia duttilità nell'impiego, consentendo l'applicazione su superfici di supporto di geometria variabile, il che compensa in molti casi il rapporto costi-prestazioni meno conveniente rispetto al silicio cristallino.

Per quanto riguarda l'efficienza di conversione, le celle al silicio amorfo presentano valori effettivi inferiori al 10%, mentre il limite teorico è del 20% circa, ma si calcola che sia ancora elevabile fino al 25%.

#### **1.2.3.4 Le celle a film sottile**

E' una tecnologia che mira alla creazione di celle fotovoltaiche costituite da pellicole finissime (spessore: 1  $\mu\text{m}$  circa) utilizzando silicio amorfo ed altri semiconduttori composti policristallini.



*Fig. 1.22 : Celle a film sottile*

La trasformazione diretta di energia solare in energia elettrica avviene tramite strati di silicio amorfo depositato, in spessori micrometrici, su una sottile lamina flessibile di acciaio inossidabile. La tripla giunzione permette di aumentare l'efficienza di conversione e la stabilità delle prestazioni nel tempo anche con bassi livelli di radiazione solare incidente. Questa tecnologia consente di ridurre il peso ed il degrado della conversione all'aumentare della temperatura operativa rispetto all'utilizzo di celle in silicio cristallino.

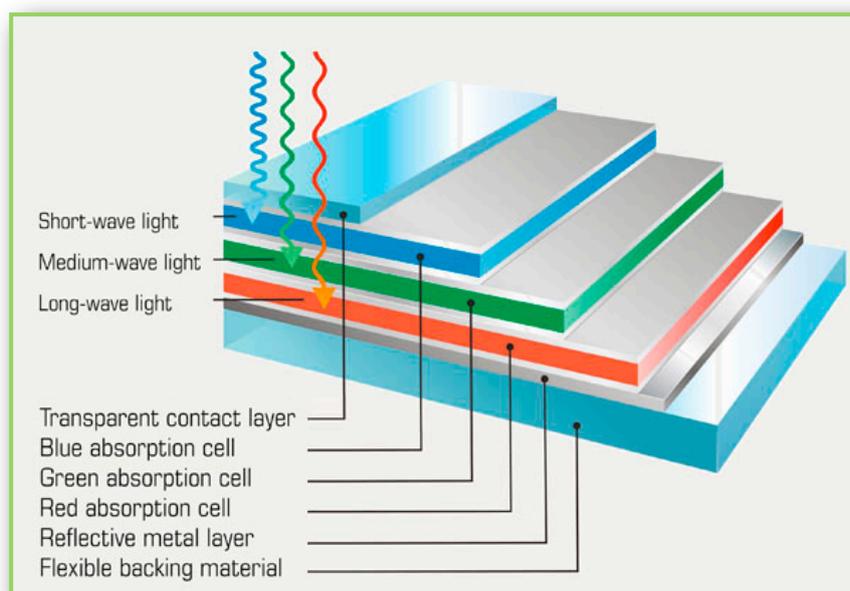


*Fig. 1.23 : Celle a film sottile*

### 1.2.3.5 Le celle a giunzione multipla

Esse rappresentano una particolare evoluzione delle celle a film sottile e sono capaci di sfruttare più estesamente lo spettro solare.

Come si è visto in precedenza, una cella fotovoltaica è capace di convertire in energia elettrica solo quella radiazione luminosa avente energia maggiore di un certo livello di soglia, detto energy gap, che è una caratteristica intrinseca del materiale semiconduttore impiegato.



*Fig. 1.24 : Struttura a strati di una cella a giunzione multipla*

Le celle a giunzione multipla sono realizzate mediante la sovrapposizione di più film sottili in materiali diversi caratterizzati da differenti  $E_g$ .

Il parametro  $E_g$  è uno dei più importanti per la qualificazione dei materiali utilizzati in campo fotovoltaico, poiché determina il valore massimo dell'efficienza di conversione. La corrente elettrica generata nella cella, infatti, aumenta al diminuire di  $E_g$ , mentre la tensione di lavoro cresce con esso.

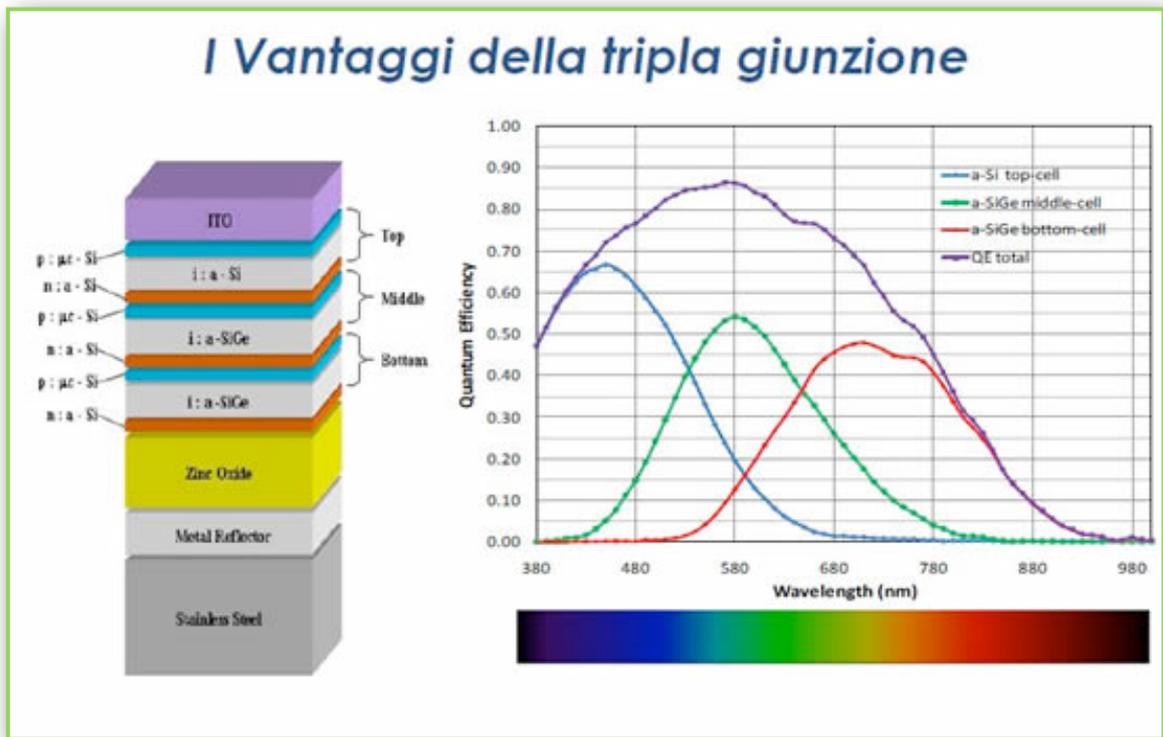
Le più diffuse sono quelle denominate “tandem”, realizzate sovrapponendo due celle a giunzione singola: la cella a più elevata energia di soglia funge da strato superiore e viene investita direttamente dalla luce del Sole. La porzione di radiazione che non viene assorbita in essa e convertita, raggiunge la seconda cella, che la sfrutta a sua volta ai fini della generazione fotovoltaica.

Visto che le due celle sono connesse elettricamente in serie, le loro energie di soglia vanno scelte in maniera tale che le correnti generate in ciascun dispositivo siano uguali.

Quindi, la corrente totale della cella tandem è uguale a quella generata nelle singole celle, mentre la tensione di lavoro è uguale alla somma delle tensioni di lavoro delle due celle.

Per ottimizzare le efficienze delle celle tandem è necessario poter ottenere delle combinazioni di valori di  $E_g$  ben precisi; a questo scopo risulta appropriato l'impiego di leghe di silicio-carbonio unitamente a leghe di silicio-germanio, entrambe a base di silicio amorfo ma le prime aumentano il valore di  $E_g$  del materiale di base, mentre le seconde lo riducono.

Per questo tipo di dispositivi il loro limite teorico di efficienze di conversione è stato calcolato intorno al 30%, la figura 1.25 mostra i principali vantaggi di una giunzione tripla e la sua composizione.

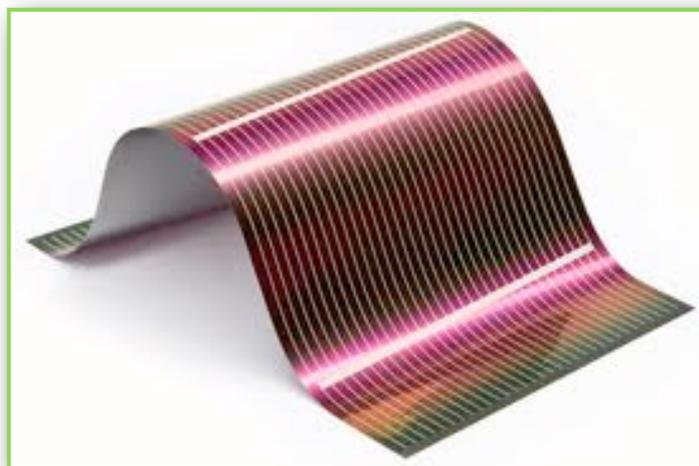


*Fig. 1.25 : Vantaggi della tripla giunzione*

### 1.2.3.6 Le celle al CIGS

L'utilizzo del diseleniuro di rame, indio e gallio (CIGS -  $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ ) ha evidenziato potenzialità applicative in fotovoltaica, dando luogo a celle con efficienze superiore a quelle ottenibili con celle fotovoltaiche a film sottile in silicio amorfo.

I moduli fotovoltaici costituiti da celle di questo tipo forniscono le più alte efficienze di celle tra i film sottili attualmente in commercio e hanno raggiunto rispettivamente, efficienze del 19,5% e del 13%.



*Fig. 1.26 : Cella CIGS*

Il film sottile in CIGS appartiene alla classe delle calcopiriti, i cui bandgap possono essere modificati scegliendo tre In, Ga e Al (cationi di gruppo III) e tra anioni di Se e S. Si può così ottenere una vasta gamma di bandgap, utilizzando combinazioni di differenti composizioni, e dal momento che il range di bandgap di interesse per questa tecnologia è compreso tra 1 e 1,7 le celle solari basate su CIGS offrono una versatilità richiesta al caso. Con efficienza del 19,5% in condizioni standard di test, su scala di laboratorio, la migliore tra le celle CIGS è efficiente più o meno come la migliore cella in silicio policristallino.

All'inizio del 2000 un report approfondito indicava che, per superare gli ostacoli per una produzione su larga scala delle celle basate su tecnologia CIGS, fosse necessario un aumento del bandgap dei materiali utilizzati per ottenere potenziali di cella maggiori e giustificare così la complessità dei materiali di base utilizzati.

I primi moduli prodotti utilizzando un inchiostro che permette di stampare il semiconduttore come film sottile su un supporto flessibile è stato introdotto nel mercato alla fine del 2007. Ancora una volta, anche con il CIGS la tecnologia a stampa riesce ad assicurare una produttività del processo elevatissima (1 modulo al minuto) e, utilizzando un solo macchinario, consente un produzione globale di 10 MW annui sotto forma di celle al CIGS stampate su foglio di alluminio.



*Fig. 1.27 : Produzione roll-to-roll di celle solari CIGS*

Il nuovo inchiostro, (efficienze superiori al 12%) è costituito da una miscela omogenea di nano particelle, stabilizzate da una dispersione organica, questo garantisce che i rapporti atomici dei quattro elementi costituenti siano mantenuti costanti nel momento in cui l'inchiostro viene stampato, anche per grandi aree di deposizione (Figura 1.27).

Questo aspetto è fondamentale per ottenere un semiconduttore di alta qualità fotovoltaica; il processo è molto meno costoso delle tipiche deposizioni sotto vuoto che si utilizzano per depositare film sottili omogenei.

Il vantaggio di questo modello è che tranne i primi metri di deposizione, la parte restante del rullo di alluminio (largo metri e lungo alcuni chilometri) sia perfettamente uniforme grazie alle condizioni stazionarie che vengono rapidamente raggiunte. I moduli solari sono quindi prodotti con macchine a stampaggio che depositano uno strato di nano-inchiostro assorbente su di un sottile foglio metallico come alluminio.

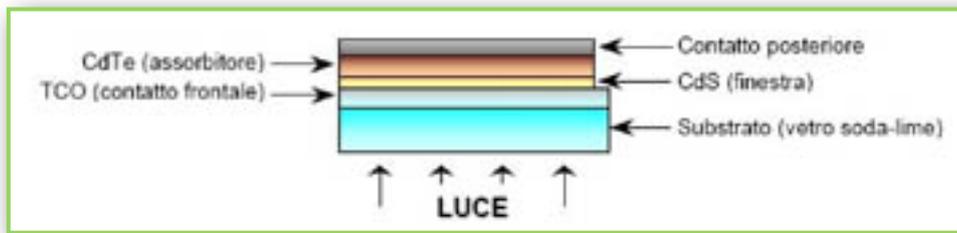
La realizzazione della cella solare è avvenuta depositando un film di molibdeno (che fa da elettrodo) sul supporto d'alluminio, sul quale è successivamente depositato lo strato attivo di inchiostro CIGS, seguito da uno strato costituente l'eterogiunzione in CdS, ed infine da un film di ossido di zinco trasparente (controelettrodo).

L'utilizzo dell'alluminio come supporto assicura una elevata conducibilità e consente una riduzione notevole dei costi, evitando di depositare separatamente uno strato posteriore che fuga da elettrodo (come è richiesto nel caso di supporti non conduttori come il vetro). Infatti, un'altra ragione fondamentale del costo ridotto dell'elettricità solare sviluppata da questa tecnologia risiede nella capacità di fornire pannelli solari ad elevata potenza prodotta con correnti 5-10 volte maggiori di quelle delle altre tecnologie sul mercato odierno, riducendo drasticamente le perdite di efficienza nei sistemi elettrici solari che hanno un impianto importante sui costi dei sistemi fotovoltaici.

### **1.2.3.7 Le celle al CdTe**

Il CdTe è un materiale in grado di convertire energia solare in elettricità con una efficienza comparabile con quella ottenibile dalle tecnologie basate sul silicio cristallino utilizzando solo 1% del materiale richiesto dall'uso del Si.

Inoltre il CdTe è un semiconduttore a gap diretto, il che significa che l'assorbimento è molto più efficiente di quanto avvenga nel silicio. Infine il grande coefficiente di assorbimento per la luce visibile ( $>10.000 \text{ cm}^{-1}$ ) fa sì che in pochi  $\mu\text{m}$  (milionesimi di metro) di spessore vengano assorbiti più del 90% dei fotoni incidenti.



*Fig. 1.28 : Struttura a strati di una cella CdTe*

Nel dispositivo reale costituente la cella solare reale, questo bandgap varia a causa dell'interazione con il CdS, (con bandgap pari a circa 2,4 eV), partner dell'eterogiunzione nel processo di fabbricazione adattandosi a quest'ultimo e andando a costituire la differenza di potenziale che è il vero motore del dispositivo fotovoltaico.

L'azienda leader in Italia (Arendi) utilizza la tecnologia sviluppata dai ricercatori dell'Università di Parma capaci di realizzare su scala di laboratorio celle fotovoltaiche di 4 cm<sup>2</sup> con un'efficienza media stabile nel tempo di oltre il 15%.

Tipicamente un modulo prodotto da questa azienda è costituito da circa 60 celle/metro interconnesse in serie per mezzo di tre tagli eseguiti durante il processo in linea; le singole celle appaiono come sottili strisce (i cm di larghezza e un metro di lunghezza) parallele a un bordo del substrato e connesse in serie in modo sequenziale: il contatto superiore della cella 1 è connesso con il contatto inferiore della cella 3 e così via.

Il processo è composto da 6 step consecutivi ed è completamente automatizzato inoltre la produzione di moduli non produce sostanze inquinanti, e quindi non generano rischi per la salute e l'ambiente ed è una alternativa ai combustibili fossili.

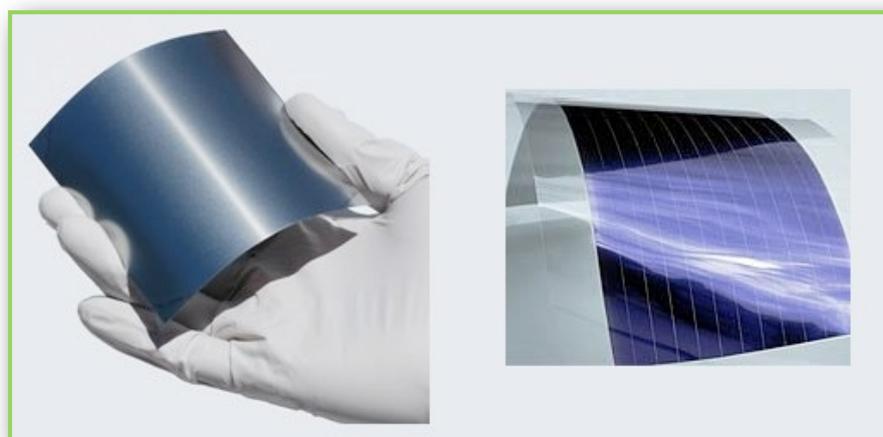


*Fig. 1.29 : cella CdTe*

In condizioni operative reali, le celle CdTe producono più elettricità dei moduli solari tradizionali, infatti assorbe l'energia della radiazione solare anche a bassa intensità e in condizioni di luce diffusa, e pertanto produce elettricità al caldo tipico dei mesi estivi.

I moduli alla fine della loro vita utile sono completamente riciclabili il che risolve tutti i problemi di carattere ambientale.

### 1.2.3.8 Le celle al CIS



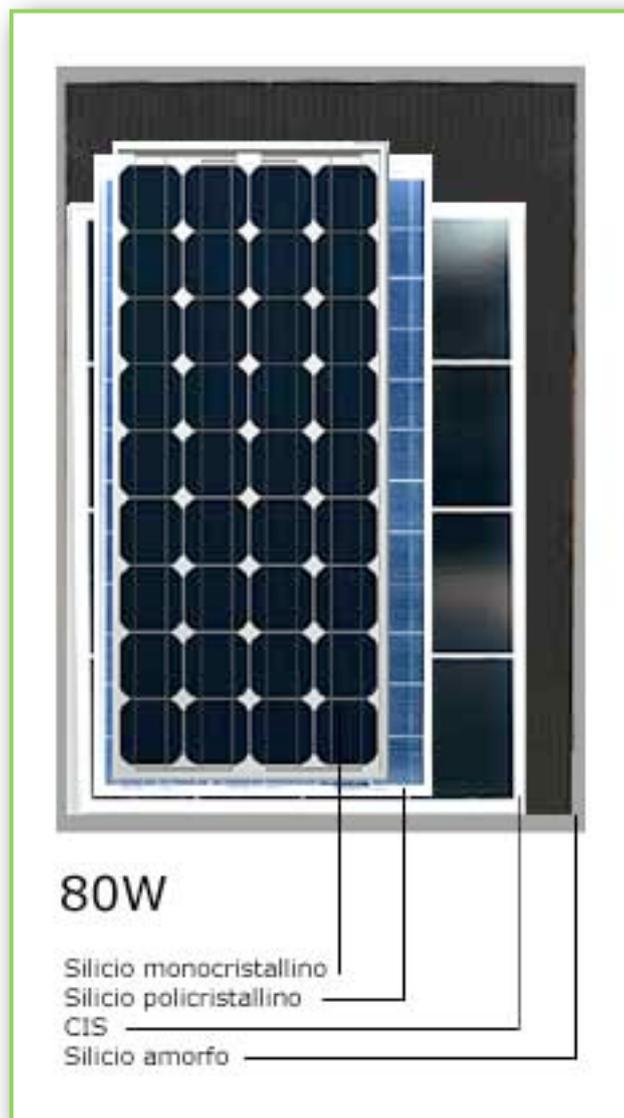
*Fig. 1.30 : Cella CIS*

I moduli in CIS, integrati orizzontalmente, usano celle al didelenuro di rame e indio ( $\text{CuInSe}_2$ ) come i CIGS e sono capaci di assorbire su un vasto spettro di luce e garantire una notevole potenza sviluppata, anche in condizioni metereologiche non favorevoli.

I moduli attualmente commercializzati hanno un'efficienza intorno al 12%, ma il valore massimo del 13% (in condizioni standard) è stato già raggiunto, con moduli standard di circa 85 W.

La resa kWh/kWp dell'impianto CIS è la più elevata, anche se confrontata con impianti in silicio monocristallino di qualità notevole, grazie alle buone prestazioni anche in condizioni di illuminazione più bassa e dei migliori coefficienti di temperatura.

Essi sono adatti alla maggior parte delle applicazioni (su piccola scala e grande scala) e per irradiazione solare di intensità variabile, grazie alla loro elevata affidabilità e vita utile.



*Fig. 1.31 : Varie tipologie di celle*

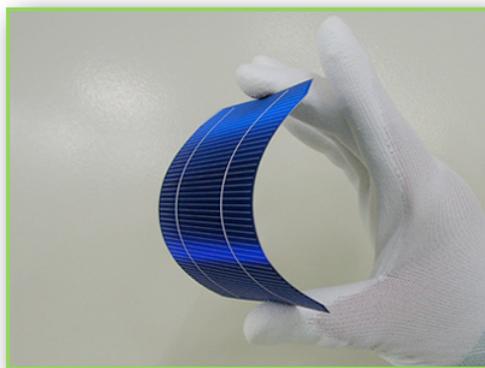
Grazie al loro aspetto estetico ed alla loro adattabilità, per quanto concerne dimensioni e forme, i nuovi moduli sono elementi architettonici di pregio proponendoli per soluzioni e forme nonché per soluzioni di design eleganti e funzionali.

Un ulteriore miglioramento si otterrà sostituendo il substrato vetroso con materiali flessibili, per esempio fogli di metallo o plastica, ma i risultati di laboratorio non sono ancora sufficientemente avanzati da poter essere trasferiti alla produzione.

### 1.2.3.9 Le celle ibride HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer)

Nascono dalla combinazione di celle in silicio cristallino e celle a film sottile.

Un wafer in silicio monocristallino viene rivestito su entrambe le superfici con uno strato sottile di silicio amorfo. Tra le due superfici di contatto viene interposto un ulteriore strato di silicio amorfo non drogato.



*Fig. 1.32 : Cella ibrida HIT*

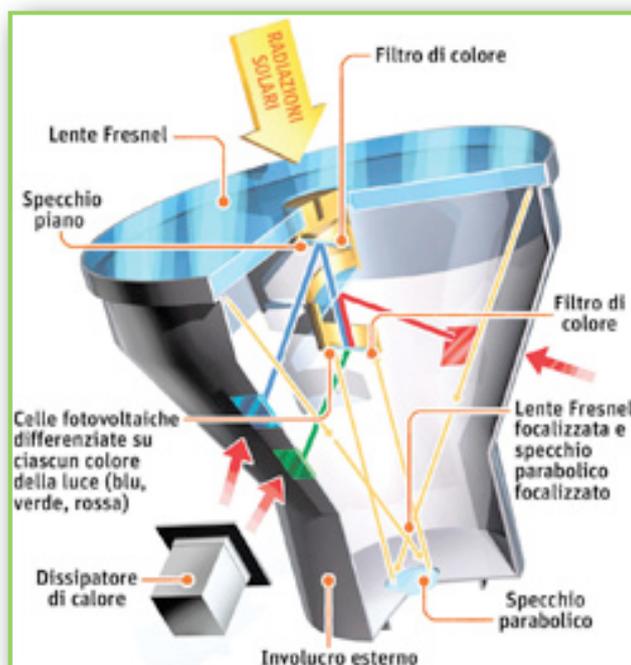
È una giunzione realizzata drogando due diversi semiconduttori ed è chiamata eterogiunzione. La superficie superiore viene rivestita, di fatto, con uno strato P di silicio amorfo a formare una giunzione P/N con lo strato N di silicio monocristallino.

Per limitare le dispersioni per riflessione, la superficie esposta alla luce solare è trattata con rivestimento antiriflesso.

L'efficienza delle celle HIT non diminuisce nel tempo per effetto dell'esposizione alla radiazione solare.

Inoltre, l'effetto temperatura è molto contenuto in rapporto al comportamento delle celle in silicio cristallino. Infine, in virtù del fatto che il processo di deposizione avviene a circa 200°C e che il materiale non è soggetto a grandi shock termici, è possibile ridurre lo spessore del substrato fino a circa 0,2 mm.

### 1.2.3.10 Le celle a concentrazione



*Fig. 1.33 : Struttura cella a concentrazione*

Rappresentate da celle fotovoltaiche abbinate a concentratori luminosi, estremamente sofisticate e costituiti da specchi parabolici che seguono il percorso del sole in cielo e ne concentrano l'energia su un ricevitore tubolare che contiene una stringa di celle fotovoltaiche.

La geometria dipende dal tipo di concentratore usato, normalmente le forme utilizzate sono lunghe e strette strisce (stringhe) di celle rettangolari o quadrate, nel caso di concentratori a fuoco lineare, oppure dischi circolari nel caso di concentratori a fuoco puntiforme.

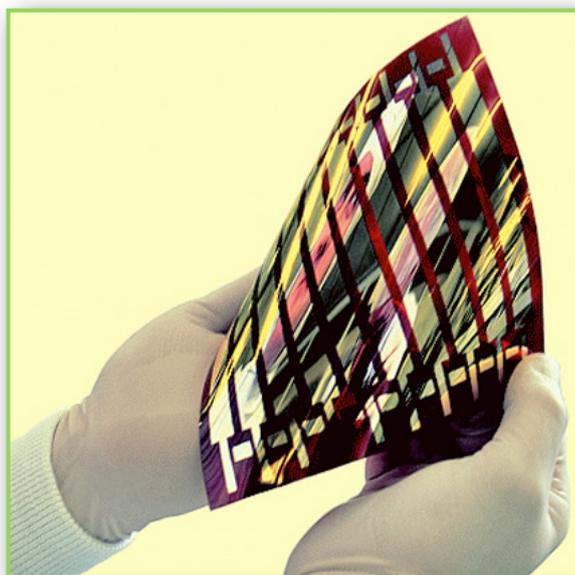
Anche nel caso delle celle a concentrazione, il silicio è uno dei materiali più promettenti. Celle al silicio a diversi livelli di concentrazione sono prodotte industrialmente, anche in Italia.

Questa soluzione consente di ridurre drasticamente tanto il costo delle celle quanto il tempo di ritorno dell'energia, consiste nell'impiego di sistemi a concentrazione della luce, con i quali sia il costo delle celle sia il tempo di ritorno vengono ad essere ridotti di un fattore pari al rapporto di concentrazione luminosa, inoltre nelle condizioni ottimali, il

costo dell'energia elettrica prodotta dipenderà dal costo dei concentratori piuttosto che dal costo delle celle.

### 1.2.3.11 Le celle solari organiche e polimeriche

Le celle solari *polimeriche* efficienti e stabili troveranno rapidamente vastissime applicazioni. Infatti, a confronto con le celle solari basate sul silicio, le celle che impiegano semiconduttori organici sono meno costose e prodotte più facilmente, ed essendo inoltre leggere e flessibili possono essere rapidamente integrate in strutture preesistenti.



*Fig. 1.34 : Cella organica*

I semiconduttori organici hanno una schermatura delle cariche opposte molto più debole e la costante dielettrica è inferiore: il risultato è che l'interazione fra le cariche positive e negative fotogenerate è molto più forte.

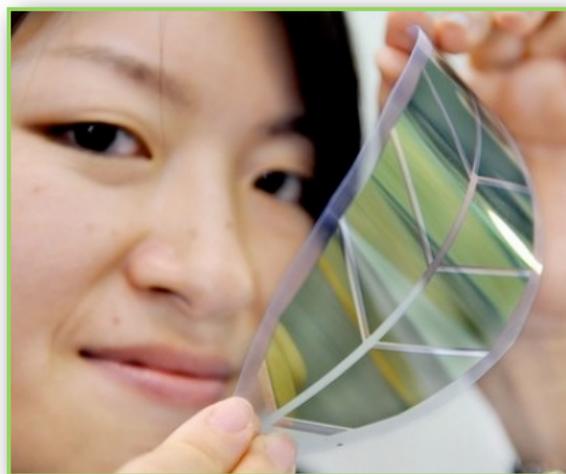
Inoltre i semiconduttori *organici* sono amorfi e dunque il trasporto di carica è più difficile che nei cristalli.

La luce viene normalmente assorbita nel materiale cosiddetto donatore, di solito un polimero coniugato o una piccola molecola capace di condurre le cariche positive.

Gli eccitoni foto generati si diffondono all'interno del materiale donatore e quindi, attraverso l'interfaccia, si diffondono all'interno della materiale accettore (un tipico materiale accettore è il buckminsterfullerene).

Questo trasferimento di carica è estremamente veloce ed è molto efficiente, perché i meccanismi alternativi di perdita della separazione di carica sono molto più lenti.

Perché avvenga la separazione di carica finale, è necessario un campo elettrico interno generato dalla differenza dei potenziali lavoro degli elettrodi appositamente diversi.



*Fig. 1.35 : Cella polimerica*

Il materiale organico foto-attivo viene posto fra due elettrodi differenti, in cui quello superiore è trasparente e tipicamente composto da ossido di niobio e stagno.

L'architettura della cella può consistere in un semplice doppio strato dei materiali, di un doppio strato con un interfaccia diffusa, oppure di una miscela in cui le due fasi formano una dispersione a livello nanometrico ad elevatissima area di contatto.

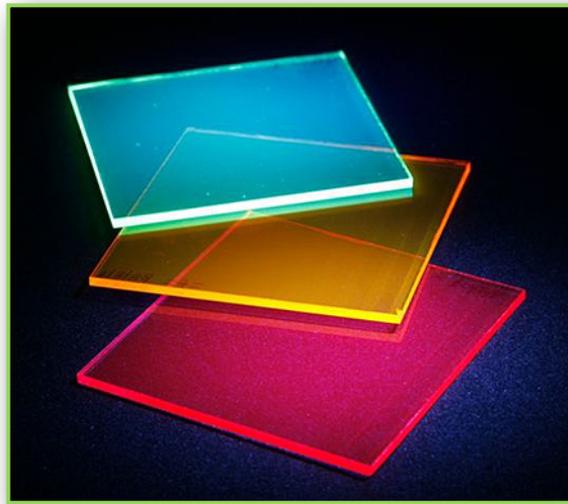
Il modo più comune di classificare le celle fotovoltaiche organiche è quello basato sulla natura dei componenti foto attivi (donatore e accettore).

Questi possono essere molecole a basso peso molecolare (generalmente coloranti), oligomeri, polimeri, ossidi metallici (nella maggioranza dei casi  $\text{TiO}_2$ ); tra le molecole a basso peso molecolare hanno assunto un'importanza crescente, grazie alle loro particolari proprietà, i fullereni e i nanotubi di carbonio, mentre nella realizzazione di celle ibride organiche/inorganiche i cosiddetti quantum-dots (nanocristalli semiconduttori).

In base a ciò si possono individuare almeno sette categorie principali di celle solari organiche e polimeriche:

### 1.2.3.11.1 Celle colorante/colorante

I sistemi monostrato, ovvero con un singolo componente foto-attivo, risalgono alla metà degli anni '50, quando Kearns e Calvin osservarono che irraggiando della ftalocianina di magnesio posta tra due elettrodi in vetro si otteneva una tensione modesta, ma nondimeno misurabile, di 200 mV. Successivamente fu possibile verificare che la tensione variava in funzione dell'esposizione all'aria: alla luce delle conoscenze odierne, questo risultato è interpretabile in base all'azione dell'ossigeno molecolare che agisce come un elettrone-accettore. Negli anni '70 si iniziò a studiare le proprietà della clorofilla; variando la natura degli elettrodi, Tang e Albrecht ottennero celle con efficienze dello 0,01%.



*Fig. 1.36 : Celle colorate*

Effettuando continue ricerche con la clorofilla nel 2002 si è giunti all'ottenimento di celle con efficienze dello 0,1%, probabilmente il limite ultimo per celle a singolo componente. Intanto, però, intorno al 1980 Tang prima brevettò, e poi qualche anno dopo pubblicò, una cella costituita da due coloranti diversi, ottenendo efficienze dell'1%.

La cella era costituita da doppio strato di ftalocianina di rame come donatore e perilenetetracarbossibenzimidazolo come accettore tra un anodo di ossido di indio/stagno (ITO) e un catodo di argento.

In precedenza bistrati di rodamine o coloranti del trifenilmetano e ftalocianine o merocianine avevano dato buoni risultati, anche se le tensioni e le correnti generate erano molto basse (decimillesimi di Volt e centomillesimi di Ampere).

Successivamente coevaporando i derivati organici, e di fatto realizzando una eterogiunzione dispersa, si ottennero miglioramenti dati dagli esperimenti su altri materiali fotoattivi, come il fullerene, le perilenimmidi e ftalocianine di altri metalli, zinco in particolare.

L'architettura della cella fu ulteriormente perfezionata: fu realizzata una cella tristrato consistente in:

- un donatore di elettroni;
- una eterogiunzione dispersa di un donatore e un accettore;
- un accettore.

Introducendo uno strato di batocuproina tra l'accettore e il catodo, con la funzione di impedire agli eccitoni di raggiungere il catodo e diseccitarsi, senza bloccare gli elettroni si raggiunsero efficienze del 2,4%.

Con l'ulteriore introduzione di uno strato di poli (etilenediossiltiofene, polistirenesolfonato) e l'impiego di fullerene come accettore, l'efficienza è stata portata al 3,6%.

Il PEDOT-PSS svolge varie funzioni: modifica la funzione lavoro dell'anodo, compensa le irregolarità superficiali dell'ITO e agisce da strato bloccante degli elettroni.

Parallelamente al lavoro sulla struttura dei componenti fotoattivi e sull'architettura, da parte di molti è stata messa in evidenza l'importanza della morfologia della fase organica.

Attraverso deposizione della fase organica su substrati ad alta temperatura o trattamenti di annealing è possibile controllare in parte la morfologia, incrementando la tendenza alla separazione di fasi e quindi favorendo il movimento dei portatori di carica positiva e negativa in fasi distinte. La morfologia è stata anche controllata ricorrendo a cristalli liquidi discotici semiconduttori, ad esempio esabenzocoroneni esafenilsostituiti.

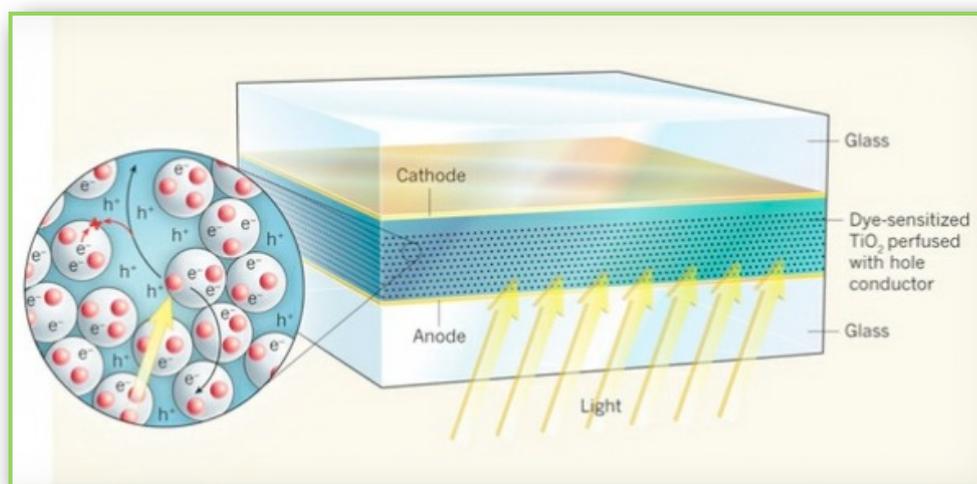
Infine, Hiramoto e collaboratori hanno per primi dimostrato le potenzialità delle celle

tandem, consistenti in strati ripetuti di donatori (ftalocianina) e accettori (dimetilperilenediimmide) con interposto un film di oro come elettrodo intermedio; successivamente sono state realizzate celle ancora più complesse, con fino a cinque bistrati e elettrodi intermedi di argento.

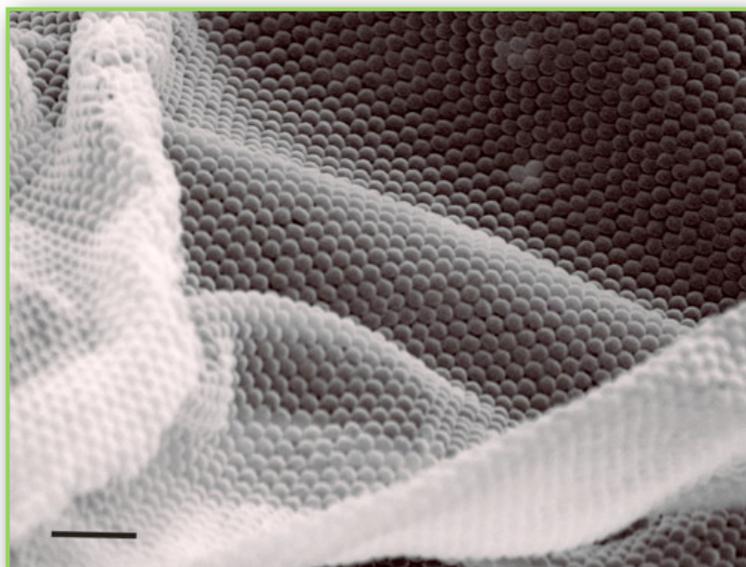
### 1.2.3.11.2 Celle colorante/TiO<sub>2</sub>

Questa tipologia di celle permette di registrare le efficienze comparabili con il silicio amorfo (ovvero circa il 12% su scala di laboratorio, 5-6% su scala applicativa) e il cui sfruttamento commerciale è limitato solo dalla stabilità nel tempo e non ancora soddisfacente.

Dette anche celle Grätzel, dal nome del loro inventore e sono costituite da un complesso di coordinazione: donatore di elettroni, diossido di titanio nanostrutturato come accettore, e da un elettrolita che ha la funzione di chiudere il contatto tra donatore e anodo permettendo il trasferimento dell'elettrone per il ripristino dello stato di ossidazione del colorante.



*Fig. 1.37 : Struttura cella colorata/TiO<sub>2</sub>*



*Fig. 1.38 : Film in TiO<sub>2</sub>*

E' la soluzione iodio-ioduro che permette alle celle di raggiungere la massima efficienza ma è proprio questa a creare i problemi di stabilità poiché nelle normali condizioni di utilizzo in tempi più o meno brevi essa corrode gli elettrodi e degrada il colorante e i materiali usati per la sigillatura della cella, necessari per contenere il liquido, portando al crollo dell'efficienza nel tempo.

Come rimedio sono stati messi a punto degli elettroliti polimerici solidi (poliepossidi, ad esempio poli-epicloridrinaco-etilenossido, contenenti iodio e sodio ioduro), dei conduttori di buche solidi, oppure metodi consistenti nella elettropolimerizzazione di pirrolo sul film di TiO<sub>2</sub> sensibilizzato con il colorante.

Gli studi su questo argomento continuano poiché la soluzione ottimale ancora non è stata raggiunta.



### 1.2.3.11.3 Celle polimero/colorante

*Fig. 1.39 : Cella polimero/colorante*

Combinare un polimero donatore ad un composto a basso peso molecolare come accettore non produce celle con rendimenti molto elevati. Alcuni esempi riportati in letteratura si riferiscono a eterogiunzioni disperse tra poli e un derivato immidico naftalenico o perilenico, oppure a sistemi poli perilene-tetracarbossidimide; le efficienze riportate sono di poco inferiori all'1%. Tra i sistemi bistrato merita una menzione quello a base di poli e perilene-tetracarbossibenzimidazolo. La struttura di alcuni derivati perilenici, molto popolari come donatori sia in celle colorante/colorante che polimero/colorante.

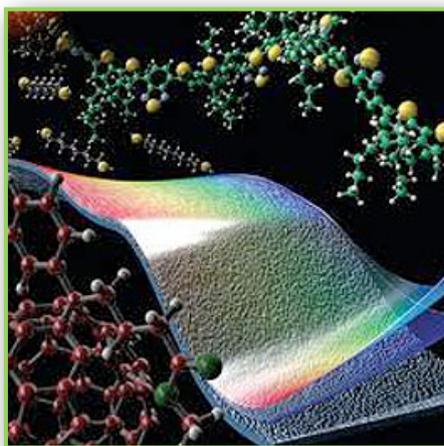
Il gruppo perilenimmidico viene anche impiegato molto spesso come gruppo funzionale sostituito di specie polimeriche.

### 1.2.3.11.4 Celle polimero/polimero

Le prime celle monocomponente basate su polimeri come poliacetileni o politiofeni, esibivano efficienze quantiche e tensioni molto basse.

Qualche anno dopo con l'impiego dei poli-fenilene-vinilene si ottennero risultati migliori soprattutto utilizzando sistemi a due componenti donatore-accettore.

Sebbene l'efficienza raggiunta da queste celle sia inferiore a quella delle celle polimero/fullerene, le loro potenzialità sono significative, dato che in linea di principio entrambi i componenti possono avere elevati coefficienti di assorbimento e la loro struttura chimica può essere disegnata per assorbire porzioni complementari dello spettro solare. Una appropriata progettazione delle strutture può inoltre ottimizzare le proprietà di trasferimento di carica e di trasporto degli elettroni e delle buche. Infine, queste miscele si prestano molto bene alla realizzazione di grandi aree grazie a procedimenti di deposizione da soluzione molto semplici.



*Fig. 1.40 : Celle polimero/polimero*

D'altra parte la tendenza dei blend polimerici a dare separazione di fase e formare domini micrometrici rappresenta un limite per la lunghezza tipica di diffusione degli eccitoni; devono pertanto essere messi a punto dei sistemi per fare sì che le fasi polimeriche generino domini nanostrutturati.

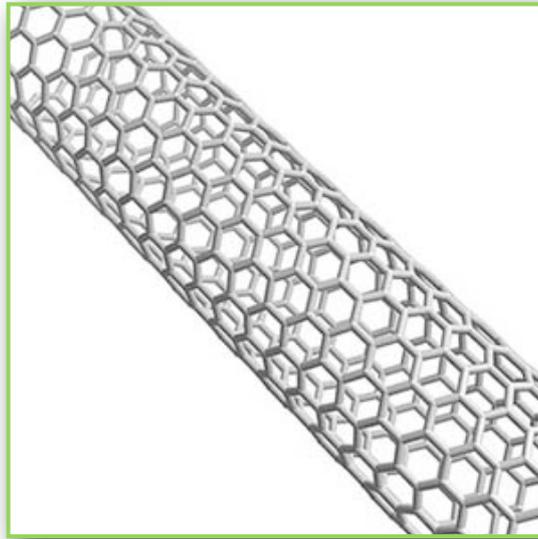
I sistemi più studiati, generalmente mutuati dai lavori sui LED polimerici, sono i blend poli, in cui il gruppo CN rende il polimero accettore, e poli.

Più recentemente un notevole interesse è stato rivolto ai polimeri a blocchi, con un blocco accettore e uno donatore.

#### **1.2.3.11.5 Celle polimero/fullerene**

Le celle di questa categoria meritano una posizione del tutto speciale, poiché sono quelle caratterizzate da maggiori efficienze tra quelle basate su polimeri, fino a qualche anno fa erano inferiori al 3%, raggiungendo nel 2007 il 6% ed è stato dimostrato che sussistono tutte le condizioni per raggiungere e superare il 10% nel giro di breve tempo.

Le celle polimero/fullerene furono realizzate per la prima volta da Saricic et al. e da Moriata et al. traendo vantaggio dalla elevata affinità elettronica dei fullereni, dalla alta mobilità degli elettroni e dalla relativa lentezza dei processi di rilassamento (fotoluminescenza).



*Fig.1.41 : Struttura chimica del fullerene*

Inizialmente la maggior parte degli studi fu rivolta ai poli; grazie al loro gap energetico più basso, alla maggiore stabilità e alle superiori proprietà di trasporto delle buche. Negli anni, la cella base è stata perfezionata, in termini di struttura dei componenti, di architettura e di morfologia delle fasi.

Le celle dotate di massimo rendimento consistono in eterogiunzioni disperse di poli.

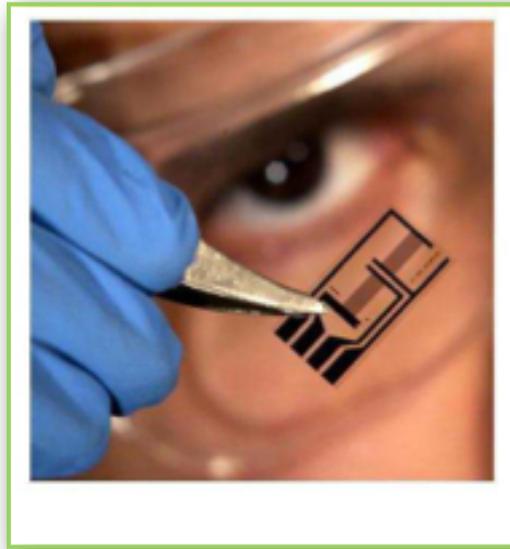
Come per le celle organiche, è stato visto che i trattamenti di annealing possono migliorare in modo sensibile le prestazioni delle celle polimero/fullerene: la morfologia infatti deve consistere in nanodomini di dimensioni non troppo grandi in modo che l'eccitone raggiunga l'interfaccia tra le fasi e sufficientemente grande da formare una struttura percolante nella quale gli elettroni e le buche possano muoversi raggiungendo gli elettrodi di rispettiva competenza.

Sulla carta i nanotubi di carbonio dovrebbero garantire, rispetto ai fullereni, migliori proprietà di trasporto elettrico grazie alla loro geometria. Tuttavia i dispositivi polimero/nano tubi fino ad ora realizzati esibiscono efficienze non esaltanti e nettamente più basse rispetto a quelli a base di fullereni.

#### **1.2.3.11.6 Celle polimero/inorganico**

Come per le celle Grätzel, vari gruppi di ricerca hanno studiato i sistemi basati su  $\text{TiO}_2$  come accettore abbinato a polimeri coniugati come donatori. Lo strato fotoattivo è stato

ottenuto sia impregnando di soluzione polimerica uno stato nanostrutturato preconstituito di  $\text{TiO}_2$ , sia codepositando il polimero contenente un precursore dell'ossido (un alcolato di titanio) e poi procedendo all'idrolisi in situ. Come polimeri, sono stati usati sia i polifenileni vinilici, sia i polialchiltiofeni, sia copolimeri alternati.



*Fig. 1.42 : Cella Polimero/inorganico*

Queste celle, sebbene ottenute attraverso tecniche anche molto ingegnose ed eleganti volte a generare e massimizzare le interazioni tra fase inorganica e polimero, hanno prestazioni sensibilmente inferiori sia rispetto alle celle Grätzel, sia a quelle polimero/fullerene.

#### **1.2.3.11.7 Celle polimero/quantum-dot**

Le celle ibride consistenti di un polimero e di particolari derivati inorganici sotto forma di nano-particelle colloidali (quantum-dots) utilizzano le proprietà di queste ultime di possedere un gap energetico dipendente dalle loro dimensioni, in questo modo opportuno in fase di sintesi è possibile modulare lo spettro di assorbimento dei quantum-dot.



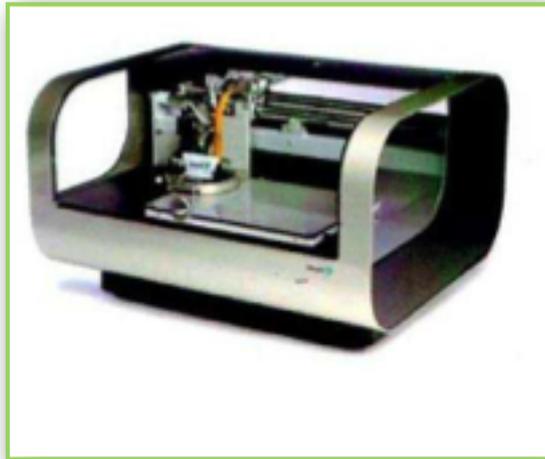
*Fig. 1.43 : Celle polimero/quantum-dot*

Affinchè il trasferimento di carica all'interfaccia sia efficiente è necessario che il contatto tra il componente organico e quello inorganico venga facilitato attraverso l'uso di adatti agenti compatibilizzanti, che non devono però agire da isolanti elettrici. La funzione del compatibilizzante è di stabilizzare dimensionalmente e chimicamente i quantum dots impedendo la loro aggregazione e degradazione. Intervenendo sulla metodologia di preparazione è possibile variare la natura accettrice/donatrice dei quantum dots, cosicchè essi possono essere accoppiati a polimeri donatori o accettori, rispettivamente. I composti fino ad ora utilizzati in forma nanocristallina con buoni risultati nella realizzazione di celle ibride sono il CdS, il CdSe, il PbS e il CuInS<sub>2</sub>. In questa categoria rientrano le celle sviluppate a Berkeley da Alivisatos e collaboratori costituite da poli 3-esiltiofene e tetrapodi di CdSe.

### **1.2.3.11.8 Celle in plastica**

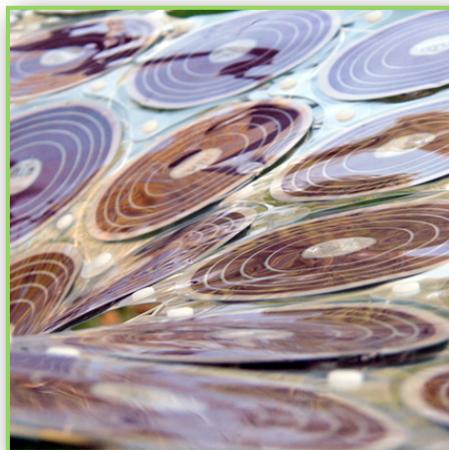
Le celle a etero giunzione molecolare possono essere facilmente stampate utilizzando la tecnologia di stampa a getto di inchiostro, metodologia che sarà impiegata anche nella fase di produzione su vasta scala delle celle solari organiche. Come nel caso delle celle CIGS stampate, la tecnologia di stampa roll-to-roll dà la possibilità di una deposizione semplice e rapida dei film polimerici su substrati di elevata superficie.

La linea roll-to-roll contiene cinque stand, ognuno corrispondente a uno strato della cella solare finale. Il primo ad essere stampato sul substrato è un elettrodo trasparente tipicamente in TCO, seguito da uno step di divisione delle celle l'una dall'altra in modo da poterle successivamente connetterle in serie.



*Fig. 1.45 : Stampante Eujifilm Dimatix Technology*

A quel punto, viene depositato lo strato foto attivo del polimero coniugato mescolando a un derivato del fullerene seguito dall'elettrodo superiore che completa la cella, che prima di essere tagliata viene riscaldata per pochi secondi a 110° C al fine di creare delle isole cristalline all'interno del polimero altrimenti amorfo e massimizzare l'efficienza fotovoltaica. Le celle vengono quindi laminate per produrre gli output di voltaggio richiesti dai clienti.



*Fig. 1.44 : Stampi celle in plastica*

Inoltre, i dispositivi polimerici sono compatibili con molti substrati e non hanno bisogno di una modellazione ulteriore, mentre la serigrafia viene usata per produrre eleganti disegni. Kornaka utilizza una stampante industriale a getto di inchiostro, già ampiamente utilizzata per la decorazione industriale e la deposizione di materiali e che ora viene utilizzata per la deposizione controllata di materiali fotovoltaici.

Un'opportuna formulazione del solvente assicura che le proprietà morfologiche del polimero fotovoltaico risultante dalla stampa siano ottimali. Ad esempio, la miscela polimero-fullerene viene sciolta in una miscela di solventi alto e basso-bollenti e poi stampata su un substrato plastico a 40°C, ottenendo un film plastico uniforme con efficienza fotovoltaica del 3% e una corrente di cortocircuito di 8,4 mAcm<sup>-2</sup>, un potenziale a circuito aperto pari a 0,54 V e un fattore di riempimento del 64%.

Tutti gli strati sono ultrasottili a differenza dello strato base di TCO che è spesso solo 100 nm, mentre lo strato di polimero semiconducibile è profondo poche decine di nanometri. Questo fa sì che il costo delle celle sia particolarmente basso e velocizza tutto il processo grazie a un rapido essiccamento dello strato polimerico stampato.

Il processo è semplice, energeticamente efficiente, ecologico, altamente riproducibile e permette di avere elevati volumi di produzione.

Il polimero risultante è compatibile con vari substrati e non richiede ulteriori lavorazioni, mentre la stampa inkjet consente di introdurre facilmente schemi e colori all'interno del prodotto finale per applicazioni in cui il design è importante, come quelle negli interni.

Potrebbero essere impiegate anche vernici fotovoltaiche basate su analoghe miscele di polimero semiconduttore ed accettore, in seguito alla recente scoperta che le celle solari plastiche a etero giunzione bulk possono essere facilmente depositate con semplice pitturazione.

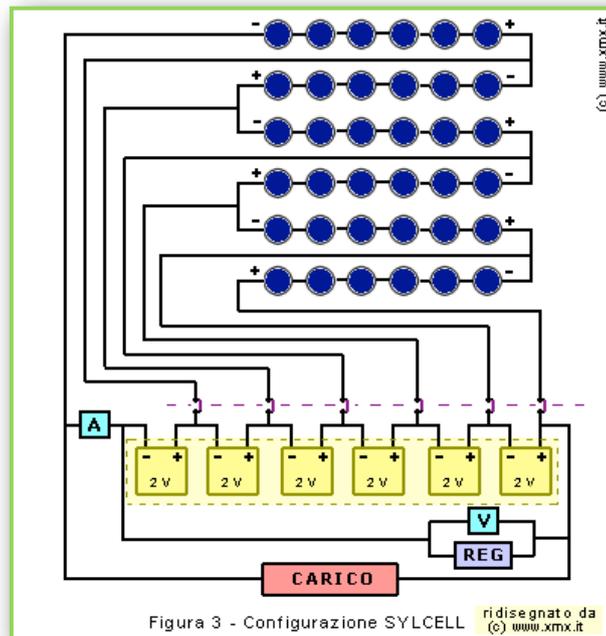
## **1.3 Collegamenti delle celle**

### **1.3.1 Collegamenti in serie ed in parallelo**

Poiché le celle singolarmente forniscono solo una piccola frazione della potenza necessaria occorre connetterle rispettivamente in serie e in parallelo (andando a

costruire, come si vedrà nel seguito, il modulo fotovoltaico) per ottenere il voltaggio e l'intensità di corrente desiderata.

Celle identiche connesse in serie forniscono una differenza di potenziale pari alla somma delle differenze di potenziale fornite dalle singole celle (vantaggio), mentre per celle identiche connesse in parallelo sono additive le correnti, ossia forniscono una corrente complessiva pari alla somma delle correnti prodotte dalle singole celle.



*Fig. 1.46 : Collegamenti in serie ed in parallelo*

Nel caso di più celle in serie si avrà:

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

Nel caso di più celle in parallelo, invece, si avrà:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

A questo punto è possibile scegliere la combinazione opportuna delle celle da collegare al carico, e la caratteristica elettrica sarà la combinazione delle due appena descritte.

Il dimensionamento dell'impianto è fondato sulla potenza necessaria, parametro dipendente dalle celle stesse; le celle in commercio sono definite in base alla potenza di picco, cioè alla potenza disponibile nelle migliori condizioni d'irraggiamento che si registrano per pochissimi giorni all'anno. Quindi, nota la potenza che si vuole generare dall'impianto fotovoltaico, il numero di celle viene di conseguenza, e in base alla tensione nominale del carico è possibile valutare quante dovranno essere collegate in serie. A livello macroscopico, poi, la disposizione dei moduli fotovoltaici in serie o in parallelo aumenterà rispettivamente la tensione e la corrente.

### **1.3.2 Differenze tra i due modi di collegamento**

Connettendo celle di diverse caratteristiche in serie, la resa dell'intera fila di celle sarà limitata dal comportamento della cella a più bassa prestazione, mentre se le celle sono connesse in parallelo, la resa sarà la media delle rese delle singole celle.

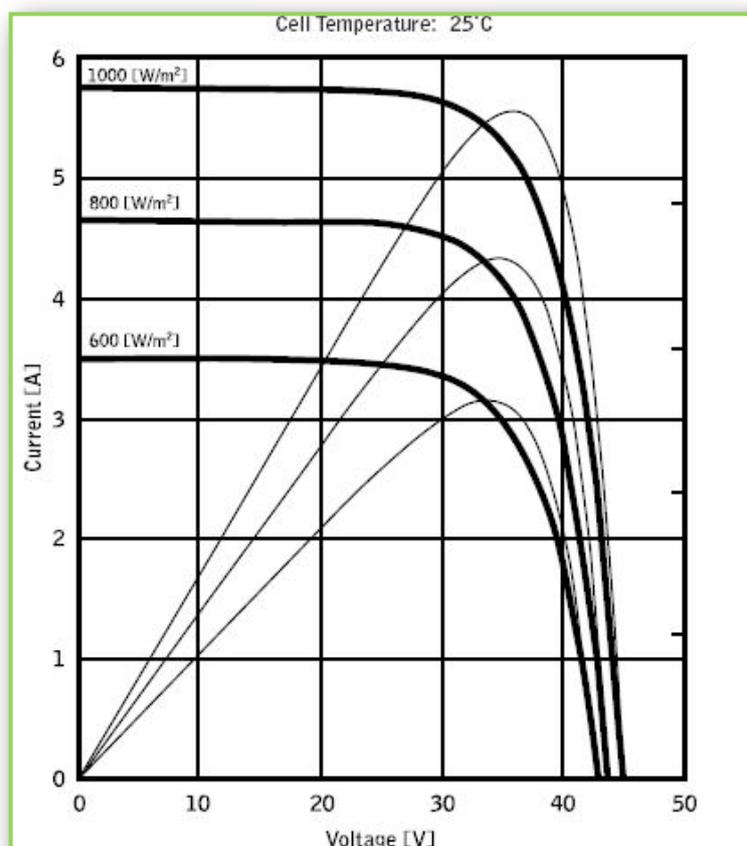
Le configurazioni in parallelo, unitamente alla limitazione del numero di celle in serie, presentano i seguenti vantaggi: limitano la probabilità di danneggiamento delle celle e dei moduli; minimizzano gli effetti delle avarie casuali sulla potenza globalmente sviluppata dall'impianto; minimizzano le perdite (dette di mismatching) dovute al fatto che i moduli, prodotti industrialmente, non hanno tutti le stesse caratteristiche elettriche.

Per impianti di taglia medio-grande, si tenderà a favorire il numero di celle collegate in parallelo (grande corrente) a discapito del numero di celle collegate in serie (perciò bassa tensione d'uscita).

### **1.3.3 Le proprietà elettriche delle celle**

L'andamento della corrente della cella è descritta da una curva in funzione della sua tensione, detta curva caratteristica ed evidenzia il comportamento della cella sia al buio che alla luce.

Applicando una differenza di potenziale al buio, si ha un passaggio di corrente solo se il valore supera una certa soglia, invece esponendo la cella alla luce invece si genera in ogni caso energia elettrica; se la giunzione è in condizioni di corto circuito ( $V=0$ ) la corrente generata è massima (IOC), mentre a circuito aperto sarà massima la tensione che si determina ai due estremi (VCA).



*Fig. 1.47 : Curva caratteristica cella fotovoltaica*

Per celle commerciali standard (10 cm × 10 cm) in silicio, ICC vale circa 3 Ampere, mentre VCA vale circa 0,6 volt. Dato che la potenza di un generatore è il prodotto della sua tensione per la corrente generata, nei due casi descritti la potenza sarà nulla e dalla curva caratteristica si può individuare il punto in cui il dispositivo fornisce la potenza massima.

La curva caratteristica di una cella dipende dalle sue proprietà intrinseche (p.es. il materiale), dell'intensità della radiazione luminosa e della temperatura della cella stessa.

L'aumento di temperatura è un elemento che ostacola il passaggio degli elettroni nel semiconduttore perché aumenta l'ampiezza e la frequenza di oscillazione degli atomi. La conseguenza di un riscaldamento del materiale semiconduttore è quindi un decadimento

delle prestazioni elettriche del dispositivo fotovoltaico. Per una cella in silicio ad esempio, mentre la corrente di corto circuito subisce una variazione trascurabile, la tensione di circuito aperto diminuisce al crescere della temperatura di circa 2,25 mV/°C. Il riscaldamento di una cella FV comporta quindi una diminuzione complessiva delle sue prestazioni.

Essendo i dispositivi FV alimentati da una fonte variabile e poiché, come ora analizzato, le loro prestazioni sono legate alle caratteristiche della radiazione solare, per quantificare le prestazioni di una cella FV (e più in generale di qualsiasi dispositivo FV), bisogna riferirsi a delle condizioni precise, note come condizioni standard:

- intensità della radiazione: 1.000 W/m<sup>2</sup>;
- temperatura della cella: 25 °C;
- spettro solare: AM1,5.

Il dato “di targa” della potenza generata da una cella FV è espresso in Watt di picco (Wp); la potenza di picco è quella generata nelle condizioni standard ora specificate.

Il rapporto tra la potenza ideale, corrispondente a  $I=I_{CC}$  e  $V=V_{CA}$ , e la potenza che si ottiene nel punto di massima potenza viene detto fattore di forma (FF, Fill Factor) ed è un indice della qualità della cella. Esso misura lo scostamento della forma della curva caratteristica da un quadrato di lati  $I_{CC}$  e  $V_{CA}$ :

$$FF = \frac{P_{\max}}{I_{CC} \cdot V_{CA}}$$

Per celle al silicio cristallino il fattore di forma varia tra 0,6 e 0,8.

Il parametro più importante per caratterizzare una cella FV è la sua efficienza (rendimento) che rappresenta il rapporto tra la potenza massima che si ottiene dalla cella ( $P_{\max}$ ) e la potenza della radiazione che incide sulla sua superficie frontale, espressa come prodotto tra la densità di potenza ( $I$ ) in Watt al metro quadro per l'area della superficie esposta ( $A$ ):

$$\eta = \frac{P_{\max}}{I \cdot A}$$

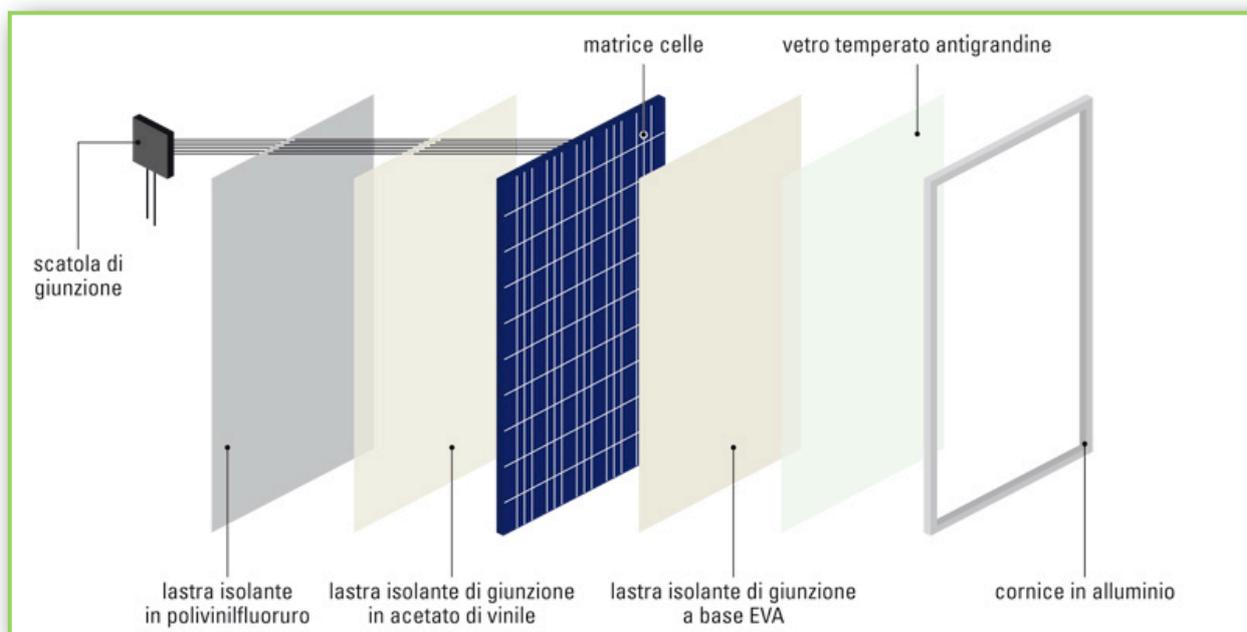
L'efficienza di conversione per celle commerciali in silicio monocristallino arriva anche al 18%, mentre per il silicio policristallino non supera il 14%. A livello di laboratorio si realizzano celle ad efficienza molto più alta: attorno al 24% per il silicio monocristallino e superiore al 35% per l'arseniuro di gallio.

Molti fattori limitano l'efficienza delle celle FV e sono:

- *fotoni “troppo poco energetici”*: alcune componenti dello spettro solare (fotoni), non è sufficiente a far saltare gli elettroni dalla banda di valenza alla banda di conduzione;
- *fotoni “troppo energetici”*: l'elettrone colpito dal quanto di luce passa in banda di conduzione, ma l'energia eccedente si trasforma in calore, non fornendo così un contributo utile alla generazione di corrente elettrica;
- *ricombinazioni tra elettroni e lacune*: come già osservato, essendo elettroni e lacune cariche di segno opposto, essi tendono ad attrarsi ed a ricombinarsi, non “collaborando” in tal modo alla corrente nel cristallo;
- *resistenza tra il materiale semiconduttore e i contatti metallici*;
- *resistenza tra i diversi cristalli dei semiconduttore*: funzione dalla struttura interna del materiale che gioca un ruolo fondamentale nelle strutture meno organizzate (strutture amorfe);
- *riflessione di parte dell'energia incidente*.

## 1.4 I moduli fotovoltaici

## 1.4.1 Tecnologia costruttiva dei moduli



*Fig. 1.48 : Struttura a strati del modulo fotovoltaico*

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica: forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori.

Sono estremamente fragili, elettricamente non isolate, prive di supporto meccanico e vengono, quindi, assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico, una struttura robusta e maneggevole, in grado di garantire molti anni di funzionamento anche in condizioni ambientali difficili.

I moduli in commercio attualmente più diffusi, che utilizzano celle al silicio mono e policristallino, prevedono tipicamente 36 celle collegate elettricamente in serie a formare un rettangolo approssimativamente di dimensioni 1,00 m×0,5 m. Il modulo così costituito ha una potenza che va dai 50 agli 80 Wp, a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 17 volt, che ne permette l'accoppiamento con gli accumulatori da 12 VCC (volt in corrente continua) nominali. I moduli comunemente usati nelle applicazioni commerciali hanno un rendimento complessivo del 10-13%. È recentemente cresciuta la domanda di moduli a 72 celle di potenza superiore (sino a 160÷170 Wp), utili per l'integrazione architettonica e gli interventi di retrofit.

L'esigenza di risparmiare sul materiale, di semplificare le operazioni di montaggio e quella non trascurabile di rendere esteticamente più gradevoli i moduli, hanno portato al raggiungimento di potenze dell'ordine di 340 Wp (220 celle) e a dimensioni di 2,5 m×1,25 m.

Il processo di fabbricazione dei moduli è articolato in varie fasi:

- connessione elettrica;
- incapsulamento;
- montaggio della cornice;
- montaggio della scatola di giunzione.

La connessione elettrica consiste nel collegare in serie-parallelo le singole celle per ottenere i valori di tensione e di corrente desiderati.

Al fine di ridurre le perdite per disaccoppiamento elettrico è necessario che le celle di uno stesso modulo abbiano caratteristiche elettriche simili tra loro.

L'incapsulamento consiste, in primo luogo, nel fissare le celle ad una lastra di vetro per mezzo di un foglio adesivo trasparente, generalmente di EVA (acetato vinilileno), e successivamente apponendo, nella parte posteriore del sandwich, un altro foglio di EVA ed una lastra di rivestimento sintetico, per esempio in Tedlar; il sandwich così ottenuto, viene trattato in uno speciale forno, detto di laminazione, in cui, tramite riscaldamento a circa 150 °C, si realizza la sigillatura dei componenti, l'EVA (originariamente traslucida) diviene trasparente e si eliminano dall'interno della stratificazione l'aria ed il vapore contenuti fra gli interstizi, in modo da evitare possibili processi di corrosione; un trattamento termico finale conclude l'operazione di laminazione, cosicché l'intera lastra assume carattere di monoliticità.

È importante che l'incapsulamento, oltre a proteggere le celle, sia trasparente alla radiazione solare, stabile ai raggi ultravioletti ed alla temperatura, abbia capacità autopulenti e consenta di mantenere bassa la temperatura delle celle. In linea di principio la vita di una cella solare è infinita; è pertanto la durata dell'incapsulamento a determinare la durata di vita del modulo, oggi stimabile in 25-30 anni. Esistono, infine, altri due tipi di incapsulamento, ovvero in Teflon e in resina.

Il primo tipo di lavorazione è molto simile a quello precedentemente descritto, ma differisce per l'assenza del rivestimento aggiuntivo sulla parte anteriore poiché il Teflon è

resistente ai raggi UV, possiede buone caratteristiche di trasparenza, non si opacizza e non riflette la radiazione; inoltre questo materiale, dello spessore massimo di 0,5 mm, è un ottimo conduttore di calore, cosa che facilita il raffreddamento delle celle.

L'incapsulamento viene effettuato tramite fusione con colata di resina: fissati le celle tra due fogli di vetro, si riempie la cavità risultante con una resina fusa che, raffreddandosi, indurisce all'interno; il vantaggio di questo processo, con cui si producono moduli di dimensioni fino a 2,50×3,80 m, consiste nella precisione con cui è possibile posizionare le celle.

Segue infine il montaggio della cornice e della scatola di giunzione: la prima ha la funzione di conferire al modulo maggiore robustezza e di consentirne l'ancoraggio alle strutture di sostegno; la seconda, in materiale plastico e collocata sul lato posteriore, ha lo scopo di proteggere le bandelle terminali che fuoriescono dal sandwich e, contenendo generalmente diodi di by-pass, in caso di malfunzionamento del modulo, di isolarlo dal resto dell'impianto.

Prima di procedere è bene fare un cenno alla produzione dei moduli in silicio amorfo. Infatti mentre per quanto riguarda prodotti consolidati, quali quelli appena descritti, i procedimenti di fabbricazione del modulo sono generalmente indipendenti dalle dimensioni e abbastanza uniformati, nel caso del silicio amorfo tecniche e metodi di realizzazione innovativi costituiscono oggetto di continuo interesse.

Ne risultano componenti spesso originali, versatili ed efficaci, soprattutto se considerati in relazione ad una prospettiva di futuro allargamento del mercato e diversificazione delle applicazioni. Si assiste, così, all'elaborazione di fogli fotovoltaici flessibili, in cui le celle sono abbinata a materiali sintetici e trasparenti, oppure, a componenti di ridotte dimensioni, a cella unica esposta all'aria aperta.

Per il silicio amorfo ed i film sottili in genere (anche se gli altri materiali rimangono, più che altro, allo stadio sperimentale), non esistono, dunque, processi produttivi standard, ma tecniche variabili a seconda del tipo di componente desiderato.

Il metodo più diffuso consiste nella realizzazione di moduli analoghi a quelli al silicio cristallino, nei quali il silicio amorfo viene depositato direttamente sulla lastra di vetro che fungerà da copertura trasparente, evitando l'uso del sigillante.

Un vantaggio da non sottovalutare in questo caso è che le celle e le interconnessioni

possono essere realizzate in un unico processo. Dopo aver depositato sul vetro l'ossido di stagno che costituirà il contatto anteriore trasparente, questo strato viene suddiviso in una serie di strisce longitudinali, larghe 1-2 cm, che attraversano tutto il modulo, tramite incisione meccanica o mediante laser.

Dopodiché viene depositato su tutta la superficie il silicio amorfo (generalmente in una stratificazione a giunzione multipla), che si insinua nelle scanalature e ricopre lo strato precedente e che a sua volta viene inciso secondo solchi leggermente sfasati rispetto a quelli tracciati nell'ossido di stagno.

CRITERIO	MODULI ESISTENTI
Tipologia cella	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Moduli Monocristallini</li> <li>● Moduli Policristallini</li> <li>● Moduli a film sottile (Amorfi, CdTe, CIS)</li> </ul>
Materiale incapsulante	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Moduli in Teflon</li> <li>● Moduli con colata di resina (EVA)</li> </ul>
Tecnologia di incapsulazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Laminazione (Teflon o EVA)</li> </ul>
Substrato	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Moduli con pellicola</li> <li>● moduli con pellicola in vetro</li> <li>● moduli con foglio metallico</li> <li>● modulo in plastica</li> <li>● modulo vetro-vetro</li> </ul>
Tipologia cornice	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Moduli con cornice</li> <li>● Moduli senza cornice</li> </ul>
Caratteristiche specifiche di costruzione	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Moduli con doppio vetro rinforzato</li> <li>● Moduli con vetro di sicurezza laminato</li> <li>● Moduli con vetro isolante</li> <li>● Moduli con doppio vetro per applicazione di lucernari</li> <li>● Moduli con vetro isolante calpestabile</li> <li>● moduli con vetro laminato</li> </ul>

*Tab. 1.5 : Criteri di classificazione dei moduli*

Infine viene depositato il contatto metallico posteriore, che riempie gli incavi nel silicio e lo ricopre, e viene successivamente inciso anch'esso, secondo solchi leggermente sfasati rispetto a quelli praticati nel silicio.

Il risultato è un modulo fotovoltaico, di dimensioni variabili, composto da celle longitudinali, connesse tra loro in serie. La cornice perimetrale e la scatola di giunzione possono essere aggiunte o meno, a seconda del tipo di impiego previsto.

In alternativa, il modulo può essere realizzato su supporti trasparenti flessibili oppure, ancora, connettendo tra loro celle amorfe di superficie di alcune centinaia di cm<sup>2</sup> ciascuna, realizzate separatamente.

I moduli possono essere classificati in base ai seguenti criteri (Tab. 1.5).

In aggiunta ai precedenti criteri di classificazione è possibile distinguere i moduli anche in:

- standard;
- speciali;
- prodotti su richiesta.

## **1.4.2 La certificazione di qualità**

La norma **IEC EN61215** descrive tutte le prove a cui deve essere sottoposto un pannello fotovoltaico in silicio cristallino per avere un grado di qualità ed affidabilità nel tempo all'altezza delle aspettative ed esigenze del mercato Europeo.

### **1.4.2.1 PROVE MECCANICHE**

Il modulo fotovoltaico viene sottoposto a diverse prove meccaniche.

#### **● Prova di grandine:**

Il pannello viene bersagliato in punti tipici standardizzati con sfere di ghiaccio di diametro comprese tra 4,5 e 7,5 centimetri.

Queste palle vengono sparate ad una velocità da un minimo di 110 ad un massimo di 142 Km/h. Questa prova simula delle condizioni molto gravose e difficilmente riscontrabili in condizioni reali.

#### **● Prova di carico meccanico:**

Questa prova simula la spinta cinetica del vento o quella statica di accumuli di neve.

- **Prova di robustezza delle terminazioni:**

Si sollecitano le terminazioni elettriche per verificare se i terminali sono in grado di resistere alle operazioni di cablaggio.

- **Prova di svergolamento:**

Il modulo viene fissato su 3 angoli del profilo di alluminio , mentre il quarto viene alzato di un certo valore standardizzato dalla norma.

#### 1.4.2.4 PROVE ELETTRICHE

Le prove elettriche effettuate sui moduli sono:

- **Misura della temperatura nominale di lavoro (NOCT) e prestazioni:**

E' definita come la temperatura media a cui funzionano le celle fotovoltaiche all'interno del modulo quando vengono esposte ad una energia luminosa di 800W/m<sup>2</sup> con una temperatura ambiente di 20°C e la velocità del vento pari ad 1m/s.

In questa prova vengono rilevati i valori caratteristici delle prestazioni elettriche del pannello fotovoltaico.

- **Prestazioni con parametri standard STC:**

Questa prova consiste nell'elevare le caratteristiche tensione-corrente del modulo nelle condizioni di prova standard (STC) con illuminazione di 1000W/m<sup>2</sup> ed una temperatura ambiente di 25°C.

- **Prova di isolamento elettrico:**

Misura il grado di isolamento elettrico tra i terminali del modulo e la cornice di alluminio applicando una tensione di test.

- **Prova di esposizione in esterno:**

Il modulo viene esposto ad una quantità di irradiazione totale di 60Kwh/m<sup>2</sup> ( 12 giorni con una irradiazione di 1000w/m<sup>2</sup> e 5 ore di esposizione al giorno ). Dopo

la prova il modulo non deve presentare difetti visivi e deve aver mantenuto l'isolamento elettrico pari a quello precedente alla prova.

### **1.4.2.3 PROVE TERMICHE**

#### ● **Prova dei cicli termici**

Il modulo fotovoltaico viene sottoposto ad una serie di cicli termici tra  $-40^{\circ}\text{C}$  e  $+80^{\circ}\text{C}$  con una durata di ogni ciclo inferiore alle 6 ore .

Conclusa questa serie di prove il modulo deve risultare con parametri di efficienza inalterati e la potenza deve rimanere superiore al 95% di quella iniziale.

#### ● **Prova di resistenza al surriscaldamento di cella:**

Alcune celle fotovoltaiche vengono oscurate provocando fenomeni di hot spot che determineranno l'attitudine del modulo a resistere a effetti di surriscaldamento localizzato che possono portare al distacco delle saldature o deterioramenti dell'incapsulante.

Le norme che regolarizzano le prove sui vari moduli sono:

**CEI EN 61215 (CEI 82-8):** Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

**CEI EN 61646 (82-12):** Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;

**IEC 61730-2:** Qualifica di sicurezza dei moduli fotovoltaici – Requisiti per i test.

### **1.4.3 Classificazione degli impianti fotovoltaici**

Un impianto solare fotovoltaico è, come visto in precedenza, un sistema di conversione dell'energia irradiata dal sole in energia elettrica, sfruttando il principio fisico dell'effetto fotovoltaico, ed utilizzando una serie di componenti elettrici, spostandosi da monte (pannelli fotovoltaici) a valle dell'impianto (utenza elettrica, rete elettrica). Volendo fornire una classificazione del tutto generica dei sistemi fotovoltaici si ottiene il seguente schema in cascata:



*Fig. 1.49 : Schema classificazione dei sistemi fotovoltaici, 1° e 2° livello*

Trascurando il primo livello di classificazione, nel secondo si riconoscono due macrofamiglie in cui è possibile suddividere gli impianti fotovoltaici in base alla loro configurazione elettrica:

- **Stand-alone** (impianti isolati)
- **Grid-connected** (impianti connessi alla rete di distribuzione elettrica).

### 1.4.3.1 Impianti Stand-alone

Gli impianti stand-alone (o isolati) sono sistemi non collegati alla rete elettrica, costituiti dai moduli fotovoltaici, da un sistema di batterie che garantisce la continuità dell'erogazione di corrente anche nelle ore di minore illuminazione o di buio, e da un regolatore di carica la cui installazione preserva le batterie da eccessi di carica ed impedisce la scarica eccessiva.



*Fig. 1.50 : Impianto Stand-Alone*

La corrente generata dal sistema fotovoltaico è una corrente continua e può direttamente essere utilizzata per l'alimentazione di carichi predisposti per tale tipo di corrente. Se l'utenza invece, è costituita da apparecchiature che prevedono un'alimentazione in corrente alternata, è necessario anche un convertitore statico cc/ca (corrente continua/corrente alternata) detto inverter.

Il profilo dell'utenza è, quindi, soddisfatto da un'alimentazione diretta nelle ore di Sole durante la giornata tersa, mentre nelle ore notturne e nelle giornate con ridotta insolazione il carico è alimentato con un sistema di accumulo protetto dai sovraccarichi dal regolatore di carica.

Il campo fotovoltaico in genere impiegato per gli impianti ad isola è ottimizzato per uno specifico voltaggio di sistema, deciso solitamente in fase di progettazione del sistema stesso. I voltaggi più utilizzati sono 12 V, 24 V, o più raramente 48 V.



*Fig. 1.51 : Concetto di impianto fotovoltaico Stand-Alone*

Le metodologie più diffuse alimentano:

- utenze remote, difficilmente raggiungibili con opere civili di elettrificazione (case di montagna isolate, abitazioni in parchi naturali, abitazioni in piccole isole, alcune zone geografiche in paesi in via di sviluppo, ecc.) dove i costi per portare l'allaccio alla rete del distributore elettrico diventano proibitivi, non giustificando l'investimento;
- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua, soprattutto in agricoltura; - ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici e sismici), apparecchi telefonici;
- apparecchi di refrigerazione, specie per il trasporto medicinali;
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;

- alimentazione dei servizi nei camper.

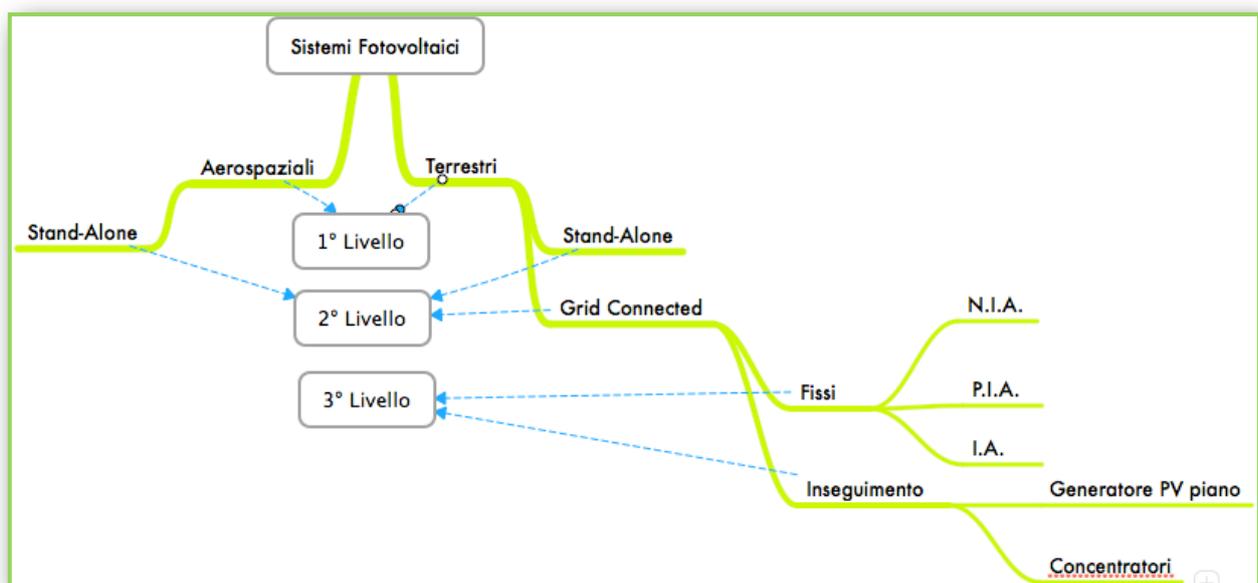
### 1.4.3.2 Impianti grid-connected

Sono impianti connessi alla rete di distribuzione elettrica, e sono gli unici ai quali viene applicato il sistema incentivante del "Quarto Conto Energia", introdotto in Italia con il *DM 5 Maggio 2011*.

In questo caso il parco batteria è sostituito da un sistema di accumulo "ideale" costituito dalla rete elettrica, dalla quale attingere energia, se necessaria, nelle ore notturne e nelle giornate con livelli di insolazione non sufficienti a soddisfare il fabbisogno energetico dell'utenza.

Nelle ore di sole, in giornate terse, l'utenza è alimentata direttamente dal generatore fotovoltaico ed eventuali eccedenze sono immesse in rete e, quindi, contabilizzate. L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico alimenta gli utilizzatori collegati all'impianto elettrico senza assorbirla dalla normale rete elettrica, traducendosi da un lato in un risparmio sulla bolletta dell'energia elettrica, dall'altro lato in un risparmio di corrente elettrica assorbita dalle centrali elettriche e, quindi, in meno anidride carbonica prodotta, grazie al minore uso di combustibili fossili.

Tale tipologia d'impianti può far uso di sistemi fissi o ad inseguimento solare, e a loro volta si distinguono in diversi sottogruppi come mostrato in figura.



*Fig. 1.52 : Schema classificazione dei sistemi fotovoltaici: 2° e 3° livello*

### 1.4.3.2.1 Sistemi fissi

E' possibile distinguerli in:

- **Impianti Non Integrati Architettonicamente (N.I.A.):**

sono tipicamente quelli con i moduli fotovoltaici posti al suolo; si considerano “non integrati” anche gli impianti con i moduli posti su strutture edili o di arredo urbano realizzati senza accorgimenti di carattere estetico per ottimizzarne l’integrazione architettonica.

- **Impianti Parzialmente Integrati Architettonicamente (P.I.A.):**

sono essenzialmente quelli con i moduli installati su tetti o facciate di edifici in modo complanare alle superfici, il modulo non svolge alcuna funzione strutturale, ma è semplicemente appoggiato sugli elementi edili.

- **Impianti Integrati Architettonicamente (I.A.)**

il modulo sostituisce, in tutto o in parte, la funzione di elementi edilizi. In questo caso i moduli sono installati al posto di: tegole, vetri nelle facciate, elementi di balaustre, pannelli fonoassorbenti in barriere acustiche. L'integrazione dei moduli fotovoltaici negli edifici offre una serie di vantaggi:

- riduzione delle perdite dovute alla distribuzione;
- riduzione della domanda di picco nei mesi estivi;
- risparmio nei materiali d'investimento degli edifici;
- utilizzazione come frangisole per le superfici vetrate esposte a sud.



*Fig. 1.53 : Impianti fissi*

### 1.4.3.2.2 Sistemi ad inseguimento solare

In questo caso il generatore fotovoltaico è disposto su un “tracket” con la funzione di orientarlo verso il sole, cercando di minimizzare l'angolo d'incidenza con cui la radiazione solare impatta sul piano dei moduli, aumentando così la producibilità.

Un pannello fotovoltaico produce tanta più energia quanto più viene illuminato dal Sole. In particolare, la produzione del pannello è massima quando i raggi del sole lo colpiscono perpendicolarmente, quindi con un angolo di  $90^\circ$ . Nella maggior parte degli impianti fotovoltaici i pannelli vengono collocati in modo fisso, con un orientamento ed una inclinazione che permetta di ottenere durante il giorno e durante l'anno un angolo di incidenza con valore più alto possibile. Sembra essere abbastanza intuitivo che, per quanto riguarda l'orientamento di un pannello inclinato, quello ottimale sia in direzione sud, in quanto permette di ottenere il massimo grado di incidenza dei raggi solari, che hanno moto est-ovest simmetrico rispetto al Sud. Per quanto riguarda invece l'angolo di inclinazione del pannello rispetto all'orizzontale (angolo di tilt) per le latitudini italiane l'ottimale risulta essere dai  $36^\circ$  (Nord Italia) ai  $29^\circ$  (Sud Italia). Infatti questa è l'altezza media del Sole sull'orizzonte durante la giornata e durante l'anno. Un altro modo di rendere sempre massimo l'angolo di incidenza dei raggi solari con la superficie del pannello è quella di muovere il pannello, e di orientarlo costantemente verso il sole. Parliamo quindi dei cosiddetti inseguitori solari. In particolare, tramite motori pilotati da un minicomputer, i pannelli si muovono seguendo il moto apparente del sole da est ad ovest.

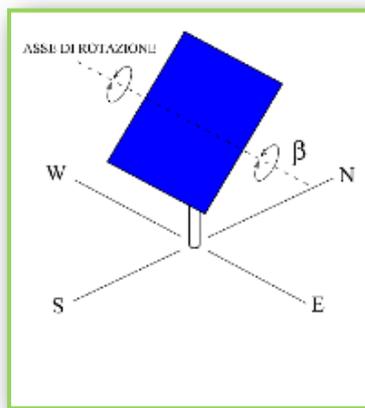
Questi sistemi si suddividono in base a:

- Numero di gradi di libertà offerti al pannello che ospitano;
- Alimentazione fornita al meccanismo di orientamento;
- Tipologia di comando elettronico;

Il movimento può avvenire su due assi (variazione dell'orientamento e dell'inclinazione rispetto all'orizzontale) oppure su un asse solo. In un inseguitore il movimento può avvenire sul solo asse verticale (inseguitori di azimuth) oppure su quello orizzontale (inseguitori di tilt). A seconda dei movimenti previsti si parla quindi di inseguitore biassiale o monoassiale.

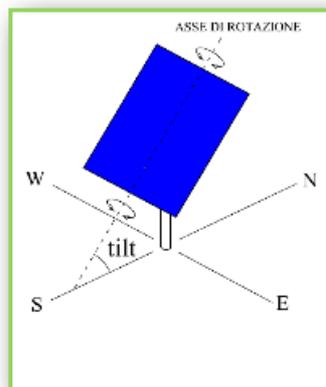
### 1.4.3.2.2.1 Inseguitori ad un grado di libertà

- Gli **inseguitori di tilt** sono i più semplici da realizzare, e ruotano attorno all'asse est ovest (asse x) Figura 1.54. Il pannello fotovoltaico viene sollevato o abbassato (in genere manualmente due volte l'anno) verso l'orizzonte in modo che l'angolo rispetto al suolo sia statisticamente ottimale in base alla stagionalità. All'atto pratico un inseguitore di tilt viene realizzato impiegando profili meccanici telescopici in modo da sollevare o abbassare il pannello fotovoltaico rispetto all'orizzonte. Questi inseguitori offrono un incremento di produzione inferiore al 10%, tanto da giustificare raramente



*Fig. 1.54 : Inseguitore Tilt*

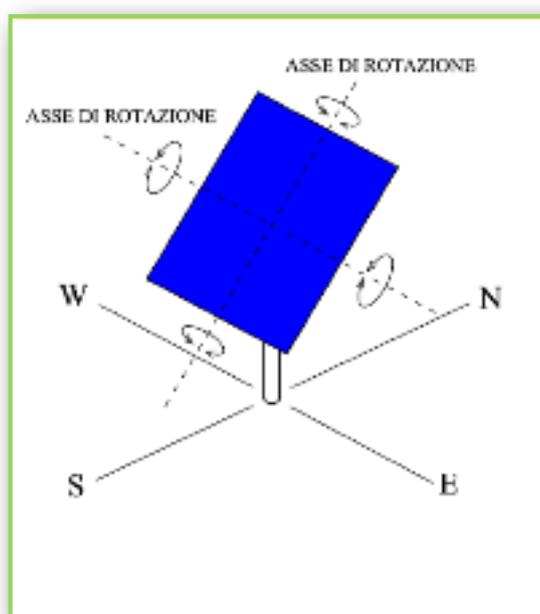
- Gli **inseguitori di azimuth** si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud (asse y), mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata come si vede in Figura 1.55.



*Fig. 1.55 : Inseguitore Azimut*

Questi inseguitori sono particolarmente indicati per i paesi a bassa latitudine (Italia compresa, specialmente al sud), in cui il percorso del sole è mediamente più ampio durante l'anno. La rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a  $\pm 60^\circ$ . Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte.

#### 1.4.3.2.2 Inseguitori a due gradi di libertà: movimentazione di tilt ed azimuth



*Fig. 1.56 : Inseguitore Tilt e Azimut*

Gli inseguitori più sofisticati dispongono di due gradi di libertà, (Figura 1.56) con cui si prefiggono di allineare perfettamente e in tempo reale l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari. Il modo più economico, ma non l'unico, per realizzarli è montare un inseguitore a bordo di un altro. Con questi inseguitori si registrano aumenti di produzione elettrica che raggiungono anche il 20%-40%, a fronte però di una maggior complessità costruttiva.

### 1.4.3.2.2.3 Inseguitori attivi-passivi

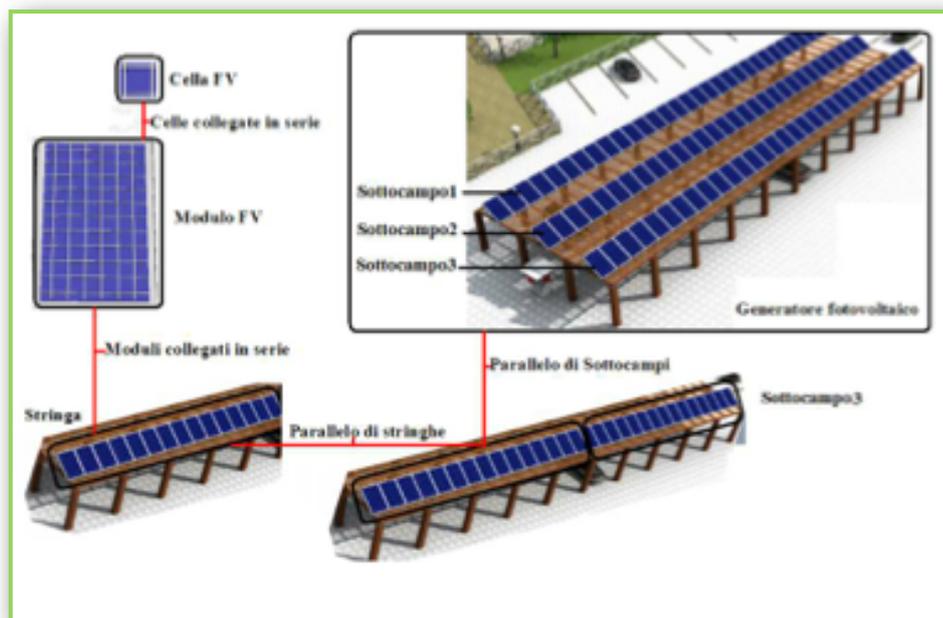
In base al tipo di alimentazione necessaria al movimento degli inseguitori essi si distinguono in:

- **Inseguitori attivi:** Sono sistemi ad inseguimento solare attivo, perché il movimento del pannello è realizzato con l'ausilio di motori elettrici, in corrente continua o in corrente alternata comandati attraverso circuiti elettronici di controllo. Si possono avere sistemi d'inseguimento, i cui movimenti interessano uno o entrambi gli assi di rotazione, quello orizzontale e quello verticale. La logica di funzionamento è quella di individuare la posizione del sole con l'ausilio di un sensore dedicato e di posizionare il pannello ortogonale rispetto ai raggi. La posizione del sole è determinata grazie alla variazione di un parametro elettrico (tensione, resistenza). Il segnale generato dal sensore di posizione è inviato alla parte centrale di tutto il sistema; che genera gli opportuni comandi dei motori. Per questo compito sono utilizzati i microprocessori o i microcontrollori. Attraverso i segnali che arrivano dal sensore, il microprocessore quando il sole è tramontato predisporre il pannello in posizione utile per il giorno successivo.
- **Inseguitori passivi:** Grazie all'aumento della temperatura data dal sole si ha una dilatazione termica di un corpo sia liquido, sia gassoso, sia solido ed aumentando di volume viene messo in movimento il sistema di inseguimento solare orientandolo più o meno costantemente verso il sole.

## 1.5 Il generatore fotovoltaico

Di seguito verrà descritta la corretta configurazione elettrica del campo fotovoltaico per impianti Grid Connected, a partire dell'elemento base, costituito dal modulo fotovoltaico.

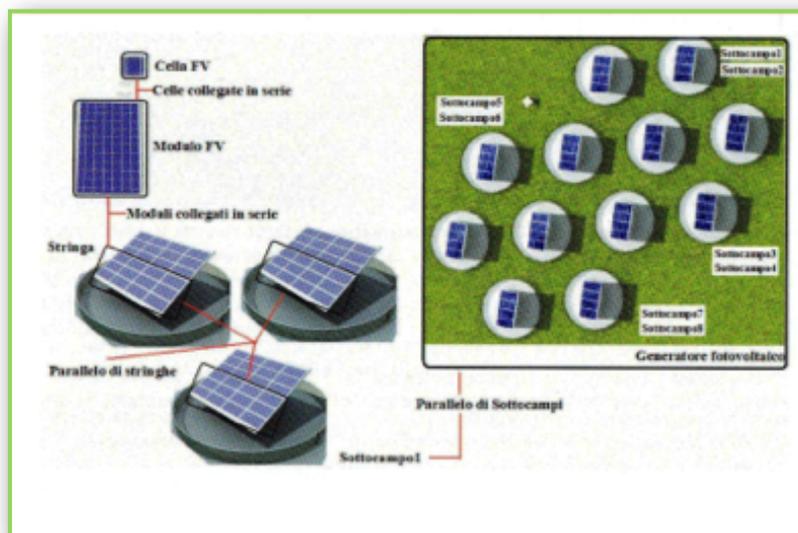
### 1.5.1 Moduli fotovoltaici – stringhe – sottocampi



*Fig. 1.57 : Dalla cella al generatore fotovoltaico (sistemi fissi)*

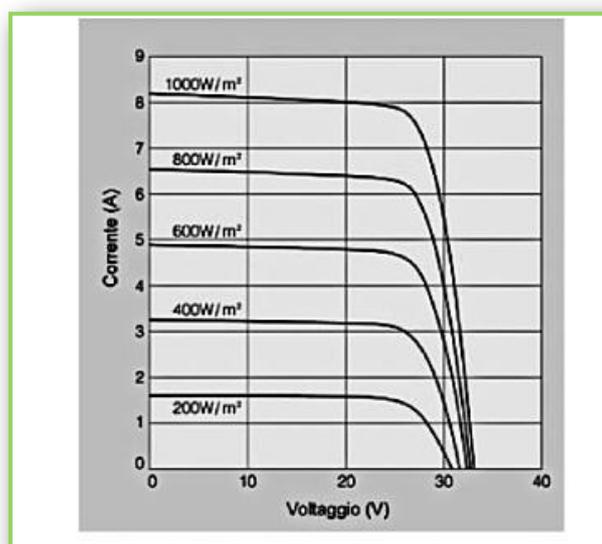
I moduli fotovoltaici vengono realizzati con diverse tecnologie, e sono formati da un certo numero di celle elettricamente collegate tra loro in serie, in modo tale da formare un unico componente. Collegando in serie più moduli si costruisce una stringa, che, collegata in parallelo insieme ad altre stringhe, forma il generico sottocampo  $n$ ; l'unione di tutti i sottocampi costruisce il generatore fotovoltaico.

La Figura 1.57 che segue è riportato un impianto fotovoltaico da 19,350 kW<sub>p</sub> di potenza fisso, costruito da tre sottocampi, ciascuno formato dal parallelo di due stringhe da quindici moduli l'una in serie, per un totale di novanta moduli da 215 W<sub>p</sub> (watt di picco).



**Fig. 1.58 :** Dalla cella al generatore fotovoltaico (sistemi ad inseguimento solare)

Nel secondo esempio si riporta in Figura 1.58 un impianto da 50,4 kW<sub>p</sub> di potenza, ad inseguimento solare, costituito da otto sottocampi, ciascuno formato dal parallelo di tre stringhe da dodici moduli l'una in serie, per un totale di 288 moduli da 175 W<sub>p</sub>. Dal punto di vista strutturale i moduli sono raccolti su 12 vele solari di 24 moduli ciascuna.



**Fig. 1.59 :** Andamento tipico della curva corrente-tensione per un modulo in silicio policristallino da 54 celle in funzione dell'irraggiamento delle celle

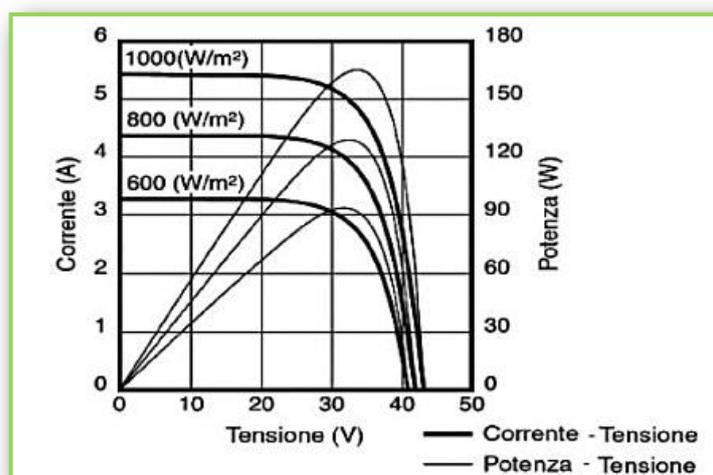
Nei moduli commerciali le celle fotovoltaiche sono collegate in serie; facendo il caso del silicio cristallino, poiché ciascuna cella presenta un voltaggio a circuito aperto (Voc) di 0,5- 0,6 Volt, ad un modulo da 36 celle corrisponde un voltaggio a circuito aperto di circa 18-22 Volt.

Come risultato, i moduli fotovoltaici si configurano esternamente come componenti a due terminali (un polo positivo ed un polo negativo), aventi una curva caratteristica di generazione tensione-corrente (V-I) con l'andamento riportato nella figura.

Fissato Il livello di irraggiamento del campo fotovoltaico, spostandosi a diversi valori di tensione ed intercettando la curva caratteristica si ottiene la potenza erogata in ogni punto di funzionamenti in funzione del voltaggio secondo la relazione:

$$P(V) = I(V) \cdot V$$

Il punto di funzionamento alla massima potenza dell'impianto (MPP, Maximum Power Point) si ottiene in prossimità del ginocchio della curva corrente-tensione, come visibile nella Figura 1.60:



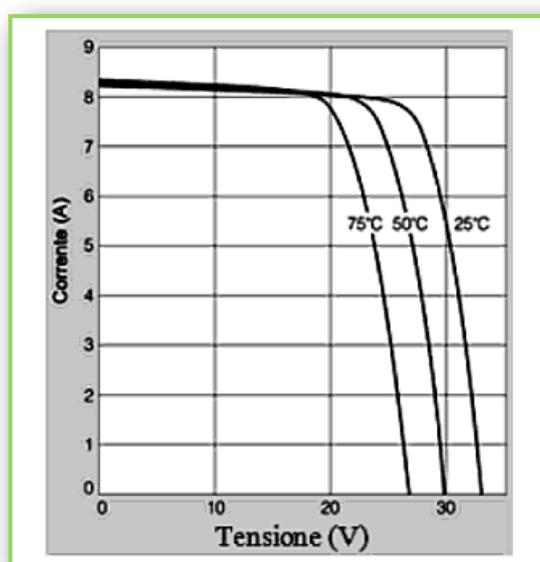
*Fig. 1.60 : Andamento tipico delle curve corrente-tensione e potenza-tensione per un modulo in silicio policristallino da 72 celle in funzione dell'irraggiamento*

Il punto di massima potenza, in condizioni di funzionamento standard (di seguito STC), ovvero irraggiamento di 1000 W/mq e temperatura delle celle di 25 °C prende il nome di potenza nominale (o di picco) del modulo fotovoltaico. Tale grandezza caratteristica viene indicata con l'unità di misura  $W_p$  (Watt di picco).

La corrente erogata da un modulo fotovoltaico dipende essenzialmente dal livello di irraggiamento, mentre il voltaggio é estremamente dipendente dalla temperatura della cella; si riporta in figura la variazione della curva caratteristica in funzione della temperatura del modulo.

Tali curve mostrano come l'efficienza di un modulo fotovoltaico diminuisce all'aumentare della temperatura con una perdita di potenza percentuale di circa lo 0,3 ÷ 0,5% per ogni grado centigrado in più rispetto alla temperatura standard di 25°C.

Nel periodo estivo un modulo può raggiungere temperature comprese tra i 40 e i 70 °C, con la perdita di potenza istantanea che può oscillare fra il 5 e il 20%, quindi un'areazione insufficiente del retro del modulo comporta una rilevante perdita di energia resa. Occorre quindi considerare con cura gli effetti della temperatura durante il dimensionamento dell'impianto e scegliere posizioni ventilate e ad alta dispersione termica per la collocazione dei pannelli.



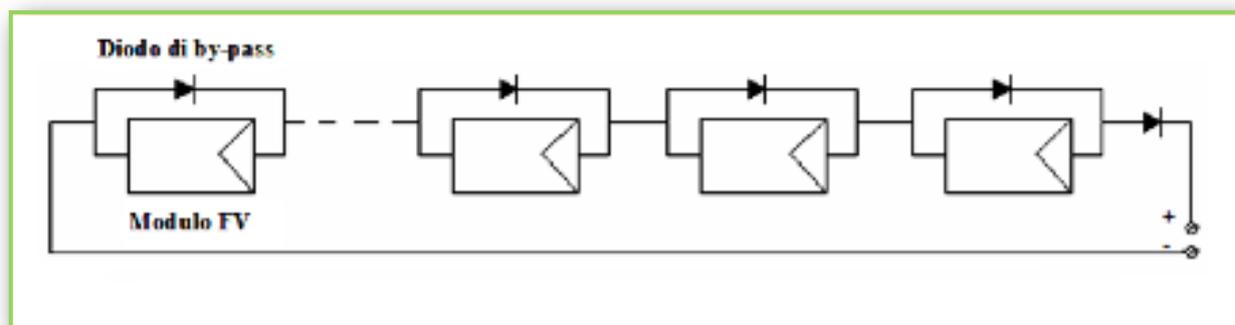
*Fig. 1.61 : Andamento tipico della curva corrente-tensione per un modulo in silicio policristallino da da 54 celle in funzione della temperatura delle celle*

Ciascun modulo è equipaggiato con uno o più diodi di by-pass; questo serve ad impedire la distruzione della cella per il fenomeno dell'hot spot, ovvero un aumento di temperatura per effetto Joule di celle che, in presenza di ombreggiamento localizzato, potrebbero entrare in condizione inversa, ovvero rappresentare per la stringa un elemento resistivo anziché generatore.

## 1.5.2 Stringhe di moduli e campo fotovoltaico

Il numero di moduli che compone un impianto fotovoltaico dipende dalla potenza di picco che si vuole installare e dalla potenza di picco del singolo modulo.

I moduli fotovoltaici possono essere connessi tra loro in serie o in parallelo: connettendo in serie più celle o moduli si sommano le tensioni d'uscita dei singoli elementi e si ottiene in uscita dalla serie la stessa corrente del singolo elemento; più moduli in serie formano una *stringa*.



*Fig. 1.62 : Layout di una stringa di moduli*

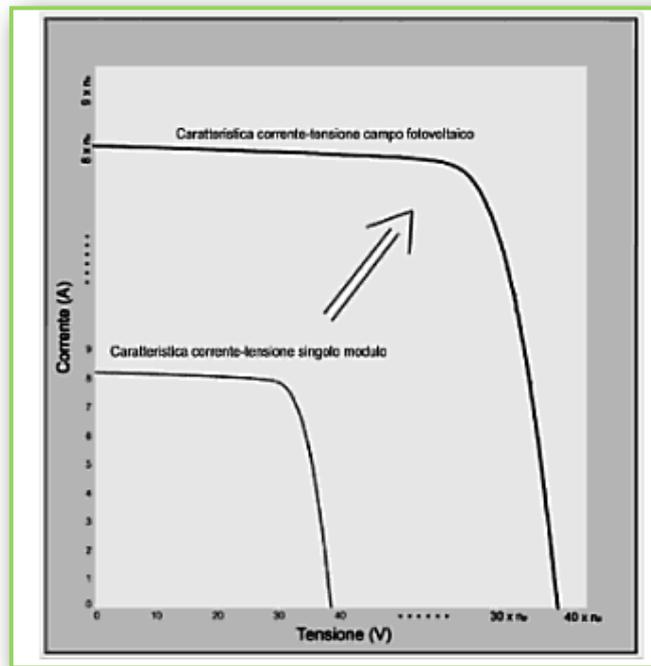
Connettendo in parallelo più moduli si sommano le correnti d'uscita dei singoli elementi, mentre la tensione di uscita rimane invariata.

Poiché le perdite ohmiche sono funzione della corrente che percorre i cavi e non della differenza di potenziale tra i poli, da un punto di vista energetico sarebbe conveniente connettere tutti i moduli in serie fra di loro; ciò non è però possibile da un punto di vista tecnico, in quanto è necessario rispettare le specifiche di voltaggio in ingresso al sistema di conversione, che ha la funzione di trasferire la potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore dell'energia trasformando la forma d'onda della corrente elettrica, da continua (CC) in alternata (CA).

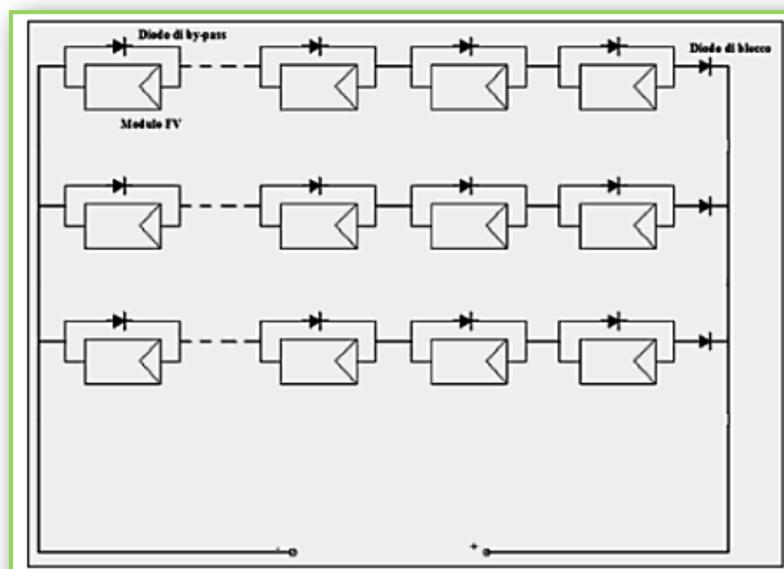
Per una corretta configurazione dell'impianto si procede quindi a definire il numero massimo di moduli collegabili in serie in funzione delle caratteristiche del gruppo di conversione, per poi collegare in parallelo il numero di stringhe necessario al raggiungimento della potenza di picco richiesta, definendo così il generatore fotovoltaico. Da un punto di vista elettrico la caratteristica corrente-tensione del campo fotovoltaico si ricava a partire da quella del singolo modulo, moltiplicando il valore della tensione (asse

delle ascisse) per il numero di moduli che compone una stringa, e il valore della corrente (asse delle ordinate) per il numero di stringhe in parallelo.

Ciò equivale a stirare verso l'alto e verso destra la caratteristica corrente-tensione del singolo modulo: tale operazione viene riportata nella Figura 1.63 per un campo fotovoltaico composto da stringhe di  $n_p$  moduli ed  $n_s$  stringhe in parallelo.



*Fig. 1.63 : Andamento tipico della curva corrente-tensione per un modulo in silicio policristallino da 200W e della curva corrente-tensione dell'intero campo fotovoltaico alle condizioni STC*



*Fig. 1.64 : Layout di un campo fotovoltaico*

Quando detto per la potenza erogata in funzione del punto di funzionamento di un singolo modulo resta valido per l'intero campo fotovoltaico; sarà compito dell'inverter far funzionare il campo fotovoltaico in condizioni di massima efficienza, ovvero in prossimità del ginocchio della curva corrente-tensione (MPP).

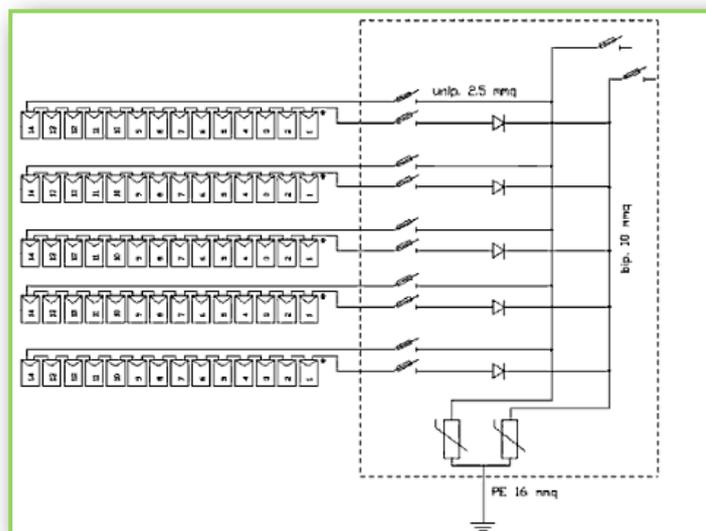


Fig. 1.65 : Particolare degli elementi costituenti un quadro di campo in CC

Qualora il campo fotovoltaico sia composto da più stringhe in parallelo tra loro è necessario installare uno o più *quadri di parallelo delle stringhe* (detti anche quadri di campo in CC) e un *diodo di blocco per ogni stringa*.

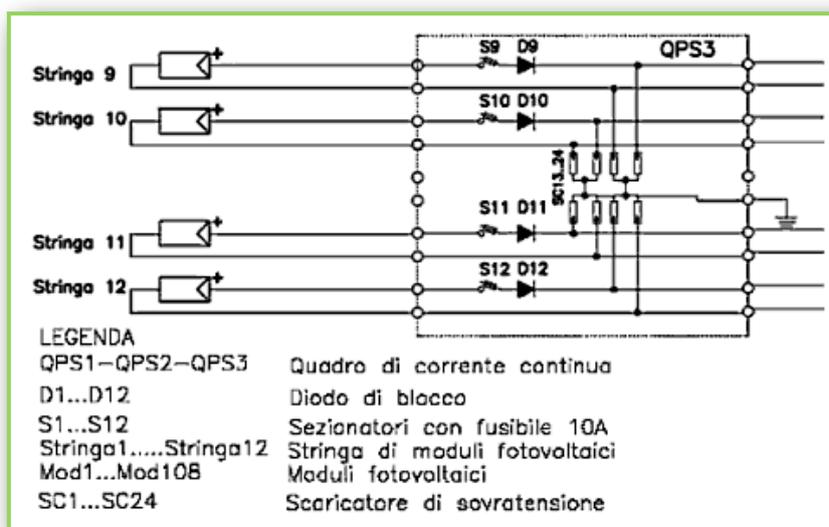


Fig. 1.66 : Particolare degli elementi costituenti un quadro di campo in CC

Il diodo di blocco provvede ad evitare l'inversione della corrente nella stringa qualora uno o più moduli della stringa andassero in by-pass per ombreggiamento delle celle o per altri motivi che nel corso del capitolo verranno esaminati.

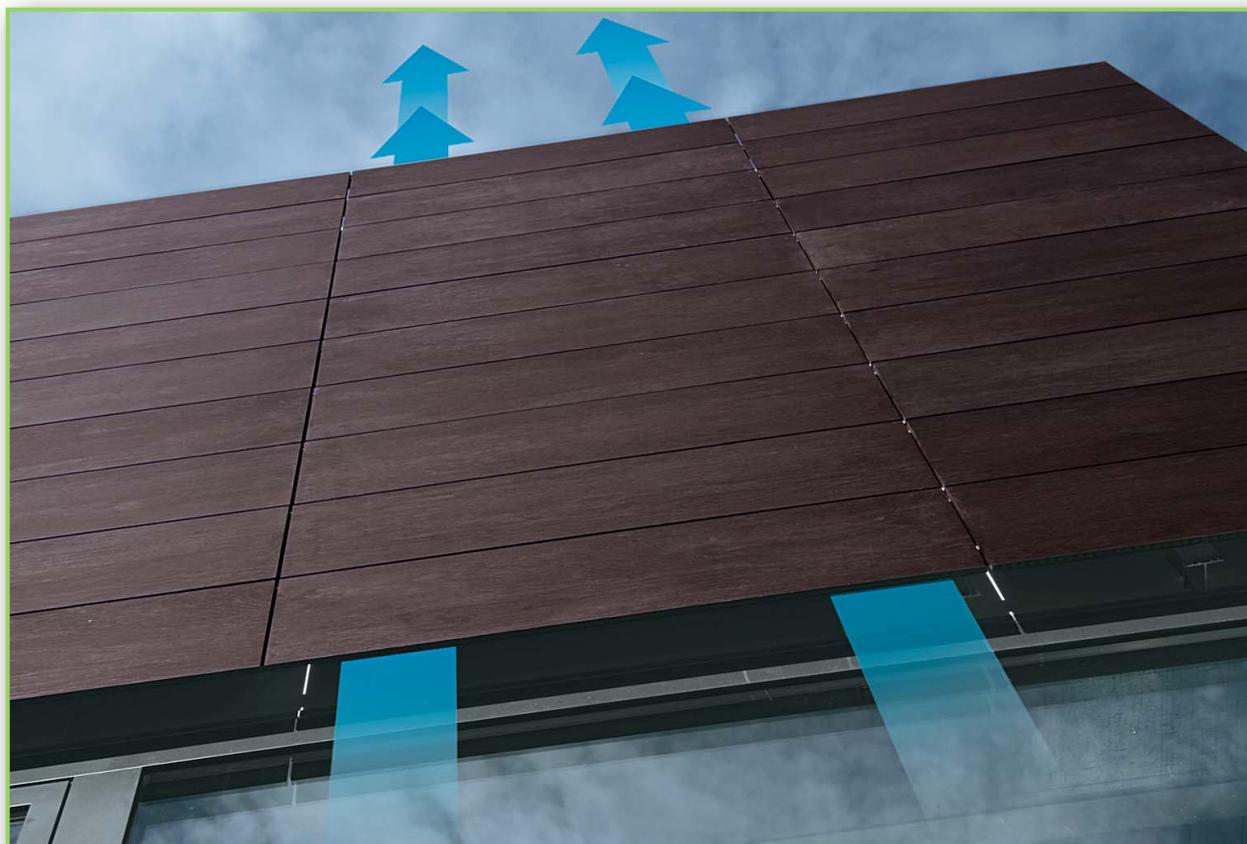
Ad ulteriore protezione dell'impianto vanno installati nel quadro di campo dei sezionatori con fusibili per ogni stringa: i sezionatori consentono di scollegare parte dell'impianto per consentire le operazioni di installazione, manutenzione e dismissione, mentre i fusibili intervengono in caso del contemporaneo ombreggiamento di alcuni moduli e rottura del diodo di blocco della stringa.

Questa tecnologia presenta alcuni vantaggi, tra i quali:

- assenza di qualsiasi tipo d'emissione inquinante durante il funzionamento dell'impianto; - risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità poiché la vita utile, di norma, superiore a 20 anni;
- costi di esercizio e manutenzione ridotti;
- modularità del sistema (per aumentare la taglia basta aumentare il numero dei moduli).

## 2 Facciate ventilate

### 2.1 Caratteristiche e requisiti



*Fig. 2.1 : Esempio di facciata ventilata*

L'architettura contemporanea è alla continua ricerca di nuovi sistemi edilizi che sappiano unire valenza estetica e performance tecnica. Veri e propri sistemi sostenibili, da un lato capaci di soddisfare tendenze e innovazioni stilistiche, dall'altro funzionali all'ottimizzazione della praticità e del comfort abitativo.

Le facciate ventilate nascono proprio da questa continua ricerca e dall'esigenza di offrire un efficace isolamento termico e acustico agli ambienti abitativi attraverso strutture e materiali che ne garantiscano anche un'elevata qualità estetica.

E' un sistema tecnologico costituito da una serie di strati vincolati meccanicamente all'edificio mediante una struttura metallica. Applicato alle pareti esterne degli edifici,



I rivestimenti di facciata di tipo ventilato possiedono una naturale propensione a proteggere efficacemente l'edificio contro le azioni combinate di **pioggia e vento**, anche detta pioggia battente o di stravento. Le modalità di vincolo del rivestimento e la presenza dietro al medesimo di una intercapedine ventilata (protezione dal vapore) consentono infatti di neutralizzare gli effetti degli spruzzi, delle sferzate d'acqua e dei conseguenti ruscellamenti sul piano di facciata mantenendo asciutto l'isolante termico e la controparete interna.

Tutto ciò consente di ottenere notevoli comfort abitativi conseguenti:

- Risparmio energetico derivante da un minor carico degli impianti di condizionamento e riscaldamento.
- Benessere e salubrità dell'ambiente interno.

La facciata ventilata è infatti l'involucro edilizio che garantisce i risultati migliori dal punto di vista del bilancio termico e igrometrico (umidità) degli ambienti.

Guardando al comportamento termoenergetico delle pareti ventilate diversi sono i fattori di sicuro vantaggio:

- la riduzione, nella stagione calda, dell'carico termico sull'edificio grazie alla parziale riflessione della radiazione solare incidente sulla parete da parte del rivestimento ed alla ventilazione da parte dell'intercapedine.
- la possibilità di realizzare un isolamento termico sostanzialmente omogeneo e continuo, facilmente raccordabile alle linee di imposta dei telai delle chiusure trasparenti per il totale controllo dei ponti termici sui vari fronti di facciata.
- l'utilizzo di uno strato di isolante di maggiore spessore che sia in grado di conferire all'edificio un comportamento energetico più conservativo, minimizzando le dispersioni e privilegiando l'accumulo termico e in definitiva, comprime ai minimi termini il fabbisogno energetico, molto favorevole anche ai fini del comfort negli ambienti interni.

I rivestimenti della pareti ventilate favoriscono anche la riflessione dei rumori esterni, inoltre, i loro giunti di accostamento, l'intercapedine e l'isolante termico determinano un significativo assorbimento acustico.

E' necessario inoltre che la totalità dei componenti della struttura, del sistema di rivestimento esterno e di controamponamento interno possieda adeguate caratteristiche di resistenza e reazione al fuoco.

La messa in opera della pareti ventilate è “a secco” ossia mediante operazione di montaggio meccanico integrate, da incollaggi e sigillature con resine rendendole compatibili sia con le strutture e murature di supporto tradizionali sia con le strutture di supporto innovative realizzate anch'esse, in tutto o in parte, “a secco”.



*Fig. 2.3 : Edificio prima della ristrutturazione con pareti ventilate*

Sono da valutare in proposito, e nel caso da riconsiderare, l'effettiva necessità e la reale convenienza di svolgere la messa in opera con l'ausilio del ponteggio e solo dopo l'ultimazione dell'elevazione dell'edificio.

Le pareti ventilate, infatti e contrariamente alle chiusure convenzionali, sono normalmente posate dal basso verso l'alto e, purchè l'intero procedimento costruttivo sia adeguatamente organizzato, esse possono essere allestite e rifinite ai piani più bassi quando la costruzione dei piani più alti è ancora in corso.

Ciò ovviamente richiede una progettazione e una programmazione operativa ad hoc che, in corso d'opera, pongano al riparo dall'insudiciamento e dal danneggiamento delle finiture già eseguite, nonché da apporti di varianti e di significativi slittamenti temporali nel programma delle lavorazioni. Per contro, la finitura dell'edificio dal basso verso l'alto può dare luogo a sensibili riduzioni dei tempi e anche dei costi di costruzione, e diviene

scelta pressoché obbligatoria per la costruzione di alti edifici, come ben dimostrato dalle più grandi e moderne architetture in Nord America, Australia, Asia ecc.

Le modalità di messa in opera “a secco” accomunano le soluzioni di parete ventilata e, di conseguenza, favoriscono la loro dismissione dall’impiego ed eventuale riuso o riciclo di tutti o parte dei loro componenti al termine del periodo di servizio conferendo, in sintesi, spiccate caratteristiche di sostenibilità.



*Fig. 2.4 : Edificio dopo l'applicazione della parete ventilata*

La parete ventilata, accoppiata ad una opportuna coibentazione, può essere considerata la migliore soluzione tecnologica, in particolar modo nella ristrutturazione e riqualificazione di edifici esistenti, per i quali, la resistenza termica produce valori di trasmittanza termica pari o superiori a  $U = 1.35 \text{ W/m}^2\text{K}$ , molto distante da quanto previsto dalle normative vigenti che richiedono mediamente valori di trasmittanza pari a  $U = 0.32 \text{ W/m}^2\text{K}$ .

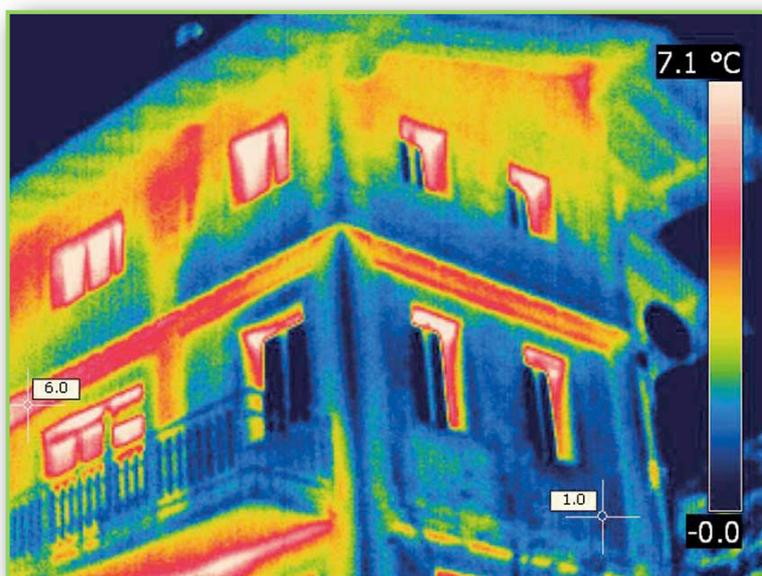
Questo si traduce in una maggiore dispersione termica e nella comparsa di umidità, evidenziata dalla formazione di macchie e muffe, riconducibili alla formazione di *ponti termici*.

E' definito ponte termico quella parte della struttura di un edificio che presenta caratteristiche termiche significativamente diverse da quelle circostanti. In particolare un ponte termico consente flussi di calore più rapidi, costituendo una via privilegiata per gli scambi di calore da e verso l'esterno.

Gli effetti negativi principali sono:

- il raffreddamento delle zone più prossime, con conseguente creazione di condensa e quindi di muffe;
- la riduzione del potere isolante complessivo della parete;

Premesso che i ponti termici non sono una fatalità ma sono il frutto di errori di progettazione e/o esecuzione, essi sono evitabili a priori con un minimo di cura da parte di progettisti e maestranze.



*Fig. 2.5 : Individuazione dei ponti termici*

Tuttavia, l'eliminazione dei ponti termici può essere ottenuta abbinando ad una coibentazione totale dell'edificio un rivestimento a facciata ventilata, la cui particolarità tecnica è quella di costruire un rivestimento esterno, distanziato dalla struttura portante, in modo tale da consentire la formazione di un'intercapedine idonea alla circolazione dell'aria per "effetto camino".

In fase di posa è importante dedicare una certa cura alla selezione delle lastre, tavole, ecc., al fine di distribuire le tipiche differenze di tono di colore che, se concentrate a "spot", produrrebbero un antiestetico effetto patchwork.

È altresì importante, quando si utilizzano elementi non calibrati, selezionare gli stessi in altezza, onde evitare la formazione di evidenti scalinature nelle fughe.

Quando si utilizzano elementi con formati medio lunghi (tra i 60 ed i 120 cm), per effetto delle frecce in mezzeria, si possono incontrare difficoltà nell'aggancio delle lastre agli ancoraggi se questi sono di tipo multiplo.

I problemi che più frequentemente emergono a facciata ultimata, dando luogo a contestazioni, sono quelli che derivano dalla mancata considerazione, in progetto ed in contratto, degli aspetti e delle problematiche precedentemente considerati e che possono essere così riassunti:

- disomogeneità del colore (effetto patchwork);
- effetto “interferenza” (dovuto alle colonne jolly, posate in fasi successive al grosso della facciata e ricavate da lastre diverse da quelle adiacenti);
- irregolarità delle fughe (dovuta a mancanza di selezione delle lastre o delle tavelle in corso di posa o all'eccessiva irregolarità dimensionale delle stesse);
- irregolarità geometriche delle lastre o delle tavelle (mancanza di parallelismo tra i lati, curvatura, irregolarità delle scanalature di ancoraggio e conseguente disallineamento dentro e fuori nella direzione delle righe e nel piano di facciata);
- presenza di efflorescenze saline; evidenziazione di tracce di colature d'acqua concentrate in determinati punti (spesso, provenienti da elementi di contorno del rivestimento di facciata: balconi, coronamenti, supporti di lampade, ecc., non armonizzati con il rivestimento a parete ventilata).



*Figg. 2.6, 2.7 : Esempi di applicazioni pareti ventilate nell'architettura contemporanea*

I costi di realizzazione, inizialmente superiori, sono compensati dal maggior pregio architettonico assunto dall'edificio, e soprattutto, dal comprovato risparmio energetico successivo, che ripaga abbondantemente una maggior spesa iniziale.

Proprio in virtù dei numerosi benefici e delle profonde innovazioni tecnologiche, le pareti ventilate stanno acquisendo consensi sempre crescenti nel mondo dell'architettura contemporanea, lasciando libera interpretazione delle facciate in chiave moderna e innovativa, che ben si concilia con le richieste progettuali.

Le aziende costruttrici si impegnano nello sviluppo di nuove soluzioni tecniche ed architettoniche così come il progetto di nuove tipologie di lastre e l'ottimizzazione e l'ottimizzazione del processo produttivo per garantire un prodotto unico e innovativo.



*Fig. 2.8 : Esempio di applicazioni pareti ventilate nell'architettura contemporanea*

## **2.2 Risparmio energetico conseguibile dalle strutture ventilate**

Negli ultimi anni le pareti ventilate sono state oggetto di numerosi studi, sia dal punto di vista architettonico, per i contenuti estetico formali che questa particolare scelta può comportare, sia dal punto di vista fisico-tecnico, per i possibili risparmi energetici conseguibili con l'impiego di tali strutture.

Nel nostro paese la crescente domanda di impianti di condizionamento e sistemi split ha comportato un sensibile aumento dei consumi di energia elettrica nella stagione estiva e

si prevede, a breve scadenza, che la potenza necessaria possa superare nettamente quella richiesta nel periodo invernale.

Di qui la necessità di un'accurata progettazione dell'involucro degli edifici tesa a ridurre i carichi termici estivi: le pareti ventilate, se ben progettate, possono contribuire al raggiungimento di questo obiettivo.

come esempio di applicazione di tale metodo viene riportata un'analisi del comportamento termico di alcune facciate e coperture ventilate, scelte tra quelle di più comune realizzazione.

### 2.2.1 Risparmio percentuale

La struttura ventilata (copertura o facciata) viene schematizzata mediante due paramenti, A esterno e B interno, delimitanti una intercapedine di sezione rettangolare nella quale viene fatta fluire dell'aria.

L'intercapedine ha lunghezza  $L$  (nella direzione del moto dell'aria), larghezza  $l$ , spessore  $d$ ; sia  $\theta$  l'angolo di inclinazione rispetto all'orizzontale che nel caso di facciata è ovviamente  $\theta = 90^\circ$  (fig).

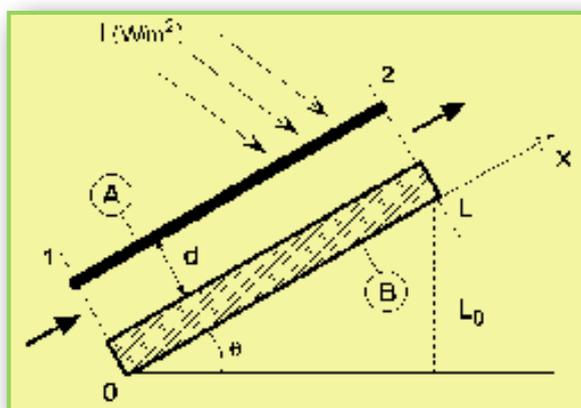


Fig. 2.9 : Caratteristiche geometriche della parete ventilata

Si assumono condizioni stazionarie e la trasmissione del calore viene schematizzata unidimensionale, trascurando con ciò ogni effetto dovuto ai ponti termici; tutte le resistenze termiche devono intendersi riferite all'unità di superficie. Nonostante la complessità del problema e il gran numero di grandezze fisiche che influenzano il comportamento termico di una parete ventilata, è possibile riassumerne le prestazioni

energetiche in un'unica formula, avente come grandezze di ingresso solo cinque parametri adimensionali. Più precisamente, si può introdurre il risparmio percentuale S, dovuto alla ventilazione della struttura, nella forma:

$$S=(Q^0-Q)/Q^0$$

dove:

Q è il flusso termico medio entrante nel locale quando la struttura è ventilata;

Q<sup>0</sup> è quello entrante quando l'intercapedine di ventilazione è chiusa.

Il significato di S è fortemente intuitivo, soprattutto quando assume valori compresi tra 0 ed 1; valori negativi di S indicano chiaramente che la ventilazione non è conveniente. Si noti che S può, in taluni casi (assai particolari), presentare dei valori superiori ad 1: ciò significa che Q è negativo e cioè che la ventilazione è in grado di effettuare addirittura una sottrazione di calore al locale. L'analisi sviluppata in permette di esprimere il risparmio percentuale nella forma:

$$S = 1 - \chi + \gamma z (\varphi - z) \left[ 1 - \exp \left( - \frac{\chi}{\gamma [H + z (1 - z)]} \right) \right]$$

in funzione dei cinque parametri adimensionali qui di seguito definiti.

### 2.2.1.1 Il parametro ambientale ( $\varphi$ )

Caratterizza il campo termico e l'irraggiamento solare ed è definito da:

$$\varphi = (T_e - T_0)/(T_e - T_i)$$

in cui:

T<sub>i</sub> è la temperatura interna del locale;

T<sub>0</sub> è la temperatura dell'aria esterna all'ombra;

T<sub>e</sub> la temperatura sole-aria.

Si ha:

$$T_e = T_0 + a_r e I$$

dove:

$a$  è il coefficiente di assorbimento alla radiazione solare della faccia esterna della struttura;

$r_e$  resistenza liminare tra la parete e l'ambiente esterno;

$I$  [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] l'intensità della radiazione solare incidente.

In assenza di insolazione, il parametro ambientale è nullo; durante la stagione estiva esso assume valori positivi, solitamente minori di 1, nei locali serviti da un impianto di condizionamento ( $T_e > T_i$ ), anche se, in taluni casi, può superare il valore 1 (per esempio in ambienti non condizionati in cui sia  $T > T_i$ ).

I valori di  $\phi$  negativi non appaiono qui interessanti (corrispondono a  $T_i > T_e$ ).

### **2.2.1.2 La frazione di resistenza (z) affacciata sull'esterno**

E' definita mediante il rapporto:  $z = R_e/R_t$

dove:

$R_e$  è la resistenza termica misurata tra l'aria di ventilazione e l'esterno

$R_t$  è la resistenza termica complessiva misurata tra l'aria del locale e quella esterna.

Tale quantità è sempre positiva e minore di 1 ( $0 < z < 1$ ); bassi valori di  $z$  indicano che l'aria che fluisce nel canale di ventilazione ha scarso isolamento termico verso l'esterno.

### **2.2.1.3 Il rapporto resistivo ( $\chi$ )**

Quantifica la diminuzione della resistenza termica dell'intercapedine, dovuta al moto dell'aria nel canale; esso è definito come il rapporto tra la resistenza termica complessiva vista tra l'aria del locale e quella esterna in assenza di ventilazione ( $R_{t0}$ ) e in presenza di ventilazione ( $R_t$ ):

$$\chi = R_{t0}/R_t$$

Risulta sempre  $\chi > 1$ , anche se valori di  $\chi$  significativamente differenti da 1 si riferiscono a strutture poco o addirittura non isolate termicamente.

#### 2.2.1.4 Il termine di correzione radiativa (H)

E' sempre positivo, ha origine dal fatto che l'introduzione dei coefficienti di scambio termico liminare (in luogo di quelli puramente convettivi) non è sufficiente per quantificare completamente lo scambio radiativo nell'intercapedine.

Seppure la valutazione di H risulta in qualche modo complicata, tale parametro assume di solito valori piccoli (si mantiene generalmente inferiore a 0,01) e pertanto la sua influenza su S è limitata.

#### 2.2.1.5 La portata termica specifica ( $\gamma$ )

Rappresenta il prodotto tra la portata termica dell'aria nell'intercapedine e la resistenza termica totale dell'intercapedine chiusa.

Indicando con  $\rho_0$  la densità dell'aria esterna, con  $C_p$  il calore specifico a pressione costante, con  $W_0$  la velocità all'imbocco del canale di ventilazione e con  $G = \rho_0 W_0 (dL)$  la portata in massa (kg/s), il parametro  $\gamma$  può essere definito mediante le espressioni tra loro equivalenti:

$$\gamma = GC_p \frac{R_{t0}}{L} = \frac{d}{L} \rho_0 W_0 C_p R_{t0}$$

La portata specifica  $\gamma$ , sempre positiva, può essere considerata una variabile indipendente nel caso di ventilazione forzata dell'intercapedine, e cioè nel caso in cui la ventilazione è assicurata mediante l'impiego di opportuni elettroventilatori. Nel caso di ventilazione naturale, la portata è determinata dal campo termico, dalla geometria del canale di ventilazione, dalle perdite di carico fluidodinamiche e dalle condizioni atmosferiche esterne (in particolare dalla velocità e direzione del vento). Trascurando l'effetto, difficilmente quantificabile, delle condizioni atmosferiche esterne, una stima dei valori delle portate d'aria che si stabiliscono, per effetto camino, nelle facciate e coperture ventilate caratterizzate da geometrie semplici è riportata in.

In queste condizioni la velocità di imbocco  $W_0$  risulta esprimibile mediante la relazione:

$$W_0^2 = gL \sin \theta \cdot \left[ 1 - T_0 \left\langle \frac{1}{T} \right\rangle \right] \cdot \left[ \frac{\lambda'_i - 1}{2} + \frac{L \lambda \langle T \rangle}{2DT_0} + \frac{\lambda'_u + 1}{2} \cdot \frac{T_u}{T_0} \right]^{-1}$$

in cui:

$D = 2l d / (1 + d)$  è il diametro idraulico del canale di ventilazione;

$\lambda$  è il fattore di attrito dei paramenti delimitanti l'intercapedine;

$\lambda'_i$  e  $\lambda'_u$  sono i fattori di attrito della perdita di carico localizzata sulla sezione d'ingresso e su quella di uscita;

$g$  l'accelerazione di gravità.

In questa relazione il campo termico interviene attraverso la temperatura dell'aria in ingresso, assunta pari a quella dell'aria esterna  $T_0$ , attraverso la temperatura  $T_u$  dell'aria in uscita, attraverso i valori medi  $\langle T \rangle$  della temperatura e della sua inversa  $\langle 1/T \rangle$  calcolati su tutta la lunghezza del condotto. La relazione sopra deve essere usata iterativamente, in quanto la velocità dell'aria nell'intercapedine influenza la distribuzione di temperatura.

## 2.2.2 Influenza dei vari parametri sul risparmio energetico

Si può notare che valori di  $S$  maggiori di 1 possono essere raggiunti solo se il parametro ambientale  $\varphi$  assume valori maggiori di  $z$ , ciò che conferma l'eccezionalità di tale situazione; inoltre, al fine di ottenere valori di  $S$  positivi, è sempre necessario che sia  $\varphi > z$ .

Nel caso in cui  $S$  risulta compreso tra zero ed uno,  $\varphi$  e  $\gamma$  influenzano positivamente il risparmio (al loro crescere,  $S$  aumenta), mentre  $\chi$  e  $H$  lo influenzano negativamente ( $S$  diminuisce).

Più complessa è l'influenza del parametro  $z$ ; in effetti  $z$  non può essere troppo elevato perché il risparmio è negativo se  $z > \varphi$ , ma non può essere troppo piccolo perché anche in

tal caso  $S$  diviene negativo. Appare quindi chiaro che, una volta fissati i valori degli altri parametri, si ha solo un intervallo di valori di  $z$  ( $0 < z < \varphi$ ) in cui  $S$  è positivo e ove presenta un massimo.

Ai fini della determinazione quantitativa del risparmio  $S$  è necessaria una precisa valutazione dei parametri che intervengono nella formulazione; ciò richiede, tra l'altro, la conoscenza delle resistenze laminari interna ed esterna e delle resistenze laminari all'interno del condotto, nonché degli scambi termici radiativi tra i paramenti delimitanti l'intercapedine. Tali quantità sono tutte affette da inevitabili incertezze e sono, in molti casi, di difficile valutazione.

Allo scopo di ricavare indicazioni progettuali per la scelta della tipologia della struttura ventilata da utilizzare si suggerisce di assumere, in prima approssimazione,  $H=0$  e di utilizzare per le resistenze termiche gli stessi valori per la cavità sia chiusa che aperta e cioè di considerare,  $\chi=1$  e  $z \approx z_0 = R_{e0}/R_{t0}$ , con  $R_{e0}$  resistenza termica vista tra l'aria di ventilazione e l'esterno a cavità chiusa. La semplicità di tali assunzioni riposa soprattutto sul fatto che esse vengono a non dipendere dal moto dell'aria nel canale (qualche cautela è necessaria quando  $z$  è molto piccola o molto prossima ad 1).

Tali concetti sono utili nell'esame dei seguenti problemi:

- *influenza dell'intensità di insolazione.*

L'intensità  $I$  compare solo attraverso il parametro ambientale  $\varphi$  che, nei casi di interesse, cresce con  $I$ . Si è già notato come  $S$  risulti negativo per  $\varphi < z$  per cui si ha un risparmio energetico solo al di sopra di una certa soglia di insolazione; peraltro  $S$  cresce rapidamente con  $\varphi$  per cui le pareti ventilate risultano, dal punto di vista energetico, tanto più convenienti quanto maggiore è l'irraggiamento solare;

- *influenza dello spessore dell'intercapedine del canale di ventilazione.*

Per pareti ventilate in modo naturale, lo spessore dell'intercapedine  $d$  influisce, attraverso il diametro idraulico, sulle perdite di carico distribuite nel canale e quindi, attraverso la velocità  $W_0$ , sulla portata termica specifica  $\gamma$ , al crescere di  $d$  cresce  $\gamma$  e, nei casi significativi, anche il risparmio  $S$ ;

- *influenza dell'angolo di inclinazione per le coperture.*

Anche l'incremento dell'angolo  $\theta$  dà luogo ad un aumento della velocità  $W_0$  della ventilazione naturale e quindi conduce ad un incremento del risparmio percentuale;

- *influenza della lunghezza del canale di ventilazione.*

In condizioni di ventilazione naturale, l'incremento della lunghezza  $L$  pur causando un incremento nella velocità  $W_0$  del moto di ventilazione naturale, provoca una diminuzione di  $W_0/L$  e quindi del parametro  $\gamma$ . L'incremento di  $L$  determina dunque una diminuzione del risparmio energetico: conviene pertanto separare la ventilazione di una facciata alta in vari tronchi;

- *influenza della disposizione dello strato di isolante nell'intercapedine.*

Generalmente lo strato di isolante termico viene posto in aderenza al paramento interno; è lecito domandarsi se non sia più conveniente distribuire in modo diverso l'isolante tra i due paramenti. E' chiaro che una diversa distribuzione dell'isolante influisce sul parametro  $z$ ; come si è rilevato sopra, al variare di  $z$  il risparmio energetico può presentare un valore ottimale, fortemente influenzato dal valore degli altri parametri. In questa sede si può concludere che, per alcune pareti e per alcune condizioni di impiego, esiste una scelta ottimale nella distribuzione dell'isolante.

### **2.2.3 Analisi di alcuni casi di rilevante importanza pratica**

Per precisare in dettaglio sia le caratteristiche delle pareti ventilate, sia le condizioni termofisiche dell'aria sono state studiate quattro tipologie di facciate indicate con  $F_i$  ( $i = 1, \dots, 4$ ) e tre di coperture, indicate con  $C_j$  ( $j = 1, \dots, 3$ ); la facciata  $F_2$  e la copertura  $C_2$  sono costituite completamente in laterizio.

Le facciate  $F_i$  e le coperture  $C_j$  presentano uno stesso valore della resistenza termica ( $R_{t0}=1,89$  per le facciate e  $R_{t0}=1,87$   $m_2K/W$  per le coperture) ed hanno uno stesso comportamento energetico a intercapedine chiusa.

- La facciata  $F_1$  ha un paramento esterno metallico (alluminio) ancorato ad una muratura in calcestruzzo alleggerito;
- la facciata  $F_2$  presenta un rivestimento esterno in laterizio (elementi in cotto preassemblati in pannelli) ancorato ad una muratura in laterizio;
- la facciata  $F_3$  ha uno strato di rivestimento in fibrocemento ancorato ad una muratura in calcestruzzo alleggerito;

- la facciata F<sub>4</sub> è realizzata con un paramento esterno in ceramica (grès fine porcellanato in lastre) fissato ad una muratura in laterizio.
- La copertura C<sub>1</sub> ha un manto metallico realizzato in scandole di rame ancorate ad un solaio in laterocemento;
- la copertura C<sub>2</sub> presenta un rivestimento esterno in tegole di laterizio fissate ad un solaio in laterocemento;
- la copertura C<sub>3</sub> ha un manto in lastre di ardesia su un solaio in calcestruzzo alleggerito.

Tutte le facciate e le coperture esaminate presentano uno strato di isolante termico (lana di vetro in pannelli rigidi) con spessore 4 cm, posizionato all'interno del condotto di ventilazione in aderenza al supporto murario.

	Strato	Descrizione e tipologia degli strati	Spessore [m]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\kappa$ [W/mK]
FACCIATA F <sub>1</sub>  R <sub>t0</sub> = 1.89 z <sub>0</sub> = 0.069	1 (ext)	Pannelli in lamiera di alluminio	0.003	2700	220
	2	Aria (strato di ventilazione)	(0.10)	-	-
	3	Pannelli rigidi in lana di vetro	0.04	100	0.038
	4	Malta di cemento	0.015	2000	1.40
	5	Calcestruzzo alleggerito in blocchi	0.141	1000	0.31
	6 (int)	Intonaco in malta di calce e cemento	0.015	1800	0.90
FACCIATA F <sub>2</sub>  R <sub>t0</sub> = 1.89 z <sub>0</sub> = 0.149	1 (ext)	Pannelli in laterizio	0.045	800	0.30
	2	Aria (strato di ventilazione)	(0.10)	-	-
	3	Pannelli rigidi in lana di vetro	0.04	100	0.038
	4	Malta di cemento	0.015	2000	1.40
	5	Laterizio in blocchi forati	0.18	1600	0.59
	6 (int)	Intonaco in malta di calce e cemento	0.015	1800	0.90
FACCIATA F <sub>3</sub>  R <sub>t0</sub> = 1.89 z <sub>0</sub> = 0.098	1 (ext)	Fibrocemento	0.05	315	0.92
	2	Aria (strato di ventilazione)	(0.10)	-	-
	3	Pannelli rigidi in lana di vetro	0.04	100	0.038
	4	Malta di cemento	0.015	2000	1.40
	5	Calcestruzzo alleggerito in blocchi	0.14	1100	0.35
	6 (int)	Intonaco in malta di calce e cemento	0.015	1800	0.90
FACCIATA F <sub>4</sub>  R <sub>t0</sub> = 1.89 z <sub>0</sub> = 0.076	1 (ext)	Ceramica	0.013	2300	1.00
	2	Aria (strato di ventilazione)	(0.10)	-	-
	3	Pannelli rigidi in lana di vetro	0.04	100	0.038
	4	Malta di cemento	0.015	2000	1.40
	5	Laterizio in blocchi forati	0.19	1200	0.43
	6 (int)	Intonaco in malta di calce e cemento	0.015	1800	0.90
COPERTURA C <sub>1</sub>  R <sub>t0</sub> = 1.87 z <sub>0</sub> = 0.078	1 (ext)	Scandole in rame	0.006	8900	380
	2	Aria (strato di ventilazione)	(0.10)	-	-
	3	Pannelli rigidi in lana di vetro	0.04	100	0.038
	4	Malta di cemento	0.015	2000	1.40
	5	Solaio in latero-cemento (*)	0.30	r = 0.37	
	6 (int)	Intonaco in malta di calce e cemento	0.015	1800	0.90
COPERTURA C <sub>2</sub>  R <sub>t0</sub> = 1.87 z <sub>0</sub> = 0.096	1 (ext)	Tegole in laterizio	0.035	1800	0.72
	2	Aria (strato di ventilazione)	(0.10)	-	-
	3	Pannelli rigidi in lana di vetro	0.04	100	0.038
	4	Malta di cemento	0.015	2000	1.40
	5	Solaio in latero-cemento (*)	0.26	r = 0.35	
	6 (int)	Intonaco in malta di calce e cemento	0.015	1800	0.90
COPERTURA C <sub>3</sub>  R <sub>t0</sub> = 1.87 z <sub>0</sub> = 0.078	1 (ext)	Lastre in ardesia	0.030	2700	2.00
	2	Aria (strato di ventilazione)	(0.10)	-	-
	3	Pannelli rigidi in lana di vetro	0.04	100	0.038
	4	Malta di cemento	0.015	2000	1.40
	5	Solaio di calcestruzzo alleggerito (*)	0.16	r = 0.38	
	6 (int)	Intonaco in malta di calce e cemento	0.015	1800	0.90

**Tab. 2.1** : Caratteristiche delle pareti

Nella tabella sovrastante sono riportate le caratteristiche termofisiche e geometriche degli strati componenti le pareti descritte, con riferimento ai valori indicati nella normativa sui materiali da costruzione (UNI 10351/1994).

Nella tabella 2.1 sono anche riportati, per ciascuna parete, i valori della resistenza termica totale  $R_{t0}$  (m<sup>2</sup>K/W) e del parametro adimensionale  $z_0$ .

In tabella 2 sono precisati i valori di riferimento assunti per le grandezze necessarie per il calcolo; nei grafici riportati nel seguito le quantità  $d$ ,  $I$ ,  $L$  e  $\theta$  sono state fatte variare attorno ai valori di riferimento.

L'elevato valore della rugosità  $\lambda$  delle superfici interne all'intercapedine è giustificato per la presenza delle strutture di sostegno del paramento esterno. I valori assunti per  $\lambda'_i$  e  $\lambda'_u$  devono intendersi come valori indicativi; la presenza di strozzature, sagomature varie, prolungamenti di gronde, griglie di protezione, accumulo di sporco, possono determinare un notevole incremento di tali valori.

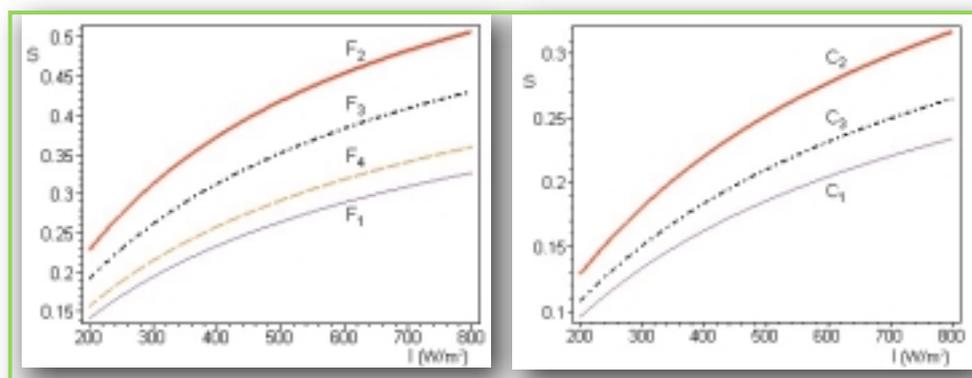
Per le resistenze liminari sulla faccia esterna ( $r_e$ ) e interna ( $r_i$ ) della struttura si sono assunti i valori consigliati dalla normativa (UNI EN ISO 6946/1999).

Si noti che l'incertezza nella valutazione di  $r_e$  è notevole, sia per la variabilità delle condizioni climatiche, sia per la difficoltà di disporre di correlazioni valide per superfici molto ampie; un'analisi degli effetti della variazione di  $r_e$  sul risparmio energetico  $S$  è riportata in.

I calcoli, effettuati in ambiente di programmazione MAPLE, hanno fornito i seguenti risultati in condizioni di ventilazione naturale per il risparmio percentuale  $S$ .

### 2.2.3.1 Influenza dell'intensità di insolazione

I risultati per le facciate e le coperture ventilate sono riportati nelle Figure 2.10 e 2.11, rispettivamente, al variare dell'intensità dell'irraggiamento solare per  $100 < I < 600 \text{ W/m}^2$ .

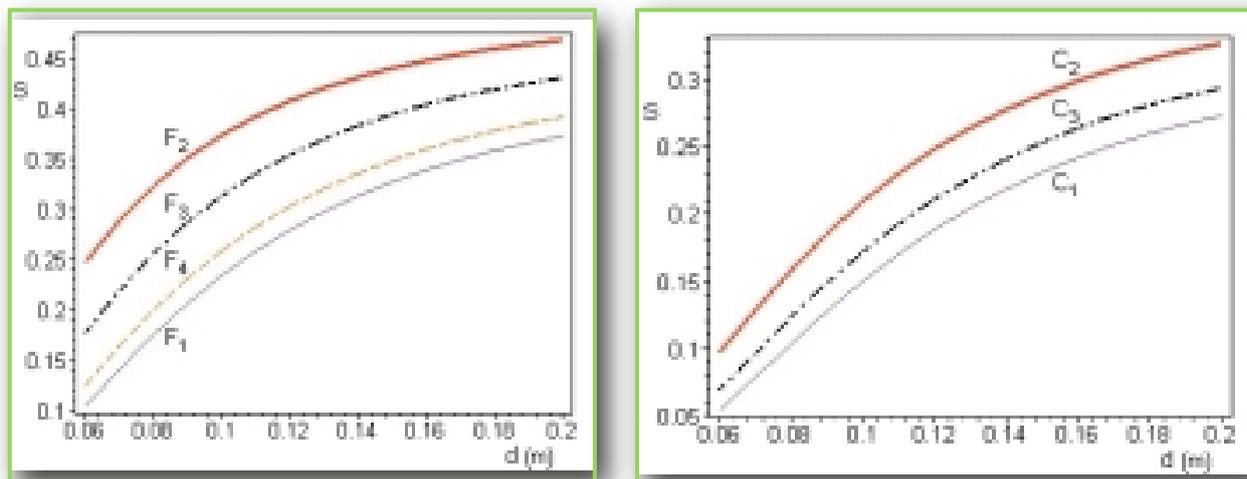


*Figg. 2.10, 2.11 : Risultati in funzione dell'irraggiamento solare*

Per le coperture si è considerata una pendenza di falda del 35% (inclinazione  $\theta \cong 19^\circ$ ) usuale in Italia. Risulta evidente che il risparmio percentuale aumenta notevolmente al crescere di  $I$ . La parete migliore risulta essere la  $F_2$ , la copertura migliore è la  $C_2$ , entrambe realizzate in laterizio.

### 2.2.3.2 Influenza dello spessore dell'intercapedine di ventilazione

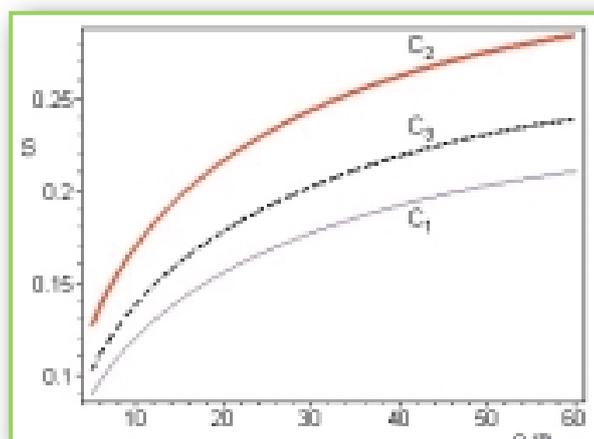
Nelle figure in basso si evidenziano, per le facciate e le coperture rispettivamente, i risultati al variare dello spessore per  $0,06 < d < 0,2$  m e risulta evidente come il risparmio cresca con  $d$ .



*Fig. 2.12, 2.13 : Risultati in funzione dello spessore*

### 2.2.3.3 Influenza dell'angolo di inclinazione per le coperture

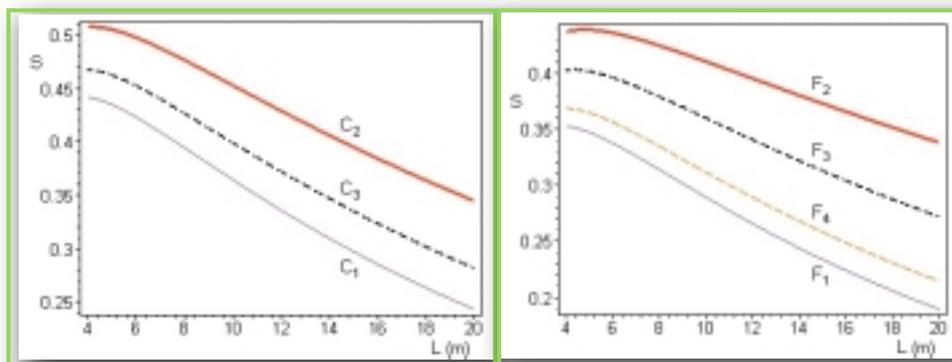
Al variare dell'angolo di inclinazione per  $0 < \theta < 60^\circ$  risulta evidente la crescita di  $S$  con  $\theta$ ; i risultati sono riportati in Figura 2.14



*Fig. 2.14 : Risultati in funzione dell'angolo di inclinazione*

### 2.2.3.4 Influenza della lunghezza del condotto di ventilazione

Al crescere di  $L$  il risparmio diminuisce; si osserva che valori più bassi per  $L$  sono poco significativi, in quanto le correlazioni usate per il calcolo cadono in difetto nei pressi dell'imbocco. I risultati, al variare della lunghezza per  $4 < L < 30$  m, sono riportati in figura 2.15 per le facciate e in figura 2.16 per le coperture.

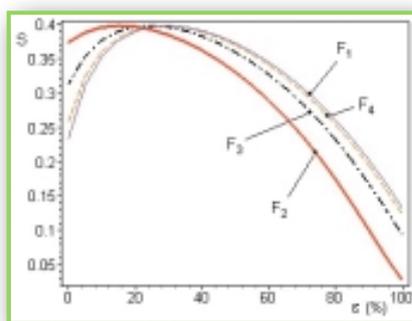


*Fig. 2.15, 2.16 : Risultati al variare della lunghezza rispettivamente per le facciate e per la copertura*

### 2.2.3.5 Influenza della disposizione dello strato di isolante nell'intercapedine

È interessante studiare come varia  $S$  spostando il materiale isolante dal paramento interno a quello esterno; a questo scopo si introduce la frazione  $\varepsilon$  ( $0 < \varepsilon < 1$ ) di materiale isolante disposta sul paramento esterno.

Per  $\varepsilon=0$  tutto l'isolante è aderente alla paramento interno, mentre per  $\varepsilon=1$  tutto l'isolante è aderente alla paramento esterno. In figura 2.17 è riportato l'andamento di  $S$  in funzione di  $\varepsilon$ ; dal grafico appare evidente che il risparmio percentuale presenta un massimo per  $\varepsilon \approx 0,15$  per la  $F_2$  e per  $\varepsilon \approx 0,30$  per le facciate  $F_1$ ,  $F_3$  e  $F_4$ .

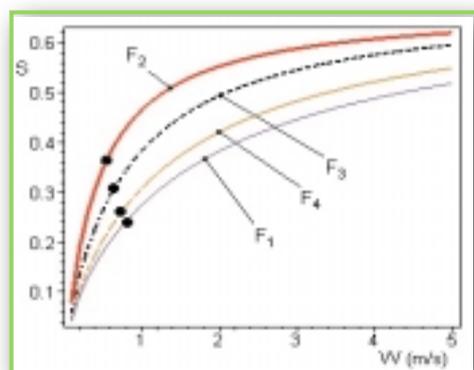


*Fig. 2.17 : Andamento del risparmio percentuale ( $S$ ) in funzione della frazione di materiale isolante*

In ogni caso il posizionamento usuale dell'isolante in aderenza al paramento interno è più conveniente del posizionamento in aderenza al paramento esterno.

In alcuni casi può risultare utile forzare il flusso dell'aria nell'intercapedine mediante l'azione di un propulsore (uno o più ventilatori di piccola potenza); in queste condizioni, la velocità dell'aria (ovvero la portata specifica  $\gamma$ ) è imposta e può essere considerata una variabile indipendente.

Questa situazione è illustrata nella figura 2.18 dove si riporta, per le facciate  $F_i$ , l'andamento del risparmio percentuale  $S$  in funzione della velocità  $W_0$  dell'aria nell'intercapedine ( $0,1 < W_0 < 5$  m/s); nella stessa figura sono indicati i punti corrispondenti ai valori raggiungibili per ventilazione naturale nelle condizioni di tabella.



*Fig. 2.18 : Andamento del risparmio percentuale ( $S$ ) in funzione della velocità  $W_0$*

Risulta evidente l'esistenza, per ciascuna delle curve riportate, di un valore asintotico  $S_\infty$  facilmente calcolabile come limite dell'equazione iniziale per grandi valori di  $\gamma$ .

In questi casi infatti, la temperatura all'interno dell'intercapedine si può considerare costante e pari a quella di ingresso  $T_0$ , trascurando l'influenza della correzione radiativa  $H$ , risulta:

$$Q=(T_0-T_i)/R_i \text{ e } Q_0=(T_e-T_i)/R_{t0}$$

per cui

$$S_\infty=1-(1-\phi)R_{t0}/R_i$$

che rappresenta il massimo valore del risparmio percentuale ottenibile mediante ventilazione forzata.

<b>Proprietà dell'aria a 300 K, 101320 Pa:</b>	
Calore specifico a pressione costante	1004 J/kgK
Viscosità dinamica	$1.85 \cdot 10^{-5}$ kg/ms
Conducibilità termica	0.026 W/mK
Rapporto tra calori specifici	1.4
<b>Condizioni climatiche:</b>	
Temperatura dell'aria esterna $T_o$	28°C
Temperatura nel locale $T_i$	24°C
Intensità radiazione solare $I$	400 W/m <sup>2</sup> (variabile)
<b>Faccia del rivestimento esterno affacciata sull'esterno:</b>	
Resistenza liminare $r_e$	0.04 m <sup>2</sup> K/W
Coeff. assorbimento per la radiazione solare $a$	0.70
<b>Faccia del supporto murario affacciata sul locale:</b>	
Resistenza liminare	0.13 m <sup>2</sup> K/W per le facciate 0.17 m <sup>2</sup> K/W per le coperture
<b>Canale di ventilazione:</b>	
Inclinazione $\vartheta$	90° per le facciate 19° per le coperture (variabile)
Larghezza $l$	10 m
Lunghezza $L$	15 m (variabile)
Spessore $d$	0.10 m (variabile)
Resistenza termica di parete chiusa	0.18 m <sup>2</sup> K/W per le facciate 0.21 m <sup>2</sup> K/W per le coperture
Emissività delle facce del canale	0.9
Fattore di perdita di carico all'imbocco $\lambda_i'$	0.5
Fattore di perdita di carico allo sbocco $\lambda_{ii}'$	1
Rugosità	0.02 m

**Tab. 2.2 :** Caratteristiche generali

## 2.2.4 Considerazioni conclusive

I risultati ottenuti possono essere riassunti nel modo seguente:

- il risparmio percentuale aumenta al crescere dello spessore ( $d$ ) dell'intercapedine e tale aumento risulta particolarmente marcato per  $d < 15$ cm;
- l'usuale disposizione dello strato isolante nell'intercapedine, in aderenza al paramento interno, può non risultare la più conveniente dal punto di vista energetico; esiste infatti una distribuzione ottimale del materiale isolante tra il paramento interno e quello esterno per cui il risparmio percentuale risulta massimo. In ogni caso il posizionamento dell'isolante in aderenza al paramento interno è più conveniente del posizionamento in aderenza al paramento esterno;
- il risparmio percentuale  $S$  aumenta notevolmente al crescere dell'intensità dell'irraggiamento solare; le pareti ventilate risultano, dal punto di vista del risparmio energetico, tanto più convenienti quanto maggiore è l'irraggiamento solare. Le strutture in cui il paramento esterno è realizzato con materiali riflettenti (acciai speciali, leghe al titanio, ecc.) attenuano nettamente l'influenza della

radiazione solare e devono considerarsi, in buona parte, come alternative alle pareti ventilate;

- per le coperture il risparmio percentuale aumenta al crescere dell'angolo di inclinazione  $\theta$  e per un dato valore di  $\theta$  aumenta nettamente all'aumentare di  $d$ ;
- all'aumentare della lunghezza del condotto di ventilazione il risparmio percentuale diminuisce, sia nel caso di facciate che di coperture; conviene pertanto separare la ventilazione di una intercapedine lunga in vari tronchi;
- l'impiego di strutture ventilate, accuratamente progettate, consente di ottenere, nella climatizzazione estiva, risparmi energetici anche superiori al 40%; peraltro, nella stagione invernale, le condizioni climatiche esterne (basse temperature e ridotto irraggiamento solare) riducono il flusso d'aria fluente nell'intercapedine per effetto camino così da non rendere necessaria la chiusura delle serrande delle aperture di ingresso ed uscita dell'aria.

Il risparmio energetico conseguibile con l'impiego di pareti ventilate dipenderà in generale da fattori ambientali (sito e condizioni climatiche), geometrici e dalle caratteristiche costruttive della parete.

Negli studi citati si evidenzia come, nel caso di ventilazione naturale, le velocità (generalmente comprese fra 0.4 m/s e 1.2 m/s) e quindi le portate d'aria di ventilazione dipendano notevolmente dallo spessore dell'intercapedine e dallo sviluppo in altezza.

Nel caso di coperture, dall'inclinazione e dalla lunghezza delle falde. L'efflusso d'aria nell'intercapedine dipenderà anche dalle perdite di carico, dovute ai sistemi di ancoraggio e alla presenza di aperture in facciata (finestre) e in copertura (lucernari), e dalla velocità del vento in prossimità delle aperture di presa e di scarico dell'aria.

## 2.3 Comportamento termoigrometrico e dimensionamento dell'isolante

Le pareti ventilate sono state oggetto di un crescente impiego nell'edilizia moderna, in particolare terziaria, senza peraltro un corrispondente sviluppo delle relative procedure di dimensionamento termofisico.

Infatti la presenza di un canale ventilato, o per effetto camino (convezione naturale) o di una pressione differenziale dovuta all'azione del vento (convezione forzata), induce un meccanismo di scambio termico tra ambiente esterno, parete e ambiente interno alquanto complesso.

### 2.3.1 Il problema fisico

Per chiarire meglio il problema fisico si può fare riferimento a due pareti identiche aventi:

- lo stesso tipo di rivestimento interno;
- la stessa dimensione dell'intercapedine tra rivestimento e parete o pannello posteriore;
- lo stesso spessore dell'isolante termico ecc.;
- in un caso l'intercapedine è chiusa (*camera d'aria convenzionale*) e nell'altro è aperta verso l'esterno (*parete ventilata*).

La prima parete verrà indicata nel seguito come parete di riferimento, per la quale viene calcolata la trasmittanza termica nel modo usuale [W/m<sup>2</sup>], secondo la norma UNI EN ISO 9646, come somma delle resistenze termiche dei vari strati, intercapedine compresa.

$$U_0 = \left[ \frac{1}{h_e} + \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{\lambda_i} + R_{int} + \frac{1}{h_i} \right]^{-1}$$

dove:

$h_e$  è il coefficiente di scambio termico superficiale convettivo-radiativo esterno in  $[W/m^2K]$ ;

$S_i$  è lo spessore dell'i-esimo strato in  $[m]$ ;

$\lambda$  è la conduttività termica dello strato i-esimo in  $[W/mK]$ ;

$R_{int}$  è la resistenza termico convettivo-radiativa dell'intercapedine d'aria in  $[m^2K/W]$ ;

$H_i$  è il coefficiente di scambio termico superficiale convettivo-radiativo interno in  $[W/m^2K]$ ;

Il flusso termico specifico scambiato, in condizioni di regime stazionario, tra l'ambiente esterno e quello interno tramite la parete di riferimento, in  $[W/m^2K]$ , è dato da:

$$\phi_{est \rightarrow int} = U_0 (\vartheta_{op,e} - \vartheta_{op,i}) + N_{I,0} \alpha_0 G_T$$

dove:

$\vartheta_{op,e}$  è la temperatura operante dell'ambiente esterno in  $[^\circ C]$ ;

$\vartheta_{op,i}$  è la temperatura operante dell'ambiente interno in  $[^\circ C]$ ;

$N_I = U/h_e$  è il fattore di ripartizione della radiazione solare assorbita;

$\alpha$  è l'assorbanza della superficie esterna;

$G_T$  è l'irradianza solare totale incidente sulla superficie considerata in  $[W/m^2K]$ ;

con

$$\vartheta_{op} = (\vartheta_a + \vartheta_{MR})/2$$

dove :

$\vartheta_a$  è la temperatura dell'aria in  $[^\circ C]$ ;

$\vartheta_{MR}$  è la temperatura media radiante dell'ambiente considerato in  $[^\circ C]$ .

Per la parete con intercapedine ventilata l'equazione di bilancio energetico che esprime il flusso termico trasmesso dall'esterno verso l'interno risulta essere complicata dal trasporto di energia effettuato dall'aria che transita nel canale.

Per tale parete il flusso termico specifico scambiato, in condizioni di regime stazionario, tra l'ambiente esterno e quello interno può essere scritto come :

$$\phi_{\text{est} \rightarrow \text{int}} = U_V (\vartheta_{\text{op,e}} - \vartheta_{\text{op,i}}) + (N_{I,V} \alpha G_T) + \Delta U_V (\vartheta_{\text{ae}} - \vartheta_{\text{op,i}}) \quad [\text{W}/\text{m}^2]$$

dove:

$U_V$  è la trasmittanza primaria parete ventilata in  $[\text{W}/\text{m}^2\text{K}]$ ;

$\Delta U_V$  è la trasmittanza secondaria parete ventilata in  $[\text{W}/\text{m}^2\text{K}]$ ;

$N_{I,V}$  è il fattore di ripartizione della radiazione solare assorbita;

$\vartheta_{\text{ae}}$  è la temperatura dell'aria esterna in  $[^\circ\text{C}]$ ;

con

$$U_V = \left\{ \left[ R_e + R_y + R_i + \frac{R_e^* R_i^*}{R_y} \left( 1 - \left( \frac{R_y}{R_x} \right)^2 \right) \right] \left( \frac{R_x}{R_y} \right) \right\}^{-1}$$

$$\Delta U_V = U_V C_1 \left[ \frac{R_e^* (R_y + R_x) + R_y R_x}{R_y R_{cv,int}} \right]$$

$$N_{I,V} = \frac{U_V}{h_e}$$

dove:

$R_e^*$  è la resistenza termica tra l'ambiente esterno e la superficie interna (lato esterno) dell'intercapedine ventilata in  $[\text{m}^2\text{K}/\text{W}]$  ;

$R_i^*$  è la resistenza termica tra l'ambiente interno e la superficie interna (lato interno) dell'intercapedine ventilata in  $[m^2K/W]$ ;

$R_{cv,int}$  è la resistenza termica convettiva tra la superficie interna dell'intercapedine ventilata e l'aria in  $[m^2K/W]$ ;

$$R_x = \frac{R_{rd,int} R_{cv,int}}{R_{cv,int} + C_2 R_{rd,int}}$$

$$R_y = \frac{R_{rd,int} R_{cv,int}}{R_{cv,int} + (1 - C_2) R_{rd,int}}$$

$$C_1 = \left( 1 - e^{\frac{-2A h_{int}}{c_p \dot{m}}} \right) \frac{c_p \dot{m}}{2A h_{int}}$$

$$C_2 = 1 - \frac{C_1}{2}$$

con:

$\dot{m}$  portata massica d'aria nell'intercapedine ventilata in  $[Kg/s]$ ;

$c_p$  capacità termica massica dell'aria in  $[J/kgK]$ ;

$A$  area della superficie frontale dell'intercapedine ventilata in  $[m^2]$ ;

$$h_{int} = 1/R_{cv,int} \quad [W/m^2K]$$

Tale formula mette in evidenza come occorra conoscere la portata d'aria nell'intercapedine ( $\dot{m}$ ) per poter definire compiutamente le prestazioni termiche della parete.

La portata, risulta quindi di complessa determinazione poiché dipende:

- dal campo di pressione attorno alla parete (azione del vento);
- dalle temperature sia dell'aria sia del canale (effetto camino);
- dalle caratteristiche geometriche del canale (perdite di carico);

La formulazione può essere semplificata se la temperatura dell'aria esterna è prossima a quella operante esterna, in tal caso si ha:

$$\phi_{\text{est} \rightarrow \text{int}} = U_{Vs} (\vartheta_{\text{op,e}} - \vartheta_{\text{op,i}}) + (N_{I,V} \alpha G_T) \quad [\text{W/m}^2]$$

$$U_{Vs} = U_V + \Delta U_V \quad [\text{W/m}^2\text{K}]$$

Il confronto tra le equazioni della parete di riferimento e quella con intercapedine ventilata mette in evidenza il fatto che una valutazione di differenza di prestazione, in termini di sola trasmittanza termica, è possibile solo nel caso semplificato e in assenza di radiazione solare.

In tali condizioni, più rappresentative del regime di conduzione invernale ed estivo, la trasmittanza equivalente ( $U_{Vs}$ ) risulta, per qualsiasi portata massica d'aria ( $\dot{m}$ ) che s'insaturi nell'intercapedine ventilata, sempre maggiore di quella della parete di riferimento con intercapedine chiusa ( $U_0$ ).

La conclusione immediata che si può trarre da tale analisi è che, in condizioni di progetto invernali, la parete ventilata, la parete ventilata rispetto ad una parete identica ma con intercapedine chiusa, ha prestazioni termiche inferiori.

Di conseguenza l'isolamento termico nel caso di pareti ventilate, deve essere incrementato rispetto al caso di riferimento se si vogliono assicurare le stesse prestazioni.

In particolare occorre aumentare la resistenza termica dell'isolante:

- del 2-4% per bassa ventilazione;
- del 6-8% per media ventilazione;
- del 10-12% per alta ventilazione.

Diverso è il comportamento di facciate ventilate in condizioni di progetto estive, cioè in presenza della radiazione solare; qui le differenti prestazioni vanno valutate

confrontando, tra parete ventilata e parete di riferimento e facendo riferimento al caso semplificato, sia la trasmittanza termica  $U_{Vs}$ , sia il fattore di ripartizione dell'energia solare  $N_I$ .

Mentre per il primo caso,  $U_{Vs}$  vale quanto detto in precedenza per il caso invernale ( $U_{Vs} > U_0$  sempre), per il secondo si ha esattamente l'effetto opposto: il fattore di ripartizione della radiazione solare per la parete ventilata ( $N_{I,v}$ ) è sempre minore di quello della parete di riferimento ( $N_I$ ), ed è tanto minore quanto maggiore è la massa d'aria ( $m$ ) nell'intercapedine ventilata.

Ciò vuol dire che il contributo della radiazione solare al flusso termico entrante è tanto minore quanto maggiore è la portata fluente nell'intercapedine, portando quindi ad una riduzione dei carichi termici estivi.

Riguardo all'isolamento termico, relativamente al regime estivo, si ha che a parità di portata l'effetto di riduzione del flusso entrante cresce ovviamente al crescere dello spessore dell'isolante, ma in modo più lineare perché a ciò corrisponde una temperatura media delle pareti del canale maggiore e quindi un maggior effetto camino e cioè si ottiene in realtà una portata maggiore di quella ipotizzata.

In conclusione si può dire che, adottando una parete ventilata si ha un miglioramento delle prestazioni estive oltre il naturale miglioramento legato alla presenza della ventilazione rispetto alla parete di riferimento.

### **2.3.2 La portata di ventilazione**

La definizione della portata d'aria che s'instaura nell'intercapedine di una parete ventilata è un problema complesso non di semplice soluzione, in particolare è un problema accoppiato non lineare.

In altri termini, anche ricorrendo a formulazioni integrali semplificate per la descrizione del moto dell'aria nel canale, questo è determinato dalla distribuzione della temperatura superficiale di doghe esterne e parete, che a loro volta sono influenzate dalla portata d'aria che s'instaura, oltre che dalle perdite di carico (caratterizzate dalle dimensioni e rugosità del canale), dalle dimensioni e dalla geometria delle sezioni d'ingresso e di uscita e dalle caratteristiche micro-climatiche locali.

Di conseguenza occorre utilizzare metodi iterativi e quindi difficilmente risolvibili a mano, esistono procedure automatizzate di calcolo messe a punto da diversi Istituti di Ricerca, tra cui il Politecnico di Milano, per la soluzione di tale problema.

Riguardo all'ottenimento, in regime estivo, di una portata ottimale esistono comunque delle direttive dell'UEAtc per il dimensionamento delle sezioni di ingresso e di uscita.

In particolare i fori di ventilazione, su facciate continue ininterrotte da piano terra a ultimo piano, devono avere una superficie:

- $S \geq 50 \text{ cm}^2/\text{m}$  lineare di facciata se l'isolante è direttamente a contatto con l'intercapedine o separato da esso solo da uno strato di materiale impermeabilizzante al vapore;
- $S \geq 10 \text{ cm}^2/\text{m}$  negli altri casi.

Da quanto evidenziato al paragrafo precedente, si può facilmente intuire che l'ampiezza da assegnare all'intercapedine è da ricondurre, oltre che alla necessità di interrompere la continuità fisica tra il rivestimento esterno e gli strati interni della parete, al tipo di ventilazione che si vuole ottenere.

Ogni qualvolta, com'è nella quasi totalità delle applicazioni correnti, ad avere rilevanza è solo la necessità di interrompere la continuità fisica tra rivestimento e strati interni di parete, lo spessore minimo della lama d'aria deve essere di 2 cm. All'atto pratico ciò non significa affatto che l'intercapedine avrà o dovrà avere uno spessore costante di 2 cm, bensì che il valore del suo spessore dovrà essere sufficiente per assorbire tutti i difetti di planarità, di verticalità e di orizzontalità dell'estradosso del supporto edilizio (ossia della faccia esterna delle pareti da rivestire, sulle quali, in genere, è posato "a cappotto" lo strato termoisolante) garantendo in qualsiasi punto uno spazio libero residuo di almeno 2 cm.

Una "parete debolmente ventilata" ha, infatti, un'intercapedine che, data la bassa capacità termica dell'aria presente nella stessa, ha dei tempi propri di risposta molto brevi e si può considerare ad una temperatura uniforme dovuta all'equilibrio dinamico tra il flusso termico entrante, soprattutto per radiazione dal rivestimento in laterizio, e quello trasmesso attraverso l'isolante.

L'isolamento a cappotto garantisce un corretto comportamento termoigrometrico della parete sia nelle condizioni invernali che estive, ne riduce la fatica termica essendo minore

il salto termico medio che essa subisce nell'alternarsi delle stagioni, favorisce l'effetto di volano termico della struttura e consente l'eliminazione dei ponti termici. Tuttavia, tale tipo di isolamento è inapplicabile nei casi, numerosi nel nostro paese, di edifici storici o architettonicamente rilevanti. Una esecuzione a regola d'arte può, inoltre, presentare difficoltà tecniche di realizzazione e costi elevati per la necessità di intervenire con impalcature in facciata, di collocare strati di protezione dagli agenti atmosferici dei pannelli isolanti e di isolare elementi in aggetto (balconi e grondaie) che sono fra i principali ponti termici dell'edificio.

### 2.3.3 Materiali per la coibentazione termica

Va ricordato che il costo della posa è sempre prevalente rispetto a quello del materiale isolante, dunque non è significativo economizzare sulla qualità del materiale, né sullo spessore del materiale stesso. Il confronto tra i vari materiali inoltre va fatto sulla base della loro resistenza termica  $R$ , che è il valore che si ottiene dividendo lo spessore del materiale isolante (vale anche per ogni materiale edile) con la conduttività termica  $\lambda$ .

Nel caso di costruzioni a più strati viene calcolato sommando le singole resistenze. Più alta è la resistenza termica  $R$ , migliore è la coibentazione o isolamento termico di un materiale.

Un'oculata scelta di tali materiali è importante già nelle prime fasi di progettazione per ottenere una prima valutazione fisico-termica preliminare idonea. Non esistono materiali isolanti "buoni" o "meno buoni" ma quelli più idonei allo scopo cui sono destinati.

Nella scelta del materiale più idoneo a seconda dei singoli casi, si dovrà tener conto dei seguenti aspetti:

- **densità** in relazione alla resistenza alla compressione, stabilità morfologica e dimensionale;
- **resistenza** al passaggio di vapore acqueo: è di fondamentale importanza per i fenomeni di condensazione interstiziale;
- **struttura fisica** in relazione al comportamento fonoassorbente e ai pacchetti di chiusura;

- **basso assorbimento d'acqua** in relazione all'esposizione del materiale isolante al rischio di imbibizione;
- **classe di reazione al fuoco** in relazione alla collocazione dell'isolante e alla presenza più o meno alta di rischi di incendio.

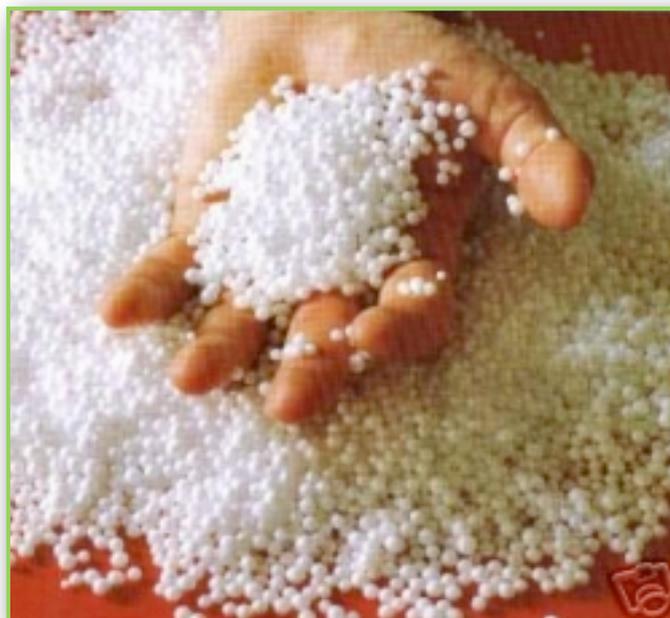
I materiali termoisolanti sono prodotti sotto forma di materiali sfusi, materassini flessibili, pannelli rigidi. Di seguito si illustrano alcuni materiali isolanti più commercialmente diffusi, indicandone sinteticamente le principali peculiarità e i più comuni utilizzi.

### 2.3.3.1 Materiali sfusi

Generalmente destinati all'alleggerimento dei calcestruzzi e possono essere impiegati per il riempimento di intercapedini o stesi in strato su superfici, come gli intonaci isolanti.

Sono inalterabili e di facile impiego:

- **polistirolo (perle)**: prodotto del petrolio trasformato in perle mediante polimerizzazione. Ideale per ambienti umidi, per l'isolamento termico dei tetti, terrazze e pavimenti, isolamento perimetrale esterno. L'assorbimento idrico è estremamente ridotto;



*Fig. 2.19 : Perle di Polistirolo*

- **perlite:** roccia vulcanica che si presenta come granulare leggero, utilizzata per intercapedini e l'isolamenti tra le travi dei tetti, la destinazione più diffusa per l'isolamento termico dei pavimenti. Presenta un'azione isolante molto elevata: non imputridisce, resiste molto bene ai parassiti. Buona la conduttività capillare e la capacità di regolare l'umidità;



*Fig. 2.20 : Perlite*

- **argilla di origine minerale:** Generalmente destinata all'alleggerimento dei calcestruzzi e degli intonaci. Ideale per le sue caratteristiche di assorbimento e di inerzia termica, ottima come volano termoisolante e acustico. Le caratteristiche a lei proprie si evidenziano nell'argilla cruda, adatta ad essere accoppiata con strutture in legno;



*Fig. 2.21 : Argilla*

- **sughero:** si ricava dalla corteccia della quercia da sughero e si presenta in scaglie. Utilizzato per riempire intercapedini, pavimenti e soffitti. Presenta un buon

isolamento termico, acustico anticalpestio. Per la protezione dai morsi dei roditori subisce un trattamento con 2% di calce naturale;



*Fig. 2.22 : Sughero*

- **cellulosa:** è costituita da carta di giornale frantumata. Utilizzata principalmente nelle intercapedini delle costruzioni a secco tipiche degli edifici in struttura di legno, nella quale viene insufflata sia nei vuoti orizzontali che verticali. Proprietà isolanti eccellenti. Favorisce la diffusione del vapore e presenta anche proprietà fonoassorbenti.



*Fig. 2.23 : Cellulosa*

### 2.3.3.2 Materassini flessibili

Sono più adatti ad isolare superfici discontinue caratterizzate da cambi di pendenza, spigoli, avvallamenti. Sono morbidi, flessibili e riescono a seguire l'andamento delle superfici su cui vengono poste. La mancanza di rigidità potrebbe risultare penalizzante nelle superfici verticali poiché l'isolante a materassino tende ad insaccarsi.

I principali sono costituiti da:

- **lana di roccia:** composta per il 97% di rocce eruttive di basalto e dolomite;



*Fig. 2.24 : Lana di Roccia*

- **lana di vetro:** composta per il 65% di sabbia di quarzo e/o vetro vecchio. Chiamate anche lane minerali, sono prodotti dalle caratteristiche molto simili. Utilizzabili in tutti i campi di applicazione ad eccezione delle pareti a contatto con la terra e per l'isolamento dei tetti;  
Presentano ottime proprietà termoisolanti, sono permeabili al vapore acqueo, resistenti ai parassiti e non putrescibili. Buona la resistenza all'invecchiamento e la stabilità di forma. Devono essere protette dall'umidità;
- **fibra di legno:** si ricava dalla triturazione delle cortecce dalla quale si estrae la cellulosa (lana di cellulosa) del tutto simile ai fiocchi di cotone;



*Fig. 2.25 : Fibra di legno*

- **lana di pecora:** è una fibra naturale che viene lavata e trattata con sali di boro per le tarme. Si utilizza tra i vuoti delle travi portanti, pavimenti (anticalpestio), isolamento delle pareti esterne e costruzioni di legno in generale. Presenta buone capacità igroscopiche ed: ha ottime proprietà isolanti e fonoassorbenti;



*Fig. 2.26 : Lana di pecora*

- **lana di lino:** è una fibra naturale vegetale. Si utilizza tra i vuoti delle travi portanti, pavimenti (anticalpestio), isolamento delle pareti esterne e costruzioni di legno in

generale. Presenta buone capacità igroscopiche ed ha ottime proprietà isolanti e fonoassorbenti.



*Fig. 2.27 : Lana di lino*

### 2.3.3.3. Pannelli rigidi

Reperibili in spessori più ridotti e hanno un buon isolamento termico, inoltre sono molto resistenti e in genere leggeri. Utilizzabili efficacemente sopra i solai, nell'intradosso dei soffitti o tra le travi, verticalmente in aderenza alle pareti, nei muri e nelle solette.

Si distinguono in :

- **polistirolo espanso:** ricavato dal petrolio e dal metano. Di ampio utilizzo possiede buone proprietà termoisolanti, anche se è relativamente stagno al vapore acqueo. Resistente ai morsi degli animali, non putrescibile, mantiene stabile la forma e può essere utilizzato estruso per applicazioni speciali: ambienti particolarmente umidi, sollecitazioni di compressione particolarmente elevate;



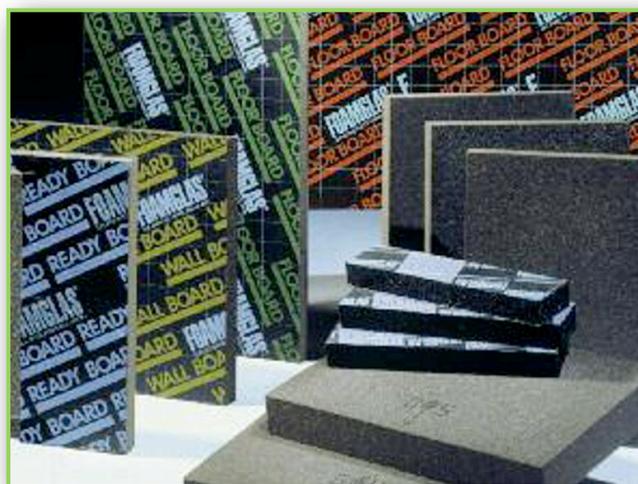
*Fig. 2.28 : Polistirolo espanso*

- **poliuretano:** prodotto di sintesi che da origine a resine con le quali si possono ottenere prodotti espansi rigidi o flessibili con caratteristiche ed usi diversi. Possibile l'utilizzo per l'isolamento continuo su travi portanti, pavimenti, isolamento di caldaie e tubazioni. Possiede eccellenti valori di isolamento, buon isolamento acustico ed è stagno alla diffusione dei gas. Può inoltre sprigionare gas velenosi in caso d'incendio;



*Fig. 2.29 : Poliuretano*

- **vetro cellulare:** prodotto con sabbia quarzosa e/o vetro vecchio. Utilizzabile per tetti piani, superfici e pareti a contatto con il terreno, scantinati e terrazze. Prodotto anche in semigusci per l'isolamento delle tubazioni. Non assorbe l'umidità e resiste agli acidi e ai parassiti. Di forma stabile, resiste alla compressione e viene utilizzato in tagli termici e coibentazioni strutturali.



*Fig. 2.30 : Vetro cellulare*

- **fibra di legno:** si ricava dalla triturazione delle cortecce, da residui di segheria e legni deboli (abete rosso, pino) e allume. I pannelli vengono idrofobizzati e

utilizzabili per pavimenti a secco, pareti interne e sistemi termoisolanti nelle costruzioni dei setti in legno. Permeabile al vapore acqueo ed è un buon termo e fonoisolante;



*Fig. 2.31 : Fibra di legno*

- **cellulosa:** costituita dalla cellulosa sfusa ma rinforzata con fibra di juta e compattata in pannelli. Utilizzabile tra le travi portanti, le pareti divisorie e isolamento esterno. Eccellenti proprietà isolanti, favorisce la diffusione del vapore. È fonoassorbente;



*Fig. 2.32 : Cellulosa*

- **silicato di calcio:** sono pannelli disponibili in vari spessori, utilizzabili a ridosso di murature e soffitti. E' molto traspirante e permette di ottenere a bassi spessori di isolamento una termoregolazione e igroscopia ambiente molto efficienti. Adatto per applicazioni a fodera interna;



*Fig. 2.33 : Silicato di calcio*

- **sughero:** composto dal sughero granulato che viene espanso e costituisce un pannello. Viene utilizzato in vari spessori per facciate termoisolante, pavimenti ed isolamento sopra le travi portanti. Ha un buon coefficiente di isolamento termico e un'elevata capacità di accumulo di calore. Relativamente sensibile all'umidità, ha una discreta stabilità di forma;



*Fig. 2.34 : Sughero*

- **argilla:** pannelli disponibili in vari spessori e misure. Utilizzabile tra le travi portanti, pareti esterne e divisorie. Eccellenti proprietà di scambio termico e diffusione del vapore e buone capacità fonoassorbenti. Possiede la capacità di mantenere il microclima interno costante.



*Fig. 2.35 : Argilla*

I parametri utili per la scelta più appropriata del materiale da utilizzare sono:

- $\lambda$  **coefficiente** di conducibilità termica;
- **C capacità termica** o di accumulo del calore;
- $\rho$  **densità** del materiale;
- $\mu$  **resistenza** alla diffusione del vapore acqueo.

Inoltre, bisogna considerare, la valutazione di impatto ambientale che prende in esame tre fattori principali:

- **consumo** di materie prime ed energia;
- **le emissioni** nell'aria, nell'acqua e nel terreno;
- **il potenziale tossico** delle sostanze impiegate e i rischi potenziali.

Questi aspetti sono valutati e determinano il grado di impatto che il prodotto produce a partire dalla fase di estrazione, produzione, vita e utilizzo proprio, dismissione e smaltimento, possibilità di riciclo. I prodotti derivati dal petrolio, pur essendo prodotti economici all'atto del singolo acquirente, incidono altamente sull'ambiente e quindi sulla collettività, basti considerare che i processi di produzione, proprio per l'utilizzo del petrolio determinano ulteriore emissioni di CO<sub>2</sub>.

L'impermeabilità di questi materiali però li rende insostituibili nell'applicazione a cappotto sulle porzioni di pareti più esposte alle intemperie, per esempio come zoccolo di partenza contro terra e adiacente al marciapiede perimetrale delle abitazioni.

In questo caso possiamo distinguere i materiali in:

- isolanti **naturali**, riciclabili per l'edilizia sostenibile (ecologici per la bioarchitettura): argilla cruda, calce espansa, canapa, carta riciclata, cocco, fibre di legno impregnato o secco, fibre di legno intonacabile, intonaco isolante, lana di

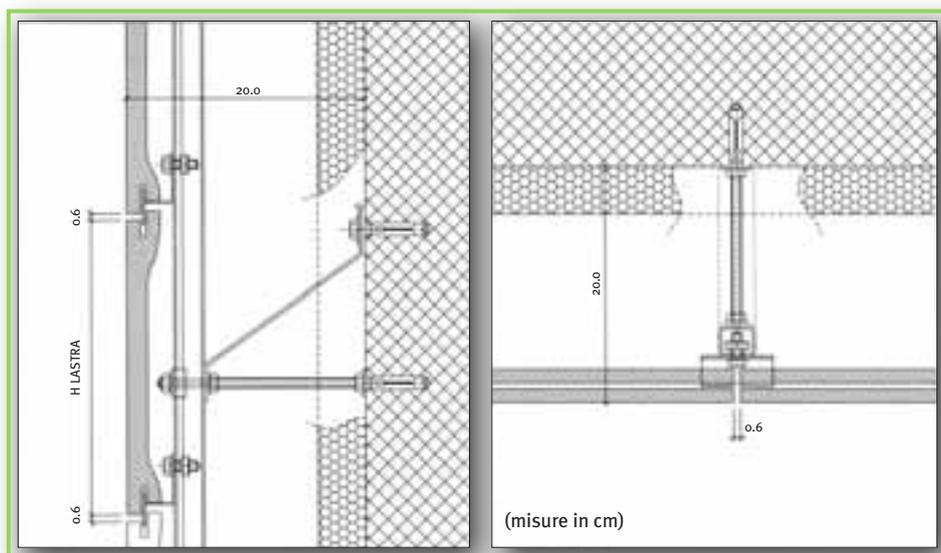
legno mineralizzata, lana di pecora, lino, paglia, sughero espanso scuro, sughero granulato sfuso;

- isolanti **minerali** di *alto impatto ambientale*, difficili da smaltire, riciclabili e riutilizzabili: lana di roccia, lana di vetro, lana di vetro compattata, perlite, silicato di calcio, vetro alveolare;
- isolanti di **sintesi, ricavati dal petrolio**, di *elevatissimo impatto ambientale*, altamente difficili da smaltire, riutilizzare e riciclare: poliestere, polistirene espanso, polistirene espanso con grafite, polistirene estruso, poliuretano.

## 2.4. Ancoraggi

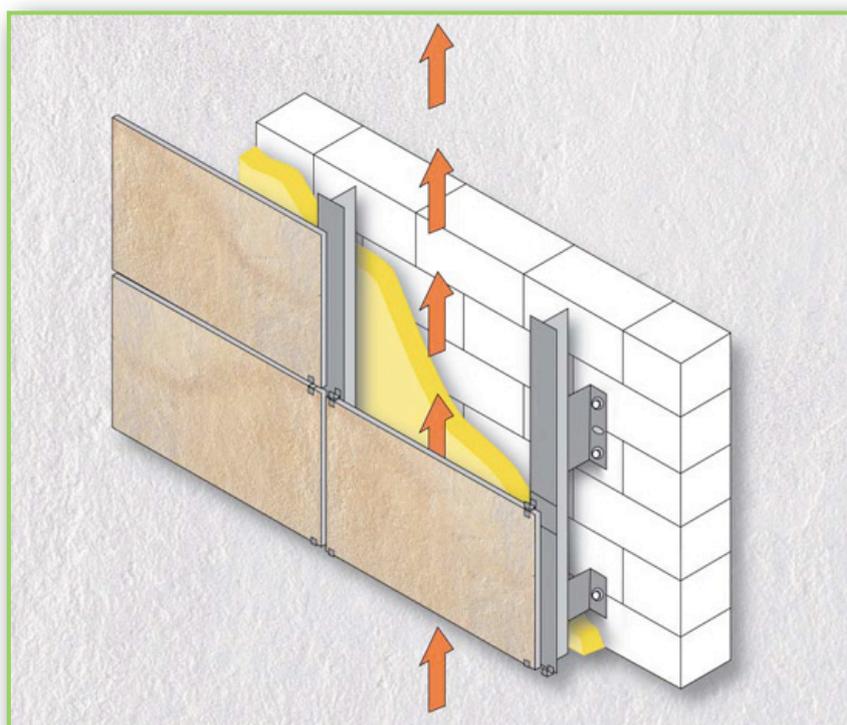
I sistemi di ancoraggio dello strato più esterno di rivestimento alla struttura muraria dell'edificio si distinguono fra quelli di tipo puntuale (sistema isostatico) e quelli di tipo diffuso (sistema iperstatico); in entrambi i casi i sistemi di aggancio possono essere a vista o a scomparsa.

- Nel caso puntuale (o local fixing) le lastre di rivestimento sono ancorate alla sottostruttura con un numero minimo di fissaggi sufficiente a garantire la loro stabilità statica. Generalmente si dispongono quattro perni metallici (p.e. tasselli ad espansione o chimici) ai vertici delle lastre. Questo sistema è largamente diffuso essendo economicamente vantaggioso in particolare per lastre di rivestimento di medio e grande formato e per spessori dell'intercapedine d'aria non superiori a 10 cm, sebbene i tasselli di fissaggio possano costituire eventuali ponti termici dell'involucro edilizio.



**Fig. 2.36 :** Posizione ancoraggi

- Nel caso diffuso (o spread fixing) il sistema di fissaggio è continuo e costituito da profilati che realizzano una vera e propria orditura metallica retrostante lo strato di rivestimento. In questo caso ad una orditura primaria verticale, fissata alla struttura muraria, si collega una orditura secondaria orizzontale alla quale sono ancorate le lastre di rivestimento con opportune staffe (elementi puntuali) o profili (elementi continui) ancorati al lato interno delle lastre con vari sistemi (p.e. fori, slot, perni, inserti metallici).



**Fig. 2.37 :** Schema di posizionamento ancoraggi e funzionamento parete ventilata

La scelta di un particolare sistema di fissaggio potrà dipendere da aspetti economico-progettuali connessi con la manutenibilità dell'edificio (p.e. sostituzione delle lastre) e da aspetti tecnico-costruttivi (p.e. caratteristiche dei materiali di rivestimento, entità dei carichi applicati). Il sistema di fissaggio può influenzare in maniera non trascurabile, ma di difficile e incerta valutazione, le perdite di carico per attrito fluidodinamico nell'intercapedine.

Nel caso delle coperture lo strato di rivestimento esterno è fissato allo strato portante (generalmente un solaio in calcestruzzo o in laterocemento, piano o variamente inclinato a seconda delle zone climatiche del paese) mediante ancoranti metallici (p.e. chiodi o viti), orditure in profilati metallici o travetti in legno oppure con particolari sistemi costituiti da elementi plastici opportunamente conformati.

Lo strato di ventilazione contribuisce al controllo delle caratteristiche igrotermiche della parete e questa può essere forzata, mediante l'impiego di uno o più elettroventilatori di piccola potenza, o naturale, provocata da differenze di densità dovute a differenze di temperatura (effetto camino).

La successione degli strati funzionali, prevede che lo strato di ventilazione sia localizzato esternamente allo strato termoisolante ed all'interno dello strato di tenuta all'acqua, realizzando, come si è detto, un isolamento di tipo "a cappotto".

Lo spessore dell'intercapedine d'aria può essere determinato da considerazioni fisico-tecniche di carattere energetico e da considerazioni architettonico-costruttive in base alla scelta dei materiali impiegati per realizzare lo strato di rivestimento esterno ed i sistemi di ancoraggio, nonché da condizioni ambientali e di esercizio.

Esso è generalmente compreso tra 5 e 15 cm, anche se in letteratura per gli spessori ottimali possono trovarsi dati discordanti.

Lo spessore dello strato di isolamento termico dipenderà invece dalla trasmittanza termica dell'involucro e sarà condizionato dall'applicazione dei provvedimenti legislativi vigenti in tema di risparmio energetico.

In condizioni medie si considera per l'intercapedine uno spessore di 10 cm, per lo strato isolante uno spessore di 5 cm e per lo strato di rivestimento uno spessore variabile da pochi millimetri (rivestimento metallico) a circa 6 cm (rivestimento in laterizio); si può

ritenere che l'impiego di pareti ventilate comporti maggiori spessori murari di circa 15÷20 cm.

Nel caso di piccoli spessori l'intercapedine d'aria è detta strato di microventilazione ed è spesso presente nelle coperture, generalmente realizzato mediante particolari elementi sagomati in materiale termoisolante che svolgono anche il compito di strato di supporto e di isolante termico.

Studi recenti sull'argomento hanno evidenziato come l'utilizzo di pareti ventilate, opportunamente progettate, possa consentire un risparmio energetico, nella stagione estiva, anche superiore al 40%.

Peraltro, nella stagione invernale, le condizioni climatiche esterne (basse temperature e ridotto irraggiamento solare) riducono il flusso d'aria fluente nell'intercapedine per effetto camino così da non rendere necessaria la chiusura delle serrande delle aperture di ingresso ed uscita dell'aria.

Il risparmio energetico conseguibile con l'impiego di pareti ventilate dipenderà in generale da fattori ambientali (sito e condizioni climatiche), geometrici e dalle caratteristiche costruttive della parete.

## **2.5 Tipologie di rivestimento**

La realizzazione in opera mediante le tecniche di installazione caratteristiche delle costruzioni stratificate "a secco", cosiddette Struttura/Rivestimento, consente di aggregare i materiali costituenti gli strati funzionali di rivestimento mediante vari tipi di fissaggi meccanici, senza ricorrere alle tradizionali malte cementizie (installazione "a umido"), ottenendo così strutture "a schermo avanzato".

Lo strato di rivestimento, sia nel caso delle facciate ventilate che delle coperture, ha la funzione di delimitare verso l'esterno l'intercapedine e di proteggere la struttura dell'edificio dagli agenti atmosferici oltre, ovviamente, a rappresentare la più adeguata scelta estetico-formale.

Fra i sistemi di rivestimento possono distinguersi quelli realizzati con materiali :

- “tradizionali”, fra i quali il legno e la pietra, e quelli realizzati con l’impiego di materiali
- “innovativi”: alcune leghe metalliche (p.e. l’alluminio, l’acciaio inossidabile, il rame, il titanio), materie plastiche (p.e. laminati ad alta pressione, resine sintetiche termoindurenti) e calcestruzzi (p.e. Portland additivato con tensostabilizzanti, impastati con fibre di vetro, fibrocementi).

Di recente sono stati anche utilizzati materiali tradizionali, ma prodotti e messi in opera in modo del tutto innovativo come la ceramica e il laterizio.

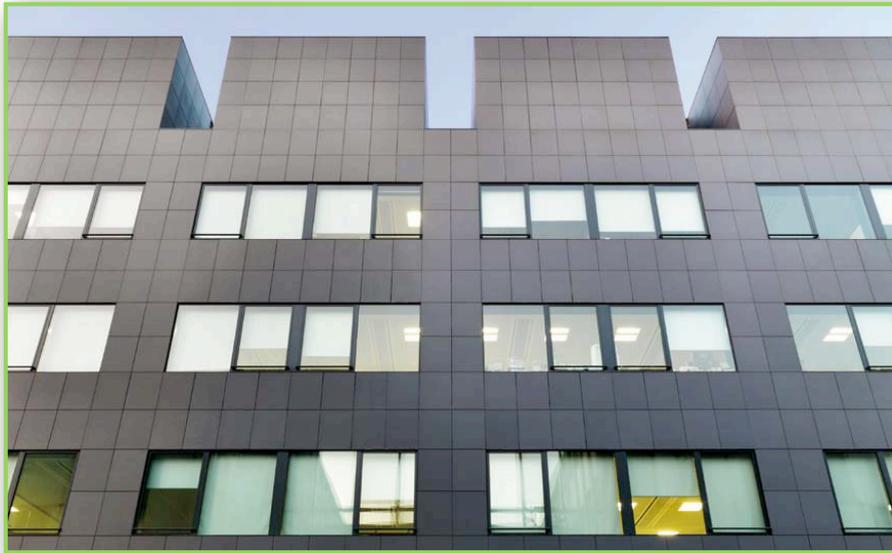
Spesso questi materiali sono preassemblati in pannelli di varie dimensioni che vengono fissati meccanicamente alle sottostrutture di ancoraggio e distanziati opportunamente per creare giunti continui di dilatazione.

L’utilizzo di un particolare sistema di rivestimento può dipendere, in generale, dalle scelte architettoniche del progettista ma anche dalle caratteristiche geometriche (p.e. dimensioni delle lastre) e fisiche (p.e. peso delle lastre, impermeabilità, durabilità) del materiale impiegato.

### **2.5.1 Materiali lapidei**

Sono utilizzati in soluzioni di facciata anche molto particolari come, aventi requisiti di durabilità ed elevata resistenza meccanica e la possibilità di realizzare elementi piani di spessore ridotto, fino a circa 2 cm.

Ciò hanno favorito una larga diffusione di questo materiale nei rivestimenti di facciata anche se il suo impiego richiede una accurata disposizione dei sistemi di fissaggio per evitare improvvise rotture delle lastre.



*Fig. 2.38 : Materiali lapidei nei rivestimenti*

### **2.5.2 Laterizio**

Sono materiali che miscelati ad argille espanse o fibre di vetro di spessore ridotto (circa 1.5 cm) ne ha favorito il diffuso impiego per realizzare lo strato esterno di rivestimento di pareti a schermo avanzato.

Nel caso della *Banca Popolare di Lodi* il rivestimento esterno è realizzato in pannelli composti, ciascuno, da quattro mattonelle in cotto scanalate sulla faccia esterna e con uno spessore di circa 4.0 cm. I pannelli, preassemblati in officina fissando le mattonelle ad un opportuno controtelaio, sono ancorati alla struttura dell'edificio mediante un complesso sistema di sospensione, costituito da componenti metallici in acciaio inossidabile.



*Fig. 2.39 : Laterizio nei rivestimenti*

Il laterizio è utilizzato in facciata, anche preassemblato in pannelli modulari costituiti da elementi in cotto come negli edifici della Banca Popolare di Lodi di Piano, oppure in copertura, con elementi in tegole di varie forme e dimensioni. L'uso del cotto in facciata peraltro conserva quegli aspetti di tradizione propri del mattone a facciavista così ricorrente in alcune aree geografiche del nostro paese. Anche in questo caso la possibilità di produrre elementi leggeri e di spessore ridotto, fino a circa 1.5 cm, ne ha favorito il diffuso impiego per realizzare lo strato esterno di rivestimento di pareti a schermo avanzato.



*Fig. 2.40 : Facciata ventilata della Banca Popolare di Lodi di R. Piano (Lodi, 1999): particolare in prossimità dell'apertura di uscita dell'aria dall'intercapedine e soluzione di copertura*

Nell'esempio citato (Figura 2.40) l'architetto Renzo Piano prosegue e perfeziona una sperimentazione dell'uso del cotto in facciata, già impiegato negli edifici per le Colombiadi (Genova, 1992), nella sede dell'IRCAM (Parigi, 1990) e negli edifici della Postdammer Platz (Berlino, 1999).



*Fig. 2.41 : Facciata ventilata della Banca Popolare di Lodi di R. Piano (Lodi, 1999): particolare di una mattonella e della relativa sottostruttura di aggancio*

### **2.5.3 Piastrelle ceramiche**

Rivestimenti parietali possono essere realizzati con grès porcellanato monocottura, usualmente designato “per le pavimentazioni esterne” considerati gli elevati valori di resistenza meccanica di questo materiale. L’impiego di piastrelle modulari in ceramica smaltata di colore bianco è ricorrente, ad esempio, nelle architetture di Meier, si veda fra tutte la *Sede Centrale di Canal* (Parigi, 1992).



*Fig. 2.42 : Piastrelle ceramiche nei rivestimenti*

#### **2.5.4 Calcestruzzo o Fibrocemento**

Esso può essere impiegato sia nelle soluzioni di facciata in pannelli modulari che nelle soluzioni di copertura in lastre piane o nervate.

Moderne tecniche di produzione di questo materiale (p.e. l'autoclavatura) ha reso possibile realizzare lastre e pannelli di spessore anche di pochi millimetri (comunque non superiore ai 6 cm) e peso ridotto per l'alleggerimento in pasta con materiali di sintesi (p.e. polistirene) o fibre di vetro.



*Fig. 2.43 : Calcestruzzo nei rivestimenti*

#### **2.5.5 Materiali metallici in lastre**

Disponibili in particolari forme e dimensioni e rappresentano una tendenza sempre più diffusa. L'uso di questi materiali è stato preso in prestito da altri settori industriali, primo fra tutti quello aeronautico.

I materiali più utilizzati sono l'alluminio, l'acciaio galvanizzato e laccato, l'acciaio inossidabile, alcune leghe di bronzo, lo zinco, il rame, il titanio, per applicazioni sia in facciata che in copertura. In generale il materiale preferito, soprattutto per l'elevata resistenza alla corrosione che garantisce una maggiore durabilità, è l'acciaio zincato a caldo o inossidabile, nella designazione AISI 316L; materiale, quest'ultimo, suggerito

anche dai codici di pratica per realizzare le orditure metalliche che compongono la sottostruttura di ancoraggio del rivestimento alla struttura portante.

Nel caso delle coperture, il manto, sia esso di carattere discontinuo (elementi posti in opera singolarmente, p.e. tegole in laterizio) o continuo (lamiere in rotoli o fogli di materiale sintetico, p.e. manti bituminosi), è realizzato con gli stessi materiali costituenti il rivestimento delle facciate in elementi opportunamente conformati, tegole o lastre di varie dimensioni (p.e. tegole in laterizio, calcestruzzo o fibrocemento, lastre metalliche in alluminio, acciaio o zinco).



*Fig. 2.44 : Metalli nei rivestimenti*

# 3 QUADRO NORMATIVO

## 3.1 Normativa Tecnica sulle pareti ventilate

La normativa nazionale non tratta dettagliatamente ed in modo organico il sistema costruttivo rappresentato dalle pareti ventilate; esistono tuttavia numerose norme tecniche sulla classificazione e le caratteristiche dei materiali utilizzati per realizzare lo strato di rivestimento esterno e sui sistemi di fissaggio meccanico utilizzati per ancorare lo strato esterno alla struttura portante.

A queste si aggiungono norme “*complementari*” in tema di progettazione (**legge Merloni**), sicurezza delle costruzioni (progettazione strutturale e antisismica), risparmio energetico (**legge 10/91**), requisiti fisico-tecnici ambientali (acustici ed illuminotecnici) e qualità del processo edilizio.

Per i materiali da costruzione costituenti i vari strati della parete si può fare riferimento alle norme tecniche di prodotto che ne descrivono le caratteristiche geometriche e fisiche, i metodi di prova e i criteri di accettazione.

Per brevità si rimanda alle pubblicazioni dei vari enti normatori (p.e. ASTM, BS, CSTB, DIN, UNI) ed alla manualistica della letteratura specializzata. Trattandosi anche di materiali innovativi o tradizionali ma posti in opera in modo innovativo, in certi casi le norme tecniche sono in fase di studio o inchiesta pubblica (p.e. per la determinazione di certe caratteristiche fisico-meccaniche di prodotti lapidei, lastre in fibrocemento e lastre metalliche).

Fra le principali norme sulla classificazione e i criteri di accettazione del prodotto possono citarsi, a titolo di esempio:

- per i materiali lapidei le norme [UNI 8458, 1983; UNI 9725, 1990];
- per i rivestimenti ceramici le norme [UNI EN 87, 1992; UNI EN 163, 1992];
- per gli ancoraggi metallici ad espansione [UNI 9811, 1991];
- per i tasselli di fissaggio [direttiva ICITE, 1992].
- [UNI U32.04.15.30, 2000] un progetto di norma italiana sulla progettazione, l'esecuzione e la manutenzione dei sistemi di ancoraggio dei rivestimenti di facciata

a montaggio meccanico che si affianca, nel panorama europeo, ad analoghe guide progettuali dei principali enti normatori nazionali e di enti internazionali.

- Nell'ambito della normativa internazionale sembra opportuno ricordare le norme [ASTM C1242 e C1354, 1996; BS 8298, 1994; CSTB, 1999; DIN 18516/3, 1990] contenenti linee guida per la progettazione e l'installazione di pareti ventilate, corredate di esempi e dettagli tecnici. Occorre precisare tuttavia che, fatta eccezione per la norma francese [CSTB, 1999] sulle regole generali per i sistemi di facciata leggeri, tutte le altre trattano soltanto il caso dei rivestimenti lapidei e dei relativi sistemi di ancoraggio.

Le pareti ventilate, in genere le pareti a schermo avanzato, possono essere definite leggere per i pesi ridotti dei materiali che costituiscono lo strato esterno di rivestimento: piastrelle ceramiche  $30\div 35$  kg/m<sup>2</sup>, lastre in calcestruzzo o fibrocemento  $20\div 90$  kg/m<sup>2</sup> (compreso il peso della sottostruttura di ancoraggio), rivestimenti metallici da  $2\div 3$  kg/m<sup>2</sup> fino a circa 30 kg/m<sup>2</sup>.

- Le abitazioni leggere e le facciate leggere, anche ventilate, furono definite dall'Unione Europea per l'Agrément tecnico delle costruzioni “*UEAtc*” alla fine degli anni sessanta [ICITE-CNR, 1965 e 1968].
- Nelle Direttive citate si definiscono leggere quelle facciate realizzate con materiali che abbiano peso inferiore a 100 kg/m<sup>2</sup> quali, p.e.: metalli, materie vetrose, fibrose, plastiche, completamente diversi dai tradizionali materiali edili impiegati per realizzare murature (laterizio e calcestruzzo). Le abitazioni sono allora definite leggere quando le parti costituenti, in particolare facciate e coperture, sono prevalentemente realizzate con materiali leggeri.

La parete ventilata è indicata nella normativa tecnica nazionale come una possibile soluzione costruttiva conforme per la realizzazione delle pareti perimetrali verticali degli edifici caratterizzate dalla presenza di uno strato di ventilazione [UNI 7959, 1988; UNI 8979, 1987].

- Nel caso delle coperture fra le soluzioni conformi sono previste, nella normativa tecnica e nei codici di pratica per la progettazione, opportuni strati di ventilazione o microventilazione sottotegola [UNI 8178, 1980; UNI 8627, 1984]. In questo caso occorre fare riferimento ai codici di pratica per la progettazione e l'esecuzione di

coperture discontinue realizzati dall'Ente normatore nazionale [UNI 9460, 1989; UNI 10372, 1994] con valore di normativa tecnica prestazionale.

- In una recente revisione della UNI 9460/89 [UNI U32.03.51.10, 1999] è puntualmente descritta la realizzazione dello strato di ventilazione e dello strato di isolamento termico. In particolare per pendenze di 30-35% e lunghezze di falda di circa 7 m, usuali nella situazione italiana, lo spessore minimo da adottare per intercapedini “efficaci nella riduzione del flusso termico in clima estivo” sono dell'ordine di 6 cm netti al di sotto della listellatura di fissaggio (nel caso in cui l'intercapedine sia in comunicazione con la listellatura). In generale, lo spessore dell'intercapedine non deve essere inferiore a 4 cm, altrimenti si passa al caso della microventilazione. Il progetto di norma stabilisce che l'intercapedine deve essere priva di listellature o altri ostacoli trasversali al flusso d'aria ed essere provvista di adeguate sezioni di ingresso e uscita per garantire un continuo ricambio d'aria, la norma suggerisce aperture maggiori o uguali a 400 cm<sup>2</sup> per ogni metro lineare della copertura.
- In particolare, per quanto riguarda la resistenza termica di pareti e coperture ventilate, una recente norma internazionale [UNI EN ISO 6946, 1999] fornisce utili indicazioni di carattere progettuale nei vari casi in cui l'intercapedine risulti non ventilata (chiusa), debolmente ventilata e fortemente ventilata. L'intercapedine si considera non ventilata quando le aperture verso l'ambiente esterno non sono disposte in modo tale da permettere l'instaurarsi di un flusso d'aria attraverso l'intercapedine stessa e la loro superficie non sia superiore a 500 mm<sup>2</sup> per metro di lunghezza (intercapedine verticale) o 500 mm<sup>2</sup> per metro quadrato di superficie (intercapedine orizzontale). Per debolmente ventilata si intende una intercapedine con aperture comprese tra 500 mm<sup>2</sup> e 1500 mm<sup>2</sup> per metro di lunghezza (intercapedine verticale) o per metro quadrato di superficie (intercapedine orizzontale). Infine sono fortemente ventilate quelle intercapedini che presentano aperture con superfici superiori a 1500 mm<sup>2</sup>.

Recenti provvedimenti legislativi regionali [*Regione Lombardia, 1995; Regione Veneto, 1996; Regione Puglia, 1998; Regione Basilicata, 2000; Regione Umbria, 2000*] favoriscono incrementi volumetrici, nei casi di nuove costruzioni o di recupero edilizio

(esclusa la manutenzione ordinaria), se questi contribuiscono “al miglioramento dei livelli di coibentazione termica, acustica o di inerzia termica”, si pensi ad un eventuale isolamento “a cappotto” dell’edificio o all’applicazione di strati di rivestimento esterni per realizzare una intercapedine ventilata.

Per esempio nella recentissima legge regionale [**Regione Umbria, 2000**], sono ammessi extra spessori murari fino a 30 cm eccedenti i 30 cm di spessore “al finito” delle pareti esterne non computabili ai fini del calcolo della volumetria urbanistica e della superficie coperta, qualora le soluzioni adottate contribuiscano “al miglioramento del comfort ambientale degli edifici, al risparmio energetico ed alla riduzione delle emissioni inquinanti nell’ambiente”.

La sezione muraria, nel caso di pareti ventilate, può includere intercapedini d’aria con uno spessore massimo ammissibile di 20 cm, purché vengano dimostrate, con una specifica relazione redatta da un tecnico competente, le finalità e le funzionalità di questa soluzione. Si osservi che, rispetto agli altri, quello della Regione Umbria è l’unico provvedimento legislativo a citare espressamente le pareti ventilate e ad ammettere extra spessori murari di 30 cm, tutti gli altri ammettono extra spessori massimi di 25 cm.

Un prossimo decreto (attualmente in fase di pubblicazione), *attuativo dell’art.4, comma 1, della Legge 10/91*, dovrebbe prevedere un’analogia agevolazione limitatamente alle pareti esterne ed ai casi di nuova edificazione o ristrutturazione (sono escluse la manutenzione ordinaria e straordinaria e gli interventi di restauro e risanamento conservativo).

In tale decreto, tra l’altro, per tenere conto degli effetti di inerzia termica, viene introdotta la massa per unità di area frontale,  $M_{fr}$ , definita come la massa della porzione di parete interna allo strato isolante; nel caso di strutture omogenee la  $M_{fr}$  viene assunta pari alla metà della massa totale. Pertanto, in fase di ristrutturazione, l’applicazione ad una parete preesistente di tipo tradizionale, non isolata termicamente, di uno strato di ventilazione con relativo isolante in aderenza alla parete, comporta un notevole incremento del valore di  $M_{fr}$ .

## 3.2 Normativa Tecnica sui pannelli fotovoltaici

Il tema dell'efficienza del sistema energetico e del suo sviluppo tecnologico è al centro delle più recenti politiche energetiche dell'Unione europea. I cambiamenti climatici in atto e la crisi degli approvvigionamenti di combustibili fossili tradizionali mettono a rischio la sicurezza degli stessi e impongono l'urgenza di nuove strategie, che trasformino il sistema attuale in uno più sostenibile dal punto di vista ambientale, industriale ed economico.

La nuova politica energetica europea che guarda al 2020 insiste, pertanto, sull'adozione di strategie fondate sulla cooperazione tra paesi membri e finalizzate alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento, all'efficienza energetica e alla riduzione delle emissioni di gas serra.

### 3.2.1 Norme Europee

Sulla scorta degli accordi raggiunti nel mese di dicembre del 2008 al fine di contrastare gli effetti derivanti dai cambiamenti climatici, il Consiglio europeo e il Parlamento europeo hanno emanato la **direttiva “3/04/2009 n. 2009/28/CE – Promozioni dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE**; tale direttiva costituisce il cosiddetto “ *Pacchetto clima-energia*” – anche noto come “Pacchetto 20-20-20 al 2020” – che ha essenzialmente confermato le linee di intervento delineate dal Consiglio europeo nel marzo 2007 e che rappresenta la proposta europea, autorevole e credibile, di revisione e integrazione del Protocollo di Kyoto ai negoziati internazionali di Copenaghen sul clima (dicembre 2009).

Il pacchetto prevede, tramite sforzi congiunti dei paese membri Ue-27, una serie di azioni e proposte volte al conseguimento dei seguenti obiettivi:

- ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 20% rispetto al 1990, con la possibilità di incrementare tale quota sino al 30% in caso di accordo internazionale;
- produrre almeno il 20% dei consumi lordi finali di energia da fonti rinnovabili;
- garantire che almeno il 10% dei consumi di combustibile nel settore dei trasporti sia soddisfatto da biocarburanti.

Rispetto a quanto inizialmente varato dal Consiglio europeo nel marzo 2007, sembrerebbe essere venuto meno l'ulteriore obiettivo, allora previsto, relativo alla riduzione del 20% dei consumi di energia; in realtà, tale obiettivo di efficienza energetica, è direttamente implicito negli altri due (riduzione del 20% emissioni di gas serra e incremento del 20% di energia da fonti rinnovabili), in quanto l'efficienza energetica, più che un obiettivo, costituisce uno strumento per il raggiungimento della quota sulle fonti rinnovabili e per la riduzione delle emissioni che alterano il clima.

Con riferimento al secondo obiettivo del pacchetto clima-energia, relativo allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia nei settori della produzione elettrica, dei trasporti e del residenziale (riscaldamento e raffreddamento), particolarmente interessanti sono le forme di flessibilità previste al fine di incoraggiare la collaborazione strategica tra gli stati membri.

La nuova direttiva prevede la possibilità di:

- stipulare tra paesi membri accordi per il cosiddetto “trasferimento statico” da uno stato membro all'altro di una determinata quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili; un paese membro, cioè che produce energia da fonti rinnovabili in quantità superiore al proprio target può trasferire una parte a un altro stato comunitario con il quale ha stipulato un accordo strategico;
- realizzare tra stati membri progetti congiunti che prevedono l'attribuzione a ciascuno di essi di quote parti di energia prodotta da fonti rinnovabili nell'ambito dei progetti stessi;
- riconoscere, ai fini del conseguimento dell'obiettivo, quote di energie prodotta da fonti rinnovabili nell'ambito di progetti di cooperazione tra uno o più stati membri con uno o più paesi terzi, purché la relativa quota di energia sia effettivamente consumata nel territorio comunitario.

La ripartizione "equa" degli obiettivi tra i paesi membri, basata sul criterio del valore del PIL pro capite, prevede per l'Italia un impegno significativo; il nostro paese ha l'obiettivo, da raggiungere entro il 2020, di produrre da fonti rinnovabili almeno il 17% dei propri consumi totali di energia. Si consideri che, nell'anno 2005, anno assunto dalla direttiva 2009/28/CE come riferimento più recente per il quale si dispone di dati affidabili sulle quote nazionali di energia da fonti rinnovabili, l'Italia si attestava su una quota pari al 5,2%.

Gli obiettivi fissati costituiscono, sia per il nostro paese sia per gli altri stati membri, una sfida non indifferente, che implica un profondo processo di trasformazione della produzione e del consumo di energia, soprattutto elettrica, su tutto il territorio comunitario; se tale processo di rivoluzione energetica si svilupperà realmente richiamando istituzioni, imprese e cittadini a un maggior senso di responsabilità e a una maggiore consapevolezza nell'uso dell'energia, tali obiettivi costituiranno un importante volano per lo sviluppo economico e occupazionale.

Il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili per il soddisfacimento di una parte significativa dei fabbisogni energetici comunitari è considerato uno strumento irrinunciabile, poiché tali fonti possono contribuire tanto al contenimento dei cambiamenti climatici quanto alla diversificazione delle fonti energetiche primarie, nonché alla crescita industriale e all'aumento dell'occupazione. Il potenziale di sviluppo è straordinariamente elevato ma, al tempo stesso, è attualmente sottoutilizzato.

Per raggiungere l'obiettivo prefissato sarà necessario attuare azioni concrete nel settore che più di altri utilizza queste fonti: la produzione di energia elettrica.

### **3.2.1.1 Cessione dell'energia**

L'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, a seconda della tipologia di fonte e della potenza degli impianti di produzione, secondo quanto previsto dall'**art. 13, commi 2 e 3 del Dlgs 29 dicembre 2003, n. 387** può essere ceduta alla rete tramite: vendita della stessa mediante contratti bilaterali o borsa elettrica; adesione al cosiddetto "*Ritiro dedicato*" alle condizioni tecnico-economiche previste dalla deliberazione **AEEG**

**n. 280/07**, integrata e modificata dalla deliberazione **AEEG ARG/elt n. 107/08** (AEEG - Autorità per l'energia elettrica e per il gas).

La procedura del Ritiro dedicato consiste nella cessione fisica dell'energia al gestore della rete elettrica cui l'impianto è connesso e in una sua valorizzazione commerciale sulla base di una convenzione annuale, tacitamente rinnovabile, stipulata tra il produttore e il GSE (Gestore servizi elettrici).

La valorizzazione può avvenire mediante il riconoscimento di prezzi minimi garantiti. Tali prezzi minimi sono stabiliti dall'AEEG per scaglioni progressivi, riferiti all'anno solare e aggiornati annualmente applicando, ai valori in vigore nell'anno precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT.

### **3.2.1.2 Scambio sul posto**

Il regime di Scambio sul posto consiste nella possibilità di prelevare dalla rete energia elettrica e consumarla in un tempo differente da quello nel quale si è realizzata la produzione e, quindi, l'immissione di energia nel sistema elettrico. Per quanto concerne gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, possono accedere a tale regime, regolamentato dalla deliberazione **AEEG ARG/elt n. 74/08** entrata in vigore il 1° gennaio 2009, quelli di potenza nominale media annua non superiore a 20 kW e quelli, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, di potenza nominale media annua superiore a 20 kW e sino a 200 kW.

Il GSE è il soggetto attuatore a livello nazionale per la gestione economica del servizio di Scambio sul posto.

### **3.2.1.3 Certificati verdi**

I Certificati verdi costituiscono un sistema di incentivazione, introdotto dall'**art. 11 del Dlgs 16 marzo 1999, n. 79**, basato sull'obbligo, a carico di produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti convenzionali, di produzione e immissione in rete di una predefinita quota di energia generata da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Produttori e importatori possono adempiere al predetto obbligo anche acquistando da altri produttori i suddetti Certificati verdi, comprovanti la produzione della quota equivalente. I produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, pertanto, al ricavo derivante dalla vendita dell'energia prodotta, aggiungono la remunerazione di mercato dovuta alla vendita dei Certificati verdi.

Tale meccanismo è stato profondamente trasformato e aggiornato dalla **legge 24 dicembre 2007, n. 244** (*Legge finanziaria 2008*) e reso operativo dal **Dm 18 dicembre 2008**.

Oggi, i Certificati verdi hanno un valore unitario pari a 1 MWh e sono emessi esclusivamente dal **GSE**; per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 sono emessi in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica incentivabile per opportuni coefficienti moltiplicativi differenziati per tipologia di fonte rinnovabile. La durata dell'incentivazione è pari a 15 anni per l'energia prodotta da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007, mentre rimane fermo il termine di 12 anni per quelli entrati in esercizio in data antecedente.

I Certificati verdi sono oggetto di compravendita sia attraverso una piattaforma di negoziazione costituita presso il GME (Gestore del mercato elettrico), sia mediante contrattazione bilaterale.

#### **3.2.1.4 Conto Energia**

Il Conto energia è un meccanismo di incentivazione tariffaria dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici, di durata ventennale tale da garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento, e di esercizio dell'impianto (**art. 7 del Dlgs n. 387/2007**).

La tariffa riconosciuta varia in relazione alla taglia degli impianti e al loro grado di integrazione architettonica.

Esso è, oggi, regolamentato dal **Dm 19 febbraio 2007** (*nuovo Conto energia*) e dai **Dm 28 luglio 2005** e **Dm 6 febbraio 2006** (*vecchio Conto energia*).

Anche gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici godono di una tariffa incentivante, aggiuntiva al prezzo di vendita dell'energia prodotta; criteri e modalità sono riportati nel **Dm 11 aprile 2008**.

### **3.2.1.5 Tariffa Omnicomprensiva**

Il sistema della tariffa omnicomprensiva è l'ultimo, in ordine temporale, dei meccanismi di incentivazione previsti nel nostro paese.

Tale meccanismo è stato introdotto dalla **legge 24 dicembre 2007, n. 244** (*Legge finanziaria 2008*) e reso operativo dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008; esso prevede, in alternativa al meccanismo dei Certificati verdi e per gli impianti di potenza sino a 1 MW (sino a 200 kW se eolici), il riconoscimento al produttore di energia elettrica immessa in rete e prodotta da fonti rinnovabili di una tariffa fissa e unica [Euro/MWh], differenziata per tipologia di fonte, comprensiva sia, del valore dell'incentivo sia del ricavo per la vendita dell'energia prodotta.

### **3.2.2 Norme Nazionali**

La normativa che regola la progettazione e la realizzazione degli impianti fotovoltaici in Italia è complessa e disomogenea.

Secondo quanto disposto dall'**art. 117 della Costituzione della Repubblica Italiana**, la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia è una materia concorrente tra stato e regioni, quindi, mentre lo stato formula le norme di carattere generale, alle regioni spetta l'emanazione della legislazione di dettaglio, nel rispetto dei principi dettati dallo stato.

L'ultimo Piano energetico nazionale (PEN) risale 1988 e appare ormai superato, rendendo pertanto evidente la mancanza di una pianificazione energetica sul territorio italiano.

Con l'**art. 5 della legge n. 10/1991** è stato successivamente introdotto l'obbligo per le regioni di dotarsi di uno specifico Piano energetico regionale, in attuazione di quello nazionale.

La *direttiva 2001/77/CE*, recepita **in Italia dal n. 387/2003**, definisce la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili obiettivo altamente prioritario e stabilisce l'obbligo, per gli stati europei, di adottare misure appropriate atte a promuovere l'aumento del consumo di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili perseguendo gli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

A seguito dell'emanazione di questa direttiva, hanno quindi preso inizio numerose normative nazionali per regolare la progettazione, l'installazione, la connessione e l'incentivazione degli impianti fotovoltaici, seguite poi da una moltitudine normative regionali che rendono a complessa, onerosa e non omogenea sul territorio nazionale la procedura per la realizzazione dei suddetti impianti.

È proprio, infatti, alla laboriosità della fase di autorizzazione e al coinvolgimento, talvolta, di numerose e diverse amministrazioni che si possono imputare la cause per cui lo sviluppo del fotovoltaico stenta in Italia.

Occorre quindi semplificare e snellire le procedure amministrative e, possibilmente, uniformare, le diverse normative emanate dagli enti pubblici coinvolti al fine di rendere più fattibile e meno onerosa la realizzazione degli impianti fotovoltaici, nella consapevolezza vera della loro prioritaria necessità e urgenza per fronteggiare le attuali problematiche ambientali e la crisi di approvvigionamento di combustibili fossili.

Anche se in ritardo rispetto a molti stati membri dell'Unione europea, si sta forse iniziando a percorrere la giusta strada verso la determinazione di precisi obiettivi e chiare regole.

La **legge 23 luglio 2009, n. 99**, *recante Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, stabilisce infatti che il Ministero dello sviluppo, economico predisponga un "Piano straordinario per l'efficienza e il risparmio energetico" entro il 31 dicembre 2009, al fine di accelerare e assicurare l'attuazione dei programmi per l'efficienza e il risparmio energetico e, entro il 15 agosto 2010, definisca, con proprio decreto, norme, criteri e procedure standardizzate che le amministrazioni responsabili adottino ai fini dell'individuazione delle risorse rinnovabili disponibili e dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio delle diverse tipologie di impianti che utilizzano le fonti rinnovabili di energia, a esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici con potenza superiore a 10 MWe.

### 3.2.2.1 DLGS 29/12/2003, n. 387

Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, pubblicato sulla Guri n. 25 del 31 gennaio 2004, rappresenta la principale norma di riferimento nel settore delle fonti energetiche rinnovabili. Il decreto recepisce e attua la direttiva 2001/71/CE, relativa alla Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità ed è finalizzato a promuovere le fonti energetiche rinnovabili e a semplificarne le procedure amministrative. Il testo del decreto è stato modificato da successive disposizioni, tra cui la legge n. 244/2007 (Legge finanziaria 2008) e, in ultimo, la legge n. 99/2009.

Attraverso il decreto, il legislatore:

- classifica gli impianti fotovoltaici come impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (art. 2, comma 1, lettera c);
- indica gli obiettivi nazionali e le misure di promozione atte a incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (art. 3);
- estende a tutte le fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW la disciplina dello Scambio sul posto (art. 6 - il comma 2 dell'art. 6 è stato modificato dalla legge n. 99/2009, la quale elimina il divieto di vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Scambio sul posto);
- introduce in Italia il sistema di incentivazione in "Conto energia" per il fotovoltaico, prevedendo una speciale tariffa incentivante che valorizza l'energia elettrica prodotta dagli impianti, in modo tale da garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio (art. 7);
- invita le regioni ad adottare proprie misure per promuovere l'aumento del consumo di elettricità da fonti rinnovabili, compatibili e aggiuntive a quelle nazionali, tenendo conto delle risorse sfruttabili sul proprio territorio (art. 10);
- definisce le opere di realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili "di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti" (art. 12, comma 1);

- introduce l'Autorizzazione unica rilasciata dalla regione o dalle province delegate per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (art 12, commi 3, 4, 6 - gli impianti per cui non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione non sono soggetti ad Autorizzazione unica);
- stabilisce che per gli impianti fotovoltaici non soggetti ad Autorizzazione unica, con potenza nominale inferiore a 20 kWp, si applica la Denuncia di inizio attività e che possono essere individuate maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la medesima disciplina della DIA (art 12, comma 5);
- prevede che in una conferenza unificata si approvino le linee guida per lo svolgimento del procedimento relativo all'Autorizzazione unica e che, in attuazione di tali linee guida, è possibile per le regioni indicare le aree e i siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti (art. 12, comma 10);
- stabilisce che gli impianti possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici, tenendo conto delle disposizioni in materia di sostegno del settore agricolo (art. 12, comma 7);
- definisce le modalità di immissione nel sistema elettrico dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, distinguendo tra impianti di potenza uguale o superiore a 10 MVA e impianti di potenza inferiore a 10 MVA (art. 13);
- richiede all'AEEG specifiche direttive che stabiliscano regole unitarie di connessione alla rete elettrica a cui tutti i gestori di rete devono attenersi, contenenti modalità e tempistiche di realizzazione delle connessioni tali da facilitare l'accesso alla rete elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili con tensione nominale superiore a 1 kV, la cui connessione è ritenuta prioritaria (art. 14);
- incentiva campagne di informazione e comunicazione a sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia (art. 15);
- istituisce l'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica negli usi finali dell'energia, composto da non più di venti esperti in materia con il

compito di svolgere attività di monitoraggio e consultazione sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza negli usi finali dell'energia (art 16).

### **3.2.2.2 ART. 12 del DLGS N. 387/2003 e S.M.I.: Autorizzazione Unica**

L'art. 12 del Dlgs n. 387/2003 è di fondamentale importanza, poiché delinea una procedura semplificata per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili: l'autorizzazione unica rilasciata dalla regione componente o dalle province delegate dalla stessa regione. A tal fine viene convocata dalla regione o dalla provincia, entro 30 giorni dalla data di ricevimento della domanda, una Conferenza dei servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate che danno vita a un procedimento unico svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modificazioni e integrazioni. Il procedimento autorizzativo deve concludersi entro massimo 180 giorni.

La Conferenza dei servizi garantisce un dialogo le amministrazioni coinvolte nel progetto al fine di verificarne, in un'unica sede, la completezza della documentazione prodotta e consegnata e il rispetto di tutti i parametri di valutazione. Rende possibile anche un confronto tra le stesse amministrazioni per individuare la soluzione ottimale nel caso in cui il progetto sia in contrasto con uno o più parametri. Le richieste di modifiche progettuali necessarie per l'ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione dell'intervento devono comunque sempre essere adeguatamente motivate e devono tenere conto di eventuali aggravamenti dei costi di realizzazione a carico del richiedente. Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché delle opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, sono infatti considerate “di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti”, secondo quanto disposto dall'art 12, comma 1, del Dlgs n. 387/2003. Nel corso del procedimento e comunque prima dell'autorizzazione, il proponente deve dimostrare la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto.

Nel caso in cui sia richiesta la VIA (Valutazione di impatto ambientale), la Conferenza dei servizi si esprime solo dopo aver acquisito la Valutazione medesima.

L'Autorizzazione unica costituisce, ove occorre, variante allo strumento urbanistico.

Un altro comma importante dell'art. 12 è il 6, il quale stabilisce che l'Autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province, escludendo quindi i comuni. La normativa prevede quindi che il comune di competenza possa richiedere al produttore misure di compensazione a suo favore per il rilascio dell'autorizzazione e che le stesse possano essere liberamente pattuite.

L'art. 12 del decreto stabilisce infine, al comma 10, che le linee guida per lo svolgimento del procedimento autorizzativo vengano approvate da una Conferenza unificata, su proposta del Ministro delle attività produttive (oggi dello sviluppo economico) di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Ministro per i beni e le attività culturali e che, in attuazione di tali linee guida, le regioni possano procedere all'indicazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche fide tipologie di impianti.

### **3.2.2.3 1° Conto Energia: D.M. DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE 28/07/2005**

Il DM 28 luglio 2005, pubblicato sulla Guri n. 181 del 5 agosto 2005, stabilisce *i Criteri per*

*l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare* e ha avviato in Italia il primo periodo di incentivazione in "Conto energia" per gli impianti fotovoltaici (primo Conto energia).

A decreto prevedeva tariffe incentivanti il cui valore era distinto per taglia d'impianto: da 1 a 20 kWp, da 20 a 50 kWp e da 50 a 1.000 kWp. Venivano esclusi dall'incentivo i moduli fotovoltaici a film sottile. Le richieste di accesso alle tariffe incentivanti dovevano essere inviate prima della realizzazione dell'impianto, le tariffe venivano corrisposte per un periodo di vent'anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed era previsto un limite massimo incentivabile sia di potenza per impianto (1000 kWp) sia di potenza totale cumulativa (100 MW). Per gli impianti di potenza superiore a 50 kWp era prevista l'attribuzione degli incentivi attraverso un sistema di gara con una tariffa massima stabilita.

Le disposizioni contenute nel decreto continuano ad applicarsi esclusivamente agli impianti che hanno acquisito, entro il 2006, il diritto, alle tariffe incentivanti.

#### **3.2.2.4 D.M. DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE 6/02/2006**

DM 6 febbraio 2006, pubblicato sulla Guri n. 38 del 15 febbraio 2006, ha introdotto alcune modifiche al Dm 28 luglio 2005, per esempio l'aumento del limite di potenza cumulativa incentivabile suddiviso negli anni, l'ammissione all'incentivo degli impianti realizzati con moduli fotovoltaici a film sottile e l'incremento del 10% della tariffa incentivante per impianti integrati negli edifici.

#### **3.2.2.5 2°Conto Energia: D.M. DELLO SVILUPPO ECONOMICO 19/02/2007**

DM 19 febbraio 2007, pubblicato sulla Guri n.45 del 23 febbraio 2007 e parzialmente modificato dal Dm 2 marzo 2009, stabilisce i criteri e le modalità per incentivare la produzione di energia mediante conversione fotovoltaica della fonte solare in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, dando avvio al secondo periodo del Conto energia, per questo motivo definito anche "Nuovo Conto Energia". Il decreto introduce parecchie novità, per esempio la modalità di accesso alle tariffe incentivanti, che avviene mediante richiesta da inviare a seguito della realizzazione dell'impianto, la differenziazione delle tariffe incentivanti per taglia d'impianto e livello di integrazione architettonica, gli incrementi tariffari previsti per alcune tipologie di impianti, l'assenza di limiti annui di potenza incentivabile, ma solo un limite massimo di 1.200 MW di potenza cumulativa.

Si tratta del decreto a cui, a oggi, occorre far riferimento se si decide di installare un impianto fotovoltaico con potenza non inferiore a 1 kW<sub>p</sub> connesso alla rete elettrica.

#### **3.2.2.6 3°Conto Energia: D.M. DELLO SVILUPPO ECONOMICO 24/08/2010**

È del 24 agosto 2010 la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale (n. 197) del testo definitivo del nuovo provvedimento che doveva incentivare il FV nel periodo 2011-2013; ma è stato valido fino al 31/5/2011.

Il testo ufficiale del decreto è lo stesso sottoposto e approvato il 9 luglio 2010 durante la

Conferenza Unificata Stato-Regioni nel quale sono state prese in esame le riduzioni tariffarie, le tipologie d'impianto incentivabili, la potenza cumulativa e i premi previsti per impianti particolari.

Uno degli aspetti principali del nuovo decreto riguarda le diverse riduzioni tariffarie che si succederanno nel corso del periodo di validità e che si sono rese necessarie in quanto il costo degli stessi pannelli fotovoltaici si è ormai ridotto rispetto agli anni scorsi. Nonostante i tagli in programma il livello delle tariffe resterà buono e garantirà sicuramente la convenienza degli investimenti negli impianti, siano essi residenziali o industriali.

Nel 2011 si è portato tre riduzioni delle tariffe ogni 4 mesi programmate per rendere più soft il passaggio ed evitare la corsa a fine anno come accaduto con il 2° Conto Energia. Per il 2012-2013 ci sarà invece una riduzione del 6% annuo, aspetto che si traduce in un vantaggio per il consumatore che, grazie al contenimento degli oneri di sistema, non risentirà più della loro ricaduta sulla propria bolletta elettrica.

In linea generale la riduzione delle tariffe sarà più contenuta per gli impianti di piccola dimensione e crescerà gradualmente per quelli di potenza maggiore.

Parallelamente sono state individuate anche sei classi di potenza e per ognuna di esse è stata individuata la relativa tariffa: da 1 a 3 kW, da 3 a 20 kW, da 20 a 200 kW, da 200 a 1000 kW, da 1000 a 5000 kW e oltre 5000 kW (Tabella 3.1).

Intervallo di potenza [KW]	Impianto entrato in funzione dal 31/12/2010 al 30/4/2011 [€/KWh]		Impianto entrato in funzione dal 01/05/2010 al 31/8/2011 [€/KWh]		Impianto entrato in funzione dal 01/9/2011 al 31/12/2011 [€/KWh]	
	Impianti PV in edifici	Altri Impianti PV	Impianti PV in edifici	Altri Impianti PV	Impianti PV in edifici	Altri Impianti PV
1-3	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
3-20	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
20-200	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
200-1000	0,355	0,314	0,355	0,303	0,314	0,266

Intervallo di potenza [KW]	Impianto entrato in funzione dal 31/12/2010 al 30/4/2011 [€/KWh]		Impianto entrato in funzione dal 01/05/2010 al 31/8/2011 [€/KWh]		Impianto entrato in funzione dal 01/9/2011 al 31/12/2011 [€/KWh]	
	Impianti PV in edifici	Altri Impianti PV	Impianti PV in edifici	Altri Impianti PV	Impianti PV in edifici	Altri Impianti PV
1000-5000	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
>5000	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

*Tab. 3.1: Tariffe incentivanti del 3° Conto Energia*

Come per il decreto precedente anche la nuova edizione del Conto Energia garantirà una tariffa incentivante per i 20 anni successivi al collegamento dell'impianto stesso, sia esso di proprietà di persone fisiche, giuridiche, soggetti pubblici o condomini.

È stata confermata la semplificazione delle tipologie d'impianto che potranno godere degli incentivi: impianti su edifici e impianti a terra, abbandonando la precedente classificazione fatta in base all'integrazione architettonica del sistema.

Grazie al nuovo decreto incentivante verranno assegnati anche premi del 5% in base alle aree in cui sorgerà il sistema: discariche, cave, ex aree industriali, siti da bonificare.

È previsto inoltre un premio aggiuntivo pari a 5 centesimi di euro per kWh per gli impianti installati in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto.

### **3.2.2.7 4° Conto Energia: D.M. DELLO SVILUPPO ECONOMICO 05/05/2011**

DM 05 Maggio 2011, determina una nuova disciplina delle modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Il quarto Conto Energia pone le basi per lo sviluppo di medio-lungo periodo del comparto, accompagnandolo al raggiungimento dell'autosufficienza economica. Attraverso la razionalizzazione e una progressiva riduzione delle tariffe, sarà possibile controllare e impiegare con maggiore efficacia l'onere a carico di cittadini e imprese.

Il Quarto Conto Energia prevede un nuovo sistema di regolazione automatica del livello degli incentivi in relazione alla potenza installata. Inoltre un tetto di spesa massima ed un registro tenuto dal GSE solo sui grandi impianti (superiori a 1 MWp su tetto e 200 kWp a terra), consentono di limitare i fenomeni speculativi.

La tariffa percepita viene determinata dal momento dell'entrata in esercizio dell'impianto, con la garanzia del rispetto dell'iter di connessione da parte del gestore di rete, in conformità con i tempi e le relative sanzioni previste dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Con questo nuovo sistema si prevede di raggiungere la grid parity, e cioè la competitività della tecnologia, già al 2017.

Il Quarto Conto Energia prevede inoltre una serie di strumenti per rafforzare e potenziare la filiera industriale europea attiva nella produzione di impianti fotovoltaici, quali:

- premi per le installazioni finalizzate alla sostituzione di amianto, per la realizzazione di impianti in aree da bonificare o soggette a recupero ambientale, per i moduli su barriere fonoassorbenti.
- a vantaggio dei consumatori e della qualità del Made in EU, vengono inoltre introdotti determinati requisiti di garanzia, efficienza e innovazione degli impianti, al rispetto dei quali sono previsti livelli di incentivazione più elevati.

Le componenti incentivanti sono diverse, alcune sono specifiche della tipologia di impianto. A grandi linee l'incentivazione si avvale di tre componenti:

- l'incentivo viene corrisposto sulla base della quantità totale di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico. Il meccanismo incentivante avviene tramite l'erogazione di un importo prefissato a fronte di ogni kilowattora (kWh) prodotto dall'impianto, ad un prezzo che supera il prezzo di acquisto della stessa quantità di energia. L'impianto prevede un contatore che misura la quantità di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e su quella base verrà corrisposto l'incentivo.
- L'energia così prodotta, tolta la quota usata in loco, può essere immessa e venduta in rete o utilizzata per compensare i consumi effettivi. Questo ricavo si somma agli incentivi di cui sopra.
- Risparmio sulla bolletta della energia elettrica: l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e consumata direttamente costituisce un mancato prelievo dalla rete di distribuzione, e quindi non pagata dall'utente.

L'erogazione degli incentivi è garantita costante e per un periodo di 20 anni.

Il quarto Conto Energia si applica agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016.

Per ottenere gli incentivi il soggetto responsabile è tenuto a far pervenire al GSE la richiesta di concessione della pertinente tariffa incentivante.

Per il quarto Conto Energia se il periodo fra la data di connessione alla rete dell'impianto fotovoltaico (data di entrata in esercizio) e la data di invio della richiesta di concessione delle tariffe al GSE è: non superiore ai 15 giorni allora il GSE riconoscerà la tariffa vigente riferita alla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico per i 20 anni successivi alla data di connessione dell'impianto alla rete elettrica compreso il periodo intercorso fra la data di entrata in esercizio e la data della richiesta di concessione delle tariffe al GSE; superiore ai 15 giorni allora il GSE riconosce la tariffa vigente riferita alla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico per i 20 anni successivi alla data di connessione dell'impianto alla rete elettrica escluso il periodo intercorso fra la data di entrata in esercizio e la data della richiesta di concessione delle tariffe al GSE. La potenza massima installabile da parte di persone fisiche senza partita IVA è di 20 kWp. Per impianti di taglia superiore è necessaria la partita IVA.

Il quarto Conto Energia prevede **tre classi** di impianto. Le diverse classi, insieme alla potenza, alla tipologia e al momento di entrata in esercizio determinano l'ammontare della tariffa incentivante.

- **Impianti normali:**

- **Piccoli impianti:**

impianti realizzati *su edificio* con potenza non superiore a un MegaWp [1000 kWp];

impianti appartenenti alla categoria "*altri impianti*" con potenza non superiore ai 200 kWp operanti in regime di *Scambio sul Posto*;

impianti realizzati *su edifici* ed aree delle Amministrazioni pubbliche, senza limiti di potenza.

- **Grandi impianti:** impianti fotovoltaici che non appartengono alla definizione di piccoli impianti, quindi principalmente:

impianti fotovoltaici *su edificio* con potenza superiore ad un MWp [1000 kWp];

impianti appartenenti alla categoria "*altri impianti*", non su edificio, anche di potenza non superiore ai 200 kWp in regime di *Ritiro Dedicato*;

impianti appartenenti alla categoria "*altri impianti*", non su edificio con potenza superiore ai 200 kWp.

### **3.2.2.8 5° Conto Energia: D.M. DELLO SVILUPPO ECONOMICO 05/06/2012**

Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Alcuni degli aspetti fondamentali di questo sistema di incentivazione sono:

#### **● L'introduzione della tariffa onnicomprensiva:**

Rispetto alle precedenti versioni del Conto energia, il V introduce il meccanismo della tariffa onnicomprensiva per il fotovoltaico: si tratta di una tariffa che accorpa in sé sia il valore dell'incentivazione sia quello dell'energia ceduta alla rete. La tariffa onnicomprensiva si applica quindi all'energia immessa in rete. L'energia che invece non viene immessa, ma è autoconsumata, godrà di un premio, definito premio per l'autoconsumo. Precedentemente, invece, la tariffa incentivante era applicata su tutta l'energia prodotta dall'impianto, indipendentemente dall'uso che se ne sarebbe fatto (vendita o autoconsumo).

Utilizzando un tecnicismo, il cambiamento che si è avuto è da un sistema di *feed in premium* ad uno *feed in tariff*.

Il valore della tariffa onnicomprensiva e del premio per l'autoconsumo varia in funzione della potenza dell'impianto (vengono premiati gli impianti piccoli) e del sito di installazione (vengono premiati gli impianti su tetto). Tali valori cambiano poi ogni semestre.

Sia la tariffa onnicomprensiva che quella per l'autoconsumo possono essere maggiorate se si realizzano impianti in sostituzione dell'eternit (+0,03 €/kWh) e se si utilizzano materiali europei (+0,02 €/kWh). Le due maggiorazioni sono cumulabili.

Oltre alle tariffe per gli impianti tradizionali, il V Conto energia individua tariffe diversificate anche per gli impianti "innovativi" e per quelli a "concentrazione".

Intervallo di potenza [KW]	Impianto entrato in funzione dal 01/09/2012 al 28/2/213 [€/MWh]				Impianto entrato in funzione dal 01/03/2013 al 31/8/2013 [€/MWh]			
	Impianti PV in edifici		Altri Impianti PV		Impianti PV in edifici		Altri Impianti PV	
	Tariffa Omnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo	Tariffa Omnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo	Tariffa Omnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo	Tariffa Omnicomprensiva	Tariffa premio sull'autoconsumo
1-3	208	126	201	119	182	100	176	94
3-20	196	114	189	107	171	89	165	83
20-200	175	93	168	86	157	75	151	69
200-1000	142	60	135	53	130	48	124	42
1000-5000	126	44	120	38	118	36	113	31
>5000	119	37	113	31	112	30	106	24

*Tab. 3.2: Tariffe incentivanti del 5° Conto Energia*

● **L'importanza di autoconsumare l'energia prodotta:**

Il passaggio dal vecchio sistema al nuovo, basato su tariffa onnicomprensiva e autoconsumo, ha importanti ripercussioni. Infatti diviene molto importante capire quale è la quota di autoconsumo sul totale dell'energia prodotta: maggiore è questo valore, maggiore sarà la redditività dell'impianto. Infatti il premio per l'autoconsumo è inferiore al valore della tariffa onnicomprensiva, ma se lo si somma al valore dell'energia risparmiata (indicativamente intorno a 0,18 €/kWh) diviene decisamente maggiore.

Diviene quindi fondamentale riuscire ad aumentare la quota di autoconsumo al fine di massimizzare la redditività di un impianto. Per farlo, occorre cercare di spostare i propri consumi elettrici nelle ore di funzionamento dell'impianto fotovoltaico, vale a dire nelle ore diurne. Si tratta di un cambiamento negli stili di vita di molte famiglie, abituate ormai a consumare energia elettrica prevalentemente nelle ore serali, al fine di sfruttare il costo ridotto dell'energia elettrica.

● **Accesso alle tariffe incentivanti:**

Si tratta di uno degli aspetti in assoluto più critici del V Conto energia. L'accesso all'incentivazione sarà infatti automatico solo per gli impianti fino a 12 kW e per quelli

fino a 50 kW realizzati in sostituzione dell'eternit. Per gli altri impianti, invece, occorre essere iscritti all'apposito Registro, rientrando nelle graduatorie in posizione tale da rientrare nei seguenti limiti massimi di costo indicativo cumulato annuo degli incentivi. Si tratta di limiti semestrali "di spesa" che tengono conto del costo massimo che l'incentivazione degli impianti fotovoltaici deve avere sulle bollette elettriche. Il sistema, così concepito, non dà sicurezza di avere l'incentivazione, non solo per i grandi impianti, ma anche per quelli di dimensioni ridotte, essendo il limite di 12 kW oggettivamente basso.

#### ● **Durata del V Conto energia e Grid Parity**

Ma l'aspetto forse più inquietante del V conto energia è la sua durata. Autorevoli analisti ipotizzano infatti che i fondi per finanziarlo si esauriranno a breve. Infatti il meccanismo di incentivazione cesserà di applicarsi decorsi 30 giorni solari dalla data in cui si raggiungerà un costo indicativo cumulato degli incentivi di 6,7 miliardi di euro l'anno (comprensivo dei costi impegnati dagli impianti iscritti in posizione utile nei Registri). Attualmente siamo a 6,156 miliardi di euro. Arrivare ai 6,7 miliardi è questione, probabilmente, di pochi mesi: Gianni Silvestrini e IMS research hanno fatto una valutazione simile, ipotizzando la fine del V Conto energia a inizio 2013.

Se finirà il V Conto energia, il fotovoltaico dovrà reggersi in piedi da solo, senza incentivazione. Sarebbe la cosiddetta *grid parity*, cioè il momento in cui l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico avrà lo stesso costo produttivo dell'energia tradizionale, per cui installarsi un impianto fotovoltaico sarà redditizio a prescindere dall'ottenimento di una qualche forma di incentivazione. In alcuni casi particolari, soprattutto per impianti di una certa dimensione realizzati a servizio di aziende nel Sud Italia, questa condizione è, almeno teoricamente, già possibile. Sarà questo, molto probabilmente, il futuro del fotovoltaico.

### **3.2.3 Riassunto Normativa di riferimento per impianti fotovoltaici**

- **Decreto Legislativo n. 387 del 29.12.2003**

Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

- **Decreto Ministeriale del 28.07.2005 – 1° CONTO ENERGIA**

Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

- **Decreto Ministeriale del 06.02.2006**

Conto Energia fotovoltaico - modifiche e integrazioni.

- **Delibera AEEG n 40.06 del 24.02.06**

Modificazione e integrazione alla Deliberazione dell' AEEG n. 188.05 del 14 settembre 2005. Delibera AEEG n. 28/06 del 13.02.2006

Condizioni tecnico/economiche del servizio di Scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 Kw (ai sensi dell'art.6 del Dlg n. 387).

- **DM 19.02.2007 - 2° CONTO ENERGIA**

Testo integrale del Secondo Conto Energia volto a incentivare la produzione di energia elettrica prodotta da conversione fotovoltaica della fonte solare.

- **Delibera n. 90/07 del 13.04.2007**

Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

- **Delibera n.89/07 del 13.04.2007**

Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kW.

- **Delibera n.88/07 del 13.04.2007**

Disposizioni in materia di misura dell'energia prodotta da impianti di generazione.

● **Decreto Ministeriale del 06.08.2010 - 3° CONTO ENERGIA**

Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante fonte fotovoltaica per il triennio 2011-2013.

● **Decreto Ministeriale del 05.05.2011 - 4° CONTO ENERGIA**

Il 4° Conto Energia, valido dal giugno 2011 al 31 dicembre 2016, incentiva lo sviluppo dei sistemi fotovoltaici in Italia.

● **Decreto Ministeriale del 05.06.2012 - 5° CONTO ENERGIA**

Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

# 4 Facciate ventilate fotovoltaiche

## 4.1 L'integrazione dei due sistemi

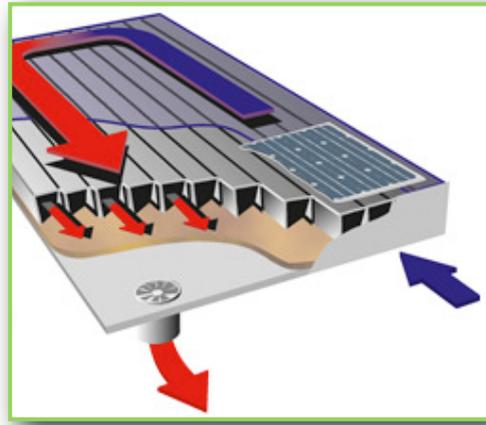


*Fig. 4.1 : Esempio di facciata ventilata fotovoltaica*

L'architettura contemporanea sta dimostrando un'interesse crescente verso le facciate e tetti ventilati e verso i diversi tipi di materiali che li compongono.

Ispirata da questa crescente richiesta, attraverso un sistema di facciata ventilata fotovoltaica, si è in grado di ottenere una soluzione di innegabile valore estetico e imbattibile in termini di isolamento termico e acustico, in grado di produrre elettricità pulita e gratuita grazie al sole.

L'integrazione del fotovoltaico nelle facciate di un edificio indica un progresso significativo nelle applicazioni solari, rappresentando una soluzione tecnologica avanzata per coniugare il risparmio energetico e la produzione di energia elettrica.



*Fig. 4.2 : Esempio di collettore solare ad aria*

In questa configurazione, infatti, il pannello fotovoltaico, non opera solo come una fonte rinnovabile di energia elettrica, ma anche come un contributo alla modifica dell'ambiente interno tramite il riscaldamento dell'aria di ventilazione che può essere immessa negli ambienti interni.

In particolare, è possibile utilizzare collettori solari ad aria per immettere aria calda a temperatura controllata all'interno degli ambienti dell'edificio nei periodi invernali, mentre per i periodi estivi, è possibile utilizzare sistemi di ventilazione forzata per far uscire velocemente l'aria calda mantenendo bassa la temperatura all'interno dell'intercapedine e dell'intero pacchetto murario.



*Fig. 4.3 : Esempio di utilizzo di facciate PV-T nell'architettura contemporanea*

L'elettricità generata dall'impianto può essere convogliata direttamente nella rete e perciò commercializzata ai grandi distributori ed essere allo stesso tempo impiegata per il consumo personale (sistema isolato).

D'altro canto, le misure di involucro termico possono portare a un risparmio compreso tra il 25 e il 40% dell'energia consumata in un edificio.

In base all'orientamento della facciata, dalla posizione dell'edificio e dalla tecnologia fotovoltaica utilizzata, l'energia elettrica generata da un unico metro quadrato di sistema può arrivare a variare tra i 40 e i 200 kWh/anno; energia sufficiente per fornire fino a 10.000 ore di luce di lampadine a basso consumo di 20 W.

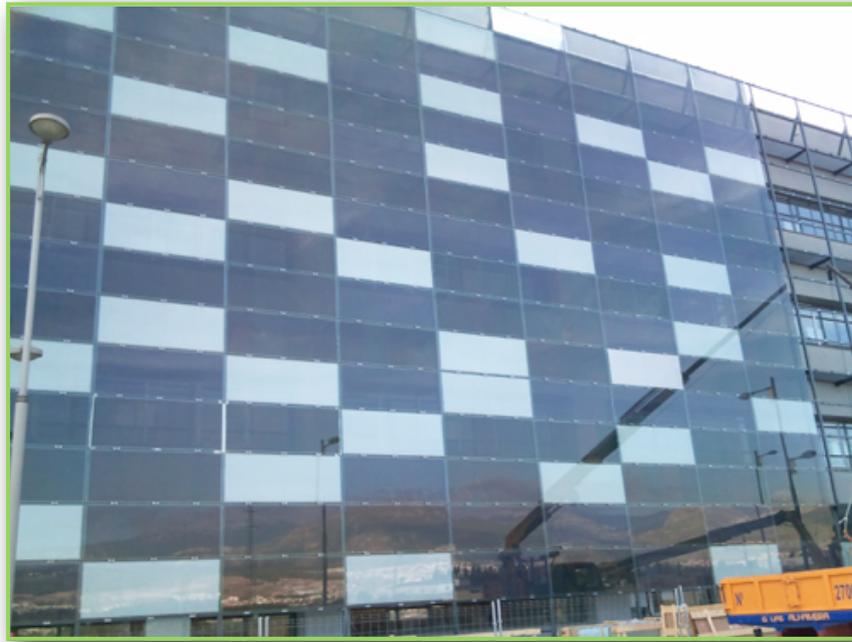
Le facciate ventilate fotovoltaiche soddisfano ottimamente, come mostrato nelle foto riportate, anche le esigenze estetiche più innovative dell'architettura contemporanea.

Oltre agli evidenti vantaggi ambientali, nei paesi in cui la vendita di elettricità è regolamentata e incentivata tramite un premio che deve essere obbligatoriamente versato dall'azienda elettrica, un metro quadrato di tetto ventilato può portare a un beneficio netto di oltre 1000 euro durante la sua vita utile (25 anni).

Dal punto di vista finanziario e in base al tipo di edificio e alla sua posizione, la facciata ventilata fotovoltaica può apportare un ritorno sull'investimento superiore al 25% e un periodo di ammortizzazione eccellente.

I dieci vantaggi chiave di una facciata ventilata fotovoltaica sono:

- Produzione di elettricità;
- Risparmio energetico grazie all'isolamento (fino al 40%);
- Maggiore capacità di isolamento;
- Eliminazione di ponti termici;
- Aumento del confort termico negli interni;
- Riduzione dell'inquinamento acustico;
- Protezione della facciata e del tetto dell'edificio;
- Maggiore produzione di energia in condizioni di bassa luminosità;
- Maggiore produzione di energia in presenza di alte temperature;
- Design innovativo.



*Fig. 4.4 : Center for Genomic and Oncologic Research, Granada (Spagna)*

Le aziende di produzione si occupano di sviluppare la progettualità in maniera personalizzata, in base alle esigenze del singolo intervento.

La progettazione dell'impianto in virtù delle caratteristiche ambientali ed economiche si sviluppa, nel contenimento e nel risparmio energetico, secondo le norme vigenti e l'incentivazione prevista, tale da mettere a confronto i vari conti economici determinandone poi il più vantaggioso.

Dopo aver definito il progetto, le aziende si occupano anche dell'installazione, della gestione e della manutenzione secondo sempre nuovi sistemi di telecontrollo a distanza.

Nel 1990, l'aumento della ricerca sul fotovoltaico termico (PV-T o FV-T) a quanto pare è stata una risposta al degrado ambientale globale e al crescente interesse del settore delle costruzioni verso l'integrazione del fotovoltaico negli edifici (BiPV-T: building integrated PV-T).

Sono state esaminate anche le caratteristiche di raffreddamento di sistemi alternativi ai BiPV, da gruppi di ricerca differenti come Clarke et al., Moshfegh e Sandberg, e Brinkworthetal. Hollick, ha segnalato l'efficienza complessiva quando venivano aggiunte le celle solari sui pannelli solari termici con rivestimenti metallici.

D'altra parte, la combinazione della tecnologia PV-T con una pompa di calore (SAHP) è stata vista come un approccio alternativo per raggiungere una maggiore temperatura di erogazione dell'acqua calda e un miglior raffreddamento del sistema fotovoltaico.

Mediante il ciclo di refrigerazione di Rankine, l'energia solare viene assorbita dall'evaporatore PV-T che opera ad una temperatura inferiore a quella dell'ambiente circostante, e successivamente rilasciata al condensatore raffreddato ad acqua (PV-T/w) ad una temperatura superiore.

L'efficienza della cella è quindi superiore rispetto all'efficacia operativa standard. Il coefficiente di prestazione (COP) della pompa di calore risulta migliore anche a causa della temperatura di evaporazione superiore a quella dell'aria nella pompa di calore stessa.

Sulla base di questo principio di funzionamento, Ito et al. hanno costruito un sistema PVT-SAHP con celle fotovoltaiche in silicio (pc-Si) e pannelli “roll-bond” in alluminio. I risultati sperimentali hanno indicato che il COP della pompa di calore è in grado di raggiungere il valore di 6.0, con la fornitura di acqua calda (40°C) al condensatore.

Si è inoltre trovato che la presenza di celle solari influisce poco le prestazioni termiche del la pompa di calore SAHP, ma la complicazione nel controllo può essere una preoccupazione.

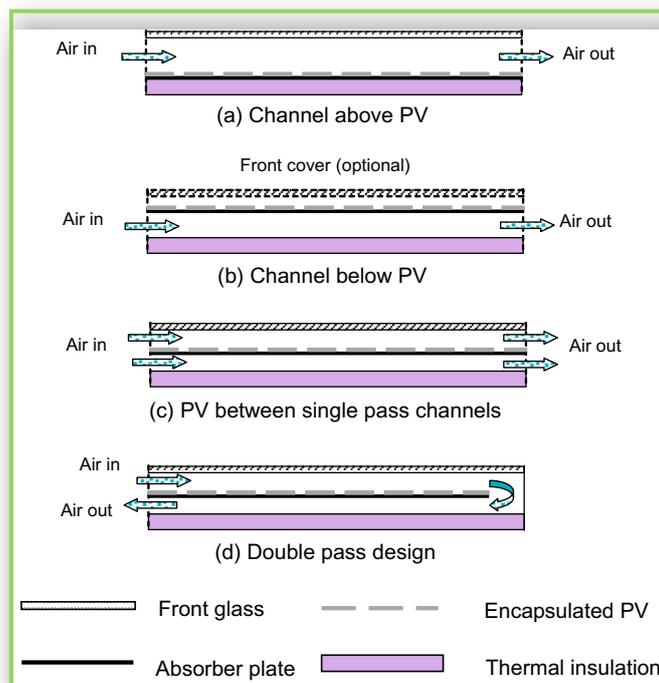
#### **4.1.1 Sviluppi dei sistemi collettori PV–T riportati negli ultimi dieci anni**

##### **4.1.1.1 Collettori PV-T ad aria (PV-T/a)**

Il design del collettore ad aria fornisce una soluzione semplice ed economica per il raffreddamento dei sistemi fotovoltaici e per il riscaldamento dell'aria a diversi livelli di temperatura attraverso il flusso forzato o naturale.

La circolazione forzata è più efficiente della circolazione naturale permettendo un migliore trasferimento di calore convettivo e conduttivo, ma la potenza del ventilatore utilizzata a tale scopo riduce il guadagno netto di energia elettrica.

Hegazy ha effettuato un'approfondita indagine termica, su prestazioni elettriche e idrauliche, in particolare su quattro modalità costruttive di collettori PV-T/a, come mostrato in figura 4.5.



**Fig. 4.5 :** Modalità costruttive dei collettori ad aria (PV-T/a) esaminati

Tra questi figurano:

- **Modo 1:** canale di ventilazione sopra al sistema PV;
- **Modo 2:** canale di ventilazione sotto al sistema;
- **Modo 3:** sistema PV tra i canali Single-Pass (l'aria va in una sola direzione);
- **Modo 4:** sistema PV tra i canali Double-Pass (l'aria torna indietro).

L'analisi numerica ha mostrato che, mentre la modalità 1 ha il più basso rendimento, gli altri tre hanno rendimenti energetici più alti e comparabili.

Inoltre nella modalità 3, in cui è prevista la ventilazione forzata, si considera il consumo minimo per il funzionamento della ventola.

Tripanagnostopoulos et al., hanno condotto test sperimentali all'aria aperta su diverse configurazioni progettuali di sistemi collettori PV-T/a e PV-T/w.

Essi hanno scoperto che per i collettori PV-T/a occorre spendere circa il 5% in più nei costi di produzione rispetto ai moduli fotovoltaici, mentre circa l'8% in più per i sistemi collettori PV-T/w con celle fotovoltaiche in silicio, e circa il 10% quando consideriamo anche i costi dell'intero sistema.

Si è notato che quando i collettori sono disposti in file parallele disposte tra loro ad una distanza tale da evitare ombreggiature, è possibile collocare tra le fila, adiacenti riflettori

diffusi di richiamo a basso costo per aumentare la radiazione ricevuta sulla superficie dei collettori.

Le prove sperimentali hanno mostrato una gamma di resa termica che va dal 38% al 75% per i collettori PV-T/a e dal 55% al 80% per i PV-T/w , sulla base delle misurazioni statali costanti dell'Università di Patra in Grecia

I valori più elevati sono stati ottenuti posizionando anche i riflettori nei collettori.

Mediante l'uso di modelli teorici convalidati, Tonui e Tripanagnostopoulos hanno studiato il grado di miglioramento aggiungendo una lamiera metallica sospesa al centro del canale dell'aria e delle alette sulla parete opposta del canale dell'aria.

Questi miglioramenti a basso costo, sono risultai più efficaci su collettori piccola lunghezza (inferiore a 6 m per esempio), e può essere facilmente applicato ed integrato ad un generico edificio (BiPVT/a).

D'altra parte si è notato che l'effetto della profondità del canale, la portata in massa, la lunghezza del sistema sul consumo di potenza per la ventilazione forzata sono valori piccoli.

Le opere di Othman et al. inoltre hanno sottolineato l'importanza delle alette attraverso un'analisi sperimentale e matematica: il loro sistema Double-Pass ibrido PV-T/a era costituito da celle fotovoltaiche in silicio incollate alla piastra assorbente con le alette attaccate al lato della superficie della piastra.

In India, Tiwari et al. hanno valutato le performance complessive d'efficienza di un collettore PV-T/a non smaltato, determinando la portata d'aria, la lunghezza del condotto e la profondità del condotto ottimali.

Considerando l'energia incorporata nelle diverse fasi di lavorazione sono state ricavate delle matrici di energia.

In seguito, Raman e Tiwari hanno studiato l'efficienza termica e exergetica annua dei collettori PV-T/a per cinque diverse condizioni climatiche indiane, osservando che l'efficienza exergetica è inferiore del 40-45% rispetto al rendimento termico che si ha sotto forte irraggiamento solare.

Anche il design Double-Pass mostra prestazioni migliori rispetto all'opzione Single-Pass, come si evince dalle conclusioni della Sopian et al. e Hegazy.

Inoltre, l'analisi del ciclo di vita ha dimostrato che l'EPBT è di circa 2 anni, d'altra parte Joshi e Tiwari hanno effettuato un'analisi exergetica di un collettore non smaltato PV-T/a per la regione indiana a clima freddo.

L'efficienza istantanea di energia e exergia trovate variano tra il 55–65% e il 12–15% rispettivamente; inoltre è stato anche valutato l'effetto del fattore di riempimento.

Dubey et al. hanno studiato diverse configurazioni di moduli fotovoltaici vetro-vetro e vetro-tedlar, sviluppando espressioni analitiche per l'efficienza elettrica con e senza flusso d'aria in funzione dei parametri di progetto del collettore e ambientali.

Esperimenti presso l'Indian Institute of Technology (Delhi), hanno dimostrato che il modulo tipo vetro-vetro è in grado di ottenere maggiori valori di temperatura dell'aria di mandata e di efficienza elettrica, questo perché la radiazione che cade sull'area no-packing del modulo vetro-vetro viene trasmessa attraverso il coperchio anteriore.

Le efficienze annuali medie dei sistemi fotovoltaici con e senza condotto sono state riscontrate pari a 10,4% e 9,75% rispettivamente, risulta quindi una differenza di circa 0,7%.

Le differenze percentuali tra l'efficienza del modulo fotovoltaico vetro-vetro e del tipo vetro-tedlar risultavano di 0,24% per sistemi con condotto e di 0,086% per quelli senza condotto.

Il loro studio è stato esteso fino a derivare le espressioni analitiche per più collettori PV-T/a collegati in serie, compresa la procedura di prova.

Tripanagnostopoulos ha inoltre introdotto un collettore PV-T/bi-fluido con l'inserimento di caratteristiche di miglioramento derivanti dai loro studi precedenti.

Sono stati testati tre differenti modalità di immissione dello scambiatore di calore ad acqua all'interno del canale dell'aria e i risultati hanno mostrato che lo scambiatore di calore ad acqua posizionata sulla superficie posteriore del PV dà migliori risultati per l'estrazione combinata di calore dall'acqua e dall'aria.

Il design integrato è in grado di ridurre il CPBT di 25 anni di un modulo PV standard a 10-15 anni per funzionamento a bassa temperatura dell'acqua del sistema.

Assoa et al. invece, hanno sviluppato un collettore PV-T/bi-fluido che combina la funzionalità di aria pre-riscaldata con la produzione di acqua calda sanitaria.

Il progetto prevede un posizionamento alternativo della sezione collettore solare termico e della sezione fotovoltaica.

Risulta che le elevate temperature del fluido permettono la giunzione di vari dispositivi solari di raffreddamento durante l'estate e di facilitare un impianto diretto di acqua calda, senza il bisogno di ulteriori dispositivi di riscaldamento ausiliario.

Sono stati effettuati studi parametrici sia numericamente che sperimentalmente.

Sotto condizioni favorevoli di lunghezza del collettore e di flusso di massa, l'efficienza termica può raggiungere l'80%.

#### **4.1.1.1 Collettori PV-T integrati negli edifici (BiPV-T/a)**

Da un punto di vista olistico, Bazilian et al. hanno riassunto le potenziali applicazioni della cogenerazione PV-T nell'ambiente delle costruzioni.

La multifunzionalità della facciata esterna o del tetto risulta buona per l'installazione di sistemi PV-T che producono contemporaneamente calore, luce ed elettricità.

Oltre all'uso del flusso d'aria dietro i moduli fotovoltaici, un sistema PV-T progettato per la trasmissione dell'elettricità non richiede alcun costo di sistema aggiuntivo tranne quello per sensori di luce ambientale al fine di ottimizzare il guadagno di illuminazione naturale.

In Danimarca, sono stati finanziati progetti BiPVT/a di postmonitoraggio delle abitazioni a Lundebyert e a Sundevedsgade/Tondergade nel 2000-2001, permettendo la sperimentazione di diverse applicazioni di sistemi di ventilazione fotovoltaici, come ad esempio la valutazione dei diversi modi di integrazione architettonica, prestazioni dello scambiatore di calore aria-aria nonché l'accoppiamento diretto dei ventilatori DC con le uscite dei sistemi fotovoltaici.

I risultati hanno mostrato che il vantaggio reale di aria fresca preriscaldata è basso in quanto viene sfruttato solo circa un terzo del preriscaldamento diretto del sole.

Nei periodi estivi i pannelli fotovoltaici devono essere raffreddati sul retro tramite ventilazione naturale, al fine di risparmiare energia di ventilazione.

Nel Centro Ambientale di Brockstill a Leicester (Regno Unito, 2001) è stato installato un sistema PV-T/a montato sul tetto ed integrato con collettori solari ad aria.

Per valutare le prestazioni delle diverse modalità operative e di controllo è stato adottato un approccio combinato di simulazione che incorpora sia ESP-r che programmi di simulazione come TRNSYS.

I monitoraggi dei dati sul reale utilizzo di energia dell'edificio mostrano risultati molto positivi.

Nella zona subtropicale, Ji et al. esaminando numericamente le prestazioni energetiche di una facciata BiPV/a con un condotto di ventilazione dietro i moduli fotovoltaici in un grattacielo di Hong Kong, hanno trovato che la disposizione del condotto a ventilazione naturale, influisce poco sulle prestazioni elettriche pur essendo in grado di ridurre la trasmissione di calore attraverso la facciata PV.

Uno studio simile è stato effettuato da Yang et al. in base alle condizioni atmosferiche di tre città della Cina quali Hong Kong (a 22,3 ° N), Shanghai (a 31.2 ° N) e Pechino (a 39.9 ° N), riscontrando che il rapporto di riduzione è variato dal 33% al 52% nei giorni tipici a causa del raffreddamento dello spazio di carico dato dal flusso d'aria dietro i moduli fotovoltaici.

Da un altro studio sui sistemi BiPVT/a, effettuato da Chow et al. in un edificio adibito ad hotel a Macao (a 22,2 ° N), è stata determinata l'efficacia del sistema PV in funzione del raffreddamento mediante flusso naturale di aria dietro i moduli fotovoltaici.

Il sistema è stato studiato considerando due diverse opzioni:

- *Caso 1*: intercapedine aperta ai lati;
- *Caso 2*: intercapedine chiusa, con effetto camino sfruttabile per il preriscaldamento dell'aria.

Questi due casi sono stati confrontati con il caso convenzionale BiPV.

I risultati delle simulazioni ESP-r hanno mostrato una differenza insignificante della produzione di energia elettrica tra le tre opzioni di sistema fotovoltaico.

Questo risultato è stato causato dall'inversione del flusso d'aria nell'intercapedine durante le ore notturne, grazie al raffreddamento della camera (24 ore al giorno).

Si è concluso che sia la condizione di clima che le modalità di funzionamento del sistema influenzano in modo significativo la produttività del sistema fotovoltaico.

La difficoltà principale nell'analisi delle prestazioni BiPVT/a risiede nella stima del suo comportamento termico e una volta che il profilo della temperatura e la situazione di

ombreggiatura sono stati dedotti, le prestazioni elettriche possono essere facilmente determinate.

D'altro canto il calcolo termico può essere problematico, in quanto ad esempio, la stima dei coefficienti di scambio termico convettivo è tutt'altro che semplice, poiché i processi effettivi sono composti da un mix di convezione forzata e naturale, di moto laminare e turbolento, e contemporaneamente, dello sviluppo del flusso d'aria in ingresso.

Il carico esterno del vento sul pannello complica ulteriormente la situazione.

Per una facciata semitrasparente, l'energia termica entra e si trasmette attraverso la cavità d'aria sia direttamente (per vetri) che indirettamente (attraverso convezione e lo scambio di radiazione). Il trasferimento di calore nel flusso di ventilazione è probabilmente più complesso, in particolare quando il flusso d'aria ventilata viene riutilizzata.

Assumendo un flusso d'aria nel condotto verticale dietro i pannelli fotovoltaici, Sandberg e Moshfegh hanno derivato espressioni analitiche per il flusso del refrigerante, la velocità e l'aumento di temperatura lungo la lunghezza del condotto.

Gli esperimenti sono stati condotti trovando una buona corrispondenza con le previsioni teoriche, meno accurata per canali con estremità aperte.

Per questi ultimi, Mittelman et al. hanno sviluppato una correlazione generalizzata per il numero medio di Nusselt del canale combinato convettivo-radiativo di raffreddamento.

La soluzione delle equazioni governanti di conservazione e le condizioni al contorno sono state effettuate mediante la tecnica CFD. Utilizzando tale tecnica, Gan ha analizzato l'effetto della dimensione dell'involucro sulle prestazioni del sistema fotovoltaico in termini di temperatura delle celle per una serie di falde del tetto e le lunghezze del pannello fotovoltaico a livelli differenti di guadagno di calore solare.

Per ridurre la possibile formazione del punto di surriscaldamento, si raccomanda un intercapedine minima di 0,12-0,15 m per più moduli e 0,14-0,16 m per modulo singolo.

Mei et al. hanno effettuato una simulazione termodinamica di un sistema collettore BiPVT/a con l'apposito programma per simulazioni TRNSYS, convalidando i risultati con i dati sperimentali presso la Biblioteca Mataro nei pressi di Barcellona.

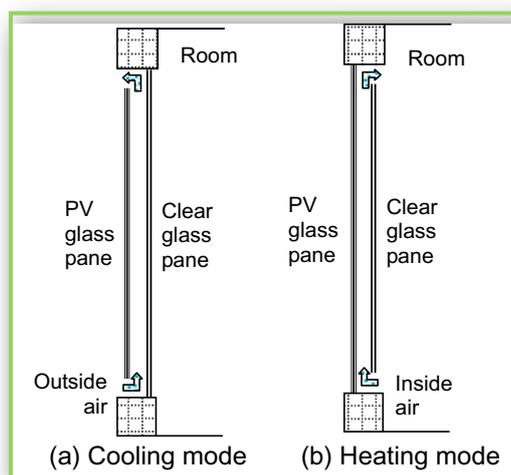
Sono stati determinati i carichi termici estivi ed invernali per varie località europee considerando edifici con e senza facciata ventilata PV-T, valutando anche l'impatto delle variazioni climatiche sulla energia.

I risultati hanno mostrato che il 12% dell'energia invernale per il riscaldamento può essere utilizzato per la ventilazione in un edificio situato a Barcellona (a 41,3 ° N), mentre solo il 2% per Stuttgart (a 48,8 ° N) in Germania e Loughborough (a 52.8 ° N) nel Regno Unito.

Le posizioni con latitudini superiori hanno bisogno di una più alta percentuale di collettori solari ad aria nel sistema combinato.

Inoltre, Infield et al. hanno esplorato diversi approcci per stimare le prestazioni termiche della facciata BiPV-T/a, comprendente una metodologia di progettazione basata su un'estensione delle perdite di calore e sui fattori di guadagno delle radiazioni.

In questo modo, è stato ben definito il rendimento energetico della facciata semitrasparente PV della biblioteca pubblica di Matarò.



*Fig. 4.6 : Modalità di assemblaggio*

La Figura 4.6 mostra due diverse modalità di assemblaggio per la ventilazione dei pannelli fotovoltaici, che consiste di una vetratura fotovoltaica esterna e un vetro chiaro interno, dove la circolazione dell'aria può avvenire all'esterno o all'interno dell'edificio.

Le diverse combinazioni di aperture di sfiato consentono diversi moti al flusso di ventilazione, che può essere sia indotto che meccanico.

Chow et al. hanno analizzato numericamente il rendimento energetico globale della sua applicazione in un hotel a Hong Kong (Cina).

Si è notato che la trasmissione superficiale della vetratura dipende fortemente dalle caratteristiche del materiale del vetro interno, mentre il trasferimento di calore generale è

influenzato sia dalle proprietà di vetro interno ed esterno che dai loro coefficienti di estinzione.

Sono state inoltre riportate le misure sperimentali presso la City University di Hong Kong (Cina) e confrontate considerando due diverse tipologie di vetri utilizzati: una con vetro fotovoltaico e l'altro con vetro di assorbimento.

Il risparmio sul consumo di energia elettrica per la climatizzazione può essere del 26% per il pannello Single e del 82% per il pannello Double ventilato.

Inoltre, tramite un convalidato modello di simulazione in ESP-r, venne riscontrato che la tecnologia fotovoltaica con ventilazione naturale è applicabile al tipico ambiente di ufficio di Hong Kong, comportando una riduzione significativa del consumo energetico per condizionamento dell'aria del 28%, rispetto al sistema convenzionale con vetri assorbenti.

Con la regolazione della luce diurna, Chow et al. hanno trovato che i sistemi di vetrate ventilate fotovoltaiche sono in grado di migliorare in modo significativo il consumo di energia elettrica negli edifici adibiti ad uffici.

I risultati delle simulazioni hanno mostrato che per la gamma di regioni con un clima compreso tra quello tropicale e quello temperato, il sistema di vetratura fotovoltaica a ventilazione naturale ha dei vantaggi rispetto all'opzione vetri di assorbimento con stesso tipo di ventilazione, così come con il singolo sistema di vetratura.

Per le applicazioni in clima caldo, i modelli ventilati sono stati considerati migliori rispetto ai progetti di recupero del calore con il fotovoltaico termico, Crawford et al. hanno trovato che la EPBT dei tre impianti in Sydney (a 33,5 ° S) in Australia sono nella gamma di 12-16,5 anni, 4-9 anni e 6-14 anni rispettivamente. Quindi con l'integrazione di calore dell'unità di riscossione, l'EPBT può essere quasi dimezzato.

A Hefei (a 31.9 ° N), Ji et al. hanno studiato teoricamente e sperimentalmente, presso l'Università di Scienze e Tecnologia della Cina, le prestazioni di un impianto fotovoltaico costruito su un tetto. Questa facciata, esposta a sud, era composta da una vetrata fotovoltaica esterna, una parete isolante interna con aperture di ventilazione superiore e inferiore, lasciando un condotto di aria per la circolazione naturale.

I risultati hanno confermato il doppio beneficio del sistema:

- miglioramento della condizione termica nell'ambiente interno;

- produzione di elettricità.

La temperatura interna può essere aumentata di 5-7 ° C in inverno.

D'altra parte, l'effetto del raffreddamento fornito dal flusso naturale dell'aria canalizzata è in grado di mantenere in media, l'efficienza di lavoro delle celle fotovoltaiche in silicio intorno al 10,4%.

#### **4.1.1.2 Collettori PV-T ad acqua (PV-T/w)**

Zondag et al. hanno sviluppato una serie di modelli di simulazione statici e dinamici per PVT/w sviluppandone l'analisi energetica delle prestazioni.

I modelli (monodimensionali, bidimensionali e tridimensionali) di un collettore serpentino PV-T/w e la loro accuratezza sono stati verificati da dati sperimentali.

E' stato constatato che tutti questi modelli di calcolo risultano concordi con i risultati sperimentali dell'Università della Tecnologia di Eindhoven entro il 5%, invece con l'uso di modelli bidimensionali e tridimensionali è possibile generare dati più dettagliati per il miglioramento delle prestazioni progettuali.

Attraverso simulazioni al computer e analisi supplementari, sono state ottenute le curve di efficienza di nove diverse configurazioni di collettori PVT/w per la valutazione delle prestazioni.

Sono stati comparati anche i rendimenti annuali dei collettori se considerati al servizio di un sistema solare di riscaldamento dell'acqua di una residenza olandese.

La configurazione con canale di areazione al di sotto del pannello fotovoltaico sembra essere la scelta migliore dal punto di vista dell'efficienza, mentre il più economico design di singolo pannello di copertura a tubi è una buona alternativa poiché, essendo la sua efficienza inferiore solo del 2% rispetto all'altro, viene considerato più promettente per la produzione di acqua calda.

Sandnes e Rekstad hanno studiato la prestazione energetica di un collettore PVT/w con celle solari in silicio (con o senza copertina) incollati su assorbitore termico polimerico di forma quadrata e pieni di granulati in ceramica migliorando il trasferimento di calore.

L'analisi ha mostrato che la presenza di celle di solari riduce l'assorbimento di calore di circa il 10% della radiazione incidente e il coperchio in vetro (se c'è) riduce l'efficienza

ottica di circa il 5%. La loro applicazione è promettente per sistema di riscaldamento ad acqua a basse temperature.

Chow ha introdotto un esplicito modello dinamico per analizzare le prestazioni di un collettore a vetro singolo pannello e tubo.

L'analisi statica dei flussi di energia rivela anche l'importanza di avere un buon contatto termico tra le celle solari incapsulate e la piastra assorbente, così come tra la piastra assorbente e il tubo dell'acqua.

Il lavoro di Zakherchenko et al. ha sottolineato l'importanza di avere un buon contatto termico tra le celle solari e di assorbimento termico introducendo un materiale di substrato con piastra da 2 mm in alluminio rivestito da pellicola 2  $\mu\text{m}$  di isolante, la cui conduttività termica è solo il 15% inferiore a quella dell'alluminio.

Dubey e Tiwari hanno esaminato le prestazioni di un sistema di raccolta autosostenuta a vetro singolo PVT/w con una copertura parziale del modulo PV (fattore di impaccamento = 0.25) a Nuova Delhi.

L'elettricità generata dal modulo fotovoltaico posizionato all'estremità di ingresso dell'acqua è stato utilizzato per azionare una pompa di circolazione DC.

Il modello analitico sviluppato sulla base di un collettore parzialmente coperto con PV-T/w collegato in serie con un identico collettore solare termico (senza PV) ha confermato che può essere raggiunta una migliore efficienza del sistema termico e della cella.

Utilizzando il programma TRNSYS, Kalogirou ha modellato un sistema PV-T con pompa ad azionamento interno completo di serbatoio d'acqua, stoccaggio, conversione di potenza e regolazione differenziale della temperatura.

Più tardi, Kalogirou e Tripanagnostopoulos hanno ulteriormente esaminato applicazioni nazionali di sistemi PVT/w che lavorano sia come termosifone sia come pompa di circolazione.

Il loro studio di simulazione riguardava 12 casi con due tipi di moduli fotovoltaici (pc-Si e a-Si) in tre diverse città: Nicosia (a 35 ° N) a Cipro, Atene (a 38 ° N) in Grecia, e Madison (a 43 ° N) in USA.

I risultati hanno mostrato che, mentre la generazione di elettricità è più elevata per i moduli con celle pc-Si, i contributi termici sono più elevati nei moduli con celle a-Si.

I moduli con celle a-Si hanno anche un migliore rapporto costi/benefici a causa dei loro costi iniziali minori, comunque il vantaggio economico più evidente si ha per Nicosia e Atene, dove la disponibilità di radiazione solare è maggiore.

Anche a Cipro, Erdil et al. hanno effettuato misure sperimentali su un sistema aperto PVT/w per il preriscaldamento dell'acqua domestica facendola scorrere per gravità in un canale sopra il collettore fotovoltaico, considerando i costi di modifica necessari su un modulo fotovoltaico, la CPBT è stata stimata di circa 1,7 anni.

De Vries, Vokas et al. hanno eseguito un'analisi teorica dell'applicazione dei sistemi PV-T/w in impianti di riscaldamento e raffreddamento domestico in tre città con clima diverso: Atene (a 37.9 ° N), Heraklion (a 35,5 ° N) e Salonicco (a 40.5 ° N).

L'efficienza termica del loro sistema di collettori PVT è di circa il 9% in meno rispetto al tradizionale collettore solare termico, quindi la interpolazione del laminato fotovoltaico influisce molto poco l'efficienza termica.

La differenza tra i due sistemi citati nella percentuale di riscaldamento domestico e copertura del carico di raffreddamento è solo del 7%, tuttavia è stato confermato che le prestazioni effettive, come la percentuale di copertura solare, sono dipendenti dalla posizione geografica.

Saitoh et al. in Giappone hanno studiato sperimentalmente le prestazioni di un collettore lastra e tubo a vetro singolo PV-T/w con salamoia (propilenglicole) come soluzione refrigerante.

A temperatura del refrigerante e portata di alimentazione costante, l'efficienza della cella risulta nell'intervallo tra il 10-13% e tra il 40-50% il rendimento del collettore.

L'efficienza totale è approssimativamente equivalente a quella del collettore solare termico, e l'efficienza di exergia totale è superiore agli impianti fotovoltaici individuali.

Con una frazione solare del 46,3%, l'efficienza elettrica del sistema elettrico risultava nell'intervallo tra l'8-9% e tra il 25-28% dell'efficienza termica.

A Hong Kong, Chow et al. hanno effettuato misure in ambiente esterno su due identici sistemi di collettori lastra-tubo PV-T/w che fungono termosifone, l'unica differenza è che uno è in vetro e l'altro è in ceramica non smaltata.

La prima legge della termodinamica indica che il progetto con vetro è sempre giustificato se il sistema termico o la produzione totale di energia deve essere massimizzata, ma

l'analisi exergetica supporta l'utilizzo del design non smaltato se vogliamo massimizzare l'efficienza della cella fotovoltaica, il rapporto tra massa d'acqua e superficie dei collettori.

Sulla base di un modello teorico, Dubey e Tiwari, in India, hanno analizzato l'energia termica, l'exergia e la resa energetica elettrica di collettori PV-T/w lastra-tubo variando il numero di collettori in uso, con serie/schemi di connessione in parallelo, e le condizioni meteorologiche.

Si è concluso che con la stessa portata di acqua, i collettori parzialmente coperti da celle fotovoltaiche sono utili per gli utenti con richiesta prioritaria di produzione di acqua calda, mentre quelli completamente coperti sono utili per gli utenti con richiesta priorità di produzione di energia elettrica.

Per potenziare i benefici economici e ambientali, è stato valutato anche il tasso di ritiro di acqua calda risultando soddisfacente.

Un modo per migliorare il rendimento del sistema è quello di impiegare un modulo fotovoltaico bifacciale avente due superfici attive e quindi generando più energia elettrica rispetto al modulo monofacciale tradizionale con la stessa area.

L'acqua, grazie alle sue proprietà ottiche, assorbe la luce principalmente nella regione infrarossa ed è quindi compatibile con moduli fotovoltaici che utilizzano le lunghezze d'onda nello spettro di radiazione solare per la sua conversione in energia elettrica. L'assorbimento di acqua colpisce la zona di lavoro di una cella fotovoltaica-Si (diminuzione di trasparenza acqua a circa 950 nm) solo leggermente, ma assorbe fortemente la luce con lunghezze d'onda superiori a 1100 nm (la 'parte termica' dello spettro solare).

Pertanto, la combinazione di un collettore solare pieno d'acqua con modulo fotovoltaico bifacciale in silicio (PV-T/w) può essere vantaggioso.

In Messico, Robles-Ocampo et al. hanno effettuato prove sperimentali su un sistema PVT/w bifacciale con celle in silicio a Queretaro (a 20.6 ° N).

Il collettore piano trasparente è stato realizzato con un canale di 15 mm sotto una copertura di vetro, ritenuto migliore del coperchio di plastica in termini di durata.

Per illuminare il retro delle celle solari sono stati utilizzati riflettori a specchio in acciaio inossidabile (per prevenire l'ossidazione in ambiente esterno).

Da misurazioni effettuate si è trovato che il collettore a vetro piano pieno d'acqua posto sopra il modulo fotovoltaico riduce l'efficienza della faccia frontale del 10%.

Quando si considera il flusso di radiazione incidente direttamente sugli elementi attivi del sistema ibrido, si è in grado di ottenere un rendimento termico di circa il 50% e un rendimento elettrico equivalente del 16,4%.

#### **4.1.1.2.1 Collettori PV-T/w integrati negli edifici (BiPV-T/w)**

Rispetto allo sviluppo di sistemi aerei BiPVT/a, le ricerche sui sistemi idraulici BiPVT/w sono meno popolari.

Ji et al. hanno studiato numericamente le prestazioni annuali di un sistema di collettori BiPVT/w per l'uso in edifici residenziali di Hong Kong, considerando l'energia della pompa trascurabile.

Assumendo condizioni climatiche isotrope, nonché la perfetta adesione di incapsulamento PV e tubo di rame sull'assorbitore, sono stati trovati i valori delle efficienze termiche annuali dei sistemi di cui sopra, sulla facciata rivolta a ovest del 47,6% e del 43,2% per le celle a film e cellule c-Si rispettivamente, mentre le efficienze delle celle corrispondono al 4,3% e 10,3%.

Utilizzando il modello collettore PV-T/w Hottel-Whillier disponibile in TRNSYS, Chow et al. hanno studiato un sistema BiPVT/w applicabile ad un palazzo multipiano a Hong Kong con lo scopo di pre-riscaldare l'acqua.

Gli impianti collettori PV-T con celle fotovoltaiche in silicio a-Si, coprono due terzi della facciata esterna esposta a sud-ovest, ottenendo una frazione solare del 34%.

Una parte dell'energia elettrica generata è stata utilizzata per sostenere le due serie di pompe di circolazione indipendenti a velocità di flusso ottimizzato.

Il rendimento termico netto trovato era circa del 30% e l'efficienza della cella di circa il 5,4%.

Successivamente, Chow et al. hanno costruito un sistema sperimentale BiPV-T/w in un tetto di una camera, confrontando durante tutto il periodo estivo e invernale di un clima subtropicale, sia l'efficienza energetica dei termosifoni che le modalità di circolazione della pompa.

I risultati mostrano un miglioramento del rendimento energetico e del funzionamento dei termosifoni, con un'efficienza termica che raggiunge il 39% a temperatura zero e l'efficienza della cella corrispondente che arriva a 8,6%.

Il carico di raffreddamento dello spazio interno è stato ridotto del 50% nei picchi estivi.

Ji et al. hanno inoltre effettuato uno studio di ottimizzazione su questo tipo di installazione specificamente sull'adeguato flusso dell'acqua, nonché sul fattore di imballaggio e sul diametro del tubo di collegamento.

Con i dati ricavati, Chow et al. hanno sviluppato un modello termodinamico di un sistema collettore BiPV-T/w.

Come confermato dagli ampi esercizi di convalida, il modello alle differenze finite è stato in grado di fornire risultati di alta qualità.

Il suo utilizzo per valutare la performance annuale del sistema di Hong Kong ha riconfermato la migliore performance della modalità di circolazione naturale eliminando il set di pompe di circolazione e quindi riducendo i costi.

Il tempo di ammortamento dei costi è stato stimato attorno ai 14 anni, dato alquanto paragonabile al caso di collettore PV-T/w stand-alone.

In Australia, la progettazione di un tetto-montato BiPV-T/w sistema è stato analizzato teoricamente da Anderson et al., il loro prototipo di collettore BiPV-T/w è stato integrato per tetto in lamiera e sono stati aggiunti passaggi al canale per il flusso del liquido refrigerante.

I risultati hanno mostrato che i parametri di progettazione come l'efficienza delle alette, requisiti di laminazione, così come la conducibilità termica tra il modulo fotovoltaico e la struttura di supporto, influenzano significativamente i rendimenti elettrici e termici.

Hanno anche suggerito che un materiale di basso costo come il pre-rivestito può sostituire il rame o l'alluminio per assorbimento termico poiché questo non riduce significativamente le efficienze.

## **4.2 Investigazioni sperimentali**

Gli studi su queste tipologie di costruzioni, trattati in questo capitolo, sono del tipo termodinamico e permettono di studiare l'andamento della temperatura dall'esterno verso l'ambiente interno nonché nei vari strati che compongono il pacchetto della facciata.

Tali studi sono stati effettuati da alcuni degli autori citati precedentemente.

Per le facciate ventilate fotovoltaiche vengono effettuate simulazioni con calcolatore automatico, tramite appositi programmi, che permettono di modellare un edificio, o parte di esso, dal punto di vista termodinamico e quindi di poterne prevedere il comportamento in base alle diverse condizioni ambientali.

I risultati di questi studi permettono di analizzare non solo il comportamento ventilatorio della parete, da cui dipende la gestione dei carichi termici estivi e invernali sull'edificio, ma anche l'efficienza dei pannelli fotovoltaici costituenti il rivestimento della parete, che, come già detto dipende principalmente dalla temperatura di funzionamento dello stesso.

Di seguito verranno riportati alcuni articoli pubblicati da diversi autori con i rispettivi risultati delle varie simulazioni effettuate, raccolti durante una ricerca bibliografica sull'argomento.

#### **4.2.1 Rassegna sulla tecnologia ibrida solare fotovoltaica-termica**

Quanto riportato è stato preso da un articolo pubblicato da T.T. Chow con il nome "*A review on a photovoltaic/thermal Hybrid solar technology*".

Sin dal 1970 è stata prodotta una quantità significativa di lavoro di ricerca e di sviluppo sulla tecnologia fotovoltaico-termico (PVT) e molti sistemi e prodotti innovativi sono stati proposti e la loro qualità è stata valutata da accademici e professionisti, introducendo una gamma di modelli teorici e la loro adeguatezza convalidandoli con dati misurati sperimentalmente.

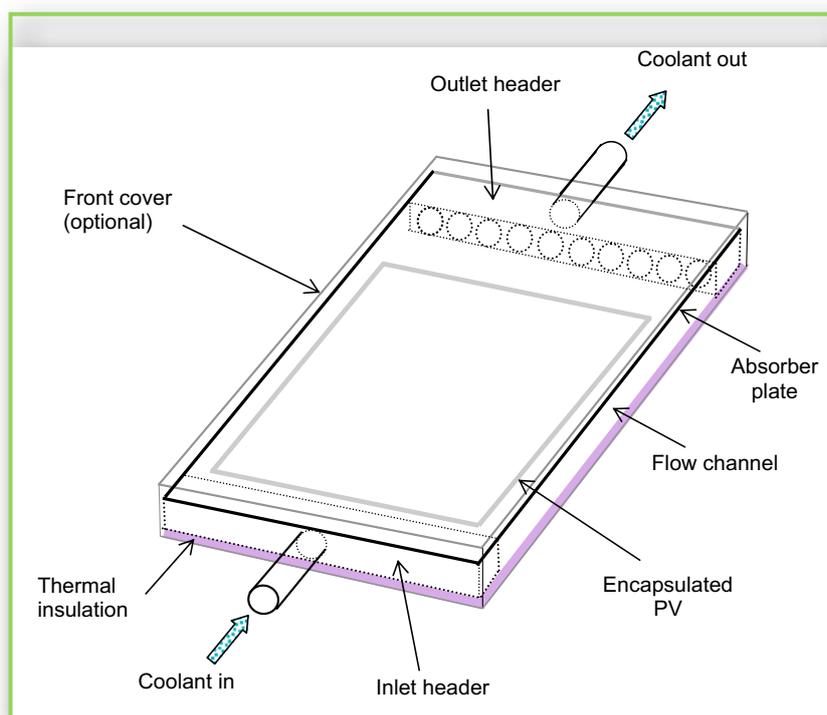
Questo permette di identificare importanti parametri di progettazione.

Tra le istituzioni o paesi sono in corso collaborazioni per realizzare prodotti adatti e sistemi con il maggior potenziale di commercializzazione.

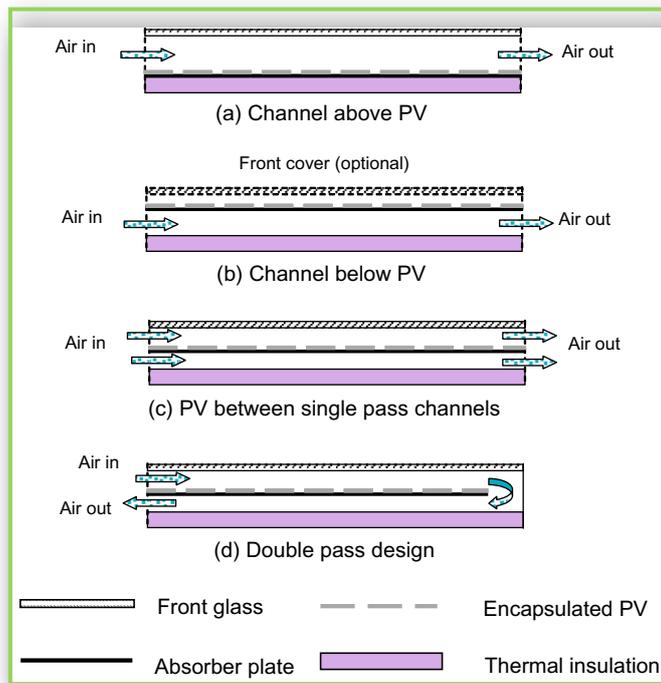
Questo articolo fornisce una revisione del trend di sviluppo della tecnologia, in particolare i progressi negli ultimi anni e il lavoro futuro necessario.

Un sistema ibrido solare fotovoltaico-termico (o sistema PV-T) è una combinazione di un sistema fotovoltaico (PV) e solare termico (T) che producono energia elettrica e calore da utilizzare nell'edificio gratuitamente.

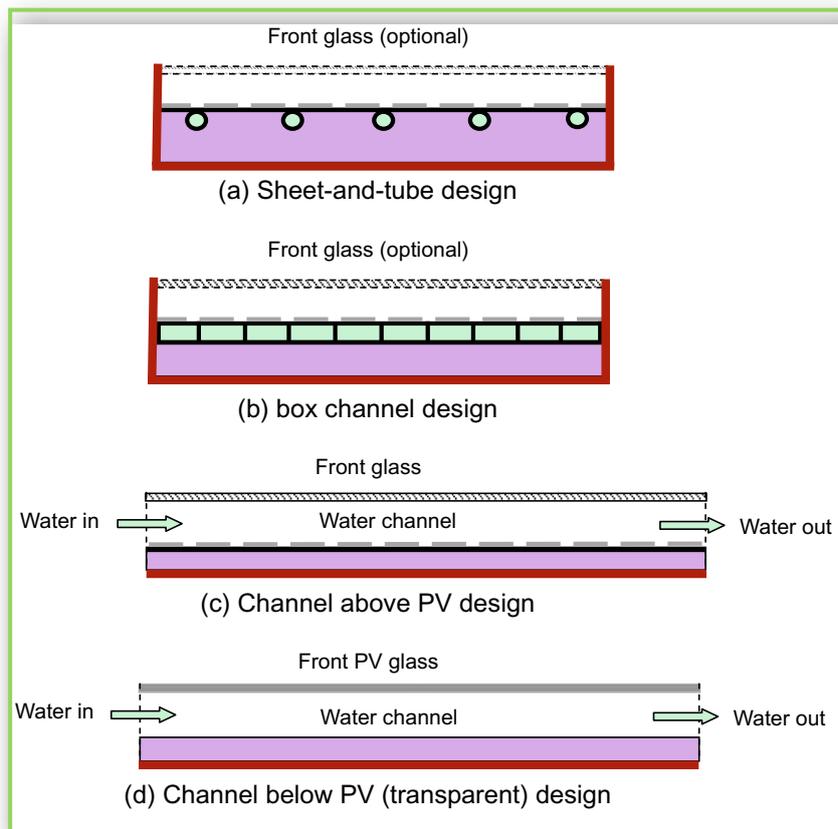
Esistono approcci alternativi in materia di integrazione PV-T, bisogna decidere in fase di progettazione il tipo di collettore, il rapporto di resa termica elettrica nonché la frazione solare per ottimizzare le prestazioni complessive. Questi, infatti, sono tutti fattori responsabili degli effetti sul funzionamento del sistema, temperatura ed efficienza.



**Fig. 4.7 :** Caratteristiche principali collettore piano PV-T



**Fig. 4.8 :** Sezioni longitudinali di alcune tipologie comuni PV-T/a



**Fig. 4.9 :** Sezioni trasversali di alcune tipologie comuni PV-T/w

Questo articolo fornisce una revisione del trend di sviluppo della tecnologia, a partire dalla base precoce e ponendo maggiore attenzione agli sviluppi dopo l'anno 2000 nonché una proiezione del lavoro futuro.

#### **4.2.1.1 Valutazione delle prestazioni**

L'aumento della ricerca sui sistemi PV-T nel 1990 a quanto pare era stata una risposta al degrado ambientale globale e al crescente interesse del settore delle costruzioni verso le costruzioni integrate con il fotovoltaico (BIPV).

I collettori PV-T forniscono uniformità architettonica alla facciata dell'edificio soprattutto quando i due sistemi separati di fotovoltaico e collettori solari ad aria vengono integrati.

Caratteristiche di raffreddamento alternativi ai sistemi BiPV sono state esaminate da gruppi di ricerca differenti, come Clarke et al., Moshfegh e Sandberg, Brinkworth et al. e Hollick, riportando un aumento dell'efficienza quando i sistemi fotovoltaici vengono integrati ai collettori solari termici in pannelli metallici.

Per quanto riguarda i sistemi di tipo concentratore (c-PV-T), Akbarzadeh e Wadowski hanno formulato suggerimenti per una ventilazione basata su liquido di raffreddamento.

Ogni cella è montata verticalmente alla fine di un tubo di rame alettato e appiattito con un condensatore.

Il sistema è progettato per una concentrazione 20X, e la temperatura della cella risulta non superiore a 46 °C in una giornata soleggiata, contro gli 84 °C risultanti dalle stesse condizioni ma senza flusso refrigerante.

Luque et al. hanno sviluppato con successo l'Euclides proto-type che consiste nell'aumentare la concentrazione utilizzando ottiche riflettenti e un asse di tracciamento, inoltre hanno anche discusso la distribuzione di temperatura in una cella solare in concentrazione con illuminazione disomogenea, quando la cella è isolata elettricamente dal dissipatore di calore.

D'altra parte, la combinazione del sistema PV-T ad una pompa di calore solare (SAHP), è stato considerato come un approccio alternativo per raggiungere una maggiore temperatura di erogazione dell'acqua calda e un miglior raffreddamento dell'impianto fotovoltaico.

Valutare le prestazioni elettriche di un sistema PVT è semplice in quanto l'uso di energia elettrica può essere immediata e la fornitura di stoccaggio è opzionale.

La situazione è diversa per le prestazioni termiche, in cui il collettore PVT è solo una parte di un complesso sistema di approvvigionamento termico che si compone di molti sotto-sistemi, come, per citare alcuni esempi, l'accumulo termico, il riscaldamento ausiliario, i dispositivi meccanici e condotti di flusso.

Il progettista del sistema deve determinare l'appropriata frazione solare e altri parametri di progetto nel raggiungimento delle migliori prestazioni complessive.

L'efficienza termica e l'efficienza elettrica di un PVT collettore sono, rispettivamente dati da:

$$\eta_t = \frac{\dot{m}C(T_{out} - T_{in})}{GA}$$

*efficienza termica*

$$\eta_e = \frac{V_{mpp}I_{mpp}}{GA}$$

*efficienza elettrica*

dove:

$\dot{m}$  e  $C$  sono, rispettivamente, la portata di massa e il calore specifico del liquido refrigerante;

$A$  è l'area di apertura collettore;

$T_{in}$  e  $T_{out}$  sono le temperature del refrigerante in ingresso ed in uscita;

$G$  è irradiazione solare incidente normale alla superficie;

$V_{mpp}$  e  $I_{mpp}$  sono rispettivamente la corrente e la tensione elettrica di funzionamento nel punto di massima potenza.

Il rendimento elettrico è legato all'efficienza della cella  $\eta_{cell}$  tramite il rapporto tra superficie della cella  $A_{cell}$  e superficie di apertura  $A$  (anche noto come il fattore di impaccamento  $\beta$ ), in cui:

$$\eta_e = \frac{A_{cell}\eta_{cell}}{A} = \beta\eta_{cell}$$

L'efficienza termica viene convenzionalmente indicata come una funzione della temperatura ridotta, che è definita come:

$$T^* \equiv \frac{T_{in} - T_a}{G}$$

dove:

$T_a$  è la temperatura ambiente.

Nel modello Hottel-Whillier-Bliss, modificato da Florschuetz, l'efficienza termica può essere espressa come:

$$\eta_t = F_R \left[ (\tau\alpha)_e (1 - \eta_e) - U_L \left( \frac{T_{in} - T_a}{G} \right) \right]$$

dove:

$F_R$  e  $U_L$  sono il fattore modificato rimozione del calore ed il coefficiente globale di perdita di calore;

$(\tau\alpha)_e$  è la trasmittanza efficace;

$\eta_e$  è il rendimento elettrico valutato a temperatura ambiente;

$F_R$  è il rapporto tra il guadagno reale utile di calore e il possibile guadagno di calore utile massimo.

In alternativa, se  $T_m$  è la temperatura media del fluido del collettore e  $F$  è il fattore di efficienza di raccolta, allora:

$$\eta_t = F' \left[ (\tau\alpha)_e (1 - \eta_e) - U_L \left( \frac{T_m - T_a}{G} \right) \right]$$

Un'espressione lineare dell'equazione sopra riportata è:

$$\eta_t = \eta_{t0} - aT^*$$

in cui l'ordinata intercetta  $\eta_{t0}$  è il rendimento del collettore termico a temperatura zero e la pendenza rappresenta il fattore di perdita di calore del collettore.

Per valutare le prestazioni complessive del sistema, alcuni ricercatori come Bhargava et al., Bergene e Lovvik, Fujisawa e Tani, hanno utilizzato il concetto di  $\eta_0$  efficienza totale del sistema, che è la somma diretta della efficienza termica  $\eta_t$  e l'efficienza elettrica  $\eta_e$ , vale a dire:

$$\eta_0 = \eta_e + \eta_t$$

Altri ricercatori ritengono che l'elettricità sia una forma di grado superiore poiché viene convertita dall'energia termica.

L'efficienza di risparmio energetico viene quindi introdotta da ricercatori come Huang et al., Tiwari et al., Chow et al., in cui:

$$\eta_{saving} = \frac{\eta_e}{\eta_{power}} + \eta_t$$

dove:

$\eta_{power}$  è il rendimento elettrico della produzione di energia elettrica convenzionale della centrale elettrica.

L'exergia di un sistema rappresenta il massimo lavoro meccanico che può essere estratto da tale sistema quando lo si porta in equilibrio con l'ambiente di riferimento (che si ipotizza mantenga temperatura, pressione, composizione chimica costante durante il processo).

Per definizione, l'efficienza exergetica ( $\varepsilon$ ) è il rapporto tra l'exergia totale e l'exergia totale in entrata.

In un sistema PV-T, l'efficienza exergetica entro il periodo di tempo che va da  $t_1$  a  $t_2$  può essere espresso come:

$$\varepsilon_{pvt} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (A\dot{E}x_t + A_{cell}\dot{E}x_{pv}) dt}{A \int_{t_1}^{t_2} \dot{E}x_{sun} dt} = \varepsilon_t + \beta\varepsilon_{pv}$$

dove:

$\dot{E}x_t$  è l'exergia termica in uscita per unità di superficie collettore;

$\dot{E}x_{pv}$  è l'exergia fotovoltaica in uscita per unità di superficie cellulare;

$E_{x_{sun}}$  è l'exergia della radiazione solare in ingresso;

$\varepsilon_t$  è l'efficienza exergetica del collettore termico;

$\varepsilon_{pv}$  è l'efficienza exergetica delle celle solari.

Le perdite di exergia sono legate alle perdite di energia come segue:

$$\dot{E}x_{pv} = \dot{E}_{pv}$$

$$\dot{E}x_t = \dot{E}_t \left( 1 - \frac{293}{293 + (T_2 - T_a)} \right)$$

dove:

$\dot{E}_t$  è la potenza termica per unità di superficie collettore;

$\dot{E}_{pv}$  è la potenza fotovoltaica per unità di superficie cellulare;

$T_2$  è la temperatura finale del liquido refrigerante.

Per quanto riguarda la valutazione economica, può essere eseguita l'analisi dei costi del ciclo di vita di un sistema PV-T che consiste nel suo costo totale di investimento e di gestione sulla sua intera vita.

La maggior parte di tali costi si verificano dopo la data di acquisizione e devono essere valutati utilizzando il valore temporale del denaro, tra cui l'inflazione, tasse e/o tassi di sconto aziendali.

Un approccio semplificato è ignorare l'elemento tempo in modo che possa essere utilizzato il tempo di ritorno di costo (CPBT), che è la somma dei flussi di cassa degli anni successivi fino a quando il flusso di cassa cumulativo è pari agli investimenti necessari.

In analogia alla valutazione economica, due parametri ambientali costi-benefici, rispettivamente, il tempo di ammortamento energetico (EPBT) e il tempo di ammortamento gas a effetto serra (GPBT), possono essere utilizzati per valutare il periodo di tempo dopo il quale inizia il reale beneficio ambientale.

EPBT è il rapporto tra energia incorporata di produzione annua di energia. L'energia incorporata si riferisce alla quantità di energia necessaria per produrre il materiale in forma di prodotto; per un sistema BiPVT per esempio è dato da:

$$EPBT = \frac{\Sigma_{pvt} + \Sigma_{bos} - \Sigma_{mtl}}{E_{pv} + E_t + E_{ac}}$$

dove:

$\Sigma_{pvt}$ ,  $\Sigma_{BOS}$  e  $\Sigma_{mtl}$  sono, rispettivamente, l'energia incorporata del sistema PV-T, l'equilibrio del sistema, e dei materiali da costruzione sostituiti;

$E_{pv}$  è la produzione annuale di energia elettrica utile;

$E_t$  è il guadagno annuale di calore utile (equivalente);

$E_{ac}$  è il risparmio di energia elettrica annuale del sistema HVAC dovuta alla riduzione del carico termico.

Allo stesso modo, in termini di gas a effetto serra (GHG) di emissione, abbiamo:

$$\text{GPBT} = \frac{\Omega_{pvt} + \Omega_{bos} - \Omega_{mtl}}{Z_{pv} + Z_t + Z_{ac}}$$

dove:

$\Omega$  si riferisce al GHG incorporato (o biossido di carbonio equivalente);

$Z$  è la riduzione delle emissioni dei gas serra annuale della locale centrale elettrica grazie al funzionamento BiPVT.

Ricercatori come Coventry e Lovegrove hanno sottolineato che l'analisi exergetica non è più appropriata per valutare sistemi PV-T destinati al riscaldamento dell'acqua a bassa temperatura, considerando il fatto che il lavoro elettrico o meccanico non è l'unico risultato desiderato del sistema.

Oltre alle valutazioni di ammortamento, efficienza economica e ambientale del tempo, ci sono infatti altri metodi per valutare la prestazione complessiva del sistema PV-T combinando le uscite di energia elettrica e di calore in diversi modi, per determinare, ad esempio, il risparmio delle tariffe per energia di riscaldamento ed energia elettrica.

Si tratta di un approccio base di mercato per valutare i risparmi sui costi energetici e per la gestione dell'energia. Ma questo è influenzato dal contesto politico e non è mai universalmente valido.

D'altra parte, si deve tenere presente che il rendimento energetico di un determinato prodotto PVT o progettazione del sistema varia con l'ambiente locale, in particolare con la latitudine.

I parametri derivati per luoghi differenti non possono essere confrontati direttamente.

#### **4.2.1.2 Considerazioni in merito**

Le prestazioni dei vari tipi di collettori PV-T sono state studiate teoricamente, numericamente e sperimentalmente per più di tre decenni.

Una gamma di sistemi PV-T e di vari prodotti è stata presentata e valutata da ricercatori e professionisti in varie occasioni e in questo articolo viene valutato il loro sforzo.

In generale, nei primi lavori, gli sforzi di ricerca erano le teorie fondamentali, il consolidamento delle idee concettuali e lo studio di fattibilità sulle configurazioni di base di progettazione di collettori PV-T.

Nel 1990, gli studi PVT erano più legati al miglioramento del design del collettore e alle valutazioni dei costi e delle prestazioni. Si eseguivano analisi più rigorose dei fenomeni di trasferimento di massa e di energia del collettore convenzionali e venivano convalidate sperimentale.

Le idee di progettazione di edificio integrato PV-T sono così emerse ed i progetti dimostrativi sono stati messi a disposizione per la documentazione.

Negli ultimi dieci anni però, l'attenzione è stata generalmente spostata verso lo sviluppo di prodotti gratuiti, sistemi innovativi, procedure di controllo e ottimizzazione della progettazione.

Inoltre è stato esplorato il potenziale di commercializzazione di dispositivi multifunzionali attraverso il feedback degli utenti, costo del ciclo di vita e/o valutazioni di energia incorporata.

Le analisi numeriche diventano più complete con l'uso di potenti strumenti analitici.

Ci sono stati miglioramenti sull'uso di un approccio più esplicito di modellazione dinamica, nonché delle tecniche CFD.

La valutazione è stata estesa per confrontare gli anni di prestazione geografica sulla base di dati meteorologici tipici da un lato, e la valutazione termodinamica second-law dall'altro.

Dopo tutto, non esistono regole perfette sul corretto uso dei sistemi PV-T e/o collettori, il tutto dipende dalla posizione geografica e l'effettiva applicazione caso per caso.

In luoghi caratterizzati da livelli bassi di radiazione solare e temperatura ambiente, il riscaldamento è quasi necessario tutto l'anno e un sistema PV-T/a può essere utile e conveniente.

In luoghi con alta entrata solare e temperatura ambiente, invece, PVT/w può essere utile per fornire servizi idrici; in cima andrebbe considerato l'estrazione intermittente di aria calda per fornire riscaldamento degli ambienti in inverno e ventilazione naturale in estate.

A livello attuale delle attività a livello globale, il numero di collettori disponibili in commercio e sistemi sono ancora molto limitate, gli ostacoli importanti restanti sono l'affidabilità del prodotto e i costi.

Un prodotto PV-T ha un periodo molto più breve ritorno economico rispetto alla controparte PV.

Questa fase, il lavoro di ricerca e sviluppo deve essere portata avanti, inclusa la progettazione e fabbricazione di assorbimenti termici, materiale e rivestimento, conversione di energia ed efficacia, test delle prestazioni, ottimizzazione del sistema, il controllo e l'affidabilità.

La qualità del prodotto e la facilità di consegna e di installazione sono importanti, lo sono anche l'estetica, l'immagine verde e le preoccupazioni di business.

I sistemi PV-T dovrebbero avere una notevole espansione nel mercato del prossimo futuro.

#### **4.2.2 Studio di un nuovo concetto di collettore ibrido PV-T**

Il seguente articolo è stato pubblicato da veri autori:

- Y.B. Assoa, C. Menezo e R. Yezou del *Thermal Center of Lyon (CETHIL), Lyon, Francia;*
- G. Fraisse del *Laboratory of Optimization of the Design and Engineering of the Environment (LOCIE), University of Savoy, Francia;*
- T. Lefebvre, *SUNLAND21 Company, Francia.*

I pannelli Ibridi PV-T producono energia elettrica e calore (preriscaldamento di aria o acqua).

Il vantaggio è quello di migliorare l'efficienza energetica complessiva dei moduli PV-T moduli estraendo il calore utilizzando un fluido di rimozione del calore (aria o acqua).

Molti studi teorici e sperimentali sono stati effettuati sui collettori ibridi ad aria (PV-T/a ). Mei (2003), utilizzando modelli termici basati su un approccio nodale, ha effettuato l'analisi di un collettore PV-T ad aria ventilata, determinando il numero di Nusselt corrispondente al coefficiente di trasferimento di calore per convezione forzata, tenendo conto della combinazione di un moto laminare e turbolento del fluido.

Guiavarch (2003) ha proposto una modellazione di un collettore ibrido ad aria che può essere integrato sui tetti degli edifici, mentre, Hollick (1999) riportò lo studio sperimentale di un collettore solare composto da una lamiera forata in acciaio e ondulata su cui è attaccato un pannello solare.

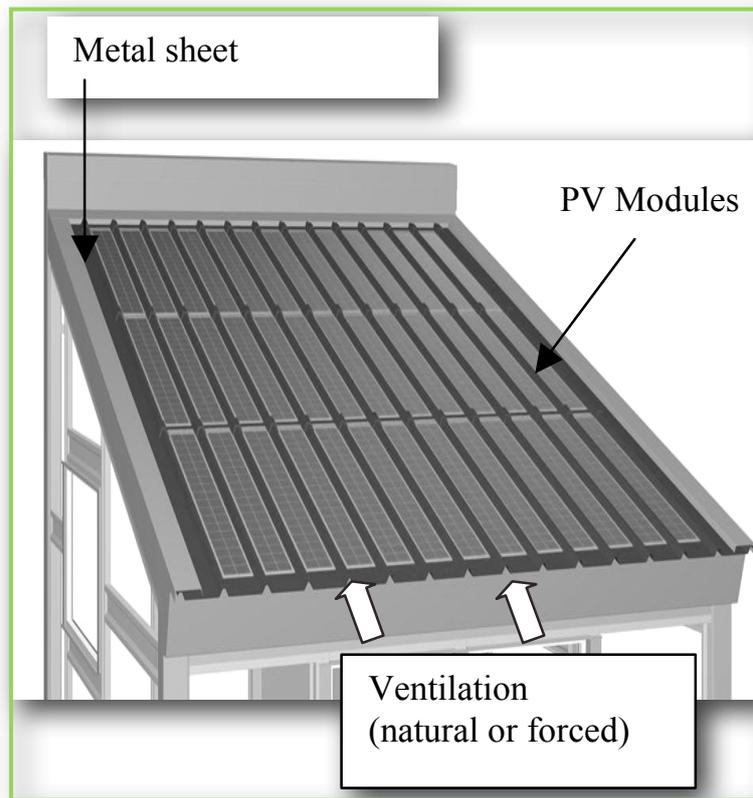
In seguito, Belusko (2004) ha proposto l'analisi di un collettore solare con una piastra metallica ondulata confrontandolo con un collettore solare smaltato.

In questo studio è stato introdotto un modello termico semplificato 2D di un collettore ibrido fotovoltaico ad aria, dove comunque, la sua principale funzione rimane la produzione di energia elettrica utilizzando l'energia solare.

Tuttavia, un primo studio parametrico permette di valutare l'effetto di molti fattori sulle ulteriori prestazioni termiche di questo componente, in particolare per il riscaldamento dell'aria. A questo punto, i risultati della simulazione sono stati confrontati con i valori sperimentali ottenuti su un banco di prova condotto in condizioni limite controllate.

#### **4.2.2.1      Analisi termica**

Il collettore fotovoltaico ad aria studiato è mostrato schematicamente in Figura 4.10, esso consiste in un lamiera nervata assorbente su cui è fissata una piastra fotovoltaica attraverso uno strato adesivo di Tedlar lasciando uno spazio d'aria tra l'assorbitore e lo strato isolante.



*Fig. 4.10 : Schema Collettore fotovoltaico*

Il prototipo è studiato in due fasi mediante:

- Modello semplificato 2D di un collettore fotovoltaico non ventilato.
- Intercapedine ventilata.

I modelli sono basati su un approccio nodale secondo alcune ipotesi:

- La parte inclinata della nervatura viene confrontata con una pinna a bagno in due fluidi diversi a temperature costanti.
- La radiazione solare diretta  $G$  ( $W/m^2$ ) dovrebbe essere perpendicolare alla superficie del collettore.
- Per simmetria, verrà considerata solo metà della nervatura e del pannello solare.

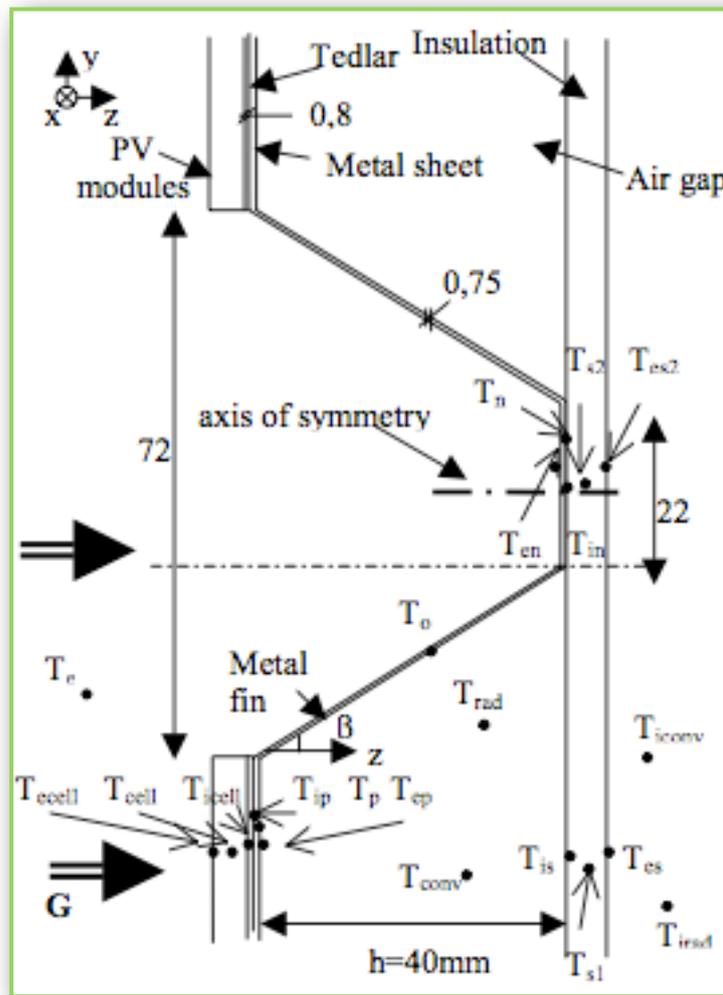


Fig. 4.11 : Schema collettore

I vari strati costituenti il sistema sono rappresentati da due o tre nodi (Figura 4.11), dove:

$T_c$  nodo rappresenta la temperatura di cielo;

$T_e$  rappresenta la temperatura ambiente;

$T_{ecell}$ ,  $T_{cell}$  e  $T_{icell}$  sono le temperatura dei moduli fotovoltaici;

$T_{en}$ , e  $T_n$  ( $T_{in}$ ) sono le temperature alla base della nervatura;

$T_{ep}$ ,  $T_p$  e  $T_{ip}$  sono le temperature la lamiera;

$T_{es}$ ,  $T_{s1}$ ,  $T_{is}$ ,  $T_{s2}$  e  $T_{es2}$  sono le temperature dell'isolamento in polistirene;

$T_{conv}$ ,  $T_{rad}$  e  $T_f$  sono le temperature dell'intercapedine;

$T_{iconv}$  e  $T_{irad}$  sono per la temperatura dell'aria interna dell'edificio.

Per l'equazione di conservazione dell'energia sulla parte inclinata della nervatura viene considerato il caso di aletta classica (Ammari, 2003).

La temperatura del nodo A è stata presa come temperatura media di questa parete inclinata in cui l'energia della radiazione assorbita dal nodo  $Q_o$  è dato da:

$$Q_o = G * \alpha_o * ((b_1 - b_o) / 2) * L$$

dove:

$b_o$  larghezza della base della nervatura in metri;

$b_{inmeter}$ : larghezza di apertura della nervatura, in metro;

$L$ : lunghezza del collettore, in metri;

$\alpha_o$ : assorbanza dell'acciaio (-).

Questo calcolo dell'effetto aletta ci permette di ottenere la temperatura  $T(z)$  che è funzione della altezza  $z$  dell'intercapedine e quindi della posizione del nodo A, situato ad un'altezza pari a  $z = h / 2$ , l'equazione di bilancio termico dell'aletta:

$$T(z) = (T_p - A/B) \cos((\sqrt{B}) z) + [(T_p - A/B) (\sin((\sqrt{B}) h) / \cos((\sqrt{B}) h)) \sin((\sqrt{B}) z)] + A/B$$

dove:

$$A = (h_{ce} S_{e-o} T_e + h_{conv} S_{o-conv} T_{conv} + h_{rad} S_{o-rad} T_{rad} + Q_o) / k_p S_{o-p}$$

$$B = (h_{ce} S_{e-o} + h_{conv} S_{o-conv} + h_{rad} S_{o-rad}) / k_p S_{o-p}$$

dove:

$k_i$  è la conducibilità termica del materiale i-esimo, in W / mK;

$h_i$  è il coefficiente di trasferimento di calore del materiale i-esimo, in W/m<sup>2</sup>K;

$h$  è l'altezza del traferro, in m;

$S_{i-j}$  è la superficie di scambio termico tra i nodi i e j, in m<sup>2</sup>;

$\beta$  è l'angolo tra la verticale e la parte inclinata della nervatura, in gradi.

Un bilancio termico è scritto in ogni nodo secondo i fenomeni di trasferimento di calore accoppiati.

Esso è diviso in due parti: la prima parte riguarda la base della nervatura e la seconda parte riguarda l'intercapedine.

Le equazioni hanno la forma seguente:

$$\sum_i K_{i-j} (T_i - T_j) = M_j C_j (dT_j/dt)$$

per il nodo centrale, o:

$$\sum_i K_{i-j} (T_i - T_j) = 0$$

per i nodi superficiali in cui la conduttanza è scritta come:

$$K_{i-j} = h_{i-j} S_{i-j}$$

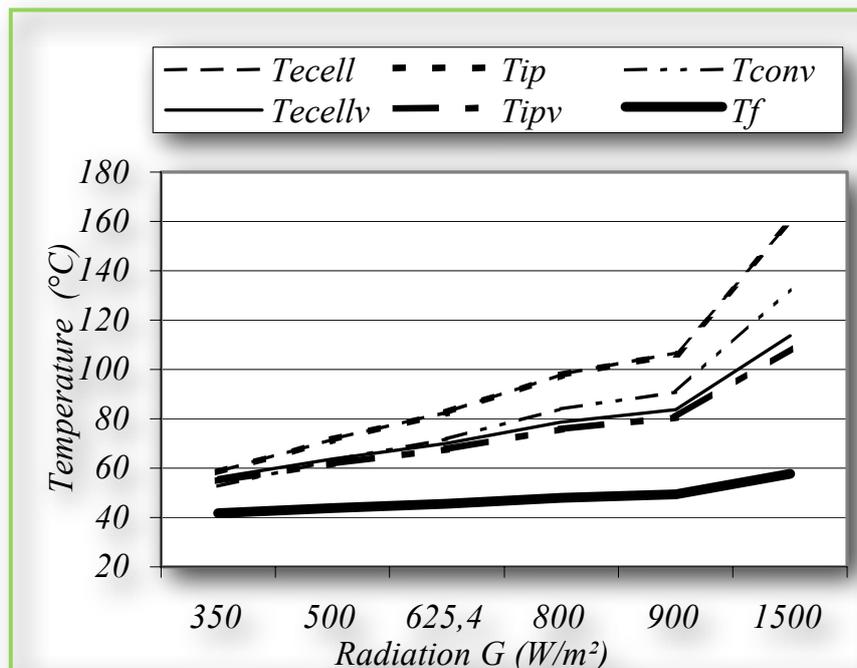


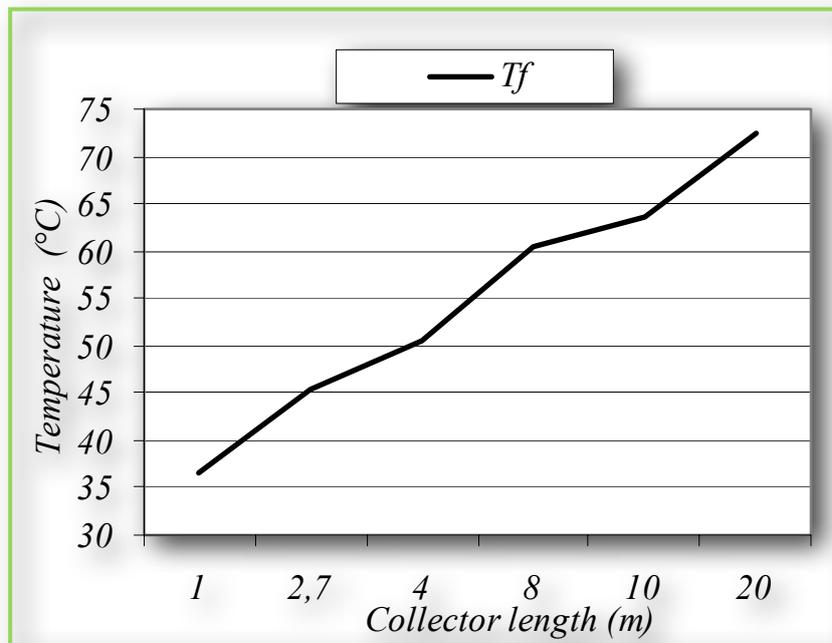
Fig. 4.12 : Andamento della Temperatura delle celle in funzione radiazione solare e del tipo di cella

#### 4.2.2.1.1 1° Bilancio termico

Il primo bilancio termico considera la base della nervatura e lo strato isolante di polistirene.

Poiché le prove sono state effettuate in laboratorio, si suppone che le pareti locali sono a temperatura ambiente  $T_e$  e la temperatura di cielo è considerata pari all'aria ambiente del laboratorio ( $T_c = T_e$ ) per le equazioni di scambio di calore di radiazione.

$$K_{rad, e-en}(T_e - T_{en}) + K_{n-en} (T_n - T_{en}) + K_{e-en}(T_e - T_{en}) + G_n b_o L/2 = 0$$



**Fig. 4.13 :** Andamento della temperatura  $T_f$  in funzione della lunghezza del collettore

dove:

$K_{rad,e-en}$  è la conduttanza per il trasferimento di radiazione tra l'indirizzo e nodi e l'ambiente, in W/K:

$$M_n C_n (dT_n/dt) = K_{in-n} (T_{in}-T_n) + K_{en-n} (T_{en}-T_n)$$

dove:

$M_i$ : massa dell' $i$ -esimo materiale, in kg;

$C_i$ : scalore specifico dell' $i$ -esimo materiale, in J/kgK.

#### 4.2.2.1.2 2° Bilancio termico

Il bilancio termico considera lo strato isolante situato sotto l'intercapedine per ventilazione naturale, l'assorbitore in metallo e le celle fotovoltaiche.

$$M_{s1} C_{s1} (dT_{s1}/dt) = K_{s1-es} (T_{es}-T_{s1}) + K_{s1-is} (T_{is}-T_{s1})$$

per l'intercapedine non ventilata, la gamma di temperature dipende dalla temperatura media radiante delle pareti dell'intercapedine.

$$\mathbf{K_{ep-rad}}*(\mathbf{T_{ep}-T_{rad}})+\mathbf{K_{o-rad}}*(\mathbf{T_o-T_{rad}})+\mathbf{K_{is-rad}}(\mathbf{T_{is}-T_{rad}}) = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{M_{air} C_{air} (dT_{conv}/dt) = K_{ep-conv} (T_{ep}-T_{conv}) + K_{o-conv} (T_o-T_{conv}) + K_{is-conv} (T_{is}-T_{conv})}$$

Il coefficiente di trasferimento di calore convettivo può essere ottenuto dal numero di Nusselt per il flusso laminare completamente sviluppato in convezione naturale nei condotti (Ammary, 2003):  $\mathbf{Nu} = \mathbf{4,36}$ .

$$\mathbf{M_p C_p (dT_p/dt) = K_{ip-p} (T_{ip}-T_p) + K_{ep-p} (T_{ep}-T_p) + K_{o-p} (T_o-T_p)}$$

$$\mathbf{K_{cell-ecell} (T_{cell}-T_{ecell}) + K_{e-ecell} (T_e-T_{ecell}) + K_{rad,e-ecell} (T_e-T_{ecell}) + Q_{cell} = 0}$$

L'energia di radiazione assorbita dalle celle fotovoltaiche tiene conto della conversione elettrica ed è dato da:

$$\mathbf{Q_{cell} = G b_{cell} (L/2) \alpha_{cell} - E_p}$$

dove:

$b_{cell}$  è la larghezza del pannello solare, in metri.

Se  $r_c$  è il rapporto tra area della cella e superficie di apertura e  $\eta_{cell}$  è l'efficienza della cella solare che è dipendente dalla temperatura di funzionamento, la potenza DC generata,  $E_p$ , è data da:

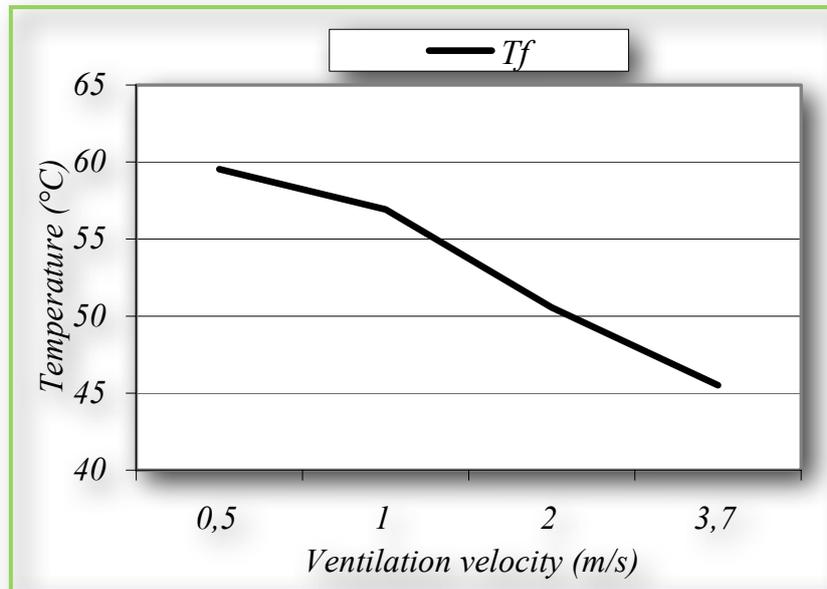
$$\mathbf{E_p = G b_{cell} (L/2) r_c \alpha_{cell}}$$

Il coefficiente di scambio termico convettivo tra la superficie delle celle fotovoltaiche e l'aria ambiente può essere ottenuta con la formula (Ammari, 2003):

$$\mathbf{h_{e-ecell} = (3,8 u_e) + 5,7}$$

dove:

$u_e$  è la velocità dell'aria in m/s.



*Fig. 4.14 : Andamento della temperatura  $T_f$  in funzione della velocità di ventilazione*

#### 4.2.2.1.3 Modellazione del collettore fotovoltaico ad aria ventilata

Nel caso di un'intercapedine ventilata, l'aria è rappresentata dal nodo  $T_f$ .

Le equazioni del bilancio di calore cambiano solo in alcuni nodi.

Nel nodo A, il risultato è simile all'equazione ma  $T_f$  sostituisce  $T_{conv}$  nelle formule dei parametri A e B.

La ventilazione dell'intercapedine è rappresentato dal nodo  $T_f$ .

$$\dot{q}_m C_p (T_f - T_{fin}) + M_f C_f (dT_f/dt) = K_{f-is} (T_f - T_{is}) + K_{ep-f} (T_{ep} - T_f) + K_{o-f} (T_o - T_f)$$

dove:

$\dot{q}_m$  è la portata in massa d'aria in kg/s;

$C_p$  è il calore specifico dell'aria in J/kg K;

Il numero di Nusselt (Nu) per convezione forzata nell'intercapedine ventilato può essere ottenuta dall'equazione di Petukhov (1970) per il flusso turbolento in tubi o condotti.

$$\text{Nu} = \left[ \frac{(f/8) \text{Re} \text{Pr}}{1,07 + 12,7 \sqrt{(f/8) (\text{Pr}^{2/3} - 1)}} \right] (\mu/\mu_w)^{0,11}$$

dove:

Re è il numero di Reynolds

Pr è il numero di Prandtl

$\mu_w$  è la viscosità dinamica dell'acqua, in kg / m.s

f è un fattore di attrito dato da:

$$f = (0,79 \ln(\text{Re}) - 1,64) - 2$$

#### 4.2.2.1.4 Confronto sperimentale

Uno studio sperimentale sul prototipo descritto è stato condotto dalla Società Sunland21 su banco di prova consentendo di ottenere i valori sperimentali di temperatura in vari punti prestabiliti nel collettore per due tipi di configurazioni.

Le prove sono state effettuate a regime e in condizioni controllate di radiazione.



*Fig. 4.15 : Macchinario di prova*

La lamiera di acciaio è stata posta in una scatola di dimensioni 2,7x0,6x0,45 m come mostra la Figura 4.15. La pendenza della scatola è regolabile da 0 ° a 15 °.

Le pareti interne del corpo sono state coperte con 5 mm di polistirene; tre lampade direzionali a scarica che offrono una potenza massima di 1500 W/m<sup>2</sup> garantiscono la radiazione, la cui intensità è stata misurata utilizzando un flussometro.

La velocità dell'aria all'ingresso del intercapedine è regolabile tramite un ventilatore con velocità che varia da 0 a 5 m/s.

Per la misura della velocità dell'aria, sono state usate sonde di velocità.

#### 4.2.2.1.5 Risultati delle simulazioni

##### ● Collettore ad aria non ventilata

Le prove realizzate hanno fornito i seguenti risultati per una radiazione  $G = 625 \text{ W/m}^2$  (Tabella 4.1).

	$T_{\text{calcolata}}$	$T_{\text{exp destra}}$	$T_{\text{exp sinistra}}$
$T_{\text{e,cell}}$	82,7	80	85,7
$T_{\text{i,cell}}$	82,6		
$T_{\text{ip}}$	82,5		
$T_{\text{ep}}$	82,4	82,4	86,7
$T_{\text{conv}}$	71,8		
$T_0 = T(h/2)$	82,6	80,9	81,0
$T_{\text{en}}$	82,7	79,2	79,2

*Tab. 4.1 : Misure dalle prove*

● **Collettore ad aria ventilata**

	<b>T<sub>calcolata</sub></b>	<b>T<sub>exp destra</sub></b>	<b>T<sub>exp sinistra</sub></b>
<b>T<sub>e,cell</sub></b>	70,0	72,8	69,2
<b>T<sub>i,cell</sub></b>	69,8		
<b>T<sub>ip</sub></b>	67,7		
<b>T<sub>ep</sub></b>	67,7	69,2	67,7
<b>T<sub>f</sub></b>	45,5	48,0	46,0
<b>T<sub>0</sub> = T(h/2)</b>	67,8	63,7	66,7
<b>T<sub>en</sub></b>	67,9		66,7

*Tab. 4.2 : Risultati dei test sui dati sperimentali*

I test eseguiti hanno fornito i seguenti risultati per una radiazione  $G = 625 \text{ W/m}^2$  e una velocità media di ventilazione di  $V = 3,7 \text{ m/s}$ , con temperatura dell'aria in entrata di  $29,4 \text{ }^\circ\text{C}$  (Tabella 4.2).

**4.2.2.1.6 Studi parametrici**

E' stato effettuato uno studio sul collettore per i due tipi di configurazioni per valutare l'influenza, sulle sue prestazioni termiche di diversi parametri quali:

● *Radiazione solare G:*

E' stato effettuato uno studio parametrico al fine di determinare l'influenza della radiazione solare  $G$  sulla temperatura dell'aria all'uscita del gap, sulla superficie superiore dei moduli fotovoltaici e sulla faccia posteriore dell'assorbitore per una simulazione di ventilazione naturale ( $T_{conv}$ ,  $T_{ecell}$  e uscite) e per una simulazione di ventilazione forzata ( $T_f$ ,  $T_{ecellv}$  e  $T_{ipv}$ ).

Il valore di radiazione solare considerata varia dai  $350$  ai  $1500 \text{ W/m}^2$ .

La velocità dell'aria nel collettore solare ventilato è fissata a  $3,7 \text{ m/s}$ .

L'analisi dei grafici ottenuti mostra che le curve dell'assorbitore e delle celle fotovoltaiche sono confusi, quindi possiamo dire che una buona ventilazione dell'assorbitore in acciaio è abbastanza per il raffreddamento dei moduli fotovoltaici.

● *Lunghezza del gap L:*

Uno studio parametrico è stato effettuato sulla temperatura del fluido all'uscita del gap variando la lunghezza del collettore fotovoltaico ad aria ventilata.

La temperatura del fluido, approssimativamente, raddoppia quando la lunghezza del collettore va da 1 a 20 m.

● *Velocità di circolazione dell'aria nel gap V:*

E' stato effettuato uno studio sulla temperatura dell'aria all'uscita del collettore, variando la velocità dell'aria.

L'analisi della curva mostra che la temperatura dell'aria diminuisce all'aumentare della velocità dell'aria di circolazione.

Rispetto alla variazione della lunghezza del collettore, la riduzione della portata di massa sembra la soluzione più pratica per aumentare l'efficienza del collettore, poiché non necessita di modificare le sue dimensioni.

Dopo il confronto si è notato che i valori ottenuti durante la simulazione sono molto vicini ai valori sperimentali ottenuti in laboratorio.

In particolare le differenze possono essere spiegate dal fatto che durante i calcoli, la radiazione doveva essere uniformemente distribuita su tutta la superficie del collettore, questo non è stato controllato e verificato durante le prove di laboratorio effettuate dalla Sunland21.

#### **4.2.2.1.7 Considerazioni in merito**

In quest'articolo è stato proposto un modello matematico del collettore fotovoltaico ad aria considerando una ventilazione dell'intercapedine naturale o forzata.

In seguito, uno studio sperimentale in laboratorio ha confermato i valori ottenuti durante la simulazione.

Lo studio parametrico effettuato ha permesso di trovare le tendenze relative alla temperatura delle celle e del fluido sul lato di uscita dell'intercapedine secondo la velocità di ventilazione, la lunghezza del collettore e la radiazione ricevuta.

Notiamo che la ventilazione forzata è ovviamente la migliore (in particolare in estate) per l'efficienza termica del collettore.

Sarebbe anche interessante esaminare se la ventilazione naturale sia in grado di sostenere, in condizioni reali, la produzione di una quantità ottimale di energia elettrica.

Considerando questo, si svilupperà un modello integrando un bilancio elettrico.

### **4.2.3 Studi sulla biblioteca pubblica di Matarò**

Gli autori di questo articolo, denominato “*Thermal Modeling for Building Integrating Ventilated PV Facade*”, sono:

- Li Mei, David Infield del *Department of Electronic and Electrical Engineering, Loughborough University, Loughborough;*
- Ursula Eicker, Volker Fux del *Department of Building Physics, Hochschule für Technik, Schellingstr, Stuttgart, Germania.*

Questa simulazione è stata realizzata per valutare il potenziale di facciate ventilate fotovoltaiche e di collettori solari ad aria integrati su edifici, in particolare prendendo in considerazione la facciata fotovoltaica della biblioteca pubblica di Matarò (nei pressi di Barcellona) rappresentata in Figura 4.16

E' stato sviluppato un modello termodinamico dell'edificio ed è stata fatta partire la simulazione con il programma di calcolo, dopodiché i risultati ottenuti sono stati convalidati con i dati sperimentali effettuati sulla facciata fotovoltaica della biblioteca.

Sono stati stimati i carichi termici estivi e invernali per questo edificio, sia con tale facciata che con una facciata convenzionale in tre diverse zone d'Europa.



*Fig. 4.16 : Biblioteca Pública di Matarò (Barcellona)*

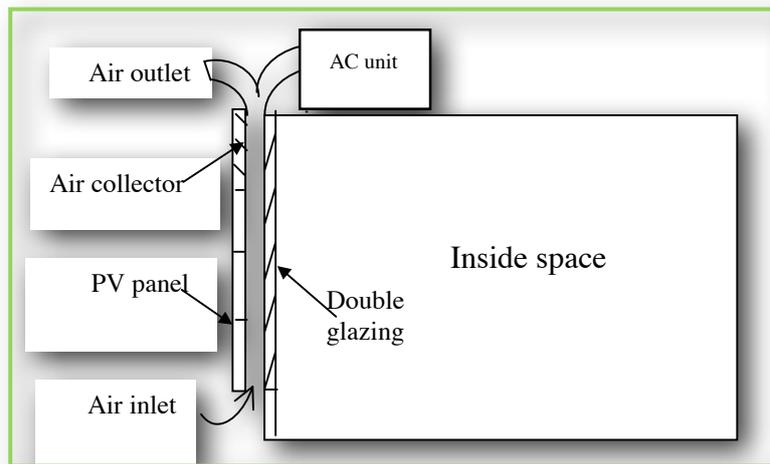
Nella parte superiore della facciata considerata sono stati inseriti appositi collettori solari, al fine di fornire aria riscaldata ad una temperatura sufficiente per scopi di riscaldamento diretto degli spazi interni dell'edificio nei periodi invernali.

Inoltre, al fine di ottenere un buon trasferimento di calore all'interno e nei collettori solari e anche per ridurre la temperatura di funzionamento del pannello fotovoltaico, si usa la convezione forzata.

Questo modello di edificio è stato realizzato con il programma di simulazione TRNSYS e permette di effettuare una valutazione delle facciate, ventilata e non, effettuando varie simulazioni.

#### **4.2.3.1 Modello termico edificio**

L'edificio è di forma rettangolare, orientato con la facciata fotovoltaica rivolta a sud e composta da finestre a doppio vetro che separano l'ambiente interno da quello esterno (parete). Le finestre, tetto e pareti non esposte a sud sono di tipo comune.



**Fig. 4.17** : Sezione della facciata ventilata fotovoltaica

Il modello completato è costituito da tre componenti principali:

- facciata ventilata fotovoltaica;
- pannelli collettori solari ad aria;
- edificio comune della zona.

Sebbene i collettori solari ad aria sono fisicamente incorporati nella parte superiore della facciata, sono stati costruiti due modelli termici in modo da poterli trattare separatamente. La figura 4.17 mostra la sezione della facciata ventilata PV di Matarò e il bilancio di energia per questa facciata è:

- **fotovoltaico:**  $G_p - U_p(T_p - T_a) - h_{cp}(T_p - T_m) - h_r(T_p - T_g) - Q_E = 0$
- **intercapedine:**  $h_{cp}(T_p - T_m) + h_{cg}(T_g - T_m) = m C_p dT_m/dx$
- **doppio vetro:**  $G_g - U_g(T_g - T_i) - h_{cg}(T_g - T_m) - h_r(T_g - T_p) = 0$

dove:

$G_p$  e  $G_g$  sono la radiazione solare osservata dai pannelli fotovoltaici e dalla finestra a doppio vetro ( $W/m^2$ );

$Q_E$  è l'elettrica generata dai pannelli fotovoltaici ( $W/m^2$ );

$U_p$  e  $U_g$  è la trasmittanza termica tra il pannello PV o i doppi vetri con l'ambiente esterno ( $W/m^2K$ ) (convezione e irraggiamento);

$h_{cp}$  e  $h_{cg}$  sono i coefficienti di trasferimento di calore convettivo del pannello fotovoltaico e doppi vetri per il intercapedine ( $W/m^2K$ );

$h_r$  è la radiazione ad onda lunga coefficiente di scambio di calore tra il pannello fotovoltaico e la finestra doppi vetri ( $W/m^2K$ ),

$T_a$ ,  $T_i$ ,  $T_p$ ,  $T_g$  e  $T_m$  sono le temperature di ambiente, spazio camera, pannello fotovoltaico, finestre di vetro e l'aria nel intercapedine, rispettivamente;

$m$  è la portata di aria nel intercapedine ( $kg / s$ );

$C_p$  è la capacità termica dell'aria ( $kJ / kg K$ ).

Il gradiente di temperatura dell'aria nell'intercapedine è riferito all'altezza dello stesso,  $x$ .

Basandosi sul concetto di questo modello stazionario, il modello termodinamico della facciata ventilata fotovoltaica può essere fatto prendendo in considerazione la capacità termica dei materiali dei vari strati che compongono la facciata.

Un sotto-modello termico unidimensionale transitorio è stato sviluppato e implementato nel linguaggio di programmazione Delphi e può essere utilizzato per simulare il rendimento termico della facciata con e senza convezione forzata, i livelli di temperatura in ogni strato della struttura ed il guadagno di energia termica mediante apertura di ventilazione.

Il codice software per questo modello è stato compilato come una DLL (Dynamical Link Library) e può essere facilmente utilizzato nella costruzione di pacchetti di simulazione per il programma TRNSYS utilizzato dagli autori dell'articolo.

Il modello termico standard per collettori solari ad aria, e incorporati nella facciata superiore dell'edificio è espresso dalle seguenti equazioni:

$$\eta = \frac{Q_u}{G_T A_c} = F_R (\tau\alpha) - \frac{F_R U_L (T_{i,c} - T_a)}{G_T} \quad (4)$$

*Rendimento collettore ad aria*

$$T_{o,c} = \frac{Q_u}{m C_p} + T_{i,c}$$

dove:

$\eta$  è il rendimento del collettore;

$Q_u$  è l'energia utile totale;

$G_T$  è la radiazione solare incidente sul collettore ( $W/m^2$ );

$A_c$  è l'effettiva superficie dei collettori ( $m^2$ );

$F_R$  è il calore complessivo collettore fattore di efficienza di rimozione;

$U_L$  è il coefficiente di perdita di calore complessiva del collettore ( $W/m^2K$ );

$T_{i,c}$  e  $T_a$  sono la temperatura del collettore di ingresso e di uscita, rispettivamente.

$C_p$  è la capacità termica dell'aria ( $kJ / kg K$ ).

Il retro del collettore solare si presume essere perfettamente isolata dall'interno della camera.

Sperimentalmente, i risultati dei test dei collettori sono spesso presentati come un grafico lineare di  $\eta$  rispetto  $(T_{i,c} - T_a) / G_T$ , con intercetta ( $a = F_R (\tau\alpha)$ ) e la pendenza ( $b = F_R U_L$ ). Quando i valori di ( $a$ ,  $b$ ) sono noti, questo modello di efficienza lineare può essere usato per calcolare l'energia utile del collettore e la temperatura dell'aria in uscita.

Nel modello, il guadagno di calore dal collettore solare si presume essere trasferito direttamente nello spazio dell'edificio per la stagione invernale, mentre, in estate, si presume essere scaricata direttamente in ambiente.

Il modello di costruzione termico è basato sul metodo della funzione di trasferimento ASHRAE e per semplicità è considerato come una singola zona.

Il guadagno di calore orario attraverso le pareti di tipo comune/tetto per l'aria interna può essere calcolato come:

$$Q_z = \sum_{t=0} (b_t T_{sa,t} - c_h T_{eq,t}) - \sum_{t=1} d_t Q_{z,t}$$

*Flusso termico attraverso la parete tipo comune*

dove:

$t$  è l'intervallo di tempo;

$t = 0$  rappresenta l'ora corrente;

$t = 1$  rappresenta l'ora precedente, e così via;

$b_t$ ,  $c_t$  e  $D_T$  sono i coefficienti della funzione di trasferimento.

Questi coefficienti sono determinati e dipendono dalle proprietà termofisiche dei singoli strati della parete.

$T_{sa}$  è la temperatura dell'aria calcolata in base al trasferimento di calore convettivo e radiante verificata sulle superfici esterne della parete.

Poiché le superfici sono in diversi orientamenti riceveranno diverse intensità di radiazione solare.

$T_{eq}$  è una temperatura equivalente in zona equivalente che considera l'effettiva temperatura dell'aria e lo spazio delle temperature superficiali interessate.

$Q_z$  è il guadagno di calore che attraversa la parete, soffitto e pavimento nello spazio all'interno dell'edificio attraverso i coefficienti della funzione di trasferimento corrispondenti.

Per le finestre installate sulle pareti, la conduzione termica attraverso la finestra all'ambiente è data da:

$$Q_w = A_w U_w (T_a - T_{eq})$$

*flusso termico attraverso le finestre*

dove:

$U_w$  è il reciproco della somma delle resistenze della finestra, aria esterna e aria all'interno.

Per la ventilazione e le infiltrazioni verso l'interno dell'edificio è stato considerato un tasso di ventilazione di progetto pari a 9000 m<sup>3</sup>/ora e per valutarne i flussi di calore che ne derivano si considerano le seguenti equazioni:

$$Q_{vent} = C_p m_{vent} (T_a - T_z)$$

*Ventilazione*

$$Q_{infl} = C_p m_{infl} (T_a - T_z)$$

### *Infiltrazione*

con:

$$m_{inf} = \rho_a V (0.1 + 0.023 | T_a - T_Z | + 0.07 W)$$

*Portata d'infiltrazione*

I coefficienti per la portata di infiltrazione sono stati presi dal Manuale di *ASHRAE Fundamentals*.

V è il volume dell'edificio (12509 m<sup>3</sup>);

W è la velocità del vento.

Dal momento che la facciata ventilata fotovoltaica insieme ai collettori solari ad aria occupa l'intero lato sud dell'edificio, la facciata fotovoltaica è considerata come un muro speciale per il guadagno e la perdita di calore attraverso gli strati di facciata dell'edificio. Ciò significa che il calore convettivo, passante dalla superficie di vetro doppio interna della facciata nello spazio interno all'edificio è determinato da:

$$Q_{PV} = h_i (T_g - T_{eq})$$

*Calore convettivo passante dal doppio vetro*

dove:

$Q_{PV}$  è il guadagno o la perdita di calore attraverso la facciata;

$h_i$  è il coefficiente di convezione del vetro interno della facciata.

Il modello della parete di tipo normale insieme a quello della facciata ventilata fotovoltaica e al modello dei collettori solari ad aria formano un modello termico completo di tutto l'edificio.

Con quest'ultimo, sono state effettuate le simulazioni mediante l'utilizzo del programma, in seguito convalidate confrontando i risultati ottenuti con le misure effettuate tramite gli strumenti di cui è fornita Matarò, dove è situato l'edificio in esame.

#### **4.2.3.2 Risultati della simulazione e confronto con i dati misurati**

L'intero modello dell'edificio Matarò è stato assemblato all'interno dell'ambiente di simulazione TRNSYS. I dati climatici utilizzati nelle simulazioni, compresa la radiazione totale orizzontale, temperatura dell'aria, velocità del vento, ecc. sono presi dal sistema di monitoraggio installato a Matarò.

La diffusione e irraggiamento sulle superfici di orientamento diversi sono calcolati da un modello di processore solare basato sui metodi Liu e Jordan e recepita entro i TRNSYS.

Nella simulazione, il valore di la trasmittanza e assorbanza prodotte per il pannello fotovoltaico è stato fissato pari a 0,8.

Questo significa che l'80% della radiazione incidente sulla parte opaca della superficie verticale della facciata viene assorbita e convertita in elettricità o energia termica a pannello fotovoltaico. Contemporaneamente, la semi-trasparenza del pannello fotovoltaico consente il passaggio del 15% della radiazione solare onda corta attraverso la finestra a doppi vetri.

L'efficienza del pannello fotovoltaico nella simulazione è assunta costante al 10,25%.

I risultati della simulazione sono stati confrontati con i dati misurati dalle strumentazioni di Matarò considerando due set di temperature misurate durante due periodi non occupati, perché durante il tempo occupato l'impianto HVAC non funziona e non c'è ulteriore energia termica fornita alla camera.

I due periodi considerati vanno dal:

- 01/Agosto/1999 al 03/Agosto/1999;
- 04/Settembre/1999 al 05/Settembre/1999.

Poiché il confronto viene eseguito nella stagione estiva l'aria riscaldata dal collettore aria viene scaricata all'esterno piuttosto che all'interno dell'edificio.

In queste circostanze, le prestazioni dell'edificio sono determinate esclusivamente dalla radiazione solare incidente e dalle condizioni ambientali (temperatura ambiente e velocità del vento).

Il confronto tra simulazioni e misurazioni sono rappresentate nei grafici seguenti.

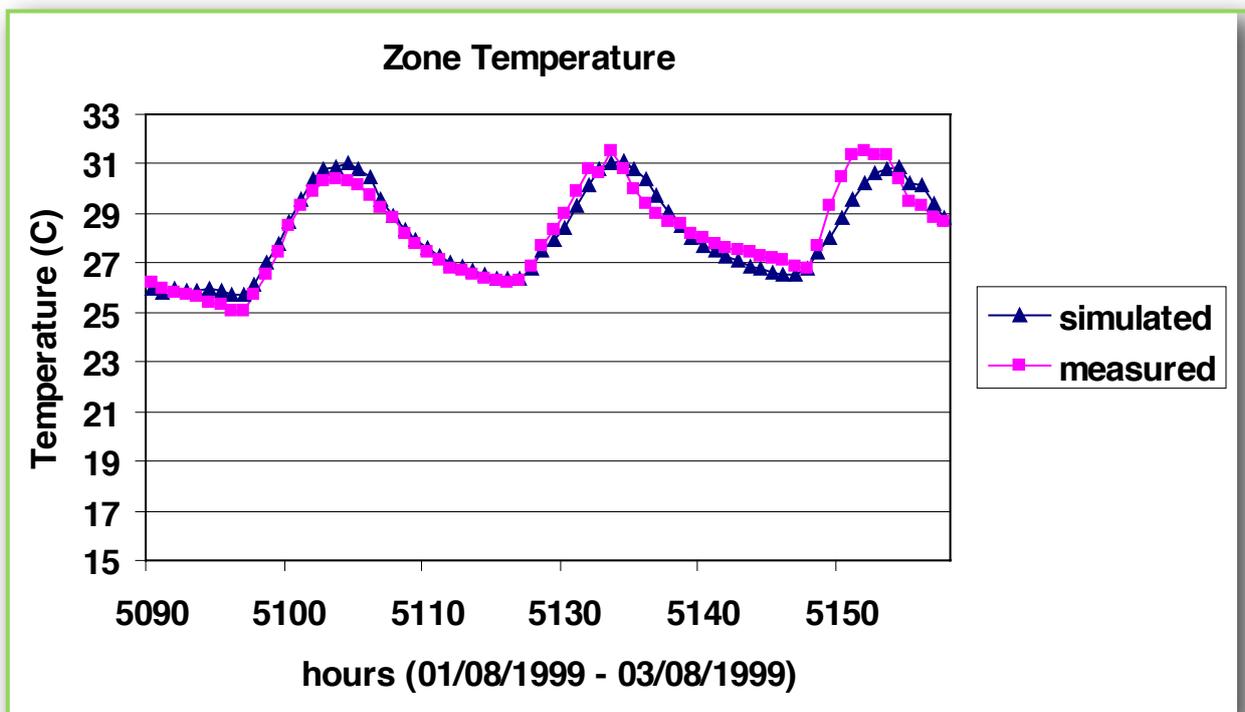


Fig. 4.18 : Confronto temperature simulata-misurata durante il periodo di Agosto

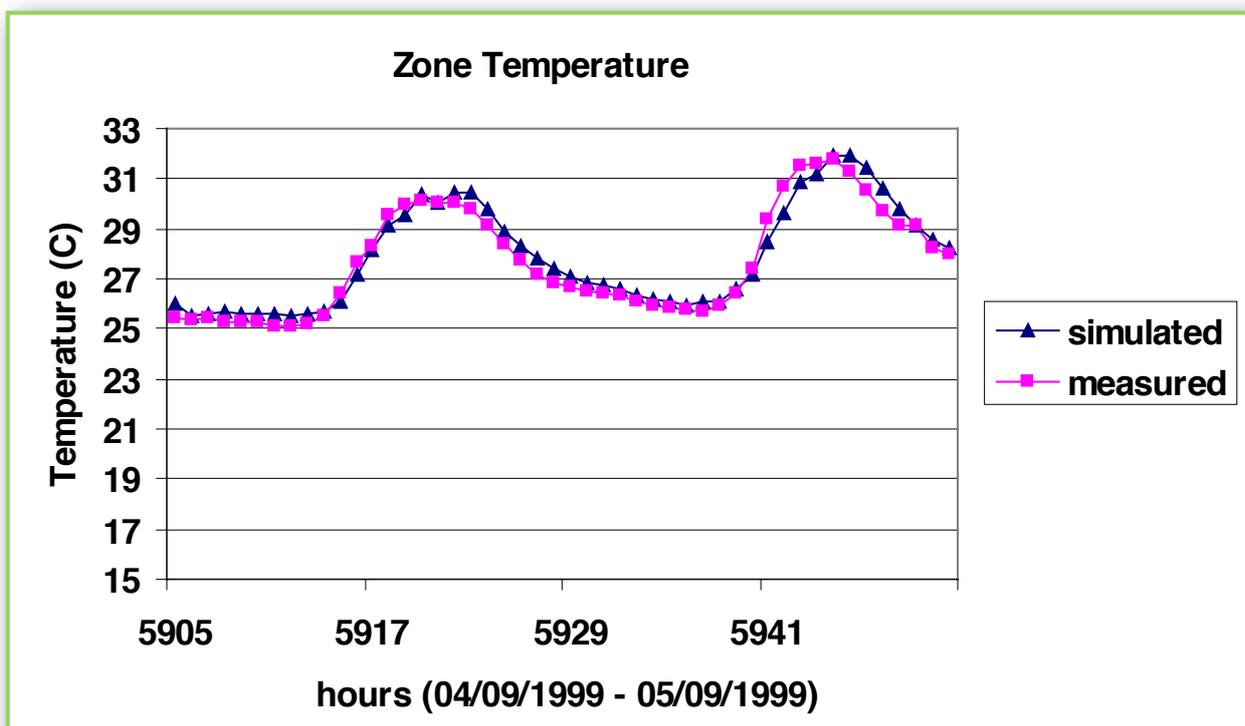


Fig. 4.19 : Confronto temperature simulata-misurata durante il periodo di Settembre

Si può notare che le fluttuazioni di temperatura simulate sono molto vicine a quelle misurate. Tuttavia, la risposta transitoria del modellato è leggermente più lenta, come indicato dalla temperatura misurata.

Questo riflette il valore approssimativo della capacità termica utilizzata nel calcolo temperatura di zona.

#### 4.2.3.3 Previsioni sul carico termico

Utilizzando il modello sviluppato, risulta semplice effettuare previsioni sui carichi termici estivi e invernali.

Tenendo conto di un guadagno di calore interno 6000kW dato dalle persone e dalle apparecchiature elettriche presenti all'interno della camera, viene considerata l'energia per il riscaldamento o raffreddamento da fornire all'interno dell'edificio per soddisfare il requisito di temperatura ambiente per le stagioni di riscaldamento (inverno) e di raffreddamento (estate) rispettivamente.

- riscaldamento stagione invernale:
  - 20 °C: mentre la camera è occupata;
  - 17 °C: mentre la camera non è occupato (week-end);
- raffreddamento stagione estiva:
  - 26 °C mentre la camera occupata e non occupata;

Per sfruttare la facciata ventilata, la ventilazione forzata deve essere utilizzata in base alle strategie di controllo ottimali che riflettono le diverse condizioni che si verificano durante il riscaldamento nelle stagioni di raffreddamento. E' presente quindi un modello di controllo ON / OFF ventilatore che è stato modellato e descritto come:

- *Condizioni invernali (tempo di occupato)*: se la temperatura di facciata è superiore alla temperatura esterna di 5 °C, il ventilatore è ON e l'aria preriscaldata viene ventilata ed è diretta verso l'unità di condizionamento, dove può essere utilizzato per il riscaldamento dell'ambiente interno.
- *Condizioni invernali (tempo non occupato)*: se la temperatura di facciata è superiore alla temperatura ambiente interno di 5 °C, il ventilatore è ON e l'aria preriscaldata ventilata è diretta verso l'unità di condizionamento.
- *Estate*: se la temperatura di facciata è superiore ai 38 ° C, il ventilatore è ON e l'aria ventilata è convogliata direttamente verso l'ambiente esterno permettendo il raffreddamento facciata.

Dal momento che le misurazioni continue della libreria Matarò attraverso un intero anno non sono disponibili, i dati meteo sono stati generati usando il codice proprietario, METEONORM è stato utilizzato nella stima dei carichi termici.

La radiazione globale orizzontale, la temperatura ambiente e la velocità del vento sono state create utilizzando METEONORM per tre sedi differenti quali **Stoccarda**, **Loughborough** e **Barcellona**, rispettivamente, al fine di assumere le prestazioni della facciata ventilata fotovoltaica nei diversi climi europei.

Le figure 4.20 e 4.21 forniscono un'istantanea della temperatura ambiente e le corrispondenti variazioni della temperatura ambiente per Barcellona nei mesi di gennaio e agosto, rispettivamente. In figura 4.20 (stagione di riscaldamento), nel fine settimana, alla temperatura ambiente viene permesso di essere superiore al valore di riferimento di 17 ° C.

Nessun energia di riscaldamento è quindi necessario per questi giorni. Gli altri cinque giorni sono il periodo occupato e la temperatura ambiente viene mantenuta al valore di riferimento dal sistema di riscaldamento.

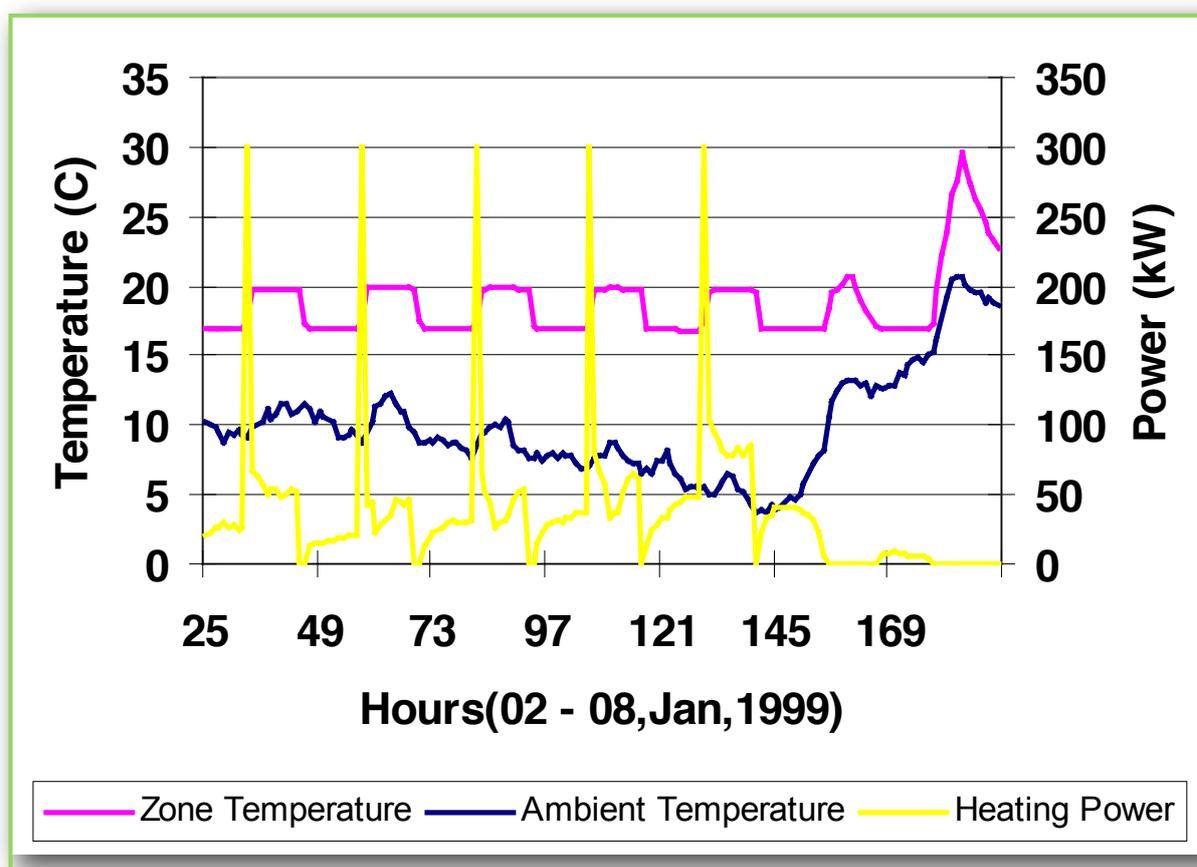


Fig. 4.20 : Confronto temperature misurate: stagione invernale

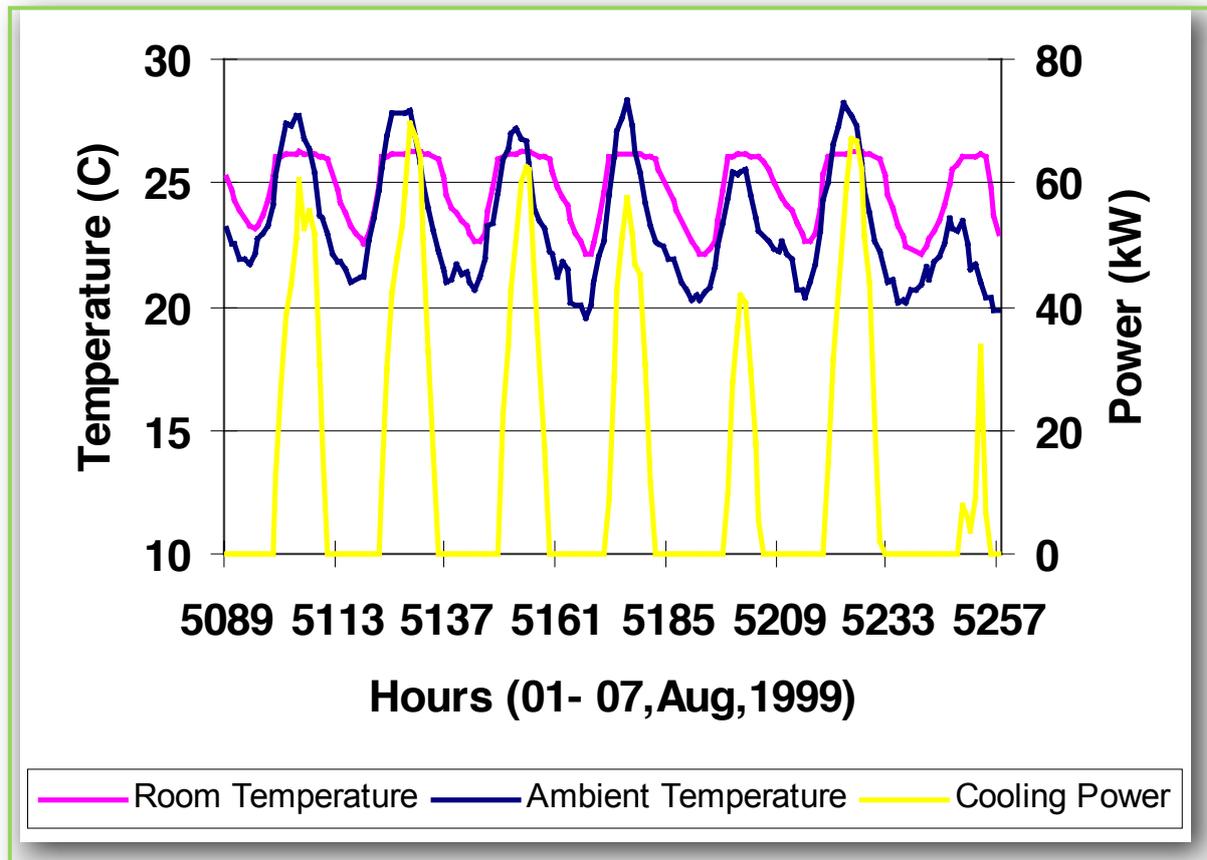


Fig. 4.21 : Confronto temperature misurate: stagione estiva

Come si può notare, nel periodo invernale, gli ultimi due giorni corrispondenti al fine settimana, alla temperatura ambiente viene concesso il valore limite di riferimento di 17 °C, in questi giorni, non è quindi richiesto energia per il riscaldamento.

Gli altri cinque giorni indicano il periodo di occupazione e la temperatura ambiente viene mantenuta al valore di riferimento di 20 °C grazie al sistema di riscaldamento costituito dal collettore solare ad aria.

Per quanto riguarda la stagione estiva, la potenza di raffreddamento fornito deve mantenere la temperatura ambiente a 26 °C durante entrambi i periodi, occupato e non occupato. Naturalmente, se la temperatura è inferiore a questo limite, la potenza per il raffreddamento non è necessaria soprattutto durante il periodo notturno.

Le simulazioni per Stoccarda e Loughborough sono state effettuate sulla base dei dati meteorologici METEONORM.

Integrando le simulazioni, sono stati stimati per la Biblioteca Matarò, i rispettivi carichi termici estivi e invernali nei tre diversi siti di Barcellona, Stoccarda e Loughborough.

Si noti che non sono state apportate modifiche alle specifiche di costruzione o di controllo. Questa simulazione è stata fatta al fine di consentire un confronto tra le prestazioni operative dello stesso edificio in climi europei differenti.

In realtà andrebbero considerati anche i livelli marginalmente diversi di isolamento e di progettazione degli impianti solitamente utilizzati nei diversi siti.

I grafici riportati in seguito mostrano i carichi termici annui calcolati utilizzando il modello di simulazione definito inizialmente per l'edificio interessato nelle tre località.

I risultati mostrati nelle figure 4.22 e 4.23, si riferiscono ad una facciata ventilata fotovoltaica e ad una facciata ventilata con un rivestimento tradizionale in mattone con finestre orientate entrambi a sud.

I risultati riflettono le condizioni climatiche: come previsto, per il clima più freddo (Stoccarda) il carico termico invernale è più elevato, mentre per la zona più calda (Barcellona), c'è un carico massimo estivo.

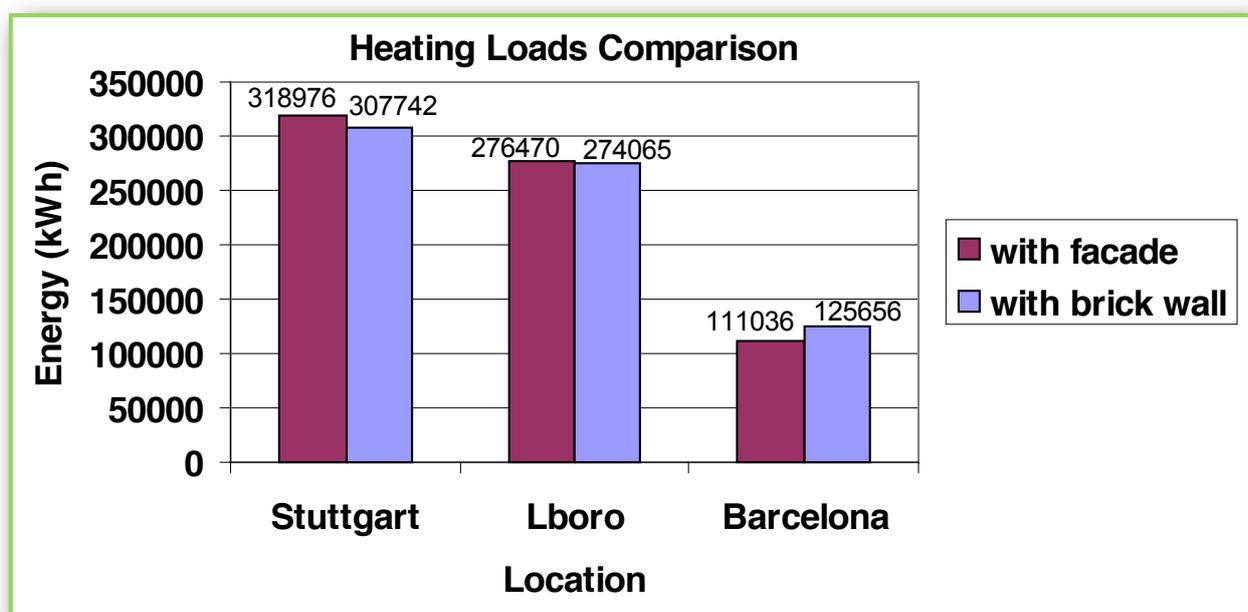


Fig. 4.22 : Carichi termici estivi nelle tre località

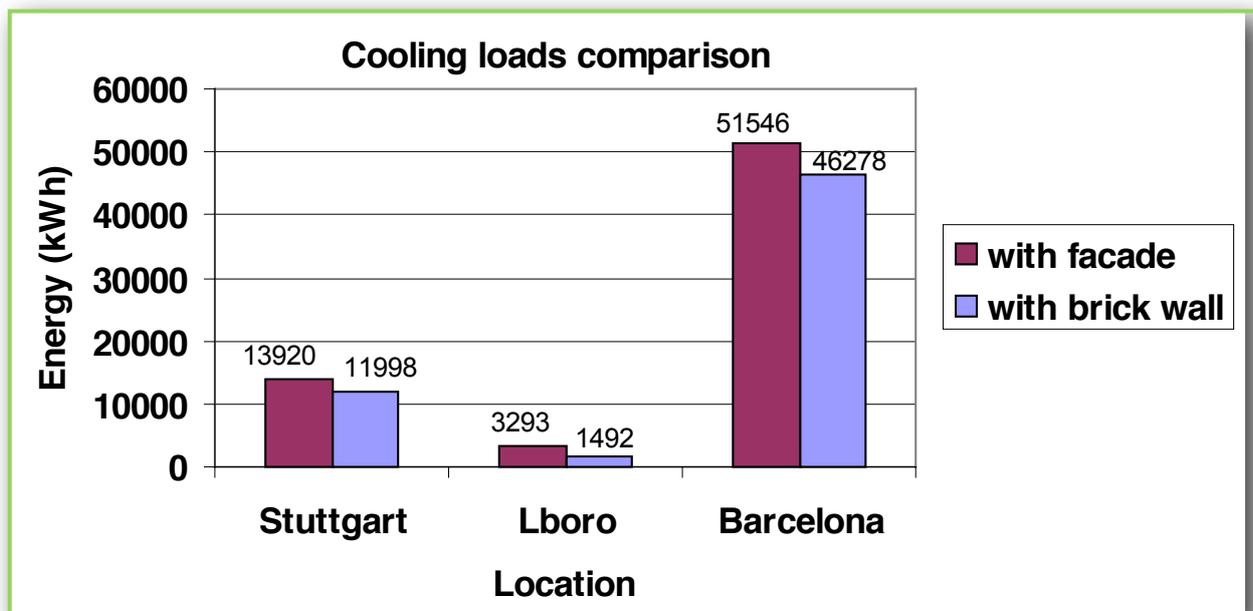


Fig. 4.23 : Carichi termici invernali nelle tre località

Si può anche notare che la facciata ventilata fotovoltaica non sembra dare un contributo di riscaldamento più grande alla costruzione nelle zone a clima più freddo di Stoccarda e di Loughborough, come si prevedeva. Questo perché la facciata fotovoltaica presenta un grande coefficiente di dispersione termica rispetto al muro convenzionale; tale perdita di calore nella facciata fotovoltaica non è completamente compensata dal pre-riscaldamento utili aria ventilata.

A Barcellona, il 12% dell'energia di riscaldamento può essere salvato utilizzando il guadagno di calore ventilato durante la stagione invernale, mentre in estate l'energia frigorifera necessaria potrebbe essere compensata da un sistema di raffreddamento solare guidato da l'aria calda della facciata.

In conclusione, il modello può, nel lavoro futuro, essere applicato per perfezionare la progettazione delle facciate ventilate e quelle integrate con il fotovoltaico.

#### 4.2.4 Collettore fotovoltaico ad aria ventilata:

##### Applicazioni, simulazioni e monitoraggio iniziale

B.P. Cartmell, N.J. Shankland, D. Fiala e V. Hanby sono gli autori di questo articolo nominato “*A Multi-operational Ventilated Photovoltaic and Solar Air Collector: Application, Simulation and Initial Monitoring Feedback*”.

L'applicazione di sistemi di pareti ventilate fotovoltaiche (VPV) che incorporano ibridi collettori fotovoltaici termici è un metodo praticabile per la riduzione dei costi a causa del combinato utilizzo di energia elettrica, aria calda e acqua calda per uso all'interno dell'edificio.

Utilizzando questa tecnologia, l'aria è attivamente passata dietro i moduli fotovoltaici, raffreddando così le celle e mantenendone l'efficienza, può quindi essere utilizzato per modificare le temperature dell'aria di ventilazione o di ricircolo attraverso una batteria di riscaldamento per l'acqua calda.

La questione del costo fotovoltaico è attualmente uno dei principali fattori che limitano la sua applicazione su vasta scala, visto che i sistemi VPV incorrono in costi di capitale ancora più elevati a causa degli impianti necessari per la raccolta e la distribuzione termica. Questa tecnologia può sembrare ancora meno economicamente sostenibile per un progettista.

Tuttavia, se considerata in una fase iniziale della progettazione di un edificio utilizzando un approccio olistico per incorporare sistemi solari passivi e attivi (Hestnes, 1999), questa tecnologia può fornire significativi risparmi sui costi nel ciclo della vita rispetto ai sistemi PV standard, e quindi una riduzione del periodo di rientro del capitale iniziale.

Per garantire che l'applicazione di sistemi VPV sia appropriata per uno specifico edificio ed ai suoi requisiti di carico, una simulazione dettagliata in fase di progettazione può aiutare a ottimizzare le prestazioni del sistema installato.

Il Centro Ambientale di Brockshill (BHEC) aperto al pubblico nell'aprile 2001, si trova nella parte meridionale della città di Leicester, Regno Unito ed è di una struttura di proprietà gestita da un piccolo consiglio, che nasce con l'obiettivo di promuovere l'energia e la consapevolezza ambientale per le comunità circostanti.

L'edificio (Figura 4.24) comprende un ristorante, una grande sala TV, piani residenziali e una classe in cui si effettuano le attività didattiche per visite scolastiche.



*Fig. 4.24 : Collettore applicato all'edificio*

Il concetto di design originale era quello di realizzare un edificio pubblico automatico nella fornitura di energia e acqua, dimostrare le tecniche di edilizia sostenibile e l'uso di materiali a basso impatto ambientale.

A tal fine, l'edificio usa un isolamento solare passivo di design e funge da piattaforma per diversi sistemi di energia rinnovabile che forniscono energia elettrica, riscaldamento e acqua calda per uso all'interno dell'edificio. Questo sistema integrato è incentrato su un serbatoio di accumulo termico a stratificazione che può accettare input dal sistema di pareti ventilate fotovoltaiche (V-PV) in questione, un collettore solare ad acqua con tubi sottovuoto, recupero di calore per lo spazio interno e un backup della caldaia a combustibile che può accettare legno o olio combustibile. Tale legno, in futuro, sarà a carico dei 40.000 alberi piantati nel parco intorno all'edificio.

L'alimentazione elettrica sarà inoltre potenziata all'inizio del 2002 con l'installazione di una turbina eolica da 25 kW in loco.

Per ottimizzare le prestazioni termiche dell'edificio, i servizi sono stati progettati con un sistema integrato che può adattarsi alle variazioni di carico di riscaldamento e ventilazione, alle condizioni ambientali e variazioni stagionali, all'occupazione e alla funzione dell'edificio.

Questo complesso sistema è necessario per consentire prestazioni ottimali dei sistemi energetici passivi e rinnovabili.

I sistemi attivi termici sono concentrati intorno al serbatoio centrale di accumulo termico. Tale serbatoio è stato costruito appositamente per le particolari esigenze del sistema, con ingressi dai vari sistemi ai diversi livelli all'interno del serbatoio.

Ciò consente una stratificazione all'interno del suo volume in modo che gli ingressi di calore ad una temperatura inferiore a quella massima all'interno del serbatoio non si diluiscano nell'acqua a temperatura superiore.

L'acqua calda viene fornita al serbatoio da quattro fonti principali tramite tre tubi di ingresso che possiedono ugelli a varie altezze all'interno del serbatoio per consentire la stratificazione; quando l'acqua entra nel serbatoio si dispone al livello appropriato corrispondente alla sua temperatura.

Le due uscite del sistema saranno utilizzate per il riscaldamento dell'ambiente interno e per la fornitura di acqua calda che, per entrambi questi sistemi, viene estratta dalla parte superiore del serbatoio centrale di accumulo termico e fornita all'unità di trattamento dell'aria (UTA) e al serbatoio di acqua calda da pompe indipendenti. L'aria calda viene rilasciata negli spazi attraverso un'unità a basso livello di spostamento, muovendo l'aria viziata che viene poi estratta attraverso le griglie a soffitto.

Quando l'acqua calda viene pompata in continuazione nel sistema sistema, un by-pass viene fornito per regolare la quantità di acqua calda che la batteria di riscaldamento sta ricevendo.

L'acqua raffreddata viene rimessa in circolo nel sistema.

Il sistema principale di acqua calda è fornito dal serbatoio di calore centrale tramite il cilindro di acqua calda in cui la temperatura può essere potenziata da una resistenza.

Il collettore VPV è montato sulla parte inferiore del tetto a 35° e consiste in venti moduli con una superficie totale di 37m<sup>2</sup>.

L'aria viene forzata attraverso un canale isolato dietro gli elementi fotovoltaici e passa attraverso quattro moduli montati in serie seguita da un modulo solare ad aria prima di tornare al riscaldamento principale.

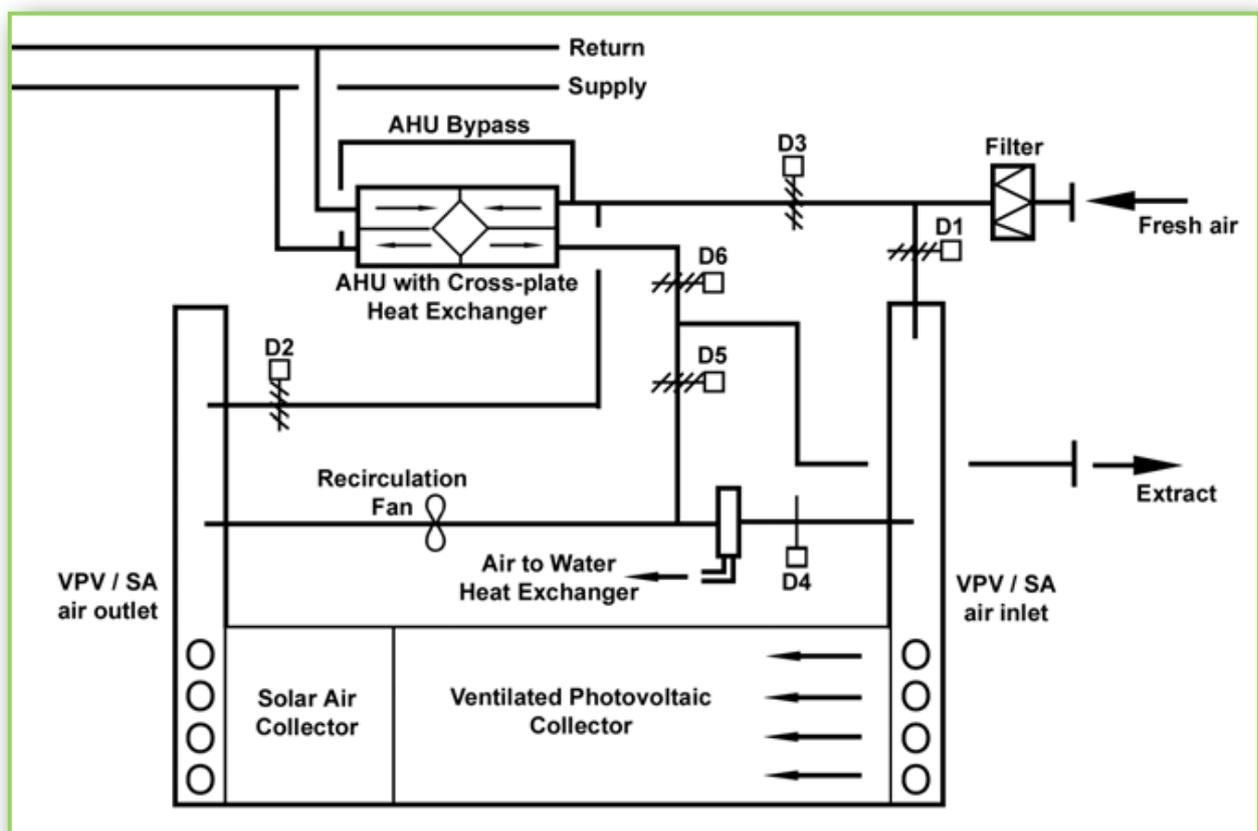
Questa aria riscaldata può essere utilizzata direttamente per il riscaldamento degli ambienti interni o fornita al serbatoio di calore centrale tramite uno scambiatore di calore aria-acqua.

Il collettore copre una superficie di 12.5 m<sup>2</sup> e consiste in una superficie nera assorbente, situata dietro un sistema di copertura a concentrazione, che trasferisce il calore in un canale d'aria sul retro. Il canale è dotato di alette per aumentare la superficie di scambio e quindi calore al flusso d'aria.

Il collettore combinato è composto da cinque collettori montati in parallelo e prodotti dalla Grammer solarluft-Technik GmbH.

In base alle condizioni ambientali e alla domanda per lo spazio o al riscaldamento dell'acqua all'interno dell'edificio, il sistema VPV/SA può essere programmato dal sistema di Building Management dell'Energia (BEMS), per l'esecuzione nelle quattro modalità di funzionamento.

Nella figura 4.27 e nella tabella 4.1 è mostrato il VPV/SA del sistema e taratura degli ammortizzatori per le modalità di funzionamento.



*Fig. 4.25 : Sistema VPV/SA*

Modalità di funzionamento	Ammortizzatori Aperti	Ammortizzatori Chiusi
VPV/SA all'AHU	D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> , D <sub>6</sub>	D <sub>3</sub> , D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>
VPV/SA by-pass	D <sub>3</sub> , D <sub>6</sub>	D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> , D <sub>5</sub>
Calore ceduto all'ambiente	D <sub>1</sub> , D <sub>5</sub>	D <sub>2</sub> , D <sub>4</sub> , D <sub>6</sub> , D <sub>3</sub>
VPV/SA al serbatoio di calore	D <sub>4</sub>	D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> , D <sub>5</sub>

*Tab. 4.3 : Modalità di funzionamento*

● **Modo 1: Preriscaldamento dell'aria di ventilazione**

E' il modo operativo principale durante i mesi invernali o durante i periodi di tempo più freddo.

L'obiettivo principale è quello di preriscaldare l'aria di ventilazione in entrata prima di entrare nell'UTA dove viene riscaldata alla temperatura corretta prima di essere fornita alla costruzione.

Se il sistema VPV/SA fornisce aria alla temperatura desiderata o non è necessario per il recupero di calore, lo scambiatore di calore può essere bypassato.

● **Modo 2: Collettori di bypass VPV/SA**

Questa modalità di funzionamento può essere utilizzata quando il calore fornito dalla parete ventilata fotovoltaica VPV/SA non è necessario per il riscaldamento all'interno dell'edificio.

Durante questi periodi, l'aria fresca in ingresso può bypassare i collettori solari e alimentare direttamente il CTA.

● **Modo 3: VPV/SA ricircolo al serbatoio centrale di calore**

In questa modalità di funzionamento, un ventilatore fa circolare l'aria dietro i collettori VPV/SA per raggiungere una temperatura più elevata.

Durante il ricircolo l'aria passa attraverso lo scambiatore di calore, da qui, il calore può essere portato al serbatoio centrale.

Questa modalità di funzionamento può essere eseguito in combinazione con il bypass VPV/SA.

#### ● **Modo 4: aria calda caricata all'esterno**

Quando non vi è richiesta di riscaldamento degli spazi interni o di acqua calda, l'aria riscaldata viene scaricata direttamente nell'atmosfera permettendo così di mantenere buone efficienze operative delle celle fotovoltaiche.

#### **4.2.4.1 Funzionamento Invernale ed estivo dei sistemi VPV/SA**

Il collettore VPV/SA è parte integrante del sistema di ventilazione meccanica durante la stagione fredda e opererà nei diversi modi sopraelencati dal 1 al 3, o 2 e 3 combinati, sotto il controllo dei BEMS.

Il Modo 1 dominerà il funzionamento invernale poiché, visto l'alta domanda di riscaldamento, necessita di tutti i guadagni termici da fornire direttamente agli spazi occupati, con l'aiuto della caldaia attraverso il serbatoio di accumulo termico.

Le Modalità 2 e 3 separate o combinate saranno utilizzate solo quando non vi è richiesta di riscaldamento, vale a dire, quando apporti di calore sono alti o durante la transizione tra l'inverno e il funzionamento estivo.

Durante l'estate, l'edificio è ventilato naturalmente giorno e notte con un po' di ventilazione meccanica in cucina e nei servizi igienici.

La ventilazione diurna dissipa il calore dai guadagni solari, al contrario la ventilazione notturna raffredda la massa termica, contribuendo a mantenere le temperature interne confortevoli durante il giorno seguente.

L'unità di trattamento aria (UTA) non fornisce la ventilazione durante l'estate, quindi le modalità 1 e 2 non saranno utilizzabili. Invece, il collettore VPV/SA alternando i modi 3 e 4, e soprattutto la modalità 4 soddisfano la domanda di acqua calda per la maggior parte dell'anno.

#### **4.2.4.2 Sviluppo delle simulazioni**

La sezione di simulazione di questo studio è stata progettata con l'obiettivo di un confronto appropriato con i dati misurati sperimentalmente e di valutare con maggiore

precisione le prestazioni del sistema VPV/SA nonché quello di fornire previsioni sulle prestazioni (Shankland et al, 2000) durante la fase di costruzione del progetto.

A tal fine, è stato sviluppato un approccio combinato di simulazione che incorpora strumenti di simulazione transitori quali ESP-r (ESRU, 2000) e TRNSYS (SEL, 2000), ottenendo un calcolo dettagliato dei carichi di riscaldamento e di energia di ventilazione, adeguati profili operativi, insieme ad una descrizione delle componenti SA del sistema PV/T nel formato TRNSYS.

Due nuovi tipi di TRNSYS sono stati sviluppati per il collettore PV/T e SA rispettivamente. Entrambi erano basati sul modello Bliss Whillier Hottel, HWB, (Hottel e Whillier, 1955, Bliss, 1959) che viene utilizzato all'interno di TRNSYS 73 per collettori solari piani.

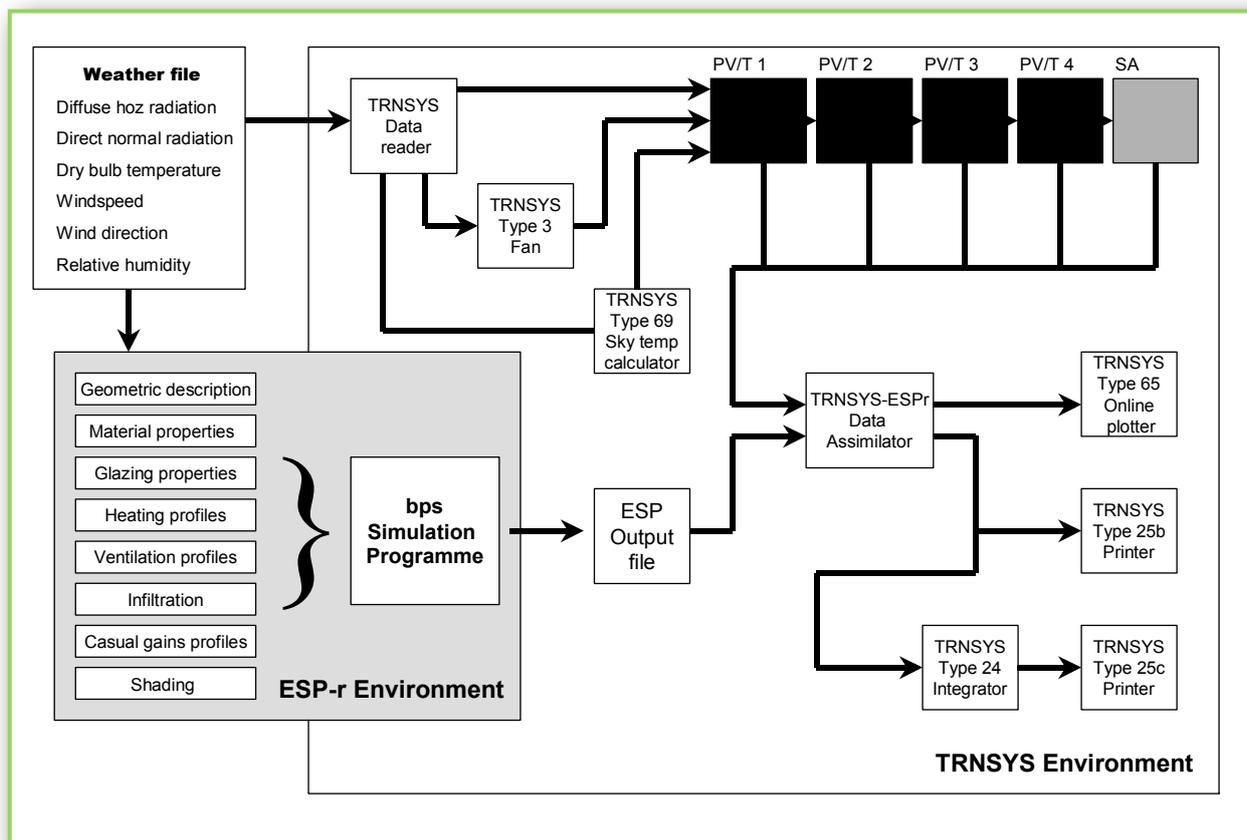
Il nuovo tipo PV-T è l'estensione del collettore PV-T con TRNSYS 50 che sviluppa il modello HWB per includere l'estensione Florschuetz per collettori PV-T, inoltre include un calcolo transiente del fattore di efficienza del collettore, un calcolo appropriato delle perdite di bordo a causa della posizione in serie del collettore, le perdite radiative a temperatura di cielo, una descrizione dettagliata e specifica della geometria del collettore nonché le proprietà dei materiali descritti.

Il sistema SA incorpora, oltre le caratteristiche di cui sopra, un calcolo di un fattore di efficienza aggiornato per la presenza di superfici alettate all'interno del flusso d'aria (che sono anche geometricamente note).

Le prestazioni dei collettori solari possono essere valutati singolarmente o in combinazione con altri componenti o attuatori di controllo.

Il processo di simulazione prevede un file di uscita, da ESP-r, che fornisce i requisiti di carico orari per le singole zone all'interno dell'edificio. Questo file di uscita può essere letto da un altro sottoprogramma recente sviluppato, TRNSYS, che calcola il file di uscita disponibile per pannelli PV-T e SA(Figura 4.28).

Entrambi i processi di simulazione utilizzano un file temporale identico (anno di riferimento CIBSE 1967).



*Fig. 4.26 : Combinazione tra i due programmi di calcolo*

Lo scopo principale di questo studio era quello di effettuare simulazioni per determinare la resa termica dei collettori combinati che possono essere utilizzati per compensare riscaldamento ed energia di ventilazione all'interno dell'edificio e per misurare le prestazioni dei collettori come un sistema isolato.

I risultati per il riscaldamento dell'acqua in questo studio, rappresentano il contributo teorico di produzione di acqua calda se viene utilizzato un'operazione standard a singolo passaggio.

#### 4.2.4.3 Risultati delle simulazioni

Le tabelle 4.2 e 4.3 forniscono previsioni mensili e, in generale, carichi di spazio e di acqua all'interno dell'edificio assieme ai rendimenti del collettore.

Mesi	Previsioni mensili del Carico Termico [KWh]				
	Classe	Sala Esibizioni	Ristorante	Totale	Acqua
<b>Gennaio</b>	778,4	1017	292	2087,4	598
<b>Febbraio</b>	439,1	314,4	103,6	857,1	524
<b>Marzo</b>	84,5	1,8	1,4	87,7	556
<b>Aprile</b>	52,6	-	0,2	52,8	512
<b>Maggio</b>	-	-	-	-	506
<b>Giugno</b>	-	-	-	-	475
<b>Luglio</b>	-	-	-	-	499
<b>Agosto</b>	-	-	-	-	519
<b>Settembre</b>	-	-	-	-	528
<b>Ottobre</b>	18,9	-	-	18,9	574
<b>Novembre</b>	488,2	443,5	145,4	1077,1	575
<b>Dicembre</b>	695,1	946,8	257,4	1899,3	603
<b>Totale</b>	2556,8	2723,5	799,8	6080,3	6469

*Tab. 4.4 : Previsioni mensili dei carichi termici*

Mesi	Previsioni mensili del Carico Termico [KWh]				Rendimento dei PV [KWh]
	V-PV/SA Riscaldamento interno	V-PV/SA Serbatoio di calore	Acqua Solare	Dual fuel Boiler	
<b>Gennaio</b>	420	35,8	366	1863,6	64,4
<b>Febbraio</b>	446,3	204,7	504	226,1	122
<b>Marzo</b>	71,99	907,3	771	-	299,9
<b>Aprile</b>	46,29	835,6	800	-	270,9

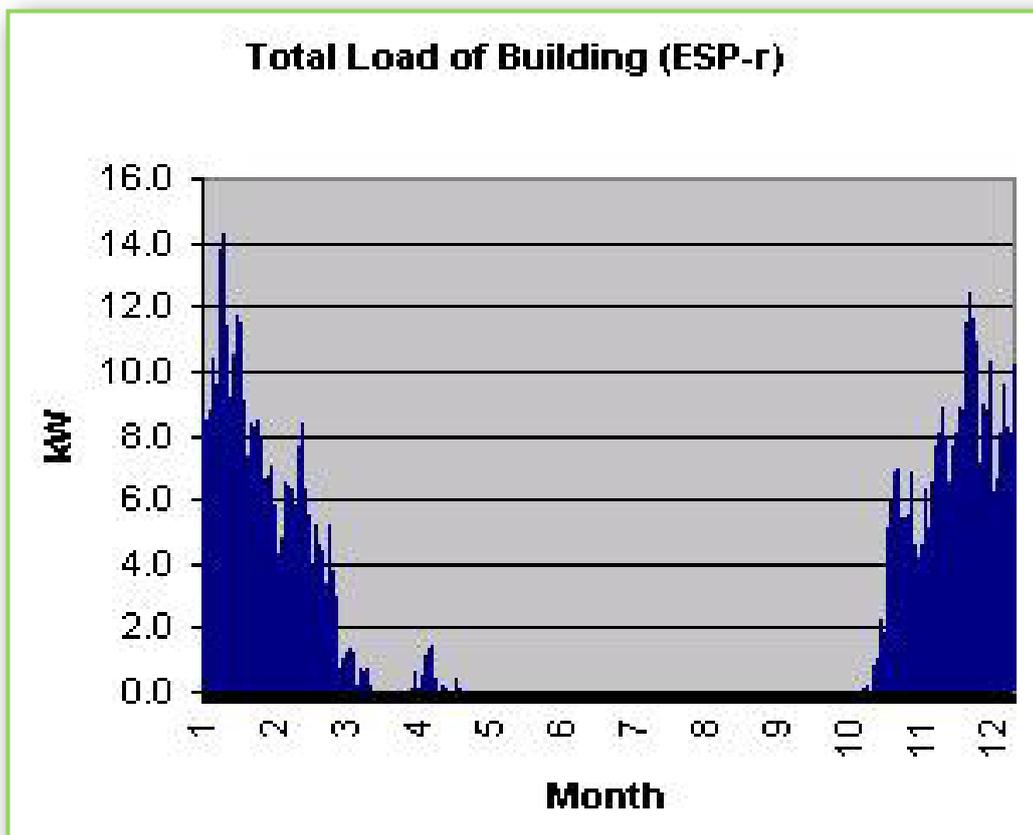
Mesi	Previsioni mensili del Carico Termico [KWh]				Rendimento dei PV [KWh]
	V-PV/SA Riscaldamento interno	V-PV/SA Serbatoio di calore	Acqua Solare	Dual fuel Boiler	
<b>Maggio</b>	-	1554,4	962	-	494,4
<b>Giugno</b>	-	1702	1009	-	535,4
<b>Luglio</b>	-	1697	1004	-	530,5
<b>Agosto</b>	-	1374	958	-	429,1
<b>Settembre</b>	-	577,2	915	-	179,2
<b>Ottobre</b>	-	575	742	-	182,5
<b>Novembre</b>	362,7	117	505	667,4	82
<b>Dicembre</b>	368	39	345	1750,3	58,5
<b>Totale</b>	1715,2	9618,6	8881	4507,4	3248

*Tab. 4.5 : Previsioni mensili dei rendimenti termici*

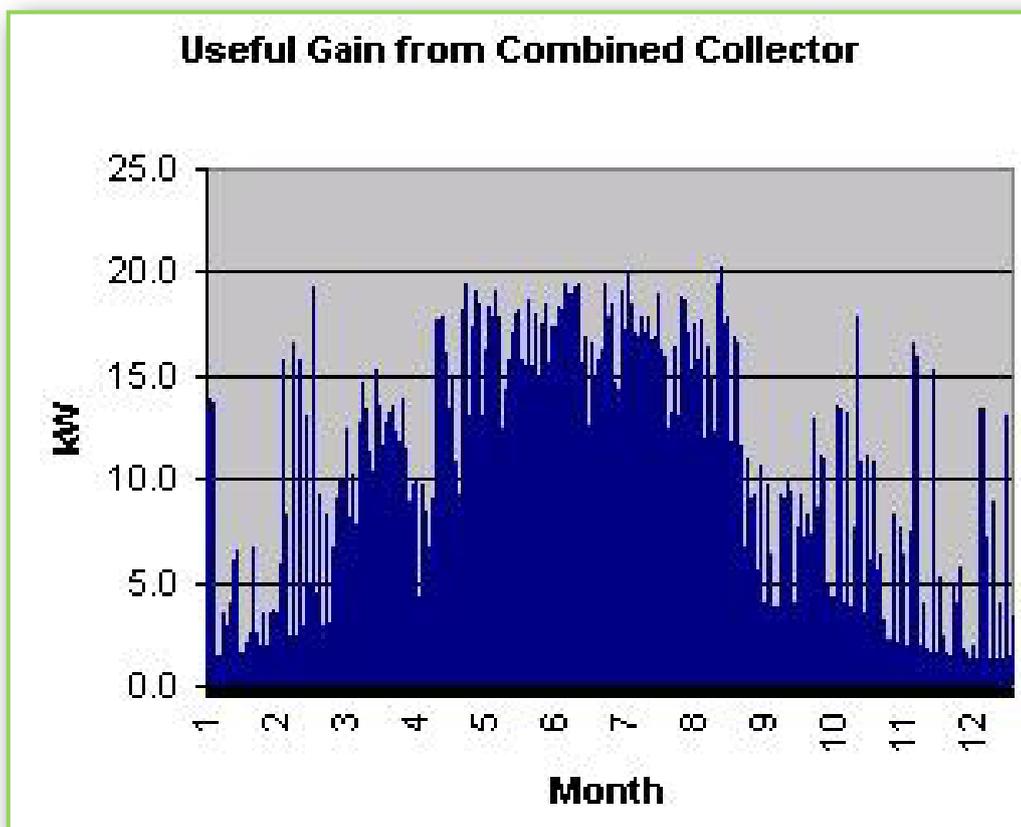
L'edificio è provvisto di un collettore solare ad acqua con tubo di evacuazione separato (120 tubi), fornito dalla Thermomax.

Inoltre, la domanda di “acqua solare” e la resa di questo collettore sono state calcolate utilizzando il software Thermomax SolarMaster.

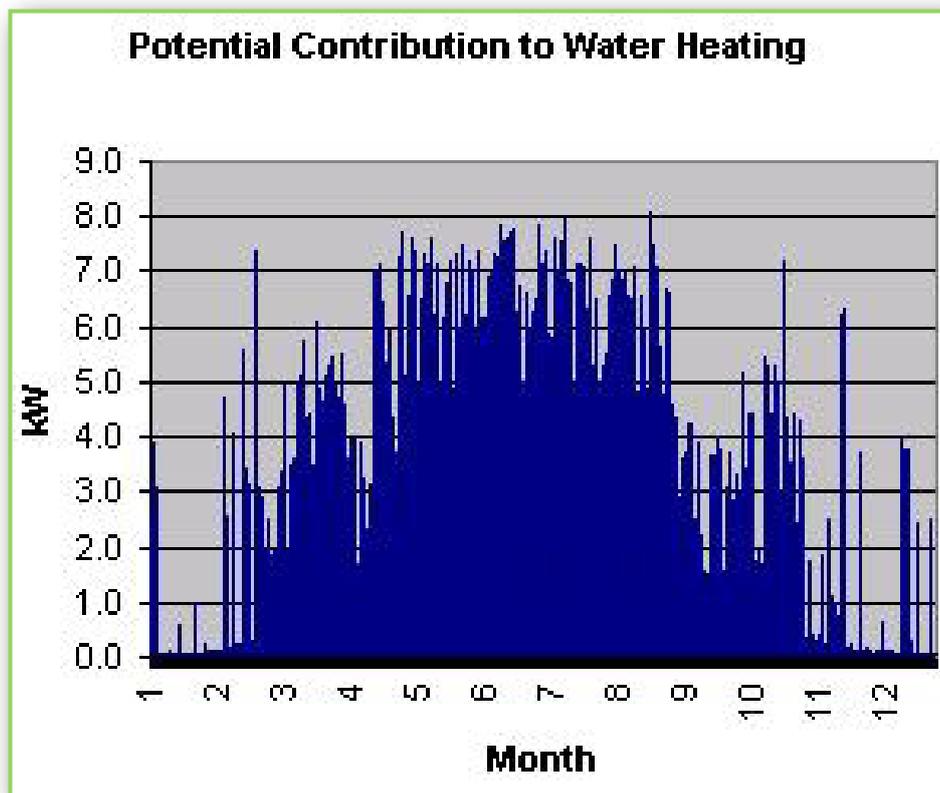
Le Figure 4.27, 4.28, 4.29, 4.30, forniscono un selezione delle uscite annuali dal processo di simulazione combinato ESP-r/TRNSYS.



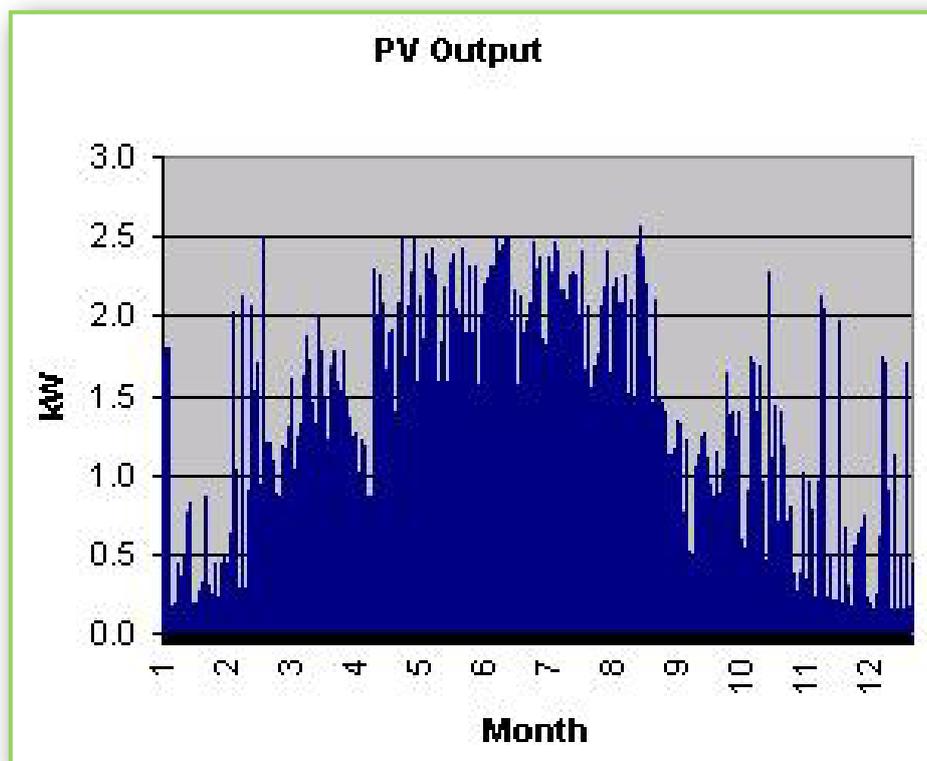
*Fig. 4.27 : Carichi annuali totali edificio*



*Fig. 4.28 : Guadagno utile annuale del collettore combinato*



*Fig. 4.29 : Contributo annuale al riscaldamento dell'acqua*



*Fig. 4.30 : Uscita annuale del fotovoltaico*

#### 4.2.4.4 Sintesi dei monitoraggi iniziali

Il consumo di energia monitorato nel corso dei primi sei mesi di funzionamento del BHEC indica che il consumo annuale di olio e di energia elettrica e le emissioni di carbonio che ne derivano saranno notevolmente inferiori a quello delle attuali linee guida, come ci si aspetterebbe da un edificio altamente isolante.

In Tabella 4.4 è riportato il confronto dei consumi di energia Guida 19 (Efficienza energetica governo britannico programma Best Practice) (DETR, 2000).

	Consumo Energetico GUIDA 19		Consumo Energetico misurato/progettato	
	Elettricità	Olio	Elettricità	Olio
<b>Energia Annuale Usata [KWh/m<sup>2</sup>]</b>	72	88	37,2	43,9
<b>Emissione Annuale di Carbonio [Kg C/m<sup>2</sup>]</b>	9,1	4,6	5,3	3,5

*Tab. 4.6 : Confronto tra i consumi di di energia (2009)*

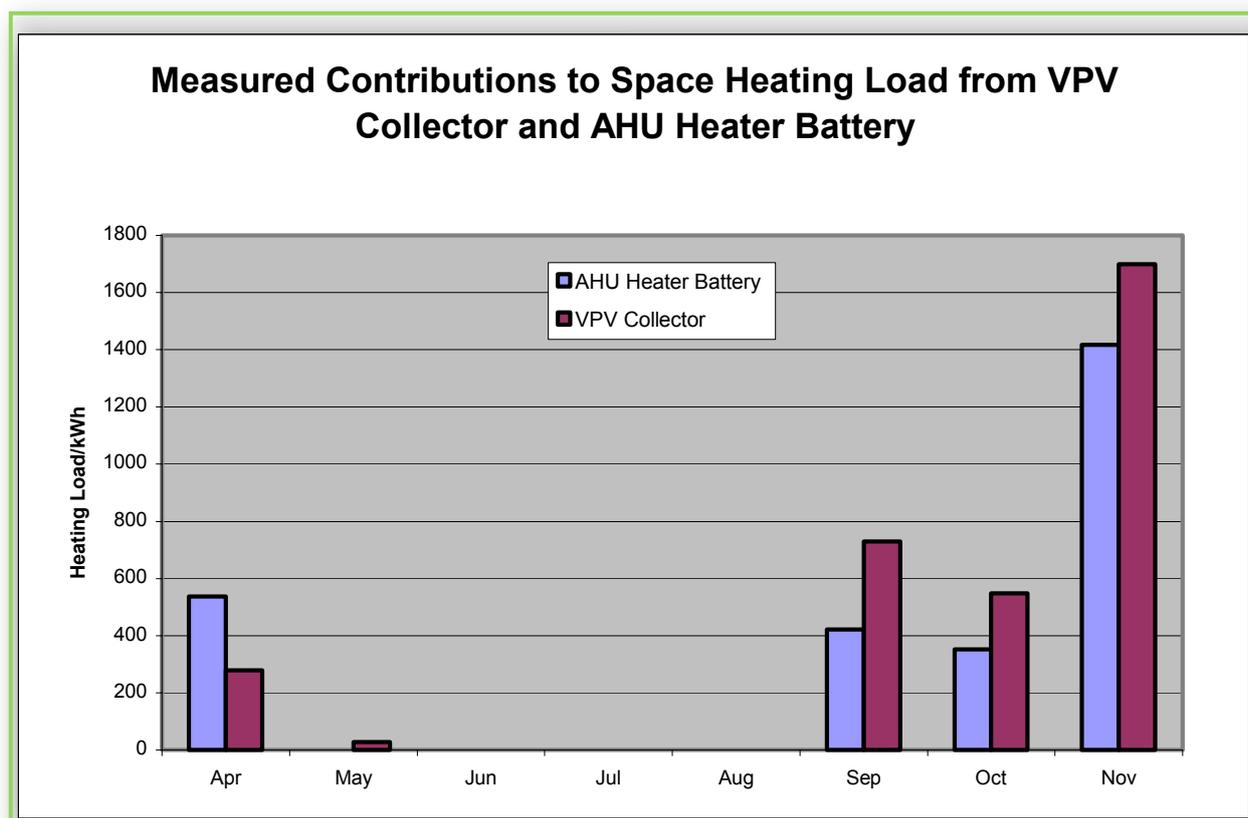
Una stima del consumo annuo di energia elettrica è stata fatta sommando le medie mensili misurate nei dodici mesi.

Il consumo di olio annuale è stato stimato utilizzando multipli mensili del carico di base misurato, correlate ai multipli mensili di studio del valore minimo mensile misurato dalla Midland UK regione (20 media annua) (DETR, 1993).

I valori misurati per i contributi a carico dello spazio di riscaldamento dal collettore VPV e la batteria di riscaldamento UTA mostrano l'importanza del contributo solare al fabbisogno di calore dell'edificio in quanto il contributo VPV supera generalmente il calore dalla batteria ausiliaria di riscaldamento UTA (Figura 4.33).

Tuttavia, il calore fornito alla costruzione supera la domanda prevista tramite modellazione (Shankland et al, 2000).

Questa differenza è dovuta in parte ai valori della temperatura interna, ai guadagni di calore e al tasso di infiltrazione assunto per il modello e in parte agli effetti di una non ottimale strategia di controllo che la temperatura interna non superi la soglia progettazione, nonché all'influenza del comportamento sulle perdite di calore.



*Fig. 4.31 : Valori dei contributi a carico dello spazio di riscaldamento dal collettore VPV e la batteria di riscaldamento UTA*

#### **4.2.4.5 Considerazioni in merito**

Questo studio ha dimostrato un metodo di simulazione delle prestazioni di un sistema multioperativo VPV/SA; il suo contributo al riscaldamento degli ambienti e la richiesta energetica di ventilazione di un edificio specifico, insieme con il calcolo del possibile contributo per il riscaldamento dell'acqua.

Il metodo prevede l'analisi della costruzione e sistemi solari attivi separatamente e combinati, fornendo così un mezzo per ottimizzare le prestazioni dei sistemi futuri durante la fase di progettazione o di sviluppo.

I primi risultati dei monitoraggi hanno indicato l'importanza della descrizione della simulazione dell'edificio e di come i carichi calcolati possono ridurre la validità del successivo calcolo del contributo del collettore multi-operativo.

È possibile che l'edificio non viene utilizzato con le intenzioni progettuali originali, in questo caso i dati monitorati assicurano che le prestazioni dell'edificio possono essere ottimizzate.

Questi dati saranno utilizzati anche per rimediare a eventuali carenze nella descrizione dell'energia dell'edificio descrizioni come input di simulazione in studi futuri di questo tipo.

Un ulteriore lavoro è stato condotto con lo scopo di simulare questo sistema alle varie modalità di funzionamento e in varie strategie di controllo.

# 5 ESP-r

## 5.1 Sviluppi, storia e conoscenze

È ben noto che la convalida dei programmi di simulazione e di costruzione dinamici è un complesso compito a lungo termine che ha richiesto grandi sforzi nazionali e internazionali i quali hanno portato a una metodologia di convalida che comprende l'analisi, il confronto inter-programma e gli elementi empirici di validazione.

Sono stati sviluppati un numero significativo di test.

Con l'aumento dell'utilizzo di simulazioni, guidati da iniziative come sul rendimento energetico nell'edilizia europea, tali prove stanno iniziando ad essere incorporate in norme nazionali ed internazionali.

Anche se molti sviluppatori di programma hanno eseguito molti test, non sembra esserci stato un tentativo sistematico di incorporare tali test nelle funzioni di routine dei programmi di simulazione. Questi test sono stati sviluppati dall'Agenzia internazionale dell'energia, all'interno di norme CEN, nell'ambito di vari progetti nazionali su larga scala.

La struttura utilizzata per incapsulare i test consente di garantire agli sviluppatori che le modifiche di codice recenti non abbiano portato ad effetti impreveduti sulle previsioni del programma.

Come documentato da diversi autori (ad esempio Bloomfield D P), ci sono stati molti studi di convalida internazionale.

È chiaro che il processo di validazione è a lungo termine e continuo.

Come Bloomfield afferma, sostenere ad esempio che 'X programma è stato convalidato' dovrebbe essere evitato a meno che non siano previste ulteriori informazioni di qualificazione per dare un senso a questa affermazione.

Queste informazioni di qualificazione dovrebbe includere informazioni specifiche sulla precisione, lo scopo e la situazione corrispondente alle prove effettuate.

Data la natura complessa dei programmi di simulazione, non è possibile prescrivere una serie di test che potrebbe definitivamente "convalidare" un programma, anche perché i programmi sono in continua evoluzione per modellare nuove tecnologie, per affrontare la complessità inerente al crescente utilizzo di tecniche passive e per includere complesse interazioni tra tessuto edilizio e sistemi.

I vari elementi del programma di convalida sono ben stabiliti e comprendono i seguenti elementi:

- Recensione teoria
- Codice di controllo
- Verifica analitica
- Comparazione inter-program
- convalida empirica

Le prime due di queste sono necessarie per qualsiasi sviluppo di un software tecnico.

Per consentire gli sviluppi futuri e il riutilizzo, la documentazione di alta qualità completa della teoria e la sua attuazione è un elemento essenziale per lo stato dell'arte di programmi che sono troppo complessi da sviluppare per gli individui.

È importante riconoscere che tutte queste tecniche hanno i loro vantaggi e svantaggi e che dovrebbero essere impiegati per testare parti specifiche di un programma così come l'intero programma.

Questi primi studi hanno sottolineato le difficoltà degli studi sperimentali, la necessità di un elevato livello di strumentazione, la considerazione di tutto il calore e dei percorsi flusso/processi di massa nonché l'importanza di un controllo preciso e la riduzione al minimo dell'incertezza.

I recenti sviluppi, sono stati effettuati per risolvere due problemi:

- Il fatto che molti dei test di convalida non sono persistenti, come ad esempio, i test di conduzione di analisi sono stati applicati molte volte durante il corso dello sviluppo di ESP-r, ogni volta, si è dovuto costruire nuovi test perché i modelli ed i risultati non erano stati integrati nel programma. È chiaro che l'integrazione dei test di convalida all'interno dello stesso programma prevede la possibilità di applicazioni di routine per garantire che gli sviluppi del programma non condizionino i risultati, nonché la graduale formazione di un insieme completo di casi più complessi di convalida.

- Devono essere formati nuovi utenti di simulazione, le decisioni di creazione di modelli richiedono esperienza, per cui vi è anche la necessità di prove che rendano ai nuovi utenti diversi approcci ai problemi di modellazione, e la necessità di test che darà ai modellisti fiducia nella loro capacità di generare "corrette" previsioni. Come la modellazione e simulazione diventano più di routine (ad esempio a causa di una normativa come sul rendimento energetico nell'edilizia europea), sarà necessario intraprendere studi di modellazione. Come primo passo in questa direzione, Chartered Institution of Building Services Engineers (CIBSE), in Gran Bretagna, ha avviato un progetto pilota per sviluppare una serie di test per gli utenti del programma.

Il sistema ESP-r si è evoluto nella sua forma attuale nel corso di tre decenni, dal 1974 al 1977 Joe Clarke ha sviluppato il primo prototipo come parte del suo dottorato di ricerca.

Poi, nel periodo dal 1977 al 1980, con il contributo della UK Science e del consiglio per la ricerca ingegneristica (SERC), l'ESP-r è stato raffinato su una serie di aspetti quali, la riorganizzazione e documentazione del sistema, prove di convalida, attuazione del processo multi-zona ed è stata stabilita una interfaccia grafica utente orientata.

Nel 1981 il professor Clarke ed il dottor Don McLean, con ulteriori finanziamenti dalla SERC e dalla CEC, hanno esteso le funzionalità del programma ESP-r con l'aggiunta di un simulatore dinamico di impianto, l'inserimento della modellazione del flusso d'aria nell'edificio, e il passaggio a basso costo Unix workstation technology.

Nel 1987, è stata costituita l'unità di simulazione per la ricerca energetica (ESRU) per affrontare i problemi dell'ulteriore evoluzione dell'energia dell'edificio e di simulazione ambientale.

Come parte del suo portafoglio di ricerca, l'ESRU permette una continua evoluzione del sistema ESP-r, in particolare nel quadro della ricerca europea e Regno Unito e in progetti di trasferimento tecnologico.

Queste attività garantiscono che ESP-r continuerà ad evolversi in futuro, in termini di ulteriori conferme, estensioni e miglioramenti dell'interfaccia utente. I ricercatori coinvolti nel ESRU per l'evoluzione di ESP-r comprendono Essam Assem, Ian Beausoleil-Morrison, Tin-tai Chow, Stephane Citherlet, Joe Clarke, Mano Jon, Jan Hensen, Milano Janak, Nick Kelly, Malcolm Lindsay, Iain Macdonald, John MacQueen, Christoph Morbitzer, Abdul Nakhi, Cezar Negrao, Paul Strachan e Dechao Tang.

Nel corso del tempo molte persone hanno fornito contributi preziosi per gli sviluppi ESP-r in termini di metodi di calcolo e supporto tecnico. In particolare siamo in debito con Tom Maver, Harvey Sussock, Alan Bridges, Don Stearn e Iain Forrest.

In particolare, Damian Mac Randal, oggi un responsabile di progetto presso il Dipartimento di Informatica al Rutherford Appleton Laboratory, è stato la forza motrice della nostra mossa per postazioni di lavoro Unix.

Fred Winkleman del Lawrence Berkeley Laboratory ha contribuito a sviluppare il meccanismo di controllo Time-step di ESP-r, Cor Pernot del gruppo FAGO di Eindhoven ha installato la routine di comfort di ESP-r e continua a prendere attivo interesse nel sistema, Jeremy Cockroft, ora con Honeywell, che ha lavorato al solutore dell'originale flusso d'aria con cui è stato costruito nel corso degli anni.

Il potere e, allo stesso tempo, la debolezza di ESP-r è la sua capacità di offrire agli utenti diversi modi per rappresentare e analizzare l'ambiente costruito, nel tentativo di sottolineare aspetti progettuali particolari e trattare con l'incertezza dei parametri.

Non solo lo strumento aspetta un modello che è sintatticamente corretto (ovviamente molti controlli sono applicati per aiutare in questo processo), ma presuppone che il problema abbia un senso termofisico, perché il sistema non ha la capacità interna per controllare la semantica.

E 'stato osservato che l'autodidatta si accontenta di essere guidato dallo stesso strumento, piuttosto che a sviluppare una visione personale su ciò che è effettivamente necessario e per raggiungere poi questo uso creativo dello strumento.

Le principali regole di simulazione sono:

- Prima regola di simulazione:

Ritardare l'avvicinamento alla tastiera. Tempo dedicato alla pianificazione, considerando la natura del progetto, le strutture, nonché i criteri con cui si giudicheranno le previsioni di simulazione quasi sempre come risultato dà un utilizzo più efficiente del personale e delle risorse informatiche. Una matita e un foglio di carta sono alcuni dei migliori strumenti per un progettista!

- Seconda regola di simulazione:

Prova idee su piccola scala prima di complessi compiti descrittivi o di analisi.

- Terza regola di simulazione:

Si considerano prima le prestazioni di porzioni tipiche di un problema grande per ottenere un apprezzamento di come funziona prima di lanciarsi in un ricco programma di simulazione.

L'astrazione, ossia la descrizione dell'essenza del progetto nella sintassi dello strumento di simulazione, è difficile sia per i principianti che per esperti, è raro infatti che ci sia la risorsa o la ragione per supportare una modellazione uno-a-uno della realtà.

Una regola generale per l'astrazione è di cercare di mantenere il volume, la superficie e la massa all'interno di una zona termica.

I vari modelli di default inclusi in ESP-r offrono molti esempi di come i problemi di simulazione sono rappresentati e da questo è possibile vedere alcune delle problematiche sull'astrazione.

## **5.2 Panoramica sulle funzionalità di ESP-r**

ESP-r permette di effettuare simulazioni dinamiche termiche ambientali che possono essere utilizzate per esplorare una vasta gamma di problemi tra cui tessuto edificio, flusso di massa, ecc.

Esso è composto da un certo numero di programmi, ciascuno dei quali contribuisce ad alcune agevolazioni al processo di simulazione. Tuttavia, in generale, non è necessario conoscere i nomi dei vari moduli che compongono il sistema perché sono gestiti da un desktop centrale, il Project Manager. Allo stesso modo, le descrizioni del modello di simulazione sono mantenuti in un certo numero di cartelle e file diversi.

L'utente non deve ricordare qual'è il modulo da utilizzare in un determinato punto del processo di simulazione - il Project Manager è in grado di avviare moduli appropriati come richiesto. Tali moduli sono conosciuti come processi figli.

Inoltre, poiché UNIX / Linux è multitasking, l'utente ha accesso a tutte le applicazioni attive e possono passare i compiti, se necessario.

E' possibile eseguire i "processi figli" in una modalità terminale diverso da quello del Project Manager, cioè è possibile ottenere l'analisi dei risultati del modulo in esecuzione in modalità testo in modo da catturare le tabelle da includere in un report.

Sulle workstation con memoria limitata (meno di 64MB) si può notare una perdita di prestazioni sull'avvio di applicazioni aggiuntive. Sulle workstation con lenti hard disk, le prestazioni e le simulazioni possono risentire dell'intensivo uso del disco.

Il sistema ESP-r è contenuto nella struttura di cartelle seguente:

```
/usr/esru/esp-r
`-----bin
`-----binsh
`-----climate
`-----databases
`-----manual
|       `---IMAGES
`-----training
|       `---folders with models of various complexity
|       `---folders with models of various assessment types
`-----tmp
```

Ogni utente di ESP-r dovrebbe avere una struttura di cartelle personali, che supporta l'utilizzo di ESP-r. Un approccio utile è quello di utilizzare sottocartelle per ogni progetto.

Forse una cartella di archivio può essere utilizzata per recuperare i progetti precedenti o versioni precedenti di un progetto in corso.

Quando si desidera iniziare un nuovo progetto di simulazione, il responsabile di progetto deve creare una struttura cartella appropriata per il problema. Il modello è il seguente:

```
project_name
`-----cfg
`-----ctl
`-----doc
`-----nets
`-----temp
`-----zones
```

Mentre il Project Manager fornisce servizi per definire la geometria di un problema, gli utenti possono ricorrere ad altri programmi CAD per creare il modello e quindi importare tali dati per lo sviluppo di annotazioni ed altro.

Attualmente sono supportati i file pacchetti XZIP del 3° party CAD e AutoCAD V12, lo scambio di informazioni tra ESP-r e AutoCAD è attraverso un filtro di file DXF.

Il pacchetto XZIP ha un modello di prodotto simile a quello di ESP-r e il trasferimento di informazioni tra queste due applicazioni è ragionevolmente robusto.

Comunque gli utenti non devono tentare di modificare o specificare la geometria in un display 3D in XZIP ma solo in un display 2D.

A differenza di XZIP, AutoCAD ha un modello di prodotto sostanzialmente diverso ed è necessario per l'utente limitare l'uso di AutoCAD a un sottoinsieme di entità e fare uso delle sue convenzioni di livello per definire le superfici relative a diverse zone.

Nonostante l'analisi dei risultati di default presenta le informazioni in diversi formati grafici, alcuni utenti richiedono una qualità di visualizzazione superiore a quello previsto con le strutture integrate. Per supportare questo risultati possono essere esportati in un formato compatibile con le applicazioni di terze parti grafiche. I formati di esportazione attualmente supportati sono:

```
xmgrace - public domain graphing and statistics analysis  
viewer - hidden line perspective views
```

Poiché tali impianti sono legate ad un particolare window manager utilizzato da una determinata postazione, la maggior parte dei sistemi fornirà anche l'editing delle immagini e delle attrezzature per la stampa.

Nel caso di importazione geometrica da AutoCAD (o altri pacchetti CAD che producono file DXF) le convenzioni da utilizzare sono:

- LAYERS

Al fine di associare le entità geometriche CAD agli involucri della zona termica (un concetto assente in AutoCAD, ma fondamentale per la simulazione) è stata adottata una convenzione che collega ciascuna delle entità CAD a una particolare zona, il nome del livello diventerà il nome della zona termica.

Una convenzione aggiuntiva è che gli elementi opachi vengono inseriti nel livello con il nome della zona.

- BLOCK

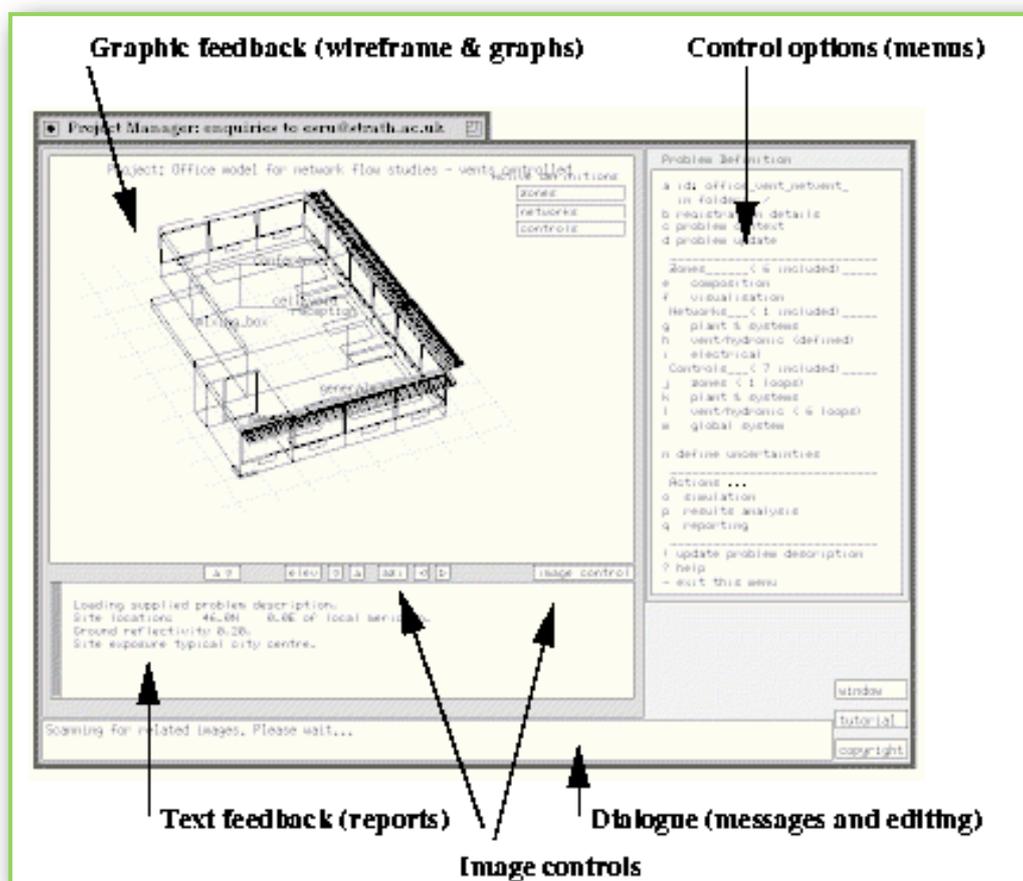
Questa entità è in genere utilizzata per rappresentare ostacoli di ombreggiatura.

- 3DFACE

Perché le custodie di simulazione sono superfici delimitate da una rappresentazione poligonale è una rappresentazione equivalente di una faccia 3D. AutoCAD limita un a faccia 3D a 3 o 4 bordi e quindi si può richiedere di comporre un numero di facce con recinzioni di qualsiasi grado di complessità.

- 3D POLY

Questa entità viene convertita in una superficie nell'ambiente di simulazione con numero di bordi che deve essere compreso tra 3 e 20.



*Fig. 5.1 : Interfaccia grafica di ESP-r: Project Manager*

Unix e/o Linux, come tutti i sistemi operativi, forniscono al programma servizi per muoversi nella struttura di cartelle, la gestione di file, ricerca di testo, l'archiviazione di lavoro, l'accesso a Internet ed ai vari modelli.

Entrambi offrono sicurezza e robustezza, nonché una serie di utility per la simulazione.

ESP-r inizia normalmente in modalità grafica e inoltre possibile forzarlo ad utilizzare uno dei tipi di terminale alternativi elencati di seguito.

I tipi di terminali disponibili sono i seguenti:

- **Grafica:** al suo interno sono contenute la maggior parte delle segnalazioni in una casella di scorrimento, l'input avviene all'interno di una finestra di dialogo più facilmente e il controllo delle applicazioni avviene tramite il menu a destra. Le dimensioni dell'applicazione e dei caratteri può essere modificato per qualità di visione. La modalità grafica è probabilmente la scelta migliore per la maggioranza degli utenti.

```
Problem Definition;
a id: house_win.cfg                j zones ( 2 loops)
  in folder: /usr/esru/esp-r/tr     k plant & systems
b registration details             l vent/hydronic ( 2 loops)
c problem context                 m global system
d problem update

-----
Zones_____(10 included)____
e composition                      Actions ***
f visualisation                   o simulation
Networks____( 1 included)____    p results analysis
g plant & systems                  q reporting
h vent/hydronic (defined)
i electrical
Controls____( 4 included)____
- exit this menu

Problem Definition;?> -

Entry Level;
a introduction to esp-r           f export current model
b database maintenance           g archive current model
-----
project definition;              h validation
c exemplars                      i reporting >> silent
d select existing                j tool set-up
e commence new                   ? help
- exit Project Manager

Entry Level;?> -
End of Project Manager session.
Are you sure you want to quit? y
1ambdat office user /afx% 1c
```

*Fig. 5.2 : Terminale Grafico*

- **Modalità testo:** è utile per coloro che sono in remoto attraverso una rete o per elaborazione in batch di modelli e attività di valutazione. Naturalmente non ci sono grafici o viste prospettiche, ma il pieno accesso ai menu di comando e sono disponibili la modifica e servizi di navigazione.

Anche se la disposizione di ciascuna applicazione è per la maggior parte fissa, l'utente ha molte opzioni che modificano l'aspetto. Questi sono accessibili tramite il pulsante "ambiente" in basso a destra del display.

La maggior parte del programma di controllo avviene tramite le liste di selezione presentate nella parte destra della finestra dell'applicazione. Come nella lista visualizzata, la selezione si ottiene spostando il mouse e la pressione di un pulsante del mouse sulla voce appropriata. In alternativa è possibile premere il carattere associato con la prima colonna della lista (ad esempio digitando d attiverà la finestra di dialogo differenza di longitudine). In tutti i casi ci sarà una selezione in basso nell'elenco con una sezione "help?" "- Uscita".

Gli elenchi di selezione sono spesso utilizzati per presentare informazioni e fornire scelte. L'elenco delle coordinate dei vertici che costituiscono i limiti di una zona termica sono trattati come un elenco. Spostando il cursore su un particolare insieme di coordinate e selezionandoli viene interpretato come una richiesta di modificarli.

In alcuni casi, l'elenco potrebbe essere troppo lungo per stare sullo schermo, e quando questo accade il titolo della lista includerà una indicazione di quale parte della lista si sta visualizzando. Ci sarà anche un comando aggiuntivo inserito verso il fondo della lista che permette all'utente di cambiare pagina di informazione.

In una modalità di testo, la selezione di elementi in un elenco si ottengono digitando il carattere "key" della voce di interesse.

ESP-r è composto da un certo numero di programmi, ciascuno dei quali contribuisce ad agevolare il processo di simulazione.

Il lavoro di simulazione con ESP-r tende a coinvolgere diversi moduli essendo attivi contemporaneamente. Non è insolito avere accesso all'immagine del problema e agli attributi attivi mentre una simulazione è in esecuzione (figura 5.3).

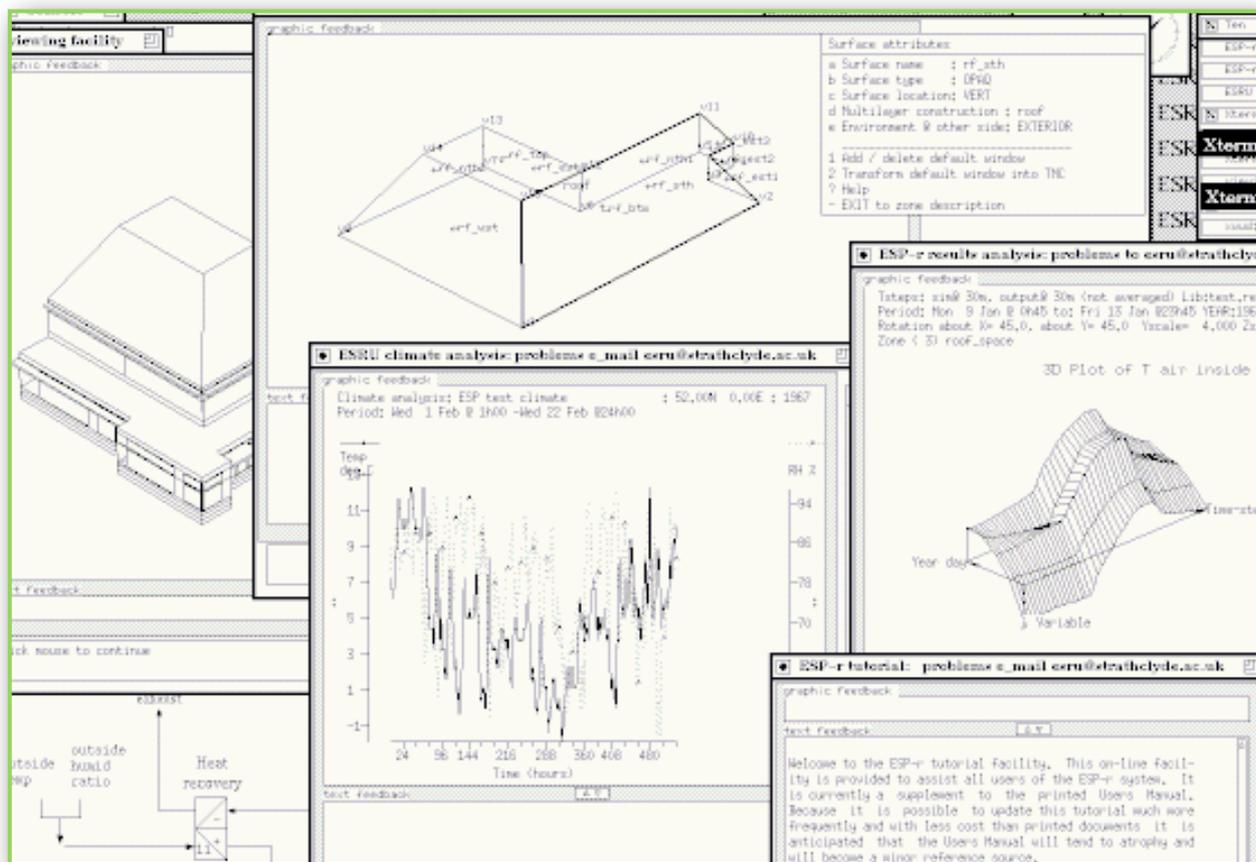


Fig. 5.3 : Tipica sessione di simulazione

## 5.2.1 Project manager

Il Project Manager (prj) gestisce la descrizione di problemi di simulazione tra cui la loro forma e costituzione, impianti HVAC e gli orari degli occupanti, nonché invocando una serie di applicazioni per la gestione dei database, definisce la topologia del problema, calcola i cambi di radiazione, effettua simulazioni e recupera i risultati della simulazione.

Il suo punto di riferimento grafico, è in primo luogo, dall'alto verso il basso e utilizza la sua conoscenza "in-built" della matrice descrittiva necessaria per aiutare l'utente a sviluppare descrizioni esaurienti e appropriate.

Per alleviare l'utente di gran parte degli oneri della gestione dei set potenzialmente elevati di schede descrittive, si spera che l'utente non solo diventi più produttivo, ma sia libero di affrontare e risolvere problemi di metodologia e di astrazione.

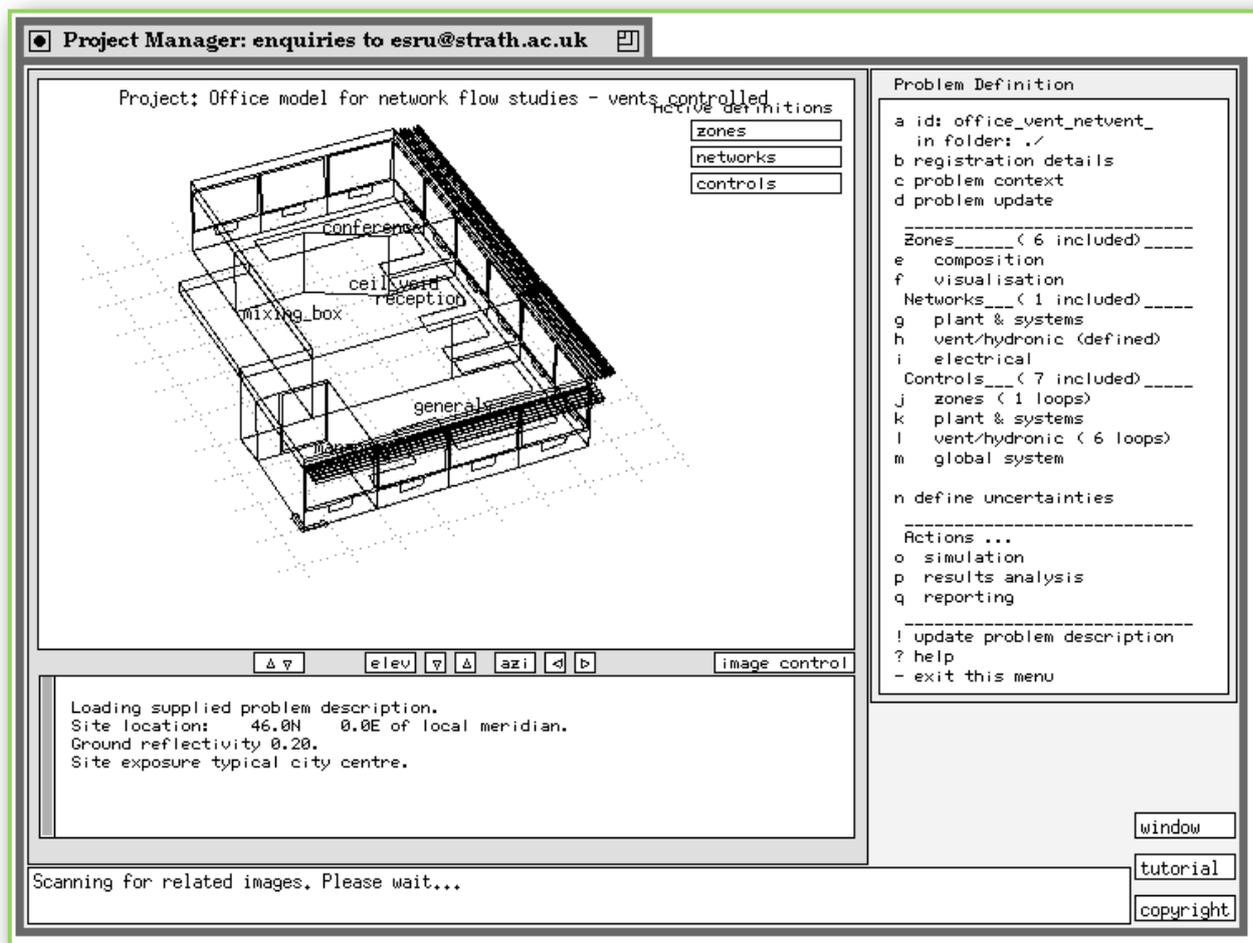


Fig. 5.4 : Interfaccia di ESP-r

## 5.2.2 Simulatore e programma di analisi dei risultati

Il simulatore (bps) prende le descrizioni di problemi di simulazione generati dal responsabile del progetto e produce uno o più risultati nelle librerie di simulazioni che possono essere esplorate attraverso il modulo di recupero dei risultati (result analysis).

Il simulatore si occuperà di problemi che sono legati a edifici, impianti e sistemi di flusso di massa, separatamente o in combinazione.

L'immagine mostra l'interfaccia del simulatore quando una simulazione è stata completata e con il suo impianto monitor.

Il monitor permette di tracciare i flussi delle temperature selezionate con il progredire della simulazione che è utile come un controllo per vedere se gli impianti funzionano come previsto.

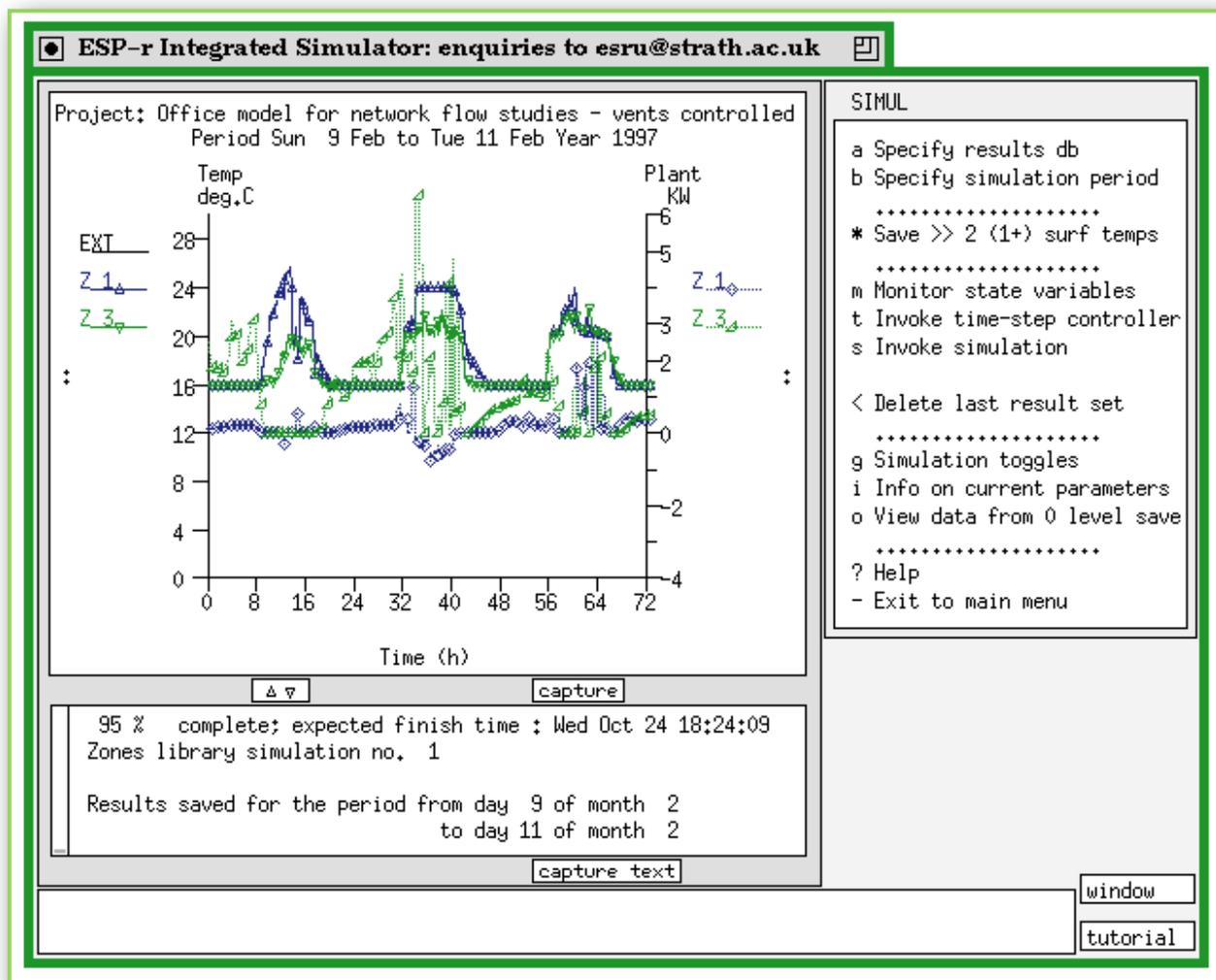


Fig. 5.5 : Interfaccia del simulatore

Il programma di analisi dei risultati (res) prende dalla libreria di simulazione dei risultati generati dal simulatore e permette all'utente di esplorare le prestazioni dinamiche di un particolare problema attraverso una vasta gamma di servizi grafici e tabellari.

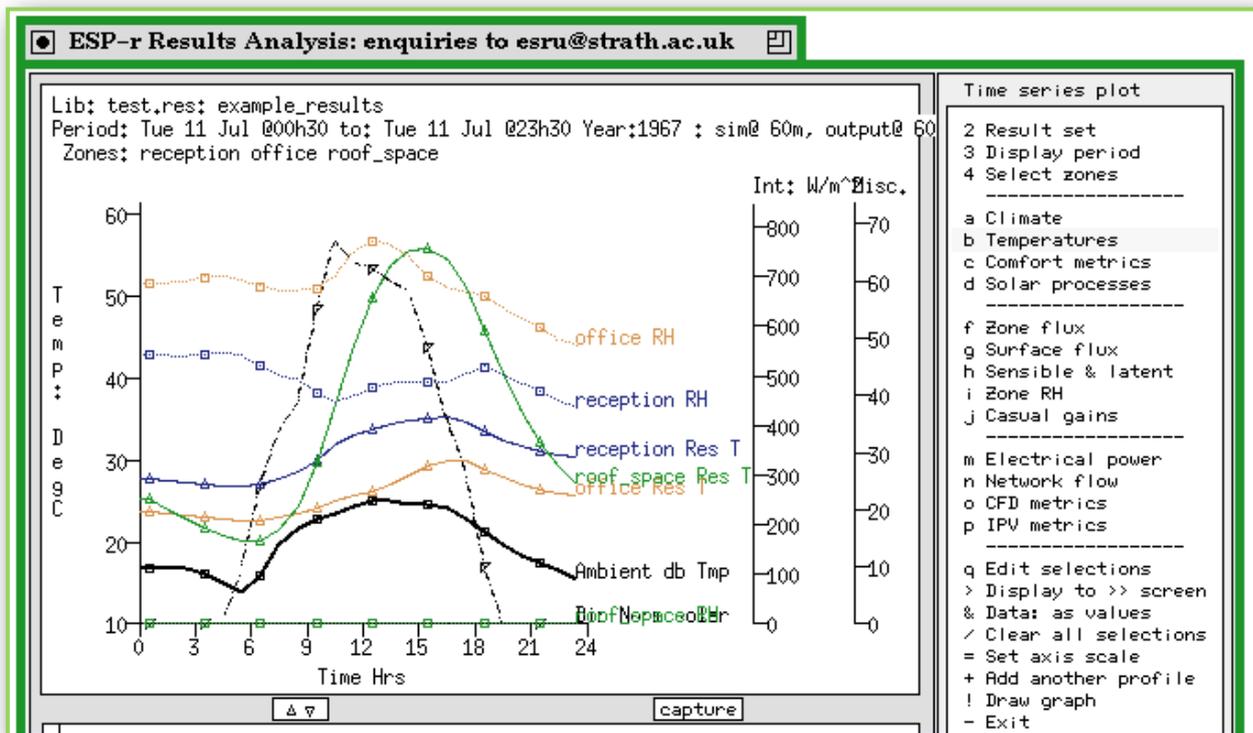


Fig. 5.6 : Interfaccia Programma di analisi dei risultati

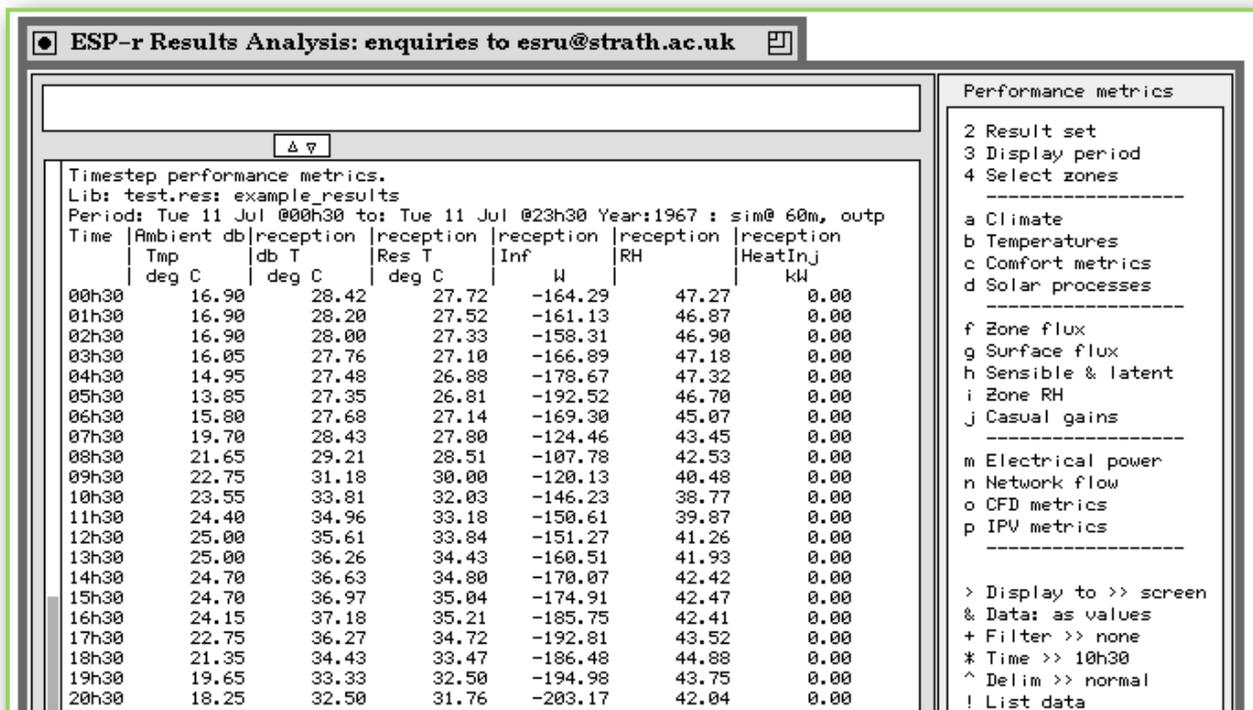


Fig. 5.7 : Analisi dei risultati in relazione al tempo

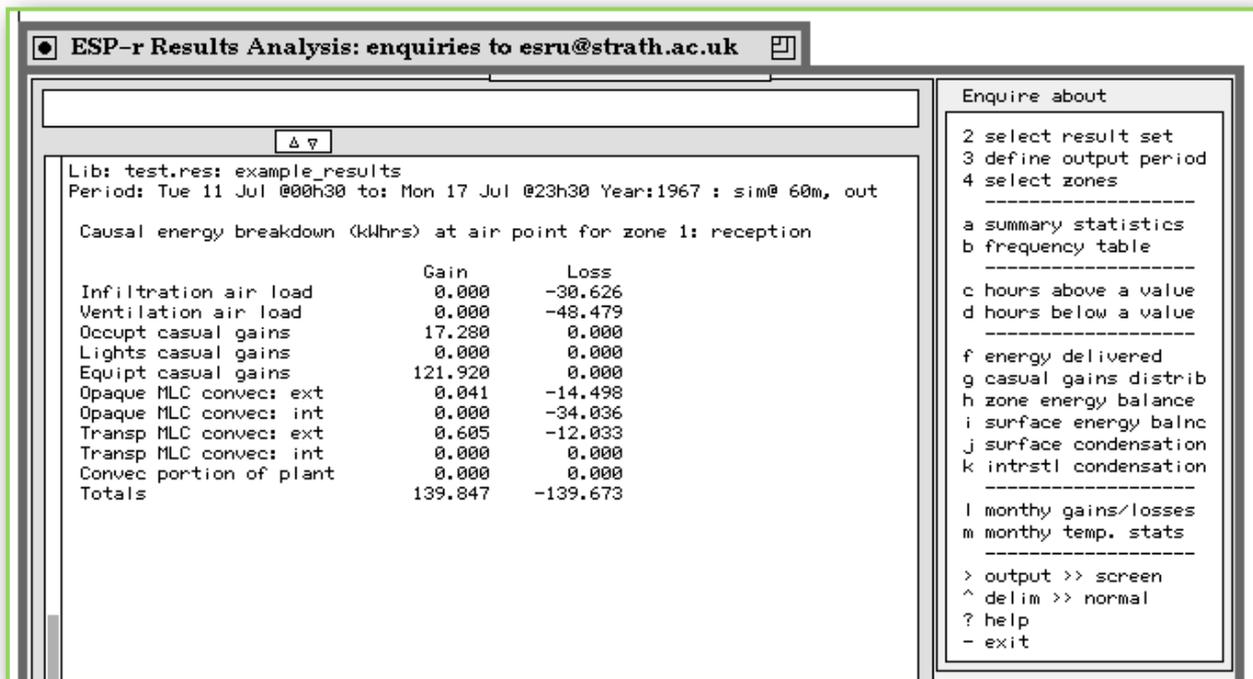


Fig. 5.8 : Analisi dei risultati in relazione al bilancio energetico

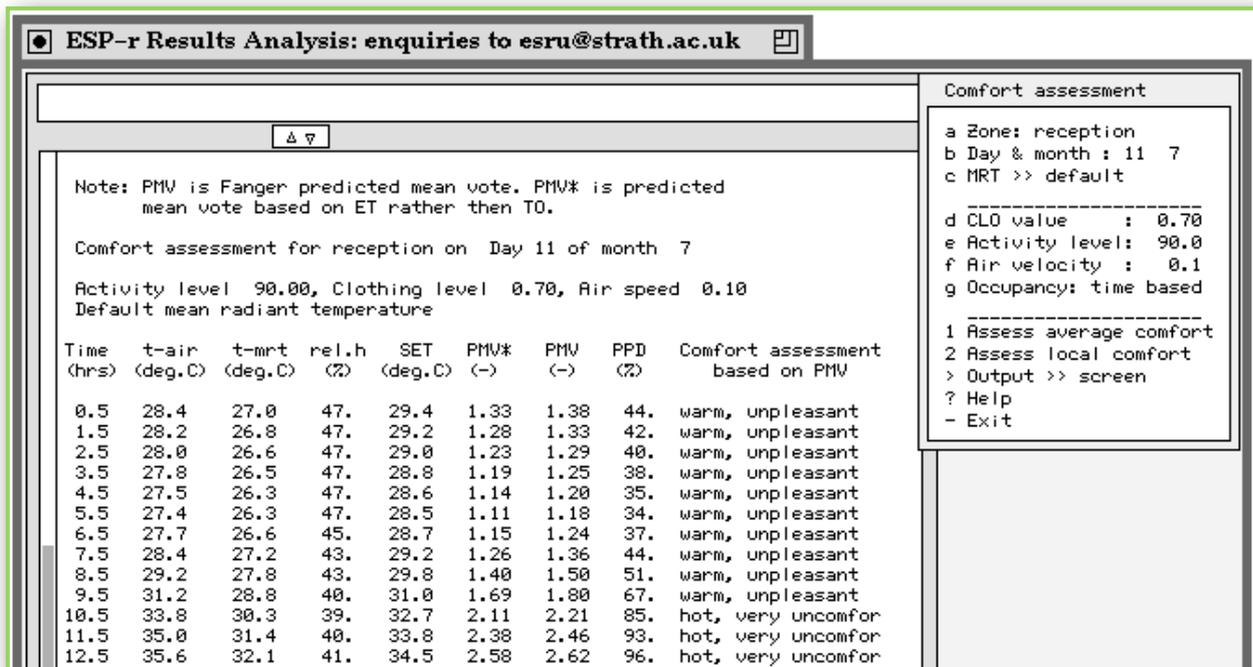


Fig. 5.9 : Analisi dei risultati in relazione al comfort

### 5.2.3 Solutore del flusso di massa STAND -ALONE

Il risolutore automatico del flusso di massa (MFS) è disponibile come piattaforma di prova per il solo uso in problemi di flusso.

I problemi che normalmente vengono risolti attraverso il simulatore comprendono sia i flussi di energia che gli impianti di tessuto.

L'energia di impatto dei flussi di massa può essere analizzato e visualizzato tramite il programma standard di analisi dei risultati, nonché i flussi volume e di massa a nodi e tra i collegamenti.

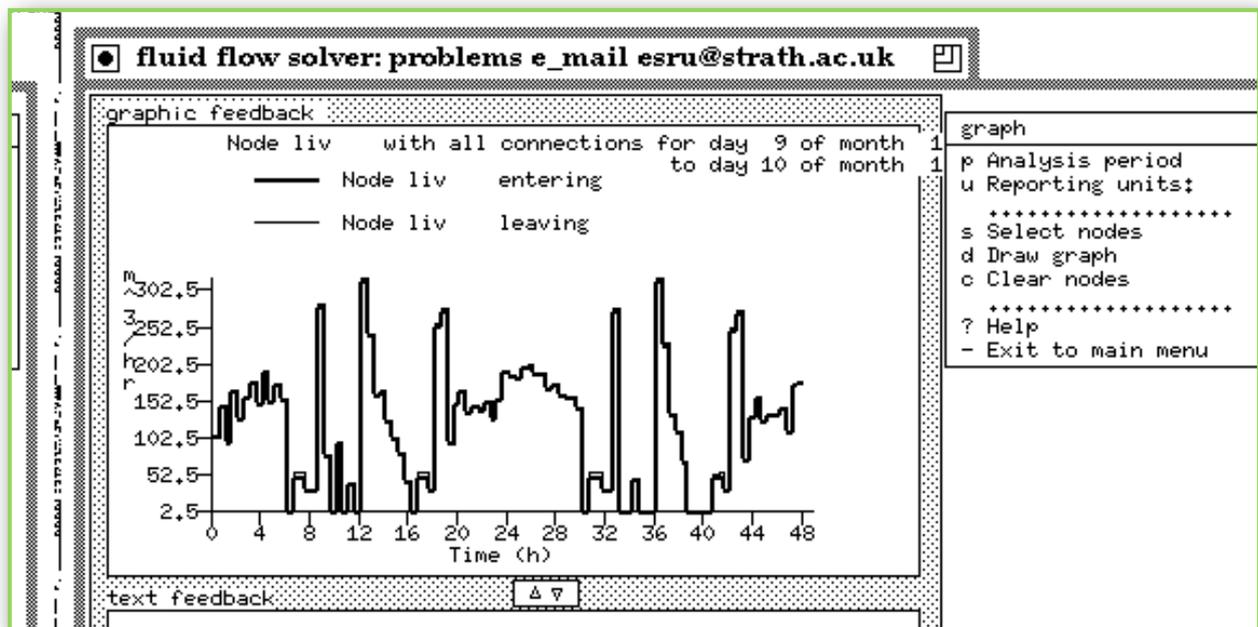


Fig. 5.10 : Grafico dell'analisi dei risultati sulla rete di flusso

Il programma Clm prevede la navigazione, l'editing, l'analisi e impianti di generazione di dati per i dati climatici associati alle applicazioni di simulazione ESRU che è compatibile con il sistema ESP-r.

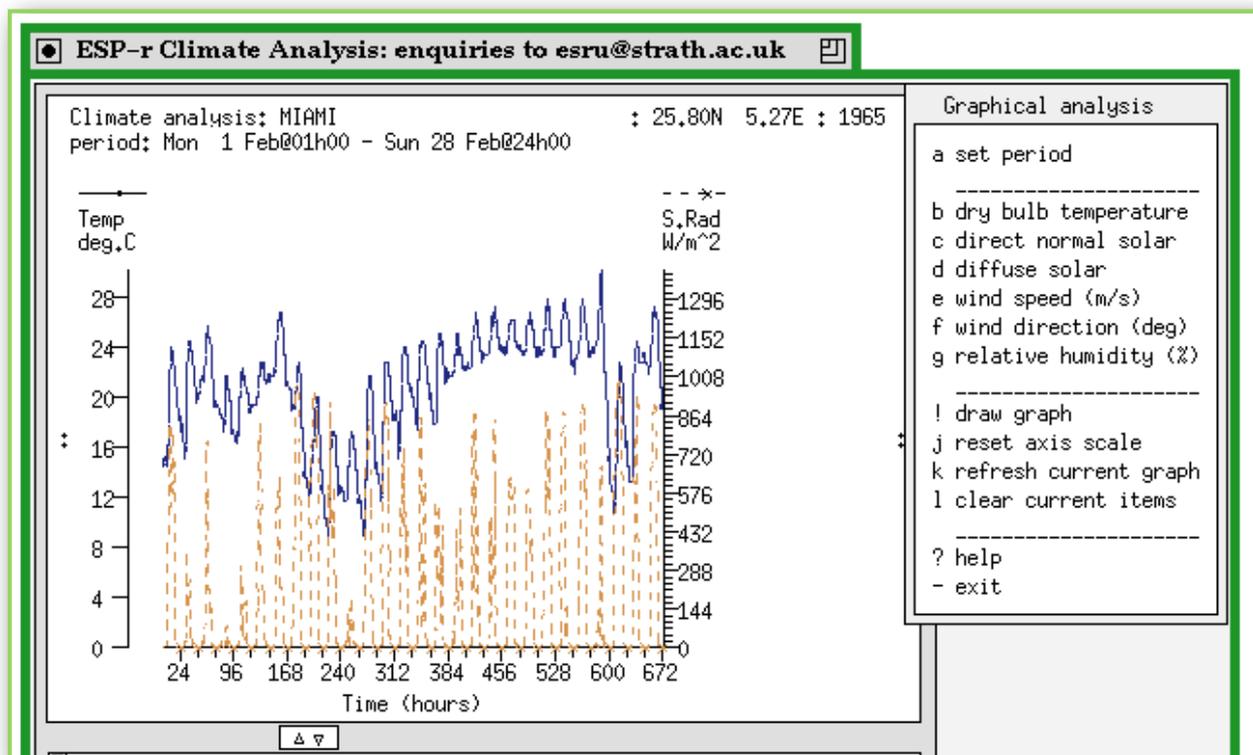


Fig. 5.11 : Interfaccia dell'analisi climatica

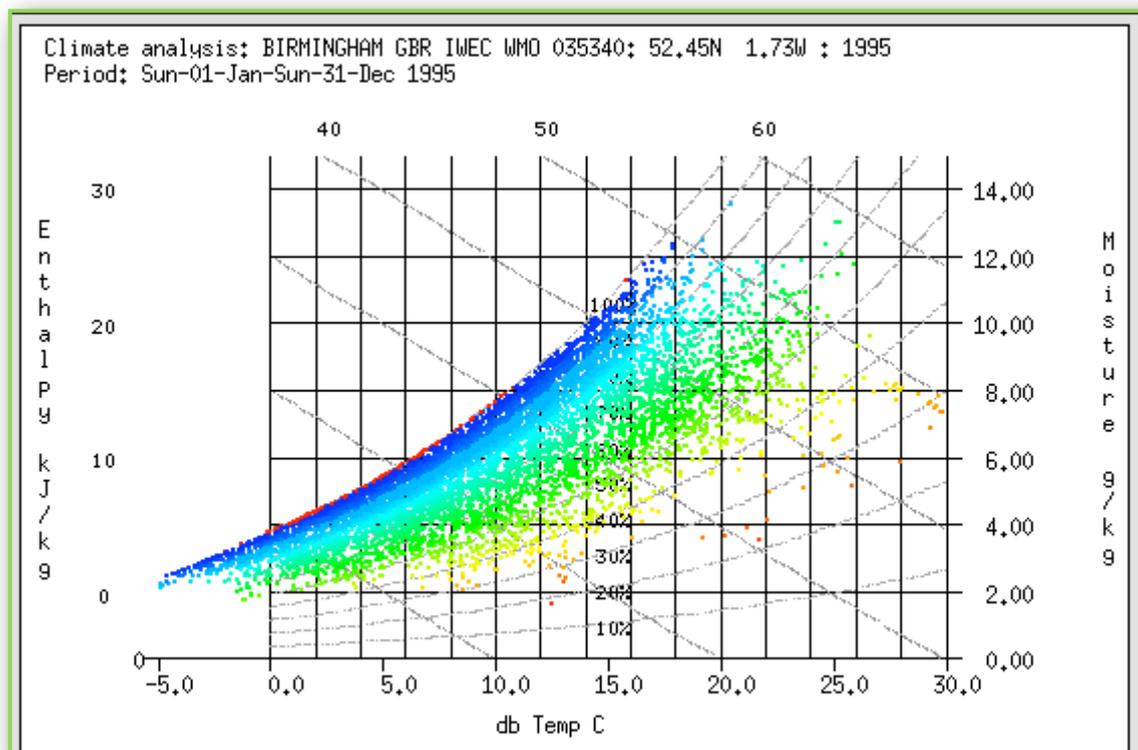


Fig. 5.12 : Analisi climatica: Birmingham

## 5.2.4 Programma topologia

Il programma topologia (cfg) fornisce servizi per assistere l'utente nel descrivere la topologia di un problema di simulazione, in particolare per aiutare nell'attribuire superfici comuni delle zone adiacenti o superfici affacciate all'esterno.

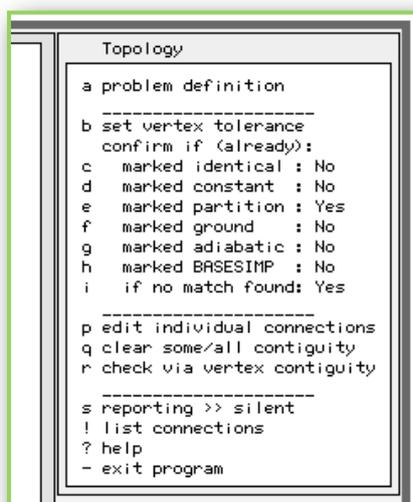
Il metodo utilizzato è quello di confrontare i vertici che compongono le varie superfici all'interno della descrizione del problema.

Ogni coppia di superfici che soddisfano tolleranze definite dall'utente sarà presentato per la conferma da parte dell'utente. Se viene eseguito in una modalità grafica allora il processo di conferma sarà sostenuto da una vista wireframe delle due superfici in questione.

Il correttore topologia legge il file di configurazione del problema per determinare i vari file descrittivi a cui si deve accedere, la topologia (in memoria) verrà quindi aggiornata e al termine del processo l'utente ha la possibilità di salvare i dati topologici rivisti.

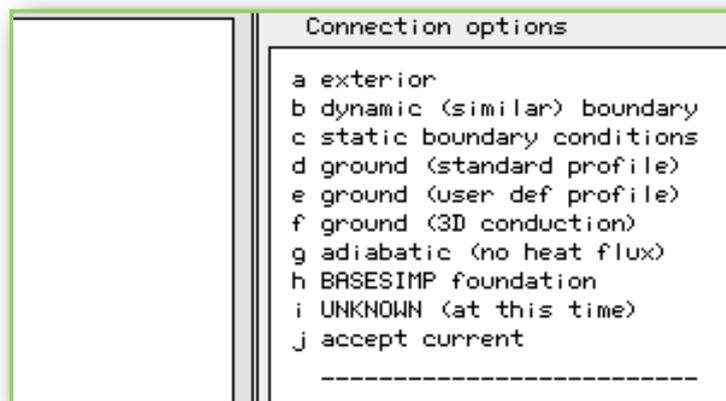
Affinché la topologia rivista venga riconosciuta all'interno della descrizione del problema, il nuovo file di configurazione dovrà essere riletto nella nell'ambito del project manager, è compito dell'utente modificare il nuovo file (usando un editor esterno) per includere tali informazioni. Quando non vi è alcuna corrispondenza geometrica di una superficie, viene offerto all'utente un elenco dei tipi possibili condizioni al contorno.

Per alcuni utenti il programma topologia è una tecnica efficiente per attribuire condizioni al contorno e può essere utilizzato per fissare le caratteristiche della superficie nell'attribuzione della geometria superficiale della struttura nel Project Manager.



```
Topology
a problem definition
-----
b set vertex tolerance
confirm if (already):
c marked identical : No
d marked constant  : No
e marked partition : Yes
f marked ground    : No
g marked adiabatic : No
h marked BASESIMP  : No
i if no match found: Yes
-----
p edit individual connections
q clear some/all contiguity
r check via vertex contiguity
-----
s reporting >> silent
! list connections
? help
- exit program
```

*Fig. 5.13 : Strumento topologia*



*Fig. 5.14 : Opzioni dello strumento topografia*

## **5.2.5 Programma di analisi ombreggiatura e irraggiamento**

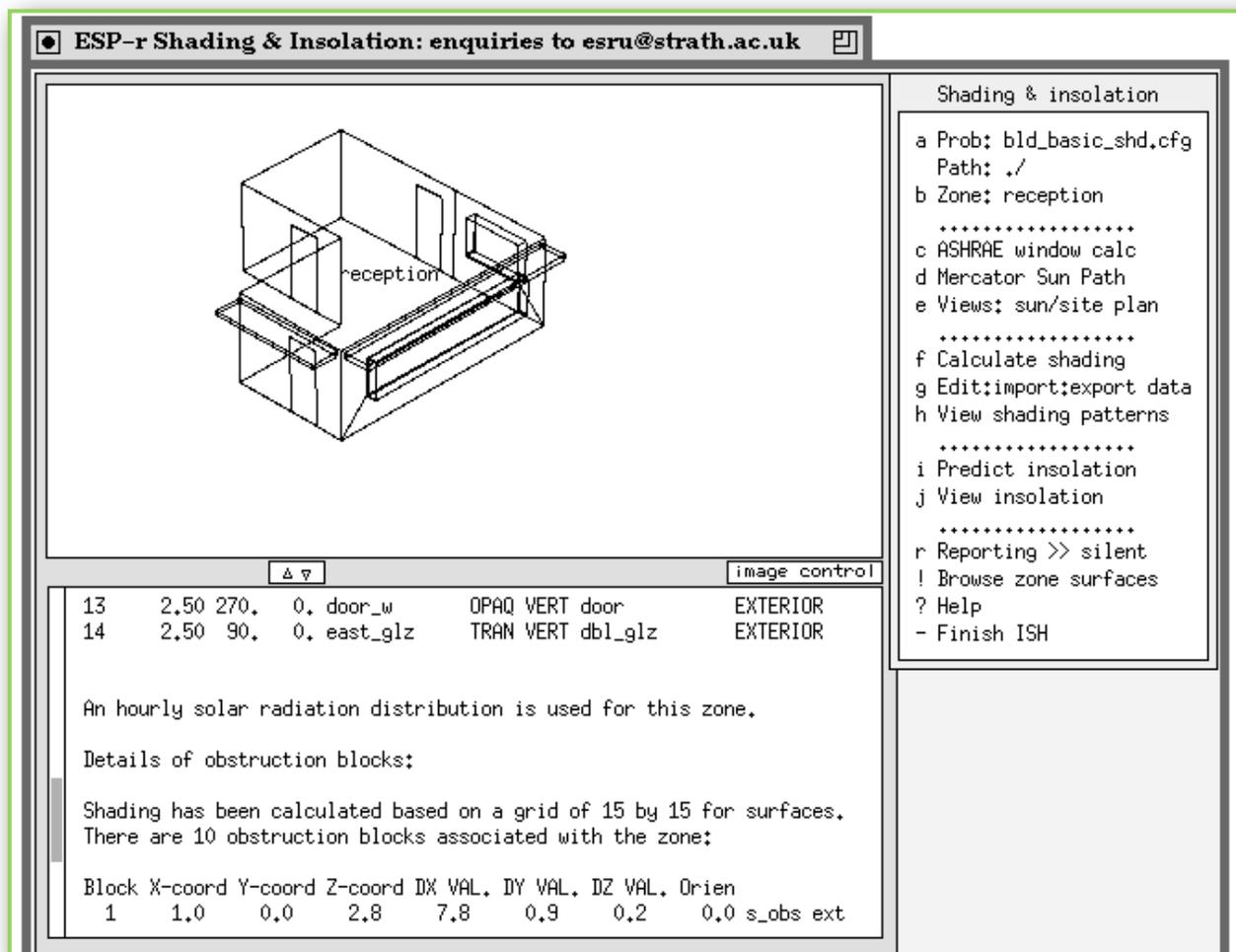
Il programma di ombreggiatura e irraggiamento (ish) fornisce servizi per il calcolo della distribuzione temporale dei modelli di ombreggiatura sulle superfici esterne e la distribuzione di insolazione nelle zone.

Si fa uso di file di configurazione del problema per accedere alla geometria relativa della zona e ai file di ostruzione ombreggiatura a cui deve accedere.

Genera e aggiorna l'ombreggiatura e il database dell'insolazione (uno per ogni zona di appartenenza nella simulazione).

Si noti che il programma di ombreggiatura e di irraggiamento non fornisce servizi per la modifica della zona e la geometria di ostruzione che va fatta tramite il Project Manager.

Allo stesso modo leggerà e aggiornerà ombreggiatura/irraggiamento, ma il nome dei file deve essere stato precedentemente specificato nel project manager (attraverso la selezione di composizione descrittiva del menu Descrizione del problema).



*Fig. 5.15 : Interfaccia del programma analisi ombreggiatura e irraggiamento*

L'utente può anche tenere traccia dei modelli di irraggiamento temporali all'interno delle zone termiche.

Questo è un regime di calcolo separato da quello di calcoli di ombreggiatura esterna ed è importante notare le differenze nelle due strutture, l'ombreggiatura lavora sulla faccia esterna delle superfici affacciate all'esterno, mentre l'irraggiamento lavora sulla faccia interna delle superfici.

Prima dei calcoli di irraggiamento all'utente verrà chiesto quali superfici trasparenti devono essere incluse, si riferisce a quali superfici trasparenti hanno un'esposizione esterna e contribuiscono così all'entrata della radiazione solare nella zona, verrà anche chiesto di confermare l'inserimento di superfici con finestre predefinite.

L'ombreggiatura viene generata solo da blocchi di ostruzione o dalle superfici non rivolte al sole, i blocchi devono essere leggermente sfalsati dalle superfici con un offset di 10mm.

### 5.3 Simulazione di una facciata ventilata PV con ESP-r

L'articolo trovato descrive una recente estensione del sistema ESP-r in questione con la simulazione di moduli fotovoltaici integrati su tetti e facciate. Saranno descritti gli algoritmi per predire uscita elettrica di alimentazione in funzione delle caratteristiche del modulo, la radiazione solare incidente e la temperatura del modulo.

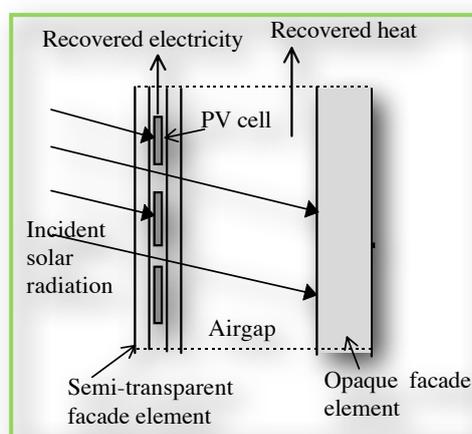
All'interno di ESP-r, l'integrazione dell'algoritmo permette la modellazione del flusso d'aria e della potenza, questo facilita gli studi di sistemi fotovoltaici ibridi. Il documento si conclude con una descrizione del risultato da una valutazione di un edificio che incorpora una facciata fotovoltaica integrata.

Vi è un crescente interesse per l'uso del fotovoltaico integrato negli edifici (BiPV), su facciate e tetti, poiché potenzialmente costituiscono grandi superfici disponibili per la produzione di energia.

Di grande sviluppo sono anche gli impianti fotovoltaici ibridi (BiPV-T), in cui produzione combinata di calore e di energia elettrica fornisce una maggiore efficienza operativa complessiva.

La simulazione dei sistemi PV-I richiede un approccio di modellazione combinato termico ed elettrico, considerando che il rendimento elettrico diminuisce all'aumentare della temperatura, in tal proposito la ventilazione del tetto o della facciata aumenta la potenza di produzione. Allo stesso tempo, il decollo di energia elettrica altera l'equilibrio di energia termica.

La figura qui sotto mostra i principali percorsi di flusso di energia termica ed elettrica.



*Fig. 5.16 : Percorsi del flusso di energia elettrica e termica*

Una volta dotato di una capacità fotovoltaica, un modello di simulazione può essere usato per studiare come integrare la potenza generata con i sistemi di un edificio come l'illuminazione, il riscaldamento, la ventilazione ecc. in questo modo, i sistemi BiPV-T possono essere abbinati e adattati a diversi tipi di edifici ottimizzando le loro prestazioni in termini di offerta, richiesta e controllo.

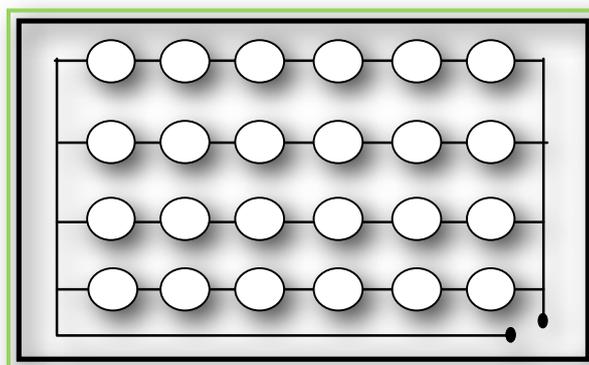
Questo documento descrive come le funzionalità dei sistemi PV sono state integrate all'interno del sistema ESP-r in termini di:

- modelli espliciti per le celle fotovoltaiche in silicio cristallino e amorfo;
- modellazione del flusso di corrente esplicita con il quale possono essere studiate alternative strategie di carico elettrico;
- in che modo i flussi elettrici e termici sono stati numericamente accoppiati.

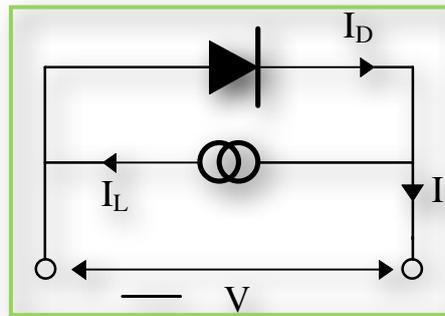
Il documento riporta anche i risultati di ESP-r, Wouters et al 1996, su uno studio finanziato dalla Commissione europea (CE) per valutare il potenziale dei sistemi fotovoltaici se applicati agli edifici europei situati in contesti climatici diversi.

### 5.3.1 Calcolo della produttività dei fotovoltaici

Il modello implementato in ESP-r per calcolare la potenza di uscita da un pannello fotovoltaico è basato su un insieme di giunzioni p-n collegate in serie (n) e in parallelo (m), o cellule come mostrato in Figura 5.17, ogni giunzione viene quindi rappresentato da un circuito equivalente come mostrato in Figura 5.18.



*Fig. 5.17 : Collegamenti in serie e parallelo delle giunzioni p-n*



**Fig. 5.18 :** Circuito equivalente

Per questo circuito equivalente si utilizza un insieme di equazioni, basate sulla teoria standard (Buresch 1983, Sorensen 1979, Millman e Grabel 1987), che permette il funzionamento di una singola giunzione, e quindi di un pannello, sia utilizzando dati simulati da produttori che da esperimenti.

Le equazioni seguenti si applicano a un pannello che opera al suo punto di massima potenza per garantire la massima efficienza.

$$DF = \frac{\left( \frac{e}{kT_{ref}} \right) \left( \frac{V_{mp} - V_{oc}}{n} \right)}{\ln \left( \frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}} \right)}$$

$$I_o = 2^{\frac{(T-T_{ref})}{10}} \frac{-\frac{I_{sc}}{m}}{\left[ \exp \left( \frac{e \frac{V_{oc}}{n}}{kT_{ref} DF} \right) - 1 \right]}$$

$$I_L = \frac{Q}{Q_{ref}} \frac{I_{sc}}{m}$$

$$1 + \frac{I_L}{I_o} = \exp\left(\frac{eV_{mpp}}{kT DF}\right) \left[1 + \frac{eV_{mpp}}{kT DF}\right]$$

$$P = \left( V_{mpp} \cdot I_L - V_{mpp} I_o \left[ \exp\left(\frac{eV_{mpp}}{kT DF} - 1\right) \right] \right) \cdot n \cdot m \cdot N_{pnms}$$

dove:

$V_{oc}$  è la tensione a circuito aperto (a valori di riferimento, V);

$I_{sc}$  è la corrente di corto circuito (a valori di riferimento, A<sub>mps</sub>);

$V_{mp}$  è la tensione al punto di massima potenza (a valori di riferimento, V);

$I_{mp}$  - Corrente al punto di massima potenza (a valori di riferimento, A<sub>mps</sub>);

$Q$  è la radiazione solare incidente (W/m);

$Q_{ref}$  è la radiazione solare di riferimento (di solito 1000 W/m);

$T_{ref}$  è la Temperatura di riferimento (di solito 298 K);

$n$ ,  $m$  sono il numero di celle collegate in serie e in parallelo rispettivamente;

$N_{pnms}$  è il numero di pannelli;

$DF$  è il fattore di diodo;

$I_o$  è il Diodo Corrente (A);

$I_L$  è la corrente generata (A);

$V_{mpp}$  è la Tensione al punto di massima potenza (a passo temporale corrente, V);

$P$  è la potenza di uscita dal pannello (W);

$e$  è la carica di un elettrone ( $1,60 \times 10^{-19}$  C);

$K$  è la costante di Boltzmann ( $1,380 \times 10^{-23}$  J / (K.mol));

$T$  è la temperatura del pannello.

Va notato che la quarta equazione richiede una soluzione iterativa per trovare il punto di massima tensione di alimentazione.

La costante, 10, nella seconda equazione determina l'impatto della temperatura del pannello sui risultati, normalmente è impostato a 10 in assenza di dati sperimentali.

Le equazioni presentate sono quelle sviluppate per le celle in silicio cristallino, nel caso del silicio amorfo è evidente che altri fattori hanno un'influenza sulla potenza. (Dunlop et al).

Attualmente, gli algoritmi sono in sviluppo in modo che questi fattori possono essere inclusi nel modello.

I dati in ingresso richiesti per il corretto funzionamento del modello sono:

- Tensione a circuito aperto alle condizioni di riferimento (V);
- Corrente di corto circuito alle condizioni di riferimento (A);
- Tensione al punto di massima potenza in condizioni di riferimento (V);
- Corrente al punto di massima potenza in condizioni di riferimento (A);
- Irraggiamento solare di riferimento (W/m);
- Temperatura di riferimento (K);
- Numero di celle in serie collegate;
- Numero di rami collegati in parallelo;
- Numero di pannelli in superficie.

### **5.3.1.1 Integrazione all'interno di ESP-r**

Per supportare una simulazione di una costruzione con PV-I e consentire lo studio di calore e potenza, il modello fotovoltaico è stato implementato all'interno del sistema ESP-r.

Come mostrato in figura 5.19, tale accoppiamento ha tre aspetti:

- L'assegnazione di comportamenti speciali a più strati e nodi della costruzione in modo che essi possono trasformare una parte della loro energia solare in energia elettrica assorbita in funzione del modello matematico precedentemente descritto.

- L'uso di una rete di flusso d'aria per trasportare calore da nodi designati come celle fotovoltaiche e fornire questo calore all'interno dell'edificio tramite scambiatori di calore o direttamente.
- L'uso di una rete elettrica di alimentazione per consentire l'uso di modellazione elettrica locale e commutazione con la griglia.

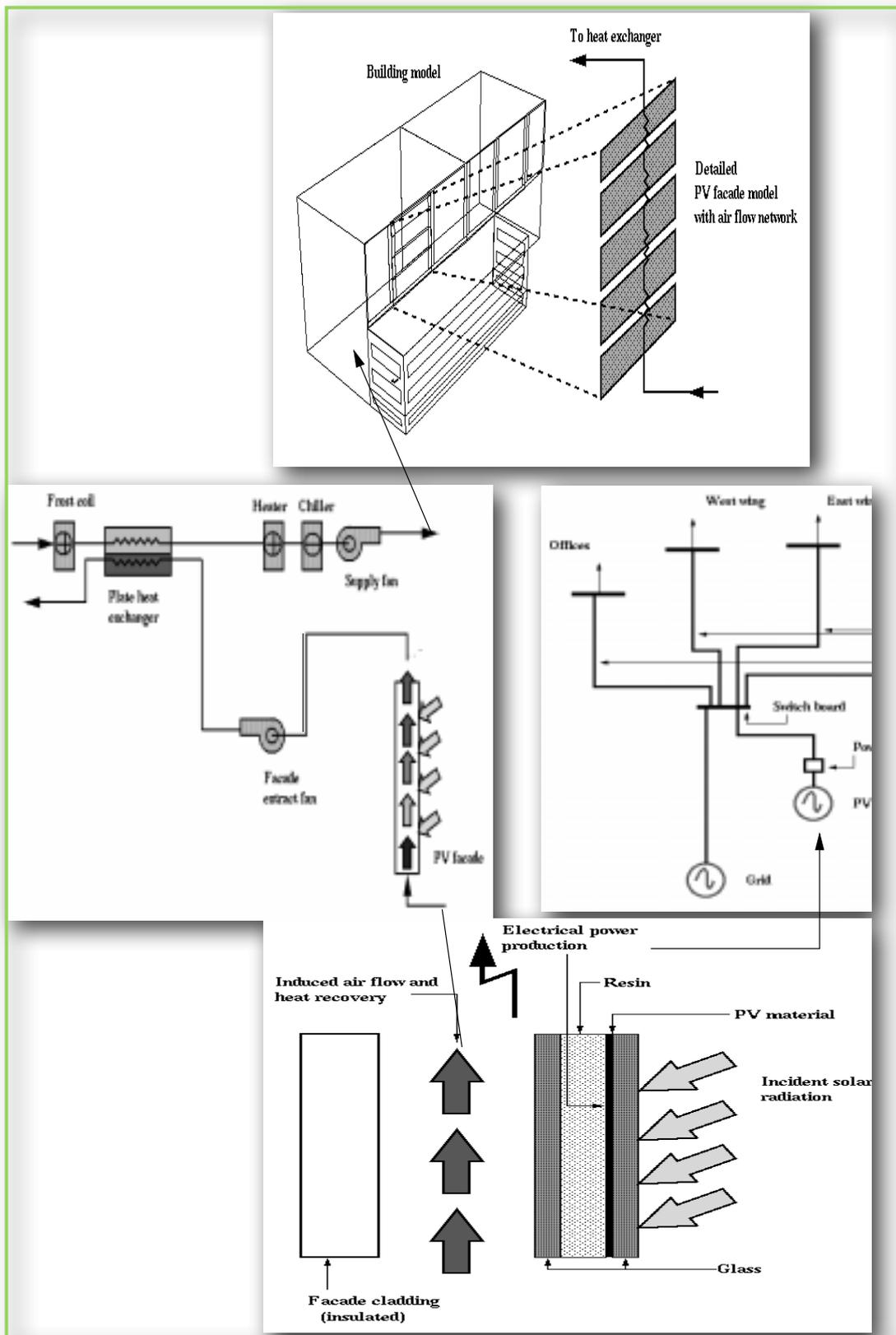


Fig. 5.19 : Integrazione con ESP-r

### 5.3.1.1.1 Materiali speciali

Una struttura speciale di materiali è stata aggiunto in ESP-r per cui agli elementi costruttivi possono essere assegnati modelli di comportamento arbitrari avanzati corrispondenti ad una vetrata e a celle fotovoltaiche.

Per il caso di costruzione con sistemi fotovoltaici integrati (BiPV), la diretta e diffusa irradianza solare incidente viene dapprima calcolata sulla base di un modello di cielo anisotropo.

Dove gli strati più esterni di costruzione sono trasparenti, come per facciate fotovoltaiche, un algoritmo viene richiamato per determinare gli assorbimenti energetici di ogni strato in funzione dell'angolo di incidenza solare prevalente, incluso all'interno dell'algoritmo c'è l'effetto della radiazione ritrasmessa, quando cioè il flusso torna all'esterno dopo la riflessione da superfici interne delle camere.

L'algoritmo PV viene poi richiamato per determinare l'energia elettrica generata e l'energia solare residua è infine reintrodotta nel bilancio energetico della costruzione dove agisce per innalzare la temperatura (ma in misura minore di quanto comporterebbe il caso non fotovoltaico).

La potenza e dati di produzione di calore possono quindi essere analizzati separatamente o combinati, come input il flusso d'aria e/o di potenza di sotto-modelli che sono contemporaneamente attivi.

#### **5.3.1.1.2 Rete di flusso d'aria e di potenza**

ESP-r permette di modellare il flusso d'aria e la potenza sulla base di reti definite comprendenti nodi, collegamenti e componenti.

- Per il caso di una rete di flusso d'aria, i nodi rappresentano pressioni interne o di confine mentre i componenti rappresentano resistenze al flusso e la caduta di pressione corrispondente.
- Per una rete di flusso di potenza, i nodi rappresentano sbarre elettriche in cui i componenti sono i conduttori, mentre i carichi e le fonti di generazione (ad esempio potenza PV) collegano.

Lo scopo di una simulazione del flusso di rete è:

- determinare le pressioni dei nodi ed i tassi di cambio d'aria nel caso di una rete di flusso d'aria;
- determinare le tensioni dei nodi e angoli di fase, i flussi di potenza reale e reattiva tra nodi e le perdite di trasmissione del sistema nel caso di una rete di flusso di potenza.

Questo perché l'approccio di modellazione numerica è essenzialmente lo stesso per entrambe le reti, la seguente descrizione è stata riassunta in relazione ad entrambi i casi.

Ogni componente  $i$ -esimo, riguarda il flusso d'aria o di corrente,  $f_i$ , attraverso la componente di pressione o tensione con differenza di potenziale,  $\Delta P_i$ .

Poiché il flusso relativo alla differenza di potenziale attraverso il componente normalmente è non lineare, la soluzione richiede l'elaborazione iterativa di un insieme di equazioni simultaneamente quando sottoposto ad un dato insieme di condizioni al contorno (temperatura e pressione in caso di flusso d'aria, carichi e la generazione di energia in caso di flusso di elettricità).

La tecnica utilizzata è quella di assegnare un valore arbitrario di pressione/tensione a ciascun nodo, non di confine, per permettere una stima del flusso d'aria/corrente all'interno di ogni componente.

I residui di flusso in ogni nodo vengono quindi così calcolati:

$$R_n = \sum_{j=1}^{N_{n,n}} f_j$$

dove:

$R_n$  è il flusso residuo d'aria/corrente al nodo  $n$ -esimo;

$f_j$  è il flusso lungo il collegamento al nodo  $n$ -esimo;

$N_{n,n}$  è il numero totale di connessioni collegate al nodo  $n$ .

Le pressioni/tensioni ai nodi interni sono poi iterativamente corrette ed i flussi d'aria/corrente residui rivalutati, con la procedura ripetuta fino a qualche criterio di convergenza si ottiene per il dato passo temporale.

Il metodo di soluzione si basa sulla tecnica iterativa di NewtonRaphson applicato al sistema di equazioni simultanee.

All'interno di questa tecnica una nuova stima del vettore di tutti i potenziali dei nodi (pressioni / tensioni) ( $P^*$ ) è calcolata dal campo corrente potenziale ( $P$ ) tramite:

$$P^* = P - C$$

dove il vettore nodo correzione potenziale ( $C$ ) viene determinato sulla base di una soluzione simultanea di una matrice Jacobiana che rappresenta le correzioni nodali potenziali in termini di flusso di componenti derivati parziali.

$C$  è dato da:

$$C = R J^{-1}$$

dove:

$R$  è il vettore dei residui di flusso al nodo;

$J$  è l'inversa della matrice Jacobiana (matrice quadrata  $N \times N$ ) i cui elementi diagonali sono dati da:

$$J_{n,n} = \frac{\partial R_n}{\partial P_n}$$

Gli elementi fuori dalla diagonale di  $J$  sono dati da:

$$J_{n,m} = \sum_{j=1}^{N_{n,m}} - \left( \frac{\partial f}{\partial \Delta P} \right)_j$$

dove:

$N_{n,m}$  è il numero di connessioni tra nodo n-esimo e nodo m-esimo.

Per nodi non di confine, la somma dei termini comprendenti ciascuna riga della matrice Jacobiana sono identicamente nulli.

Nelle precedenti equazioni,  $FJ$  e  $(\partial f / \partial \Delta P)_j$  vengono valutati usando l'ultima stima della pressione/tensione.

ESP-r contiene una sub-routine separata per ciascun tipo di componente di flusso; questo per riportare la portata e la derivata parziale per una data differenza di potenziale.

Per questi tipi di componenti di flusso, in cui l'espressione analitica per la derivata parziale è sconosciuta, viene utilizzata la seguente approssimazione numerica:

$$\frac{\partial f}{\partial \Delta P} = \frac{f - f^{\%}}{\Delta P - \Delta P^{\%}}$$

dove:

$\%$  indica il valore del passo dell'iterazione precedente.

Per risolvere l'equazione matrice  $\mathbf{JC} = \mathbf{R}$  per la correzione ( $C$  vettore incognito), ESP-r impiega una decomposizione LU con perno implicito.

La matrice  $J$  viene così decomposta ad una matrice triangolare inferiore  $L$  e una matrice triangolare superiore  $U$ , tale che  $\mathbf{LU} = \mathbf{J}$ .

Questa decomposizione è usata per risolvere l'insieme lineare:

$$\mathbf{JC} = (\mathbf{LU})\mathbf{C} = \mathbf{L}(\mathbf{UC}) = \mathbf{R}$$

da un primo svolgimento, per sostituzione in avanti, per il vettore  $Y$  tale che  $\mathbf{LY} = \mathbf{R}$  e poi risolvere, mediante sostituzione all'indietro,  $\mathbf{UC} = \mathbf{Y}$ .

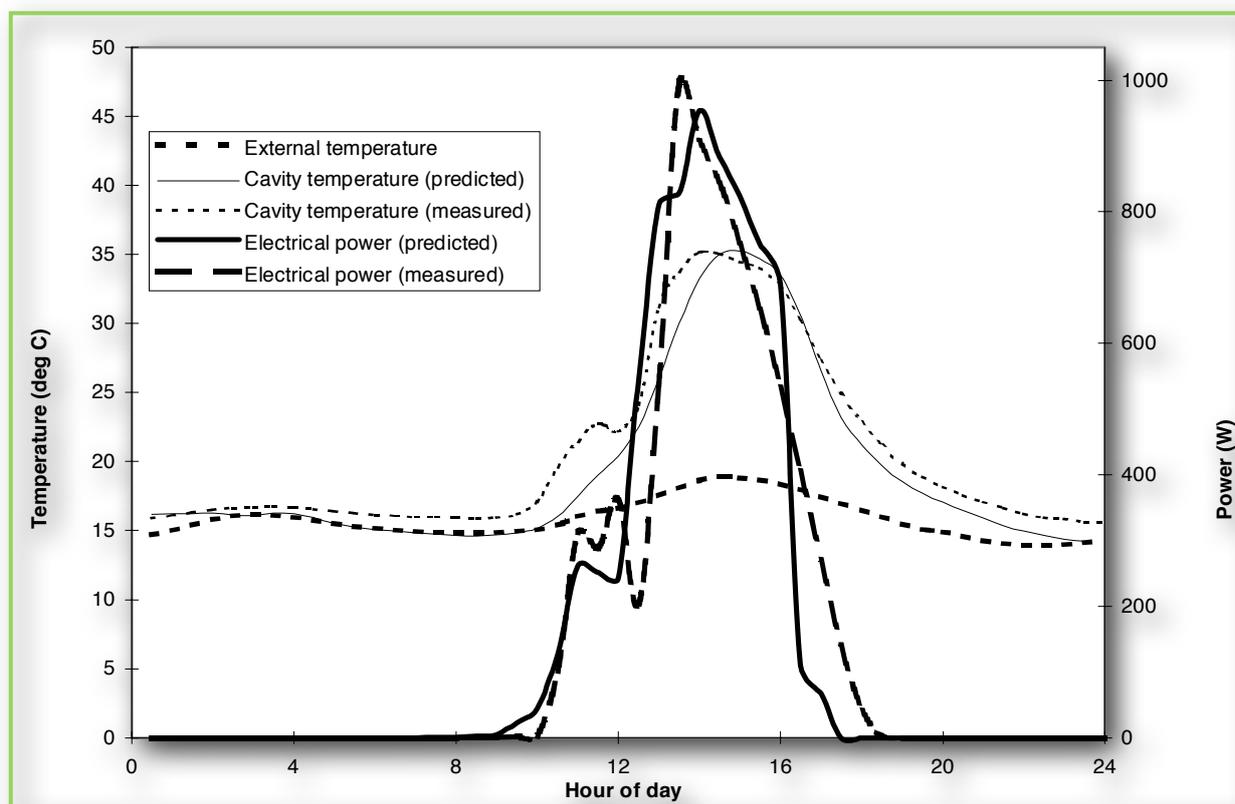
Il vantaggio di questo metodo è che entrambi le sostituzioni sono banali e vengono utilizzate tecniche di Pivoting per aiutare la stabilità numerica.

I fattori di rilassamento sono inclusi per gestire il caso di convergenza lenta o oscillatoria.

### 5.3.2 Risultati

Per eseguire il test di previsione di ESP-r su PV-I, la sperimentazione di una facciata ibrida fotovoltaica è stata condotta su una cella di prova PASLINK (Vandaele e Wouters 1994) che opera in un ambiente esterno.

Sono stati registrati dati di energia elettrica e termica e confrontati con le previsioni corrispondenti, il risultato è mostrato in Figura 5.20.



*Fig. 5.20 : Confronto dei risultati*

Come si può vedere, è stato ottenuto un ragionevole accordo tra i dati registrati e quelli previsti, sia per l'uscita di elettricità che per la temperatura dell'aria nella cavità dietro la facciata fotovoltaica.

D'altra parte, la discrepanza tra la potenza misurata e quella prevista, si è pensato dipendere dalla precisione degli algoritmi di calcolo per l'irraggiamento solare inclinato a causa dei dati misurati di irradianza orizzontale.

Ottenuto il risultato tramite algoritmi soddisfacenti, il modello è stato poi utilizzato per prevedere le uscite termiche ed elettriche di una facciata tipica di prova in condizioni invernali ed estive, in Gran Bretagna.

I risultati sono riassunti nella tabella 5.1:

	Inverno	Primavera	Estate
<b>Irradiazione [KWh]</b>	26,5	132,2	211,6
<b>Energia Elettrica [KWh]</b>	3,1	16,3	25,8
<b>Efficienza Elettrica [%]</b>	11,7	12,3	12,2
<b>Energia Termica [KWh]</b>	7,3	42,0	94,6
<b>Efficienza Combinata [%]</b>	33,2	44,1	56,9

*Tab. 5.1 : Risultati per la Gran Bretagna nei periodi estivo e invernale*

L'edificio scelto era l'edificio Elsa presso il Centro di Ricerca CE comune di Ispra in Italia e la tabella 5.2 riassume i risultati.

	Kew (UK)			Milano (Italia)		
	Inverno	Primavera	Estate	Inverno	Primavera	Estate
<b>Irradiazione [KWh]</b>	1606	7906	11975	5656	9704	12928
<b>Energia Elettrica [KWh]</b>	157	837	1241	586	1024	1340
<b>Efficienza Elettrica [%]</b>	9,8	10,6	10,4	10,4	10,6	10,4
<b>Calore Utilizzato [KWh]</b>	801	2966	3053	2196	3922	300
<b>Calore: Rapporto di Potenza</b>	5,1 : 1	3,5 : 1	2,5 : 1	3,7 : 1	4,8 : 1	0,22 : 1
<b>Efficienza Combinata [%]</b>	59,6	48,1	35,8	49,2	61,3	12,7

*Tab. 5.2 : Risultati per l'edificio ELSA presso il CE di Ispra (Italy)*

Lo studio ha dimostrato che il recupero di calore può avere un impatto significativo sulla efficienza complessiva, anche se va rilevato che non si è tenuto conto della potenza del ventilatore.

Chiaramente, un problema importante è come il calore recuperato può essere utilizzato, in particolare nei mesi caldi, questo varia infatti secondo il progetto e il clima.

## 6 Simulazione con ESP-r

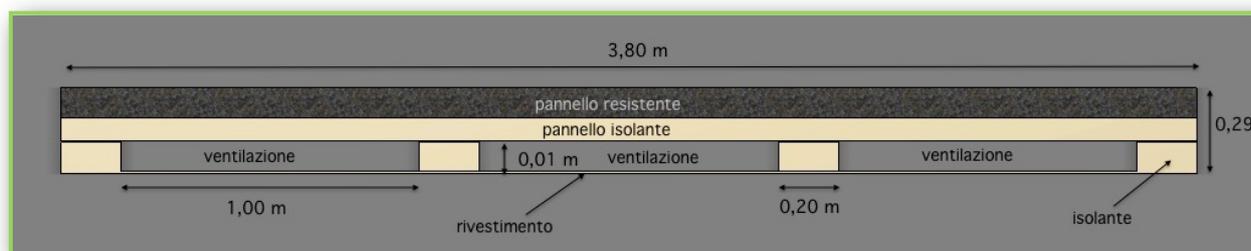
Nel programma è stato implementato un modello costituito da una singola parete immersa nell'ambiente esterno. Quest'ultima, a partire da un'estremità, è costituita a sua volta da:

- un pannello resistente;
- un pannello isolante;
- uno strato di ventilazione;
- un pannello di rivestimento il quale verrà considerato composto da diversi materiali:
  - Ceramica
  - Pannelli Fotovoltaici

### 6.1 Geometria generale del modello

Lo strato di ventilazione è stato suddiviso in tre zone lunghe 1m, separate da uno strato di isolante avente una lunghezza pari a 20 cm ed uno spessore pari a 10 cm, come mostrato in figura 6.1.

La parete risulta avere uno spessore totale di 29 cm, un'altezza di 4,60 m ed è una lunghezza complessiva pari a 3,80 m. Nella figura 6.2 è possibile vedere un dettaglio della stratigrafia del pacchetto murario, mentre la figura 6.3 rappresenta una visuale 3D del modello creato con Autodesk Inventor Fusion Technology.

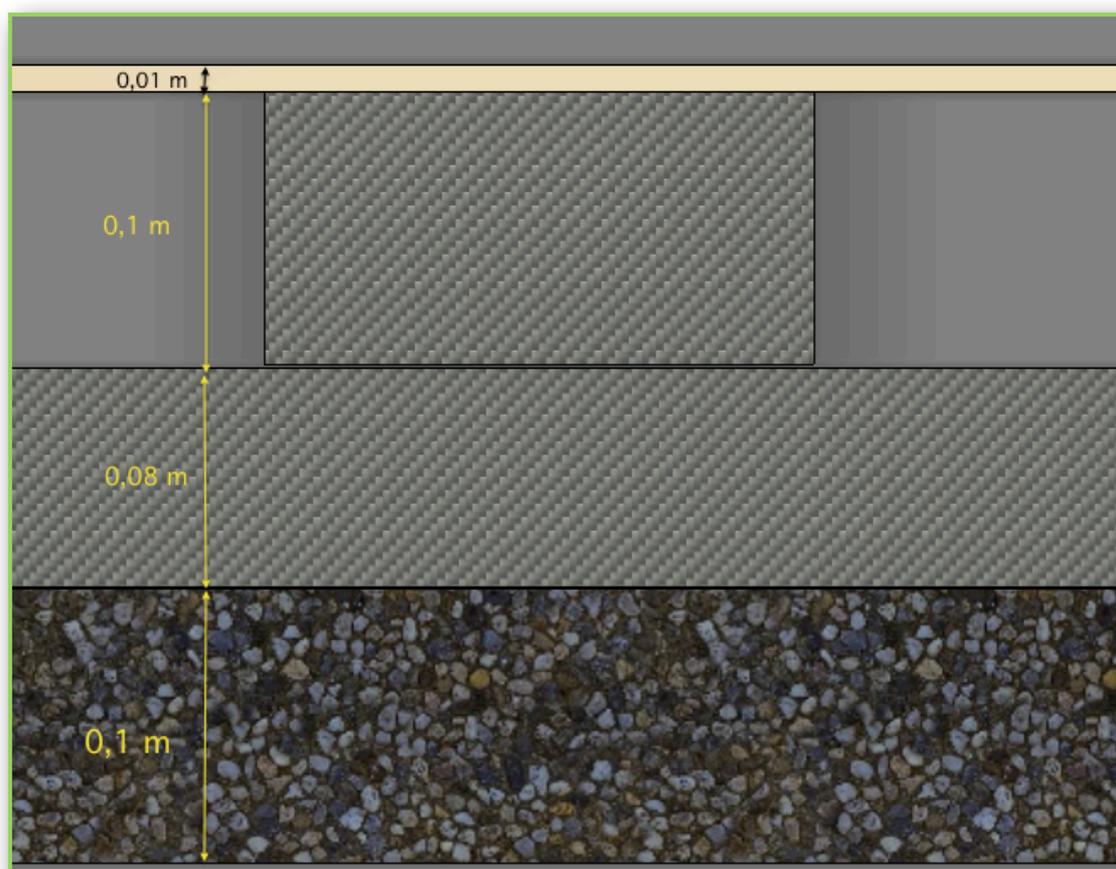


*Fig. 6.1: sezione del modello*

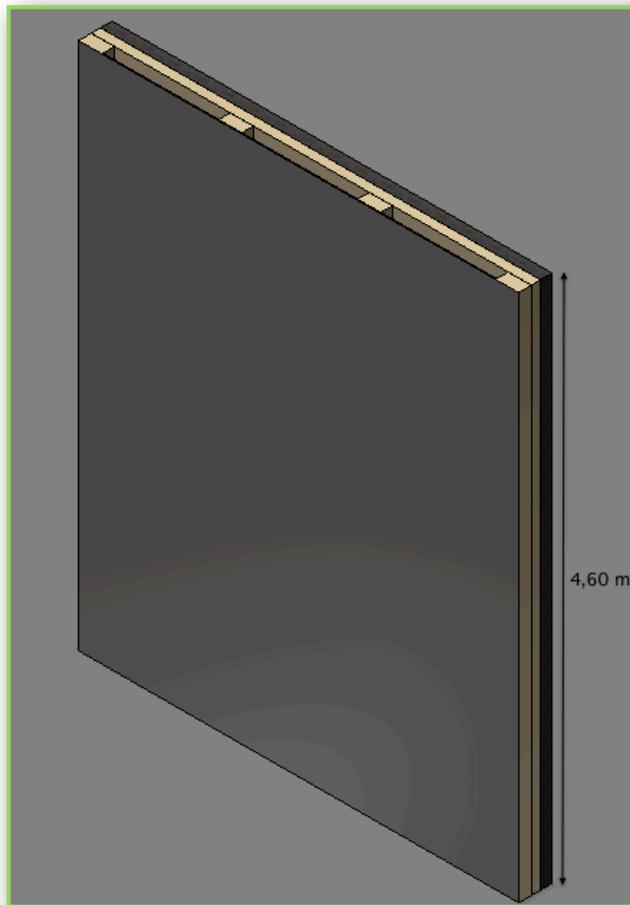
Le caratteristiche geometriche del modello sono riassunte in tabella 6.1.

Strati	Spessore $s$ [m]	Lunghezza $l$ [m]	Altezza $h$ [m]
Pannello Resistente	0,10	3,80	1000
Pannello Isolante	0,08	3,80	1000
Separatori Isolanti	0,10	0,20	1000
Pannello Rivestimento	0,01	3,8	1000

*Tab. 6.1: Caratteristiche geometriche dei materiali costituenti il pacchetto murario del modello*



*Fig. 6.2: Dettaglio del pacchetto murario*



*Fig. 6.3: visione 3D del modello*

## **6.2 Caratteristiche fisiche delle componenti**

Le caratteristiche delle componenti del pacchetto murario considerate nelle simulazioni variano solo per il pannello di rivestimento, mentre per tutte le altre componenti viene considerato sempre lo stesso materiale. Questo perché si vuole analizzare l'andamento delle temperature in funzione di un rivestimento comune e nel caso dei pannelli fotovoltaici, nonché analizzare la produzione di energia elettrica dei pannelli e la loro efficienza in funzione della temperatura di funzionamento degli stessi.

Nella prime due simulazioni viene considerato un pannello di rivestimento in ceramica variando solo le condizioni di calcolo; le caratteristiche fisiche di ogni strato è riportato in tabella 6.2.

Strati		Conducibilità Termica $\lambda$ [W/m K]	Densità $\rho$ [Kg/m <sup>3</sup> ]	Calore Specifico $c$ [J/Kg K]	Spessore $s$ [mm]
Pannello	Resistente	0,04	100	1000	100
	Isolante	0,04	30	1000	80
Iso_interno (separatore)		0,04	80	1000	200
Apertura (Alluminio)		210	2700	880	1
Rivestimento (CERAMICA)		1,3	1800	1000	10

*Tab. 6.2: Caratteristiche fisiche dei materiali costituenti il pacchetto murario nella prima simulazione*

### 6.3 Integrazione del modello in ESP-r

La cavità d'aria viene schematizzata in zone , ciascuna delle quali assume proprietà termiche uniformi all'interno di ciascuna zona.

L'integrazione della geometria del modello in ESP-r è stata eseguita in due configurazioni principali:

- nella prima, la geometria del modello è stata realizzata attraverso la creazione di tre diverse zone aventi alcune pareti in comune che rappresentano i diversi strati di ventilazione della parete con i rispettivi divisori in materiale isolante.

Questa modellazione dà una buona approssimazione della geometria della parete in esame ma non permette una simulazione accurata dei flussi termici al suo interno, poiché per ogni zona è possibile definire un solo nodo di flusso interno il quale definisce le caratteristiche dell'intera zona mentre nella realtà all'interno dello strato di ventilazione le caratteristiche variano con l'altezza. Questa geometria dunque non dà una buona approssimazione delle condizioni reali della parete.

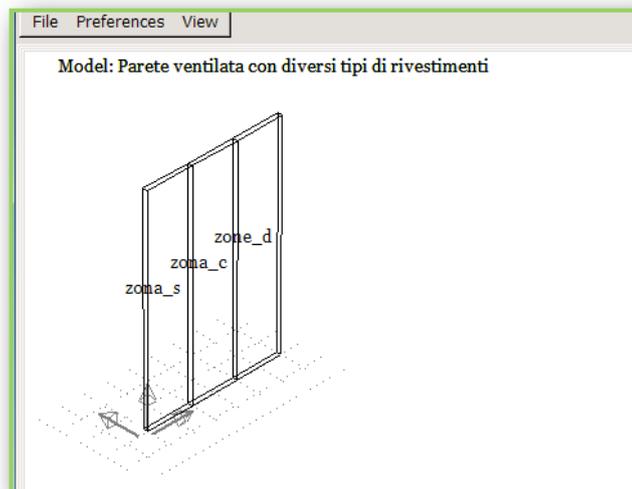
- La seconda invece è leggermente più complessa in quanto ogni zona è stata ulteriormente suddivisa in altre tre zone, il modello risulta così composto da nove zone.

Tale configurazione permette di mantenere una buona approssimazione sia dal punto di vista geometrico che dal punto di vista delle caratteristiche termodinamiche della parete.

### 6.3.1 STEP 1

Dopo aver creato le tre zone in ESP-r tramite il comando “rectangula\_plan” il quale permette di creare degli ambienti (zone) rettangolari composti dalle quattro pareti verticali e dalle due orizzontali sopra e sotto, queste sono state nominate in base al loro orientamento generale rispettivamente “zona\_s” (sinistra), “zona\_c” (centrale) e “zona\_d” (destra), come mostra la figura 6.4

Tutto questo è possibile fornendo al programma il vertice iniziale di posizionamento e le caratteristiche geometriche della zona (lunghezza, profondità, altezza), queste ultime restano costanti per ogni zona ma il vertice di posizionamento cambia ogni volta, spostandosi di 1m in più come si evince dalla tabella 6.3.



**Fig. 6.4:** Modello integrato in ESP-r

<b>ZONE</b>	<b>Vertici di posizionamento (x, y, z) [m]</b>	<b>Dimensioni (l x s x h) [m]</b>
<b>zona_s</b>	0,0 ; 0,0 ; 0,0	1,0 x 0,1 x 4,6
<b>zona_c</b>	0,0 ; 1,0 ; 0,0	1,0 x 0,1 x 4,6
<b>zona_d</b>	0,0 ; 2,0 ; 0,0	1,0 x 0,1 x 4,6

*Tab. 6.3: Caratteristiche geometriche per la creazione di una zona in ESP-r*

Le superfici di chiusura superiori e inferiori sono state considerate come lastre di alluminio e saranno poi modificate con l’inserimento di un’apertura grande come la loro stessa area (0,1 m<sup>2</sup>) per simulare correttamente l’intercapedine dove l’aria entra ed esce permettendo la circolazione naturale. Ogni zona è quindi composta da sei “pareti” le cui caratteristiche e ambiente di riferimento su cui si affacciano sono visibili nella schermata “surface attributes” come mostra la figura 6.5.

Surfaces in zona_s		
Name	Composition	Facing
a rivestimento	rivestimento	EXTERIOR
b isolante_2	isolante	ANOTHER
c pannello	pannello	EXTERIOR
d isolante_1	isolante	EXTERIOR
e uscita	apertura	EXTERIOR
f entrata	apertura	EXTERIOR

*Fig. 6.5: Superfici e caratteristiche di ogni zona*

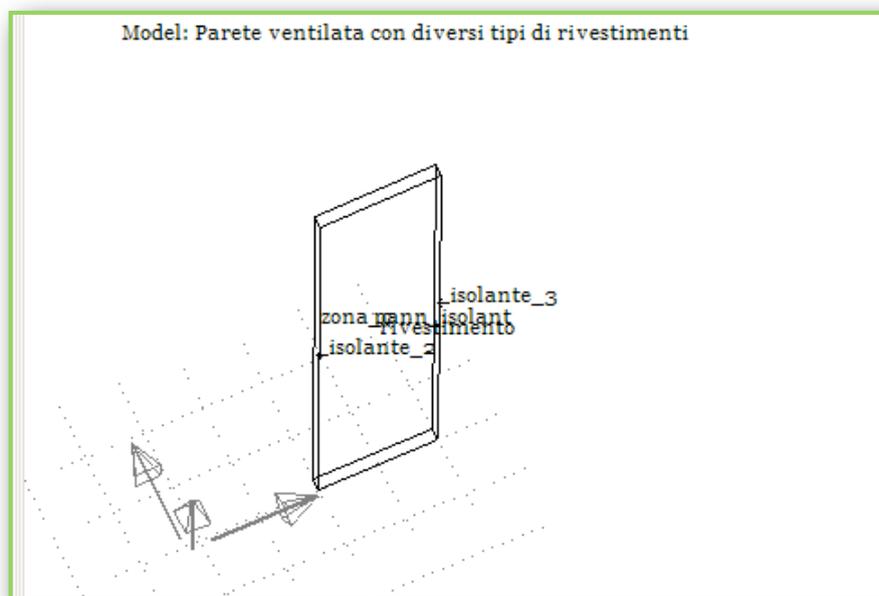
Una volta creata la prima zona è possibile copiarla e posizionarne la copia accanto all’originale facendo una traslazione nella direzione y di 1 m e 2 m rispettivamente per la zona\_c e la zona\_d.

Si può anche procedere creando due nuove zone immettendo gli stessi parametri geometrici e considerando come vertice di posizionamento quelli in tabella 6.3.

Dopodiché, considerando la sola zona\_c, si cancellano le pareti più strette denominate isolante\_2 e isolante\_1, che sono quelle in coincidenza con le rispettive pareti delle altre due zone e che rappresentano l’isolante interno che divide le varie intercapedini di

ventilazione, e si copiano quest'ultime dalle altre zone nella zona\_c tramite il comando "insert from another zone".

Questo permette al programma di considerare che quelle pareti fanno parte di due zone contemporaneamente, unendo così tutte le zone.



*Fig. 6.6: Condivisione delle pareti con le altre zone*

Ora bisogna tenere in considerazione i materiali che costituiscono la parete rappresentante il pannello resistente che è composto da due strati (layer), mentre tutte le altre superfici sono costituite da un solo strato (isolante o ceramica).

Queste superfici ed i rispettivi materiali che li compongono sono stati creati ed aggiunti al database di ESP-r secondo i dati riportati nella tabella 6.2 e tramite l'opzione "database maintenance" della schermata iniziale.

Selezionando i componenti creati ed attribuendoli alle rispettive superfici delle zone si definisce così la composizione delle zone che costituiscono il modello in esame ma il programma ha bisogno che gli vengano fornite alcune condizioni al contorno di topologia (facing), ossia definire se la parete si affaccia all'esterno o in un'altra zona interna.

Avendo completato la morfologia e la composizione delle zone, rimane il compito di definire le condizioni al contorno che vadano bene a ciascuna superficie nel modello; c'è un processo automatico per questo, denominato "check via vertex contiguity", il quale permette di definire con quale ambiente interagiscono le varie superfici che compongono le zone.

In particolare questa opzione riconosce automaticamente la pareti che appartengono a più zone contemporaneamente che nel nostro caso sono tutte quelle rappresentanti l'isolante separatore interno, mentre per le altre superfici delle diverse zone il programma comprende automaticamente che esse interagiscono con l'ambiente esterno e viene impostata la voce "external".

La funzione "topology" del programma esamina i poligoni di un modello cercando superfici in varie zone che siano molto corrispondenti in termini di forma e posizione e fa inferenze a partire da ciò per completare le condizioni al contorno attribuite a ciascuna superficie. Le varie connessioni effettuate nel modello sono riportate in figura 6.7:

```
Number of connections = 24
Con  Origin surface      Other side
 1 rivestimento in zona_s is External
 2 isolante_2 in zona_s >|< isolante_2 in zona_c
 3 pannello in zona_s is External
 4 isolante_1 in zona_s is External
 5 Top in zona_s is External
 6 Base in zona_s is External
 7 apertura_out in zona_s is External
 8 apertura_in in zona_s is External
 9 rivestimento in zona_c is External
10 pannello in zona_c is External
11 Top in zona_c is External
12 Base in zona_c is External
13 apertura_out in zona_c is External
14 apertura_in in zona_c is External
15 isolante_2 in zona_c >|< isolante_2 in zona_s
16 isolante_1 in zona_c >|< isolante_1 in zona_d
17 rivestimento in zona_d is External
18 isolante_2 in zona_d >|< Identical environment
19 pannello in zona_d is External
20 isolante_1 in zona_d >|< isolante_1 in zona_c
21 Top in zona_d is External
22 Base in zona_d is External
23 apertura_out in zona_d is External
24 apertura_in in zona_d is External
```

*Fig. 6.7: Connessioni topologiche del modello*

### 6.3.1.1 Rete dei flussi: STEP1

Al livello più semplice, il flusso d'aria in un modello di ESP-r può essere imposto attraverso *programmi orari di infiltrazione e ventilazione programmata*.

Il flusso programmato è appropriato per approssimazioni ingegneristiche, studi progettuali iniziali e semplici regimi di operazione ma presenta delle limitazioni, infatti, per alcuni casi è meglio utilizzare una *Rete di Flusso*, in particolare dove:

- dove c'è un forte accoppiamento tra calore e flusso d'aria, come nel caso di ventilazione dovuta a convezione termica e/o vento;
- dove ci sono grandi variazioni dinamiche nei tassi di ventilazione, come nel caso della ventilazione naturale;
- dove le strategie di controllo sono importanti, per esempio a causa dell'apertura e della chiusura delle finestre basata sulla temperatura o sulla velocità del vento.

Il modello in esame ricade proprio in uno di questi casi in cui verrà utilizzata una rete di flusso per rappresentare nel modo migliore le dinamiche dell'interazione dei flussi.

Le reti di flusso d'aria o di fluidi, offrono infatti una flessibilità considerevole per la descrizione di tutta una serie di situazioni progettuali e per aumentare la risoluzione del modello allo scopo di supportare analisi che siano dipendenti dai movimenti di massa, di flussi o di potenza.

Piuttosto che imporre dei flussi, una rete di flusso descrive dei possibili percorsi di flusso (come ad esempio, attraverso porte, fessure, ventole, condotti, tubazioni e valvole) dei punti dove si applicano le condizioni al contorno (aperture verso l'esterno) e posizioni dove è necessario rilevare le prestazioni (nodi interni o al contorno).

Il solutore dei flussi di ESP-r calcola dinamicamente i flussi determinati dalla pressione tra zone e/o i sistemi di controllo ambientale che sono associati con la rete.

I flussi ai nodi sono una funzione delle pressioni sugli stessi e delle caratteristiche dei componenti connessi e il bilanciamento della massa in corrispondenza di ciascun nodo è risolto usando un approccio modificato del tipo Newton-Raphson, il quale ricalcola la soluzione iterativamente fino a quando converge alla soluzione esatta e vengono salvati

in memoria la pressione in corrispondenza di ciascun nodo e il flusso di massa attraverso ciascuna connessione.

Un modello di ESP-r può avere uno o più reti di flusso disaccoppiate, alcune per esempio descriventi i flussi d'aria nell'edificio e altre rappresentanti i flussi in un sistema ad acqua calda. In modelli che includono edifici separati, la rete di flusso può includere uno o più edifici.

Il solutore è così efficiente che anche con pagine di nodi e componenti, si verifica solo un lieve aumento nel tempo di calcolo.

Un possibile uso delle reti di flusso è quello di valutare i pattern di flusso in migliaia di passi temporali a supporto di valutazioni dei rischi connessi alla ventilazione naturale.

ESP-r differisce da altri strumenti di simulazione perché chiede all'utente di definire le reti esplicitamente dando una descrizione che permette gli utenti con una conoscenza adeguata di controllare la risoluzione della rete così come la scelta dei componenti di flusso e dei loro dettagli.

I blocchi di costruzione che possiamo utilizzare per definire una rete di flusso di massa sono:

- nodi di flusso;
- componenti di flusso;
- connessioni di flusso.

#### **6.3.1.1.1 Nodi di flusso**

I nodi in una rete di flusso sono punti di misurazione per la pressione, la temperatura e il tasso di flusso.

Un nodo di flusso ha quindi una certa temperatura che viene assegnata al volume dell'aria associato alla rispettiva zona termica, tipicamente ci sarà una mappatura uno a uno tra zone termiche e nodi di flusso.

I nodi interni possono derivare la loro temperatura da una zona termica (veri nodi) o possono essere definiti per seguire la temperatura di un nodo di flusso specifico (nodi extra).

I nodi al contorno indotti dal vento rappresentano la pressione del vento in un punto della facciata di un edificio che è funzione della velocità del vento stesso, della sua direzione, del terreno, dell'altezza dell'edificio, dell'orientamento della superficie e della posizione del punto nella facciata.

Tipicamente, una rete di flusso include un nodo al contorno per ciascuna posizione in cui l'aria può penetrare in un edificio (o uscirne), posizionando un nodo al contorno all'altezza di ciascuna apertura verso l'esterno.

Nel modello in esame, sono stati creati in totale nove nodi, in particolare tre per ogni zona di cui due esterni e uno interno; quelli esteri rappresentano le aperture di entrate e di uscita dell'aria di ventilazione, mentre quelli interni, posizionati al centro di ogni zona, rappresentano lo stato interno della zona di ventilazione.

I nodi utilizzati e le rispettive caratteristiche sono riportati nella tabella 6.4.

<b>NODI</b>	<b>Tipo</b>	<b>Altezza nodo [m]</b>	<b>Temperatura Iniziale [°C]</b>
<b>zona_s</b>	internal	2,30	20
<b>zona_c</b>	internal	2,30	20
<b>zona_d</b>	internal	2,30	20
<b>entrata_s</b>	boundary Wind P	0,01	-
<b>entrata_c</b>	boundary Wind P	0,01	-
<b>entrata_d</b>	boundary Wind P	0,01	-
<b>uscita_s</b>	boundary Wind P	4.65	-
<b>uscita_c</b>	boundary Wind P	4.65	-
<b>uscita_d</b>	boundary Wind P	4.65	-

*Tab. 6.4: Caratteristiche dei nodi esterni ed interni*

La creazione dei nodi in ESP\_r viene fatta attraverso il comando “fluid flow network”, nella sezione “nodes”.

Alla fine del processo la schermata apparirà come in figura 6.8.

Nodes					
Name	Fluid	Type	Height	Data1	Data2
a zona_s	air	internal	2.30	0.0	0.5
b zona_c	air	internal	2.30	0.0	0.5
c zone_d	air	internal	2.30	0.0	0.5
d entrata_s	air	bound wind P	0.00	9.0	0.0
e entrata_c	air	bound wind P	0.00	9.0	0.0
f entrata_d	air	bound wind P	0.00	9.0	0.0
g uscita_s	air	bound wind P	4.65	9.0	0.0
h uscita_c	air	bound wind P	4.65	9.0	0.0
i uscita_d	air	bound wind P	4.65	9.0	0.0

---

+ add/delete/copy node  
? Help  
- Exit

*Fig. 6.8: Nodi utilizzati per la rete di flussi*

Per quanto riguarda i nodi, bisogna considerare due coefficienti che caratterizzano le condizioni esterne, verranno quindi descritti di seguito il coefficiente di pressione e il fattore di riduzione della velocità del vento.

#### **6.3.1.1.1 Coefficienti di pressione**

Il coefficiente di pressione  $C_p$  viene usato per esprimere dei cambiamenti nella pressione dovuti a cambiamenti nella direzione del vento, ESP-r ha un database costituito da set di coefficienti  $C_p$  per differenti tipi e orientamenti di superfici, inoltre offre una funzione denominata “Cpcalc” per generare coefficienti di pressione.

Il coefficiente di pressione utilizzato nel modello in esame è: “1:1 sheltered wall” che rappresenta un muro riparato dai venti.

#### **6.3.1.1.2 Fattori di riduzione della velocità del vento**

Il fattore di riduzione della velocità del vento è il rapporto tra velocità del vento in corrispondenza dell'edificio e velocità dell'aria derivante dal clima (ad un'altezza standard di 10 m) .

$$V = V_{\text{clim}} \times R_f$$

dove:

$R_f$  (Reduction Factor) è il fattore di riduzione della velocità del vento;

$V_{\text{clim}}$  è la velocità del vento specificata nel file climatico;

$V$  è la velocità del vento risultante.

$R_f$  è calcolata a partire da alcuni profili ipotizzati di velocità del vento e prende in considerazione le differenze di altezza tra il punto di misurazione del vento e terreno circostante nonché tra altezza dell'edificio e lo stesso terreno (urbano, rurale, localizzato in centro città).

I profili del vento possono essere calcolati in tre modi: legge esponenziale, LBL o legge logaritmica.

Nel caso in esame, il fattore di riduzione di velocità del vento considerato è 1.

Una volta conclusa la creazione dei nodi si può procedere con la creazione dei vari componenti.

#### **6.3.1.1.2 Componenti di flusso**

I componenti di flusso sono per esempio, ventole, pompe, condotti, fessure, valvole, e altri vari orifizi che descrivono le caratteristiche del flusso tra nodi.

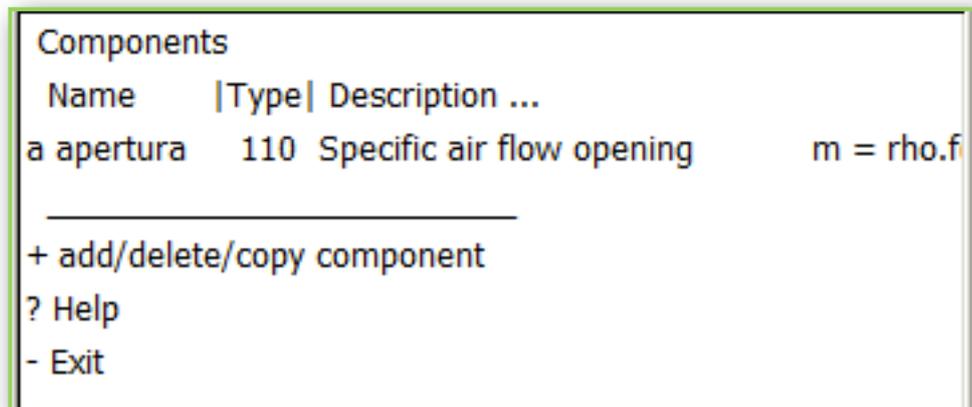
Il flusso è generalmente una funzione non lineare dei coefficienti di pressione in corrispondenza dei componenti basata su studi sperimentali e analitici, ESP-r ha un set di componenti impiantistici preinstallati che includono condotti, tubazioni, ventole e pompe, così come fessure, orifizi e porte.

Nel modello in esame useremo un solo componente di flusso che rappresenta l'apertura per la ventilazione, questa è denominata nel programma come:

- “Specific air flow opening” (apertura specifica per il flusso d'aria) che considera un coefficiente di scarico di flusso d'aria fisso e va inserita solo l'area dell'apertura.

In particolare, l'area dell'apertura della parete ventilata considerata è di  $0,1 \text{ m}^2$ .

La figura 6.9 mostra la schermata dei componenti dopo la creazione.



*Fig. 6.9: Componenti di flussi*

Ora resta solo da determinare le connessioni di flusso tra i veri nodi.

### 6.3.1.1.3 Connessioni di flusso

Le connessioni di flusso collegano i nodi e i componenti attraverso una sintassi descrittiva che prende la forma di: “ il nodo al contorno 'entrata\_x' è collegato con il nodo interno 'zona\_x' attraverso il componente 'apertura' “, dove x indica una delle tre zone s, c e d.

Una connessione definisce inoltre la relazione spaziale tra il nodo e il componente associato, se i nodi e le connessioni sono a differente altezza, la differenza di pressione in corrispondenza della connessione includerà anche l'effetto della convezione dovuta a cause termiche, la differenza di altezza sarà positiva se il componente è più in alto del nodo, negativa se è più in basso del nodo e zero se sono alla stessa altezza.

Ogni nodo interno deve in qualche modo avere un percorso verso un nodo al contorno perché il solutore tratta l'aria come incompressibile e la soluzione è quella del

trasferimento di massa attraverso la rete; quando la temperatura cambia, il volume deve cambiare, e se la pressione non ha punti di uscita il solutore va in crash.

Le connessioni possono essere in serie o in parallelo, quest'ultime sono utilizzate quando l'uscita dell'aria da un nodo interno ad uno esterno è determinata da più di una causa come ad esempio una finestra con una fessura in cui entrambi partecipano alla variazione del flusso, risulta però più complicato rispetto ad una connessione in serie e nel caso di studio questo non sarà necessario poiché si sta modellando una singola parete.

Le versioni recenti di ESP-r supportano il concetto di un componente composto che può essere costituito da più componenti (un'apertura e una fessura) questo permette di semplificare le reti di flusso, riducendo il bisogno di connessioni parallele.

Il ragionamento che viene fatto per sostituire una connessione in parallelo con una in serie è quello di creare un nodo extra e assegnargli di seguire le temperature del nodo iniziale.

A questo punto, una componente di controllo assegnato modifica la resistenza al flusso della finestra, per esempio riducendola per simulare la fessura, quando è aperta.

La connessione esistente sarebbe quindi ridefinita come una connessione in serie. Il componente con minor resistenza (finestra) prenderebbe una logica di controllo e il componente di controllo prenderebbe il secondo controllo, la fessura originale della finestra permanerebbe.

Quando il controllo è imposto, occorre prestare attenzione nell'aggiustamento del passo temporale della simulazione per tenere conto della risposta del sensore e dell'attuatore del flusso.

Se i tassi di flusso oscillano di solito e' un indizio che dobbiamo accorciare il passo temporale della simulazione.

Nel modello in esame c'è un solo componente che influisce sulla ventilazione naturale e sono le aperture inferiori e superiori della parete le quali restano sempre aperte, non sarà necessario impostare nessuno controllo e possiamo direttamente utilizzare un collegamento in serie [entrata - zona - uscita].

Le connessioni implementate nel simulatore sono riportate, insieme al relativo componente e alle differenze di altezza, nella tabella 6.5.

Connessione (nodo a nodo)	Componente	Differenza di Altezza [m]
entrata_s a zona_s	Apertura	-2,2
zona_s a uscita_s	Apertura	2,3
entrata_c a zona_c	Apertura	-2,2
zona_c a uscita_c	Apertura	2,3
entrata_d a zona_d	Apertura	-2,2
zona_d a uscita_d	Apertura	2,3

Tab. 6.5: Caratteristiche delle connessioni

Dopo la creazione delle connessioni la schermata appare come in figura 6.10.

```

Connections
Node +ve |dHght|to| Node -ve |dHght|via Component
a entrata_s -2.3 --> zona_s 0.0 apertura
b zona_s 0.0 --> uscita_s 2.3 apertura
c entrata_c -2.3 --> zona_c 0.0 apertura
d zona_c 0.0 --> uscita_c 2.3 apertura
e entrata_d -2.3 --> zone_d 0.0 apertura
f zone_d 0.0 --> uscita_d 2.3 apertura

-----
+ add/delete/copy
? Help
- Exit

```

Fig. 6.10: Connessioni tra i nodi

### 6.3.1.2 Verifica dei dati

L'ultimo passaggio è quello di confermare i legami tra i nodi del flusso e le zone termiche tramite l'opzione "link nodes and zones" nell'interfaccia e nel caso in esame, le tre zone create inizialmente verranno collegate ai rispettivi nodi interni.

La descrizione della rete è scritta in un file di ESP-r nella cartella "nets" del modello ed è riportato nell'immagine 6.11.

```
Flow network description.

9 nodes, 1 components, 6 connections; wind reduction = 1.000
# Node Fluid Node Type Height Temperature Data_1 Data_2
1 zona_s air internal & unknown 2.3000 20.000 (-) 0.000 vol 0.460
2 zona_d air internal & unknown 2.3000 20.000 (-) 0.000 vol 0.460
3 zona_c air internal & unknown 2.3000 20.000 (-) 0.000 vol 0.460
4 entrata_s air boundary & wind ind 0.0000 0.0000 coef 9.000 azim 0.000
5 entrta_c air boundary & wind ind 0.0000 0.0000 coef 9.000 azim 0.000
6 entrata_d air boundary & wind ind 0.0000 0.0000 coef 9.000 azim 0.000
7 uscita_s air boundary & wind ind 4.6500 0.0000 coef 9.000 azim 0.000
8 uscita_c air boundary & wind ind 4.6500 0.0000 coef 9.000 azim 0.000
9 uscita_d air boundary & wind ind 4.6500 0.0000 coef 9.000 azim 0.000

Component Type C+ L+ Description
Apertura 110 2 0 Specific air flow opening m = rho.f(A,dP)
Fluid 1.0 opening area (m) 0.100

# +Node dHght -Node dHght Component Z @+ Z @-
1 entrata_s 0.000 zona_s 2.300 Apertura 0.000 4.600
2 zona_s 2.300 uscita_s 4.650 Apertura 4.600 9.300
3 entrta_c 0.000 zona_c 2.300 Apertura 0.000 4.600
4 zona_c 2.300 uscita_c 4.600 Apertura 4.600 9.250
5 entrata_d 0.000 zona_d 2.300 Apertura 0.000 4.600
6 zona_d 2.300 uscita_d 4.650 Apertura 4.600 9.300
thermal zone to air flow node mapping:
thermal zone -> air flow node
zona_s -> zona_s
zona_c -> zona_c
zona_d -> zona_d
```

Fig. 6.11: Descrizione della rete dei flussi

Va inoltre detto che il programma di simulazione richiede che siano inseriti i vari guadagni termici ottenibili all'interno della zona o da altre zone tramite persone, luci e apparecchiature elettriche di vario genere (computer, televisione, stufa elettrica, ecc.), ma le zone del modello implementato rappresentano l'intercapedine di una parete quindi al suo interno non ci sono alcune di queste fonti di guadagno termico.

Si procede quindi indicando al programma, tramite l'opzione "nothing happened in this zone" del menù "operational detail", che non succede niente all'interno delle zone per tutto il giorno.

Gli eventuali guadagni dati dall'irraggiamento esterno verranno elaborati automaticamente dal file climatico considerato nel database.

### 6.3.1.3 Condizioni climatiche esterne

In ESP-r è possibile scegliere, attraverso il database standard, diversi file di dati climatici che permettono la descrizione, all'interno del programma, dell'ambiente esterno riferito a varie zone del mondo, come mostra la figura 6.13 e se necessario, è anche possibile costruire o importare il profilo climatico che più si desidera per la simulazione.

```
ESRU standard climates
-----
a Default UK cIm Climate
b ALBUQUERQUE NH USA iwec 723650
c BALTIMORE MD USA iwec 724060
d Belfast IWEc WMO 039170
e Berlin Germany IWEc 103840
f Birmingham IWEc WMO 035340
g BOISE ID USA iwec 726810
h Brussels Belgium IWEc WMO 0645
i BURLINGTON VT USA iwec 726170
j Calgary Intl AB CAN
k CHICAGO IL USA iwec 725300
l Copenhagen Denmark IWEc 061880
m DIJON - FRA (47.27N 005.08E)
n Dublin Ireland IWEc WMO 039690
o Dundee 1980
p DULUTH MN USA iwec 727450
q EL_PASO TX USA iwec 722700
r Jersey CH ISL IWEc WMO 038950
s FAIRBANKS AK USA 702610
t Finningley IWEc WMO 033600
u Firenze-Peretola - ITA
v Gatwick IWEc WMO 037760
```

Fig. 6.12: Dati climatici standard implementati in ESP-r

Nel caso di studio è stato necessario scegliere quest'ultima opzione per definire le condizioni climatiche che interagiranno con il modello, in particolare, il sito e le rispettive condizioni climatiche che il programma dovrà considerare sono quelle di Bologna, le quali non sono presenti nel database standard di ESP-r.

Per importare file climatici bisogna prima di tutto cercarli sul web e scaricarli dopodiché si inseriscono nel database esistente del programma, in particolare il file climatico di Bologna-Borgo Panigale è stato scaricato dal sito di un altro programma di simulazione (EnergyPlus) nella sezione dedicata appunto ai file climatici italiani.

Il file climatico ha un formato .epw che permette di essere letto anche da altri programmi come ESP-r, sarà infatti questo file ad essere aggiunto nel database dei climi.

Una volta impostato il clima nel database è possibile chiedere al programma dei grafici che mostrino varie caratteristiche del clima in esame come ad esempio la temperatura a bulbo secco o la velocità del vento dell'intero anno o, come si può vedere nella figura 6.13, di un solo giorno; ESP-r permette di riportare più di una caratteristica sullo stesso grafico come si può notare dalla figura 6.14.

Per la simulazione verrà considerato un solo giorno dell'anno, del periodo estivo, in particolare il 31 Luglio.

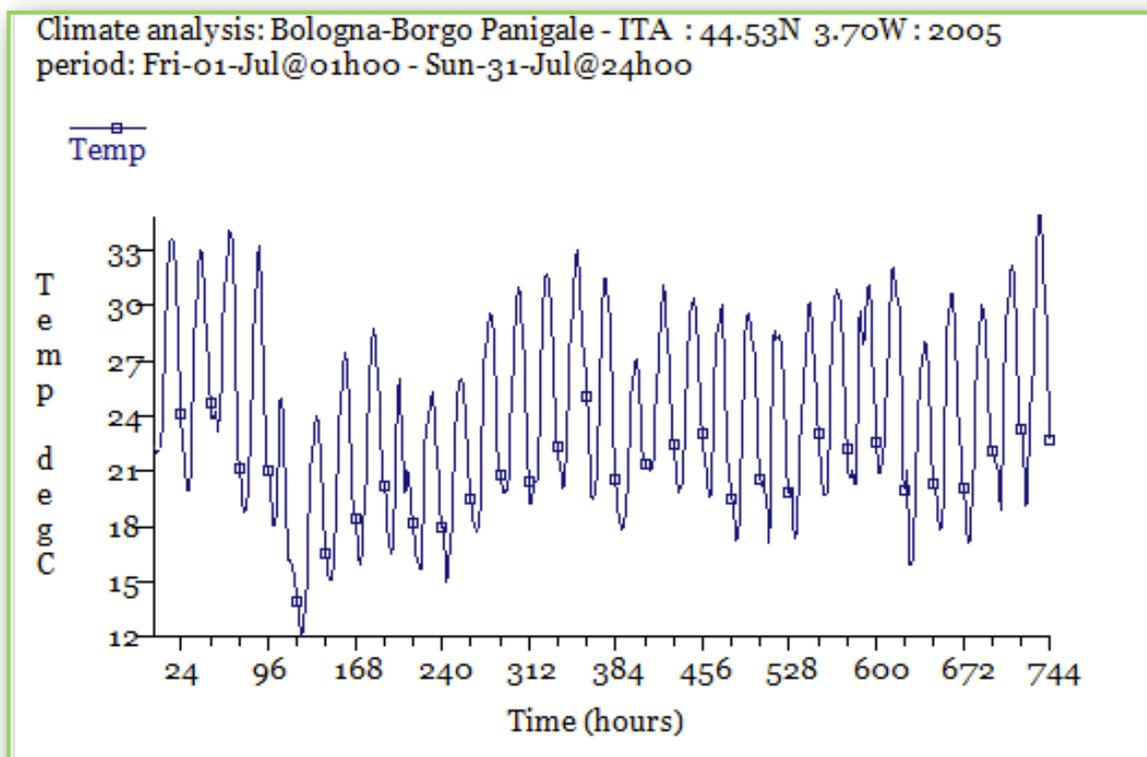


Fig. 6.13: Temperatura a bulbo secco, Bologna-Borgo Panigale, mede di Luglio

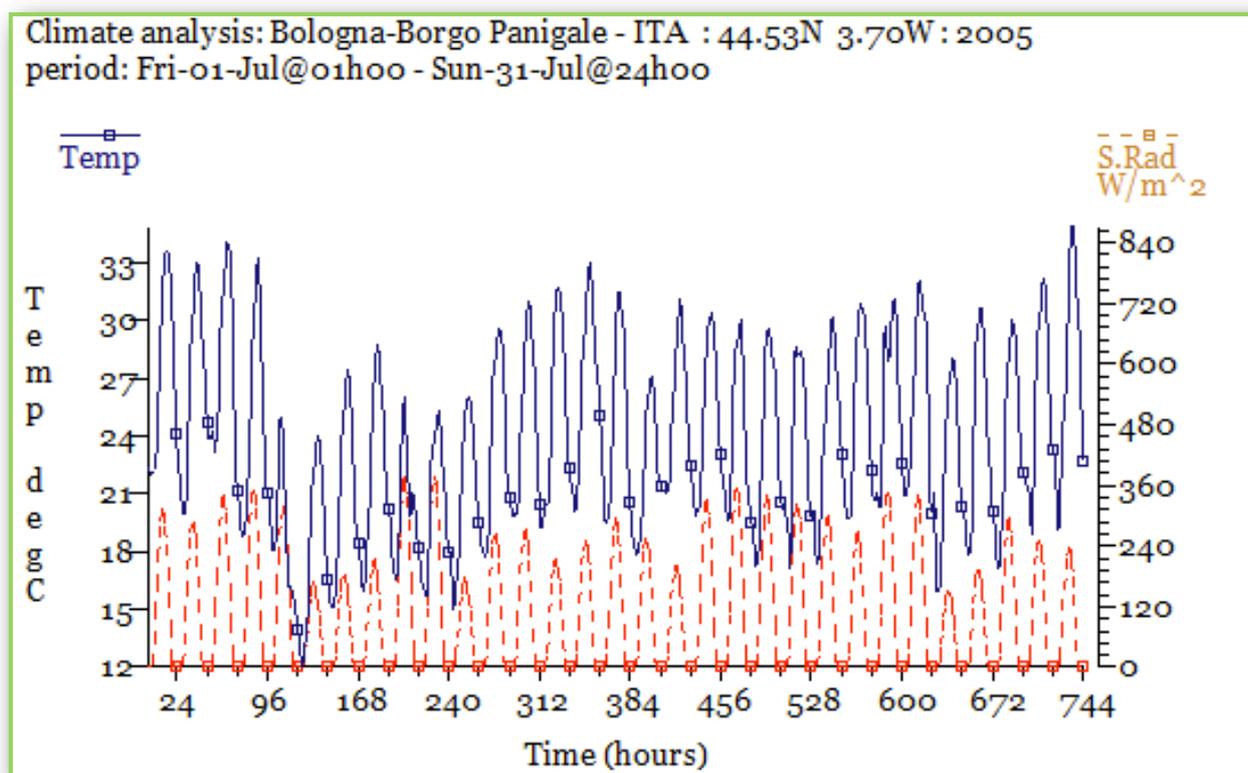


Fig. 6.14: Temperatura a bulbo secco e radiazione solare, Bologna-Borgo Panigale, mese di Luglio

#### 6.3.1.4 Risultai delle analisi: STEP1

Per ogni modello, STEP1 e STEP2, sono state eseguite quattro analisi riferite ad un solo giorno (31 Luglio) con time-step diversi, in particolare:

- 1 ora
- 30 minuti
- 15 minuti
- 5 minuti

I time-step della simulazione dettano le frequenza di risoluzione, cioè ogni istante in cui il programma deve calcolare la soluzione, che influisce anche sulla frequenza di registrazione dei dati e in ESP-r la loro durata può variare da un minuto a un'ora.

Chiaramente le scelte iniziali avranno un influenza sul tempo necessario al completamento della simulazione, sulla dimensione dei file contenenti i dati di prestazione che verranno generati durante la simulazione, sulla velocità con cui i dati saranno estratti nonché sul grado di dettaglio legato al tempo.

La frequenza dovrebbe anche riflettere la natura della composizione del modello e dei controlli applicati alle zone, così come i tipi di componenti di sistema utilizzati e tipi di controllo che vi sono applicati ma, nel modello in esame, questo non sarà necessario poiché non vi sono controlli né sulle zone né sui componenti.

Per indicare al programma il time-step desiderato, bisogna utilizzare l'opzione "zone time-steps/h" nella quale va inserito il numero di iterazioni, quindi 60 indica un time-step di 1 minuto mentre, 1 indica un time-step di 1 ora, 2 indica 30 minuti e così via.

Per ottenere i time-step desiderati bisogna inserire i valori mostrati nella tabella 6.6 riportata di seguito.

Time-step	zone time-step/h
1 ora	1
30 min	2
15 min	4
5 min	9

*Tab. 6.6: Valori da inserire nel programma per ottenere i time-step*

Per ogni time-step è stata fatta una simulazione prendendo in considerazione le risultanti delle temperature delle tre zone, nel giorno prestabilito del 31 Luglio ed il programma ha fornito i rispettivi grafici e i relativi dati in formato excel tabellati.

Come ci si aspettava, al diminuire della durata del time-step, si hanno più informazioni per costruire il relativo grafico che risulta più dettagliato. Si nota infatti, dalle figure sottostanti, che il grafico del primo time-step (1 ora - figura 6.15), è costituito da un susseguirsi di rette spezzate che rappresentano l'andamento delle risultanti della temperatura, mentre, man mano che il time-step diminuisce, figure 6.16, 6.17 e 6.18, il grafico assume sempre più sembianze curvilinee dato dal fatto che i punti del grafico, che indicano l'andamento della temperatura, sono di più e più vicini tra loro. Il programma dunque, non considera più le temperature ogni ora, ma ogni 30,15 o 5 minuti, in base al time-step utilizzato.

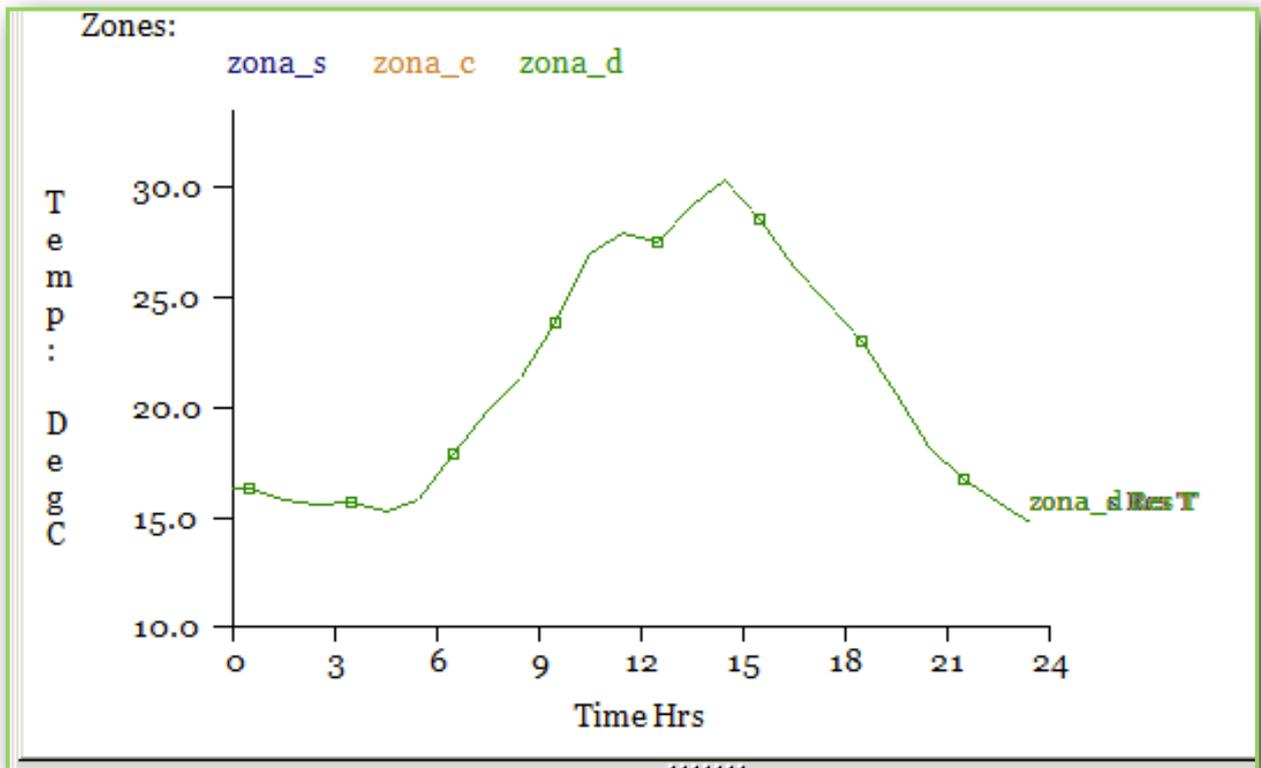


Fig. 6.15: Andamento delle risultanti delle temperature di ogni zona con time-step di 1ora

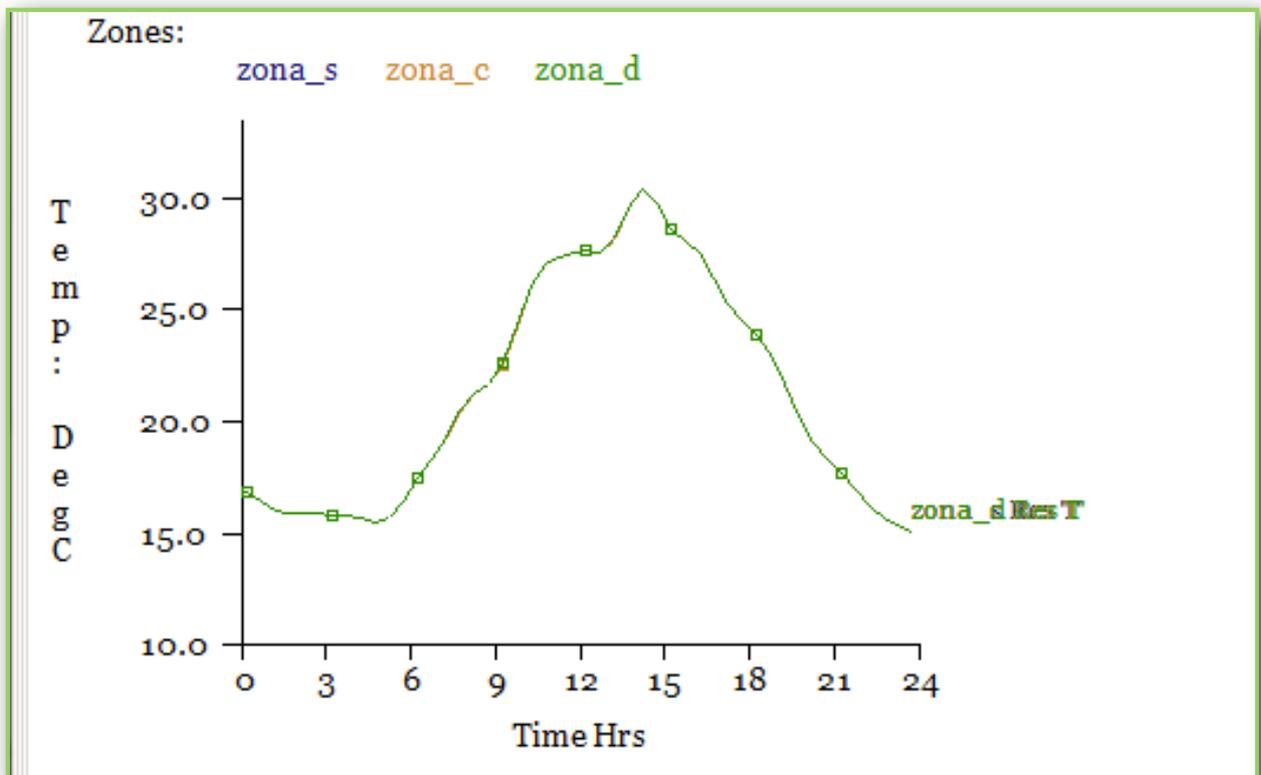


Fig. 6.16: Andamento delle risultanti delle temperature di ogni zona con time-step di 30 minuti

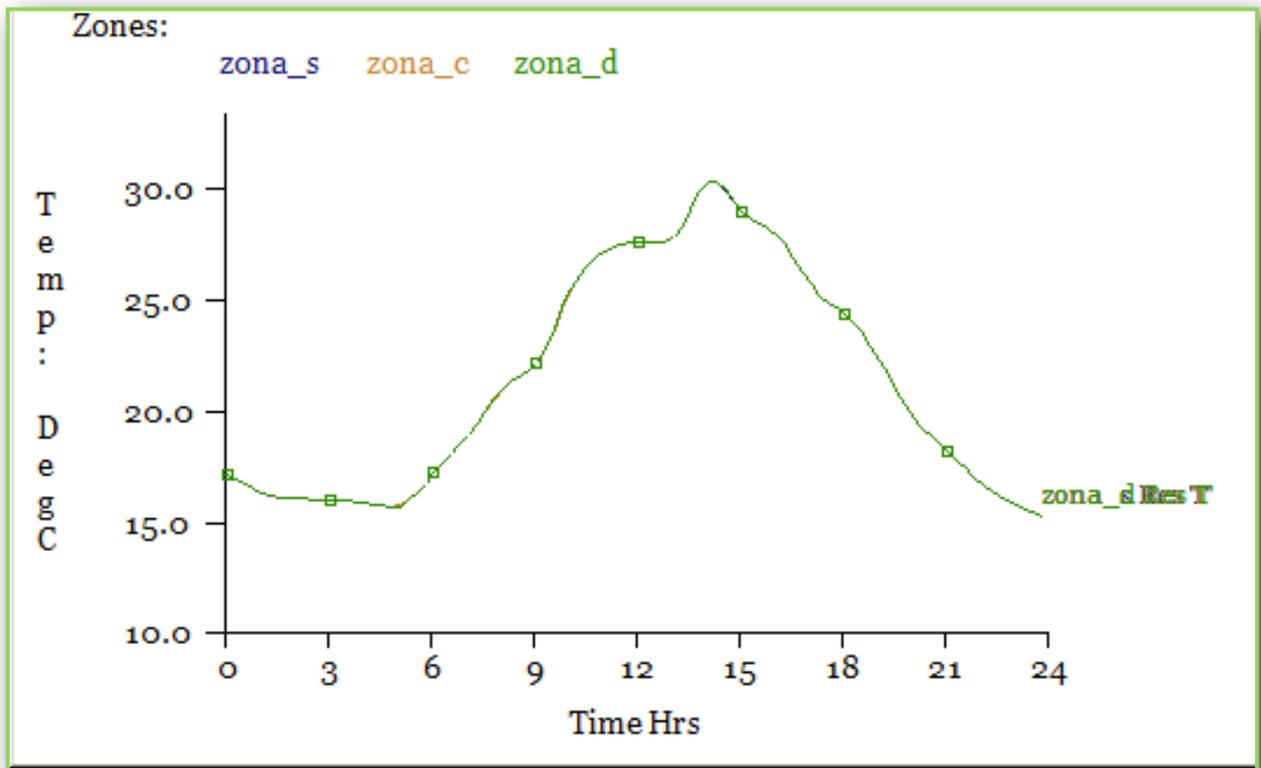


Fig. 6.17: Andamento delle risultanti delle temperature di ogni zona con time-step di 15 minuti

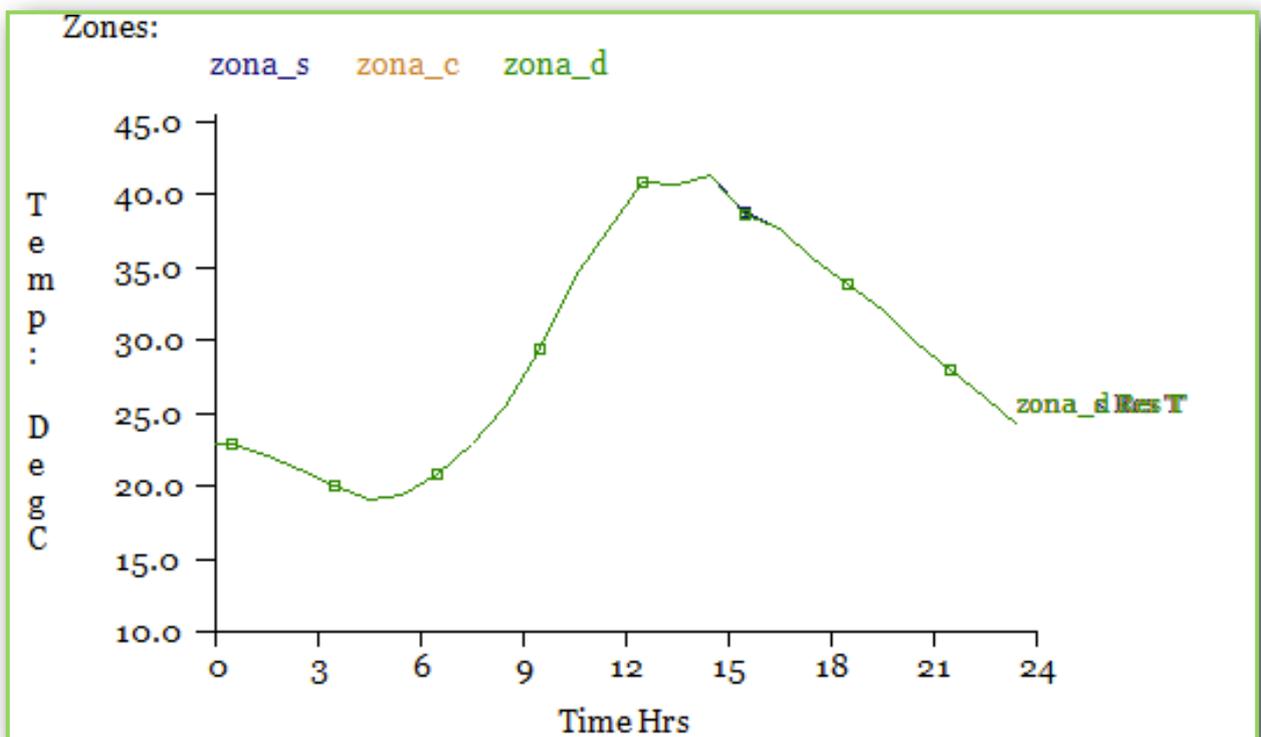


Fig. 6.18: Andamento delle risultanti delle temperature di ogni zona con time-step di 5 minuti

I valori in dettaglio delle temperature nelle varie zone, con un time-step di 5 minuti sono riportate nella tabella 6.7 di seguito.

Il programma calcola la soluzione ogni cinque minuti e la integra su un ora fornendo un solo risultato per ogni ora; questo permette di ottenere solo 24 valori, facilitando la comparazione con lo STEP 2.

Tempo	Risultante delle Temperature [°C]		
	zona_s	zona_c	zona_d
00h30	22.90	22.89	22.89
01h30	22.20	22.20	22.20
02h30	21.25	21.25	21.24
03h30	20.07	20.07	20.07
04h30	19.17	19.17	19.17
05h30	19.45	19.46	19.45
06h30	20.84	20.84	20.84
07h30	22.91	22.91	22.91
08h30	25.40	25.39	25.40
09h30	29.43	29.43	29.44
10h30	34.30	34.29	34.31
11h30	37.48	37.48	37.49
12h30	40.80	40.80	40.81
13h30	40.64	40.64	40.65
14h30	41.39	41.39	41.40
15h30	38.72	38.71	38.71
16h30	37.71	37.70	37.70
17h30	35.61	35.60	35.60
18h30	33.90	33.89	33.89
19h30	32.10	32.08	32.08
20h30	29.98	29.97	29.97
21h30	28.00	28.00	27.99
22h30	26.04	26.04	26.03
23h30	24.21	24.20	24.20

*Tab. 6.7: Risultati per time-step di 5 minuti*

Dai grafici si evince subito che tutte e tre le zone si comportano nel medesimo modo, la temperatura minima risulta di 19,17°C, intorno alle 4:30 del mattino, dopodiché comincia a salire raggiungendo la massima temperatura intorno alle ore 12:30 con un valore di 40,8 °C per poi discendere fino al valore minimo nuovamente a fine giornata.

### 6.3.2 STEP 2

Come già detto inizialmente, nello STEP2 si ricerca una migliore approssimazione nella rappresentazione delle caratteristiche termodinamiche del modello durante la simulazione, in particolare in questo caso si è deciso di dividere ogni zona dello STEP 1 in tre diversi comparti per un totale di nove zone.

Per ognuna di queste zone saranno fissati diversi parametri di temperatura nodale in modo da poter modellare con più accuratezza l'andamento delle temperature lungo la parete.

Ovviamente, dividendo ulteriormente le varie zone si otterrebbe un modello ancora più dettagliato ma già a questo livello si ha un buon grado di approssimazione.

Le nove zone in questione sono state nominate, secondo la convenzione precedente, “zona\_s1”, “zona\_s2”, “zona\_s3” (sinistra in basso, al centro e in alto), “zona\_c1”, “zona\_c2”, “zona\_c3” (centrale in basso, al centro e in alto) e “zona\_d1”, “zona\_d2”, “zona\_d3” (destra in basso, al centro e in alto); i materiali costituenti sono gli stessi creati e considerati nello step1 e visibili nella tabella 6.2 con l'unica eccezione di un nuovo materiale introdotto, già presente nel database di ESP-r, che rappresenta l'aria nelle divisioni interne delle varie zone. Considerando per il rivestimento prima la ceramica e successivamente i sistemi fotovoltaici, la tabella aggiornata per lo STEP2 dei materiali costituenti le zone è mostrata in fig.6.8.

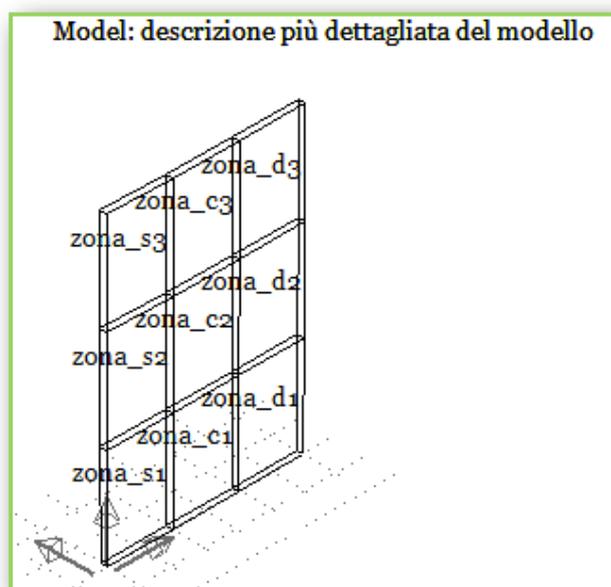
I dati climatici restano gli stessi dello STEP1.

Le differenze principali sono state riscontrate nella geometria e nella rete dei flussi d'aria, in particolare nei nodi e nelle rispettive connessioni con eccezione della componente che collega i vari nodi che resta sempre l'apertura di 0,1 m<sup>2</sup> definita nello STEP1.

### 6.3.2.1 Geometria del modello

Come per lo step iniziale, la strategia utilizzata per implementare la geometria della parete nel programma, è stata quella di creare una zona iniziale (zona\_s1) e copiarla successivamente per nove volte posizionando correttamente ogni copia e modificarne man mano le caratteristiche che differiscono dalla zona originale.

Le caratteristiche geometriche ed i punti di origine (spigolo in basso a sinistra) di ogni zona sono descritti nella tabella 6.11 e la rispettiva visuale delle zone nel programma è visibile nella figura 6.19.



*Fig. 6.19: Dati geometrici dello STEP2 implementati in ESP-r*

<b>ZONE</b>	<b>Vertici di posizionamento (x, y, z) [m]</b>	<b>Dimensioni (l x s x h) [m]</b>
<b>zona_s1</b>	0,0 ; 0,0 ; 0,0	1,0 x 0,1 x 1,53
<b>zona_s2</b>	0,0 ; 0,0 ; 1,53	1,0 x 0,1 x 1,53
<b>zona_s3</b>	0,0 ; 0,0 ; 3,06	1,0 x 0,1 x 1,54
<b>zona_c1</b>	0,0 ; 1,0 ; 0,0	1,0 x 0,1 x 1,53
<b>zona_c2</b>	0,0 ; 1,0 ; 1,53	1,0 x 0,1 x 1,53
<b>zona_c3</b>	0,0 ; 1,0 ; 3,06	1,0 x 0,1 x 1,54
<b>zona_d1</b>	0,0 ; 2,0 ; 0,0	1,0 x 0,1 x 1,53
<b>zona_d2</b>	0,0 ; 2,0 ; 1,53	1,0 x 0,1 x 1,53
<b>zona_d3</b>	0,0 ; 2,0 ; 3,06	1,0 x 0,1 x 1,54

*Tab. 6.11: Caratteristiche geometriche e posizionamento zone STEP2*

Come si evince dalla tabella 6.11, le zone non hanno tutte la stessa altezza, in particolare, le zone più in alto della parete (s3, c3 e d3) sono di 1 cm più alte delle altre in modo da raggiungere l'altezza complessiva della parete ventilata di 4,60 m; è stato infatti necessario operare sui vertici di queste tre zone e modificarne la posizione alzandoli di 1 cm.

I materiali utilizzati nella simulazione sono descritti tabella 6.8.

<b>Strati</b>		<b>Conducibilità Termica <math>\lambda</math> [W/m K]</b>	<b>Densità <math>\rho</math> [Kg/m<sup>3</sup>]</b>	<b>Calore Specifico c [J/Kg K]</b>	<b>Spessore s [mm]</b>
<b>Pannello</b>	<b>Resistente</b>	0,04	100	1000	100
	<b>Isolante</b>	0,04	30	1000	80
<b>Iso_interno (separatore)</b>		0,04	80	1000	200
<b>Apertura (Alluminio)</b>		210	2700	880	1
<b>Fittizio (Aria)</b>		20	10	10	4

Strati	Conducibilità Termica $\lambda$ [W/m K]	Densità $\rho$ [Kg/m <sup>3</sup> ]	Calore Specifico $c$ [J/Kg K]	Spessore $s$ [mm]
Rivestimento (CERAMICA)	1,3	1800	1000	10

*Tab. 6.8: Caratteristiche fisiche dei materiali costituenti il pacchetto murario STEP2*

Una volta completato l’inserimento delle caratteristiche e dell’ambiente di interazione di ogni superficie di una zona, il programma considererà la seguente zona “definita” dal punto di vista delle sue componenti.

Si ricorda inoltre che non ci sono eventuali guadagni ricavati da persone, luci o apparecchi vari ed i guadagni ottenuti dall’esterno verranno presi direttamente dal programma sul file climatico scelto per il modello; verrà quindi selezionato “nothing happens in this zone” per ogni zona come è stato fatto nello STEP1, definendo le zone anche dal punto di vista degli “operational detail”.

Terminate queste operazione si può passare alla creazione delle reti di flusso.

### 6.3.2.2 Rete dei flussi

Nello STEP2, a differenza del precedente, ci sono ben nove nodi interni con temperature differenti e sei esterni di cui tre in basso dove entra l’aria e altri tre in alto dove l’aria esce.

La componente che collega tutti i nodi resta sempre la stessa dello STEP1, ossia l’apertura di 0,1 m<sup>2</sup> e ovviamente il numero di connessioni aumentano ma la logica di collegamento resta la stessa, così come mostra la figura 6.21 sottostante.

I nodi con le relative caratteristiche sono riportati nella tabella 6.9.

Nodi	Tipologia	Altezza	componente	dimensione
zona_s1	interno	0,765	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
zona_s2	interno	2,295	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
zona_s3	interno	3,830	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
zona_c1	interno	0,765	apertura	0,1 m <sup>2</sup>

Nodi	Tipologia	Altezza	componente	dimensione
zona_c2	interno	2,295	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
zona_c3	interno	3,830	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
zona_d1	interno	0,765	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
zona_d2	interno	2,295	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
zona_d3	interno	3,830	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
in_1	esterno	0,00	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
in_2	esterno	0,00	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
in_3	esterno	0,00	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
out_1	esterno	4,65	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
out_2	esterno	4,65	apertura	0,1 m <sup>2</sup>
out_3	esterno	4,65	apertura	0,1 m <sup>2</sup>

*Tab. 6.9: Caratteristiche dei nodi e componenti dello STEP2*

### 6.3.2.3 Risultati delle analisi: STEP2

Analogamente al caso precedente, di seguito verranno riportati i grafici dell'andamento delle risultanti delle temperature ottenuti dalla simulazione con i diversi time-step, che sono gli stessi dello STEP1, ossia 1ora, 30, 15 e 5 minuti.

Chiaramente, la diminuzione del time-step porterà, come già visto in precedenza, ad un aumento del numero di informazioni riportabili sul grafico e quindi ad una soluzione più dettagliata.

La prima differenza, facilmente riscontrabile e che ci si aspettava, è che le zone non si comportano tutte allo stesso modo anche se l'andamento è simile allo STEP1; in particolare, nelle zone più in basso (s1, c1 e d1) la temperatura massima raggiungibile si aggira intorno ai 26 °C, mentre per le zone più in alto la temperatura massima raggiungibile è maggiore, rispettivamente intorno ai 29°C nelle zone centrali e superiore ai 30°C nelle zone più alte.

Quindi, le zone poste alla stessa altezza hanno all'incirca lo stesso andamento di temperatura, con la sola eccezione della zona\_c2 che non ha superfici che si affacciano all'esterno ed è quindi leggermente più protetta rispetto alle altre zone.

Di seguito sono riportati due grafici nei quali vengono indicati i risultati ottenuti con il time-step più piccolo di 5 minuti, per zone ad altezze diverse e stessa altezza, rispettivamente in figura 6.22 e 6.23, mentre i dati in dettaglio per tutte le zone sono riportati nella tabella 6.10.

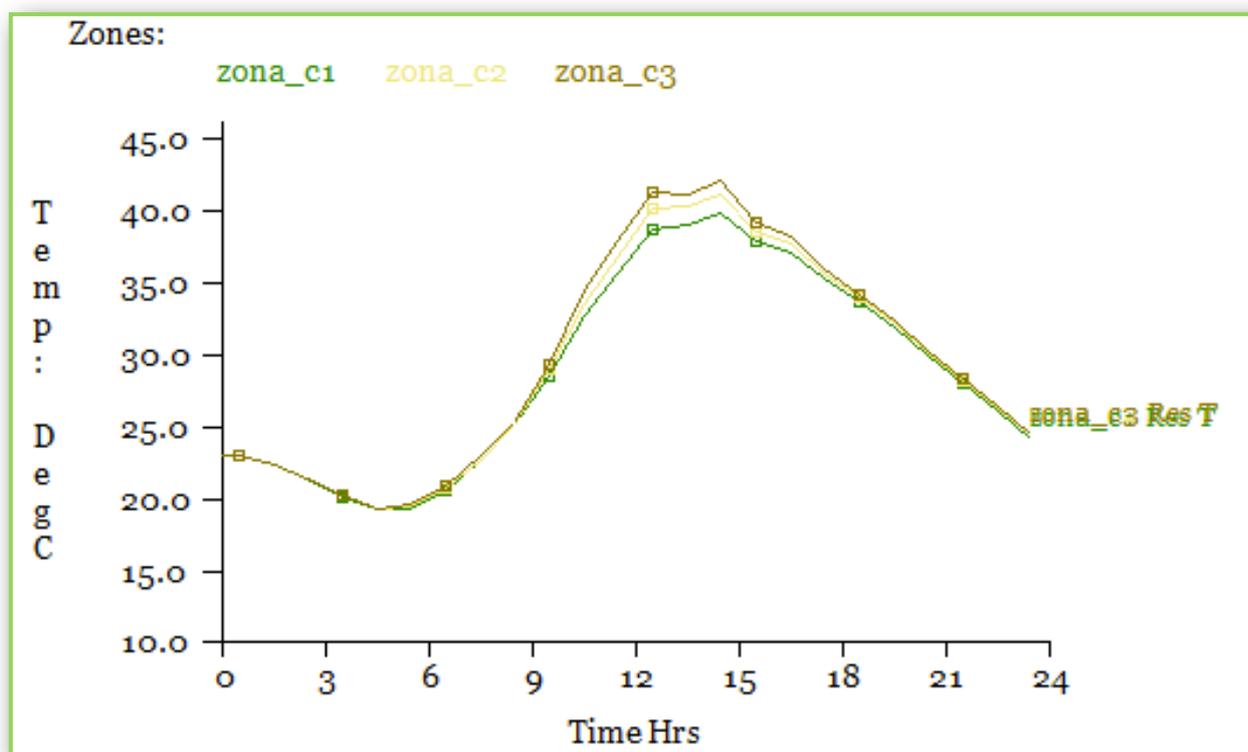


Fig. 6.20: Risultati per zone poste ad altezze diverse (s1, s2, s3), time-step 5 minuti

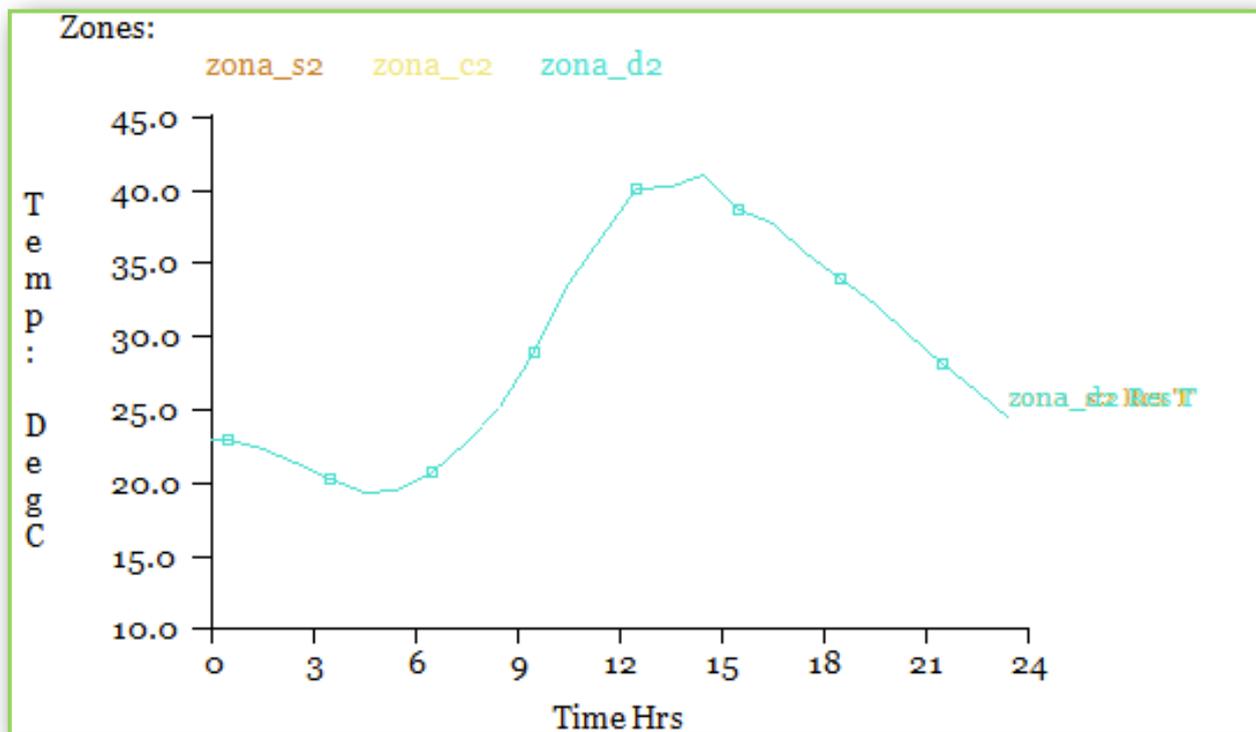


Fig. 6.21: Risultati per zone poste alla stessa altezza (s3, c3, d3), time-step 5 minuti

Risultante delle temperature [°C]									
Tempo	zona_s1	zona_s2	zona_s3	zona_c1	zona_c2	zona_c3	zona_d 1	zona_d 2	zona_d 3
00h30	23.01	23.02	23.03	23.00	23.02	23.03	23.00	23.02	23.03
01h30	22.32	22.33	22.32	22.32	22.33	22.31	22.32	22.32	22.31
02h30	21.35	21.41	21.43	21.35	21.41	21.43	21.35	21.41	21.43
03h30	20.11	20.23	20.30	20.11	20.23	20.30	20.11	20.23	20.30
04h30	19.23	19.27	19.30	19.23	19.27	19.31	19.23	19.27	19.30
05h30	19.37	19.45	19.58	19.37	19.45	19.58	19.37	19.45	19.58
06h30	20.57	20.73	20.98	20.57	20.73	20.98	20.57	20.73	20.98
07h30	22.63	22.76	22.96	22.63	22.76	22.96	22.63	22.76	22.97
08h30	25.07	25.15	25.27	25.07	25.15	25.28	25.07	25.15	25.27
09h30	28.57	28.97	29.35	28.56	28.97	29.35	28.57	28.98	29.36
10h30	32.65	33.60	34.48	32.65	33.60	34.48	32.66	33.61	34.49
11h30	35.60	36.80	37.84	35.60	36.80	37.84	35.61	36.81	37.85

Risultante delle temperature [°C]									
Tempo	zona_s1	zona_s2	zona_s3	zona_c1	zona_c2	zona_c3	zona_d 1	zona_d 2	zona_d 3
12h30	38.68	40.13	41.28	38.68	40.13	41.28	38.68	40.14	41.29
13h30	39.06	40.26	41.17	39.06	40.26	41.17	39.07	40.26	41.18
14h30	39.84	41.08	42.03	39.83	41.08	42.03	39.84	41.09	42.03
15h30	37.89	38.61	39.17	37.89	38.61	39.17	37.89	38.61	39.17
16h30	37.06	37.68	38.18	37.05	37.68	38.17	37.05	37.68	38.17
17h30	35.29	35.70	36.02	35.28	35.69	36.01	35.29	35.69	36.01
18h30	33.71	34.02	34.25	33.70	34.01	34.23	33.70	34.01	34.23
19h30	31.99	32.26	32.44	31.98	32.24	32.43	31.98	32.25	32.43
20h30	29.98	30.18	30.32	29.97	30.17	30.31	29.97	30.17	30.31
21h30	28.01	28.22	28.36	28.01	28.22	28.35	28.01	28.21	28.35
22h30	26.04	26.26	26.40	26.03	26.25	26.40	26.03	26.25	26.39
23h30	24.20	24.42	24.56	24.20	24.41	24.55	24.20	24.41	24.55

*Tab. 6.10: Risultati della simulazione per lo STEP2 con time-step 5 minuti*

#### 6.3.2.4 Confronto dei risultati della simulazione

Il confronto dei risultati, è stato effettuato per sottolineare la differenza di precisione che si ottiene nei due step, in particolare, nello STEP2 si ottiene, per ogni zona, una rappresentazione dell'andamento della temperatura attraverso tre curve che, pur avendo lo stesso andamento, raggiungono temperature massime differenti in base all'altezza della zona stessa, mentre nello STEP1 si ha una sola curva di temperature per ogni zona che costituisce la parete.

Dal grafico in figura 6.24, in cui sono rappresentati gli andamenti della zona\_c (STEP1) e delle zone\_c1\_c2\_c3 (STEP2), si nota che il comportamento descritto nello step iniziale

è una media dei comportamenti delle zone c2 e c3 con l'unica eccezione per le ore 20:30 in cui è segnalato un ulteriore calo.

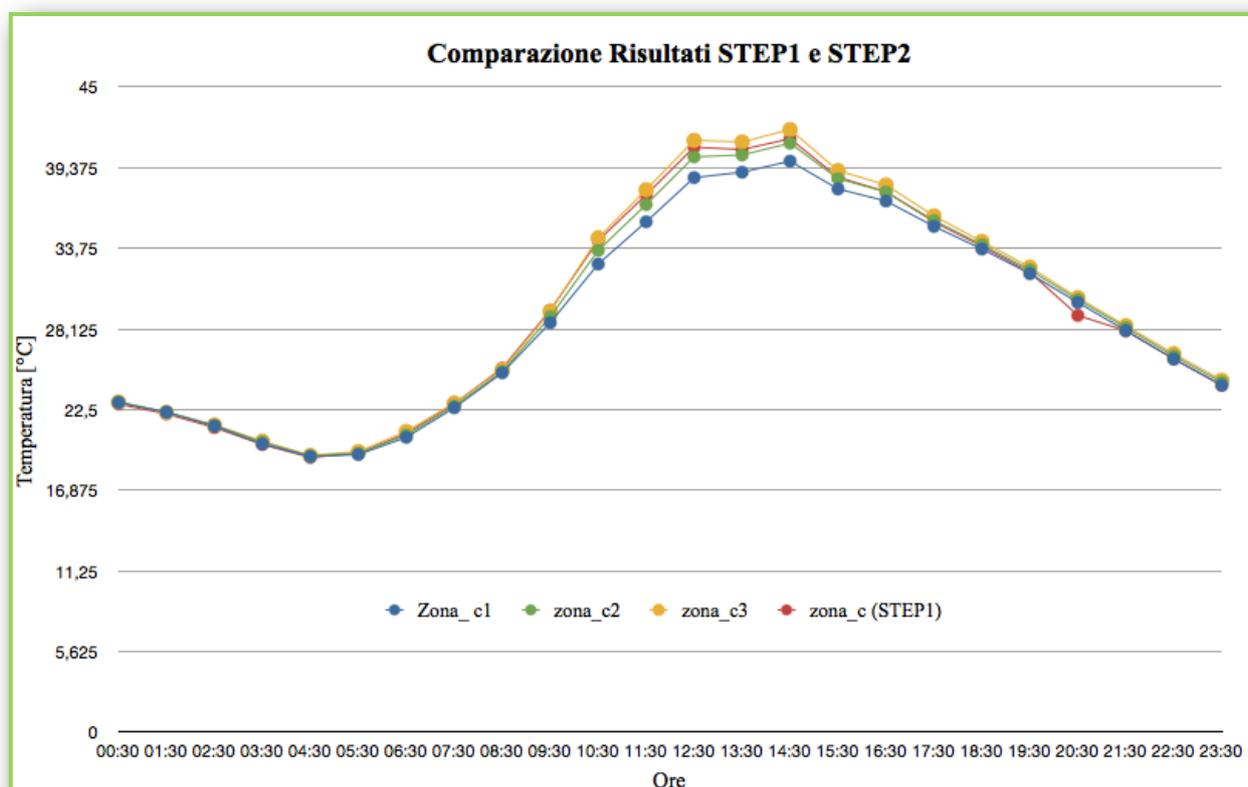


Fig. 6.22: Confronto dei risultati delle simulazioni

### 6.3.3 STEP 3

Lo STEP3 consiste nel considerare il fotovoltaico come rivestimento della parete ventilata in esame e determinarne l'andamento delle risultanti delle temperature, come per gli step precedenti e l'energia fornita dal rivestimento.

Di conseguenza la geometria del modello così come la tipologia e gli operational detail restano gli stessi dello STEP2.

Per creare il pannello fotovoltaico si è fatto riferimento ad uno degli esempi già implementati in ESP, denominato *Elsa Building, Ispra, Italy, photovoltaic facade*, che schematizza un pannello in celle di silicio policristallino (a-Si\_PV) utilizzando un pacchetto formato da quattro strati, tre di questi sono vetri di due tipologia diverse e racchiudono lo strato fotovoltaico.

Le caratteristiche dei materiali utilizzati in questo step sono riportati nella tabella 6.11 sottostante, mentre, in figura 6.25 viene mostrata la stratigrafia del pannello fotovoltaico.

Strati		Conducibilità Termica $\lambda$ [W/m K]	Densità $\rho$ [Kg/m <sup>3</sup> ]	Calore Specifico $c$ [J/Kg K]	Spessore $s$ [mm]
Pannello	Resistente	0,04	100	1000	100
	Isolante	0,04	30	1000	80
Iso_interno (separatore)		0,04	80	1000	200
Apertura (Alluminio)		210	2700	880	1
Fittizio (Aria)		20	10	10	4
Rivestimento (a-Si_PV)	Glass_1	1050	2500	750	4
	Glass_2	1050	2500	750	3
	pv_resin	0,04	20	1000	2

*Tab. 6.11: Risultati della simulazione per lo STEP3 con time-step 5 minuti*

### 6.3.3.1 Inserimento del processo fotovoltaico in ESP-r

Questo passaggio è necessario per poter calcolare nella simulazione anche l'energia elettrica ricavabile dai suddetti pannelli ed il loro rendimento in funzione della temperatura, ottenuta con le simulazioni come nei casi precedenti.

Per fare questo bisogna utilizzare l'opzione "integrated renewables" di ESP-r nel menù di composizione delle zone e creare il pannello.

Si è utilizzato un pannello preso dal tutorial di ESP-r (modello ELSA), per importarlo occorre inserire molti parametri che descrivono il pannello, nel caso in esame denominato "Eurosolare\_poly", nel programma stesso.

Questi parametri sono riportati nella tabella 6.12 e sono stati presi in base ai valori di varie schede tecniche trovate sul web.

Descrizione	Eurosolare_poly
Voltaggio circuito aperto [V]	21,670
Intensità di Corrente circuito [I]	2,980
Voltaggio alla max potenza [V]	17,420
Corrente alla max potenza [A]	2,730
Irraggiamento di riferimento [W/m <sup>2</sup> ]	1000
Temperatura di riferimento [K]	297,900
Num celle connesse in serie	36
Num collegamenti pannello	1
Num pannelli in superficie	2
Valore empirico per il calcolo di I <sub>0</sub>	10,000

*Tab. 6.12: Parametri per implementare l'energia fotovoltaica*

Questa opzione permette di considerare uno dei materiali costituenti la parete come un pannello fotovoltaico, nel caso in esame la parete sarà il rivestimento ed il layer sarà "renisa\_pv".

Una volta assegnati i pannelli a tutte le zone, è necessario creare una rete dei flussi elettrica nel menù "network" con l'opzione "electrical"; questa non è molto diversa da una rete di flussi d'aria come riportato nel quinto capitolo di questo elaborato.

Per creare una rete elettrica è necessario definire nodi, connessioni e componenti attraverso le opzioni del programma visibili in figura 6.25.

Nel nostro caso sono stati creati due nodi uno dei quali è collegato al sistema fotovoltaico "Eurosolare\_poly" già disposte su tutte le superfici e l'altro è l'inverter.

I due nodi sono collegati tramite fili elettrici denominati "cable\_pv" e vengono definiti inserendo nel programma varie caratteristiche del cavo (p.e. resistenza e reattanza).

Una volta definita la rete elettrica è possibile lanciare la simulazione anche sui flussi elettrici inserendo il nome del file libreria che verrà generato e sul quale verranno posti i risultati di tale analisi.

No. of nodes ...	( 2)
d Nodes	
No. of connected HVAC/PV/etc ..	( 1)
e Connect HVAC/PV/Lights/etc.	
No. of power only components ..	( 0)
f Power only components	
No. of connecting components ..	( 1)
g Connecting components	
No. of connections ...	( 1)
h Network connections	

*Fig. 6.23: Opzioni rete elettrica*

### 6.3.3.2 Risultati STEP3 e confronti

Dal grafico dei risultati, figura 6.24, si nota subito che le temperature massime raggiunte in queste condizioni sono di gran lunga superiori a quelle raggiunte negli step precedenti con il rivestimento in ceramica, in particolare la temperatura più alta si ha, come ci si aspetta, nelle zone più alte (s3, c3 e d3) con un valore di 46,82 °C ottenuto verso le 14:30 del pomeriggio, mentre le zone più in basso (s1, c1 e d1) nelle prime ore del giorno raggiungono le temperature più basse fino al valore minimo di 19,49 °C intorno alle 4:30 del mattino.

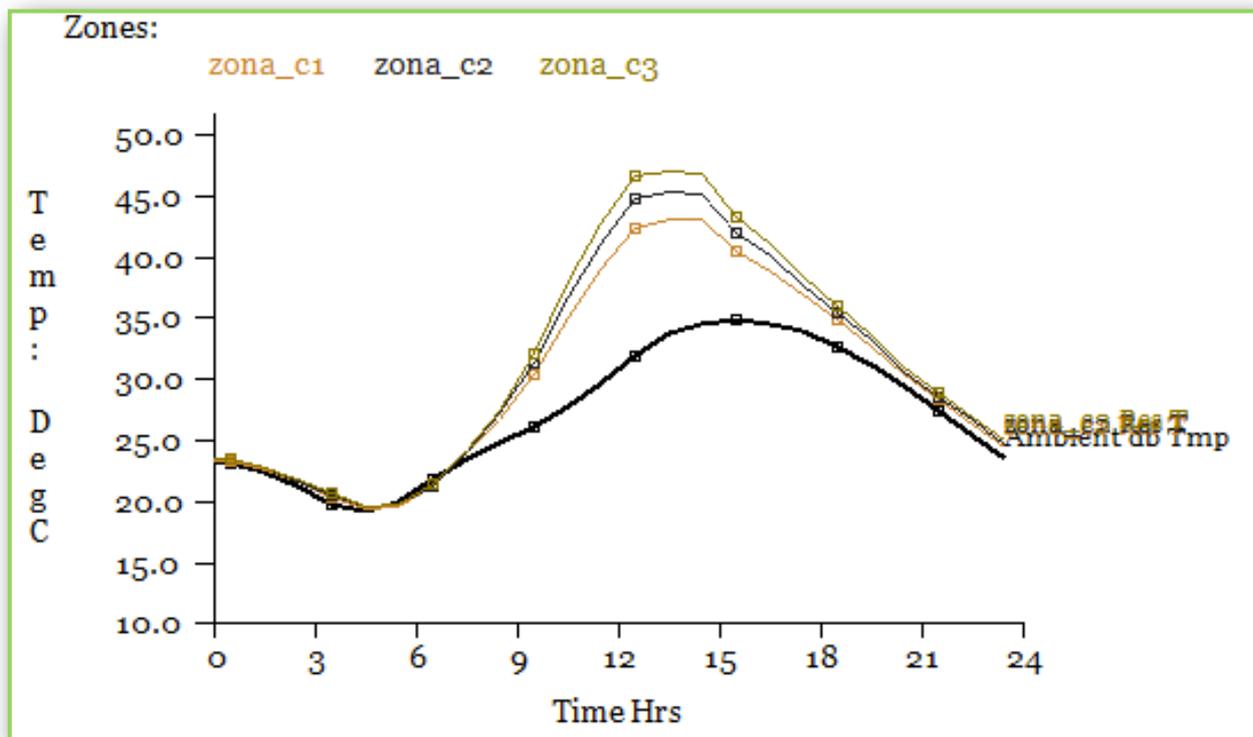


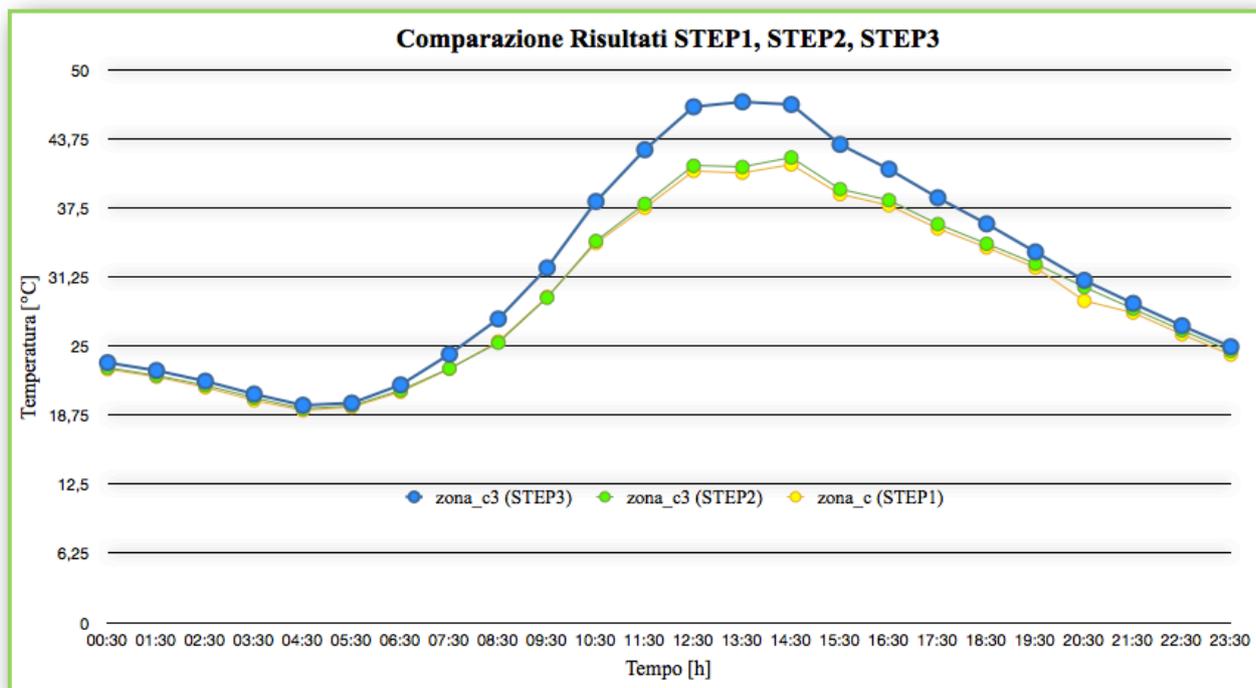
Fig. 6.24: Risultati STEP3

Questo sensibile aumento delle temperature interne è dato dalla temperatura di funzionamento del pannello fotovoltaico che porta ad un aumento della temperatura interna della parete ventilata.

Nel grafico sono inoltre riportate le temperature ambientali nelle rispettive ore del giorno ed è possibile notare che la differenza tra le temperature massime supera i 10 °C.

Una volta importati i risultati in formato foglio di calcolo .xls è possibile analizzare in dettaglio i risultati con i rispettivi orari, ricordando che è stato utilizzato un time-step di 5 minuti e che quindi i risultati ottenuti (12 per ogni ora) vengono integrati per ottenere in output un solo valore riferito ad una intera ora, per un totale di 24 valori ogni zona.

Dai file .xls è possibile costruire altri grafici combinando i risultati ottenuti dalle simulazioni; in particolare, nella figura 6.25, vengono riportati gli andamenti delle temperature di tutti gli step effettuati finora per avere una migliore visuale di quanto appena detto.



*Fig. 6.25: Confronto dei risultati dei vari step*

Si nota subito che l'andamento delle temperature in questo step (line blu) è più alto e comincia a variare già dalle 6:30 del mattino; la differenza tra le due temperature più alte, riscontrate negli ultimi due step, è di 4,79 °C, mentre, la differenza di temperatura tra quelle più basse è di 0,32°C.

In generale gli andamenti si discostano significativamente dopo le 8:30 del mattino fino alle 18:30, questo vuol dire anche che generalmente si avrà più calore, utilizzabile all'interno dell'edificio.

### 6.3.3.2.1 Energia elettrica prodotta

Nel grafico seguente viene mostrato l'andamento della potenza generate dai pannelli fotovoltaici e presente nell'inverte nell'arco della giornata. Il grafico ha andamento crescente fino al picco massimo che viene raggiunto verso mezzogiorno in cui assume un valore all'incirca pari a 60 W e poi decresce fino ad annullarsi.

La produzione di energia inizia intorno alle 8:00 del mattino e termina verso le 17:00.

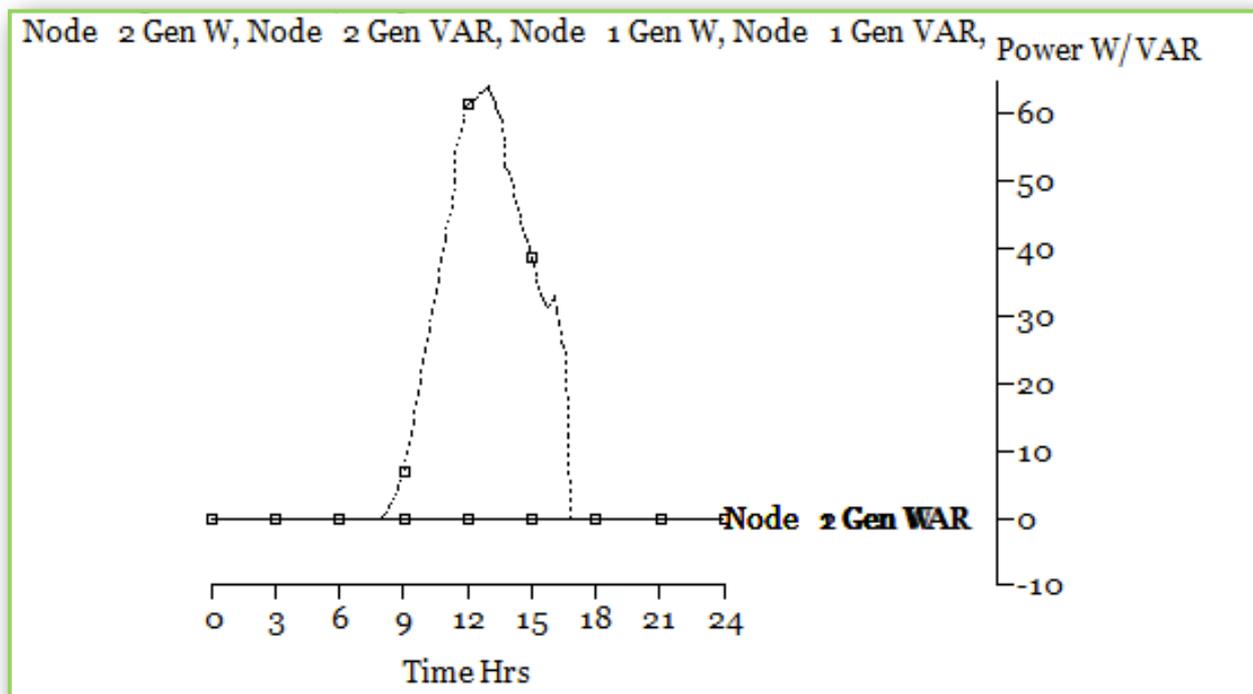


Fig. 6.26: Risultati rete elettrica STEP3

L'energia elettrica giornaliera prodotta  $E_p$  è data dall'integrale della curva rappresentata nel grafico e può essere calcolata facilmente inserendo i dati ottenuti in un foglio di calcolo .xls.

Effettuato questo processo l'energia elettrica prodotta nel giorno di simulazione (31 Luglio) risulta pari a:

$$E_p = 322,6 \text{ [Wh]}$$

#### 6.3.4 STEP 4

In questo step vengono mantenute le stesse condizioni e caratteristiche dello STEP3 ma si vuole studiare il comportamento della parete con le aperture di ventilazione di entrata e di uscita chiuse.

Per fare questo è stato necessario effettuare una sola modifica allo step precedente; in particolare nella rete dei flussi dove è stato necessario aggiungere una nuova

componente, denominata “chiusura”, costituita come quella iniziale da una apertura specifica per il flusso d’aria, “Specific air flow opening”, ma imponendo un’area nulla.

Per la logica del programma non è possibile però inserire un valore nullo all’area dell’apertura poiché in effetti non sarebbe più una apertura, siamo costretti quindi a mettere un valore d’area molto piccolo che si avvicina a zero, in particolare è stato scelto un valore pari a 0,0001 m<sup>2</sup>.

Una volta creato la nuova componente, va inserita nei collegamenti “nodo a nodo” modificando quelli già creati che hanno un collegamento con i nodi di flusso esterno lasciando invariate tutti i parametri e cambiando solo la componente da utilizzare.

In totale saranno modificate 6 connessioni, le tre in entrata nelle zone in basso (s1, c1 e d1) e le tre in uscita nelle zone più alte (s3, c3 e d3) rispettivamente con i nodi esteri in basso (in\_1, in\_2, in\_3) e quelli in alto (out\_1, out\_2, out\_3) ottenendo così la configurazione di collegamenti visibile nella figura sottostante.

Connections			
Node +ve	dHght to	Node -ve	dHght via Component
a entrata_1	0.4 -->	zona_s1	-0.4 Chiusura
b zona_s1	0.8 -->	zona_s2	-0.8 apertura
c zona_s2	0.8 -->	zona_s3	-0.8 apertura
d zona_s3	0.4 -->	uscita_1	-0.4 Chiusura
e entrata_2	0.4 -->	zona_c1	-0.4 Chiusura
f zona_c1	0.8 -->	zona_c2	-0.8 apertura
g zona_c2	0.8 -->	zona_c3	-0.8 apertura
h zona_c3	0.4 -->	uscita_2	-0.4 Chiusura
i entrata_3	0.4 -->	zona_d1	-0.4 Chiusura
j zona_d1	0.8 -->	zona_d2	-0.8 apertura
k zona_d2	0.8 -->	zona_d3	-0.8 apertura
l zona_d3	0.4 -->	uscita_3	-0.4 Chiusura

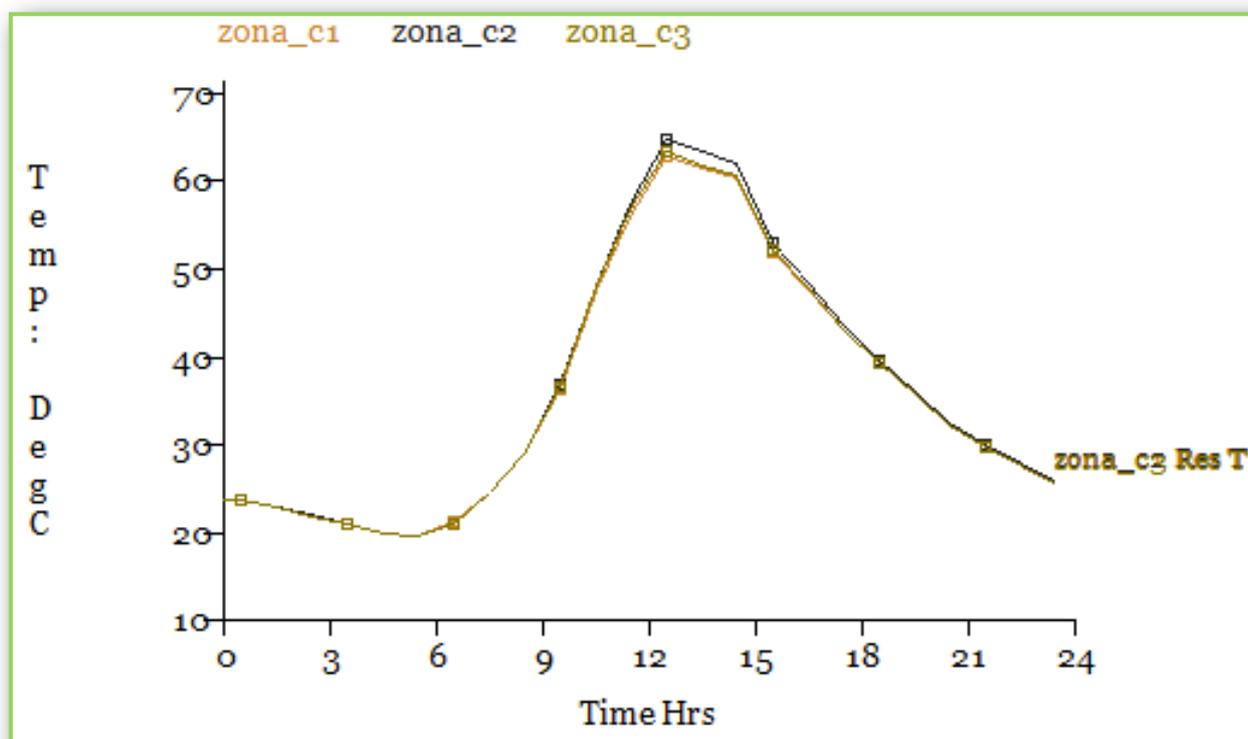
+ add/delete/copy  
? Help  
- Exit

*Fig. 6.27: Connessione STEP4*

### 6.3.4.1 Risultati STEP4 e confronti

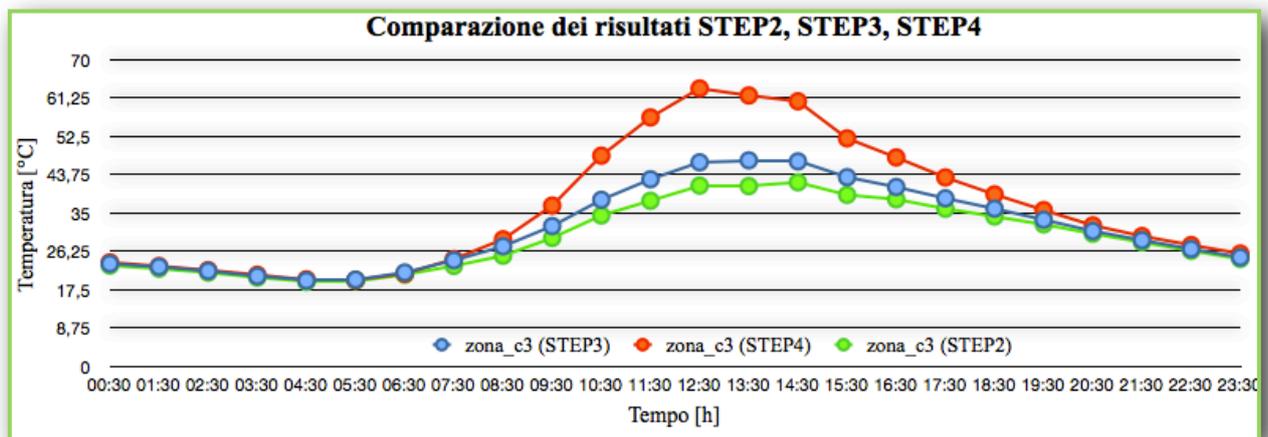
Le temperature nelle tre zone centrali collegate verticalmente (c1, c2, c3) sono mostrate nel grafico sottostante nel quale si può anche notare come esse siano ancora più alte rispetto ai casi precedenti.

Come ci si aspetta, questo fenomeno è dato dal fatto che le aperture di ventilazione sono chiuse impedendo quindi la naturale circolazione dell'aria all'interno della parete portando all'aumento della temperatura; la massima di queste risulta nelle zone centrali della parete (s2, c2, d2) e arriva ad un valore di 64,70 °C (alle 12:30 circa), mentre la minima arriva a 19,73 °C (verso le 5:30) restando simile a quella degli step precedenti. I valori ottenuti risultano comunque conformi con quelli ottenuti da varie sperimentazioni effettuate dal dipartimento su pareti dello stesso tipo ed in condizioni simili.



*Fig. 6.28: Risultati simulazione: STEP4*

Nella figura 6.29 verrà mostrato il confronto tra i step precedenti più significativi dove si può vedere come le temperature massime differiscono tra loro, in particolare di un valore pari a 16,64 °C tra lo STEP4 e lo STEP3 mentre tra lo STEP4 e lo STEP2 si riscontra una differenza di temperatura di 21,43 °C.

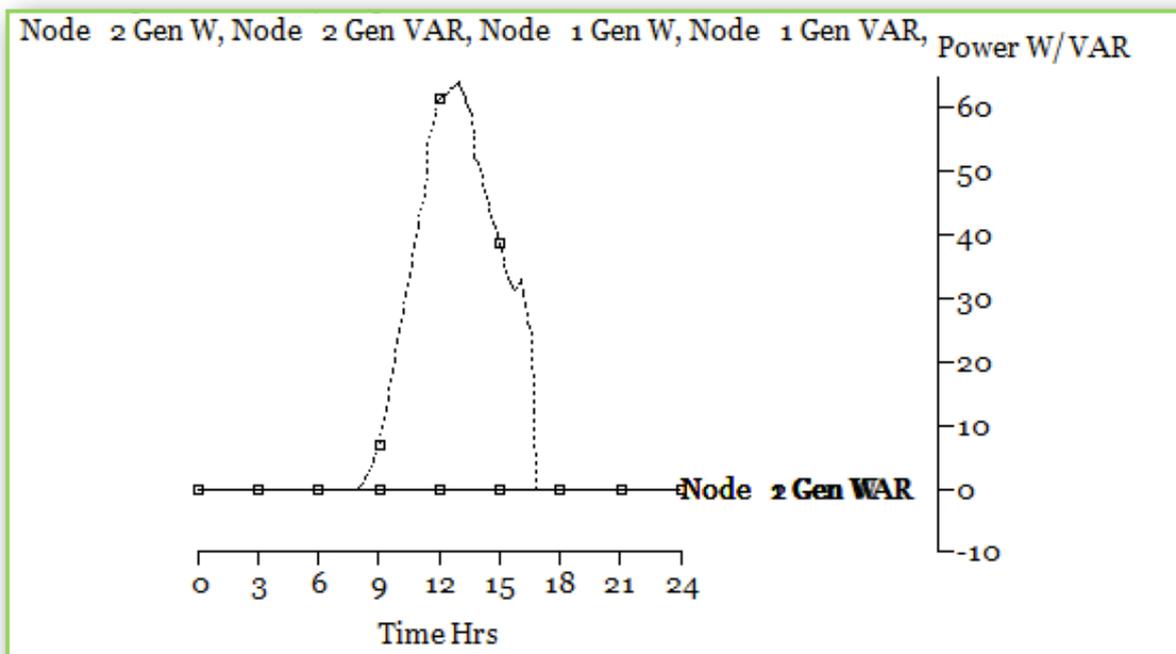


*Fig. 6.29: Confronto dei risultati dei vari step*

La temperatura di funzionamento di un pannello fotovoltaico in generale è intorno ai 50 °C quindi in queste condizioni le temperature superano di molto questo valore portando ad una ulteriore diminuzione di efficienza nei sistemi fotovoltaici nello STEP4.

Le temperature dei due step cominciano a differire sensibilmente intorno alle 9:30 del mattino fino circa alle 17:30 del pomeriggio.

L'andamento della potenza generata dai pannelli fotovoltaici in questo step risultante dalla simulazione, segue lo stesso andamento del grafico precedente. Questo deriva dal fatto che nel programma non viene considerata la temperatura dietro al pannello ma solo quella che si affaccia all'esterno, ma dall'aumento delle temperature che si sviluppano in questo caso si può pensare ad un calo di efficienza del sistema fotovoltaico.



*Fig. 6.30: Risultati rete elettrica STEP4*

Non è possibile quindi effettuare una comparazione dei risultati tra i due step, si può solo considerare il fatto che nei periodi estivi non è conveniente la chiusura dell'intercapedine di ventilazione poiché porterebbe ad un calo nell'efficienza dei pannelli.

D'altro canto nei periodi invernali la chiusura dell'intercapedine può essere considerata un'ottima soluzione per contribuire al benessere dell'ambiente interno senza ottenere gravi effetti negativi sull'efficienza dei pannelli.

Una possibile comparazione sulla produzione di energia elettrica può essere effettuata considerando un diverso orientamento della parete, a questo scopo è stato effettuato un ulteriore step.

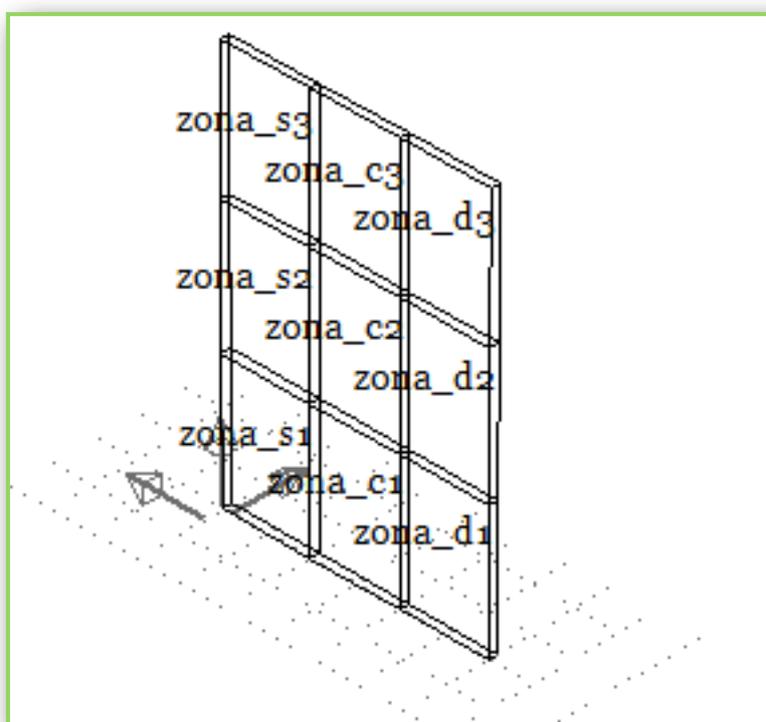
La riduzione di efficienza del fotovoltaico dovuta all'aumento della temperatura non è stata calcolata.

### 6.3.5 STEP 5

Questo step considera le stesse condizioni esterne e fisiche della parete descritte ed utilizzate nei due step precedenti. L'obiettivo preposto è quello di valutare le differenze che si ottengono cambiando l'orientamento della parete ventilata.

A differenza dei casi precedenti in cui la parete era orientata in direzione SUD, in questo step verrà orientata ad OVEST come mostra a figura 6.31.

Anche in questo caso la simulazione è stata effettuata considerando dapprima l'intercapedine di ventilazione aperta, seguita dal caso in cui l'intercapedine è chiusa.

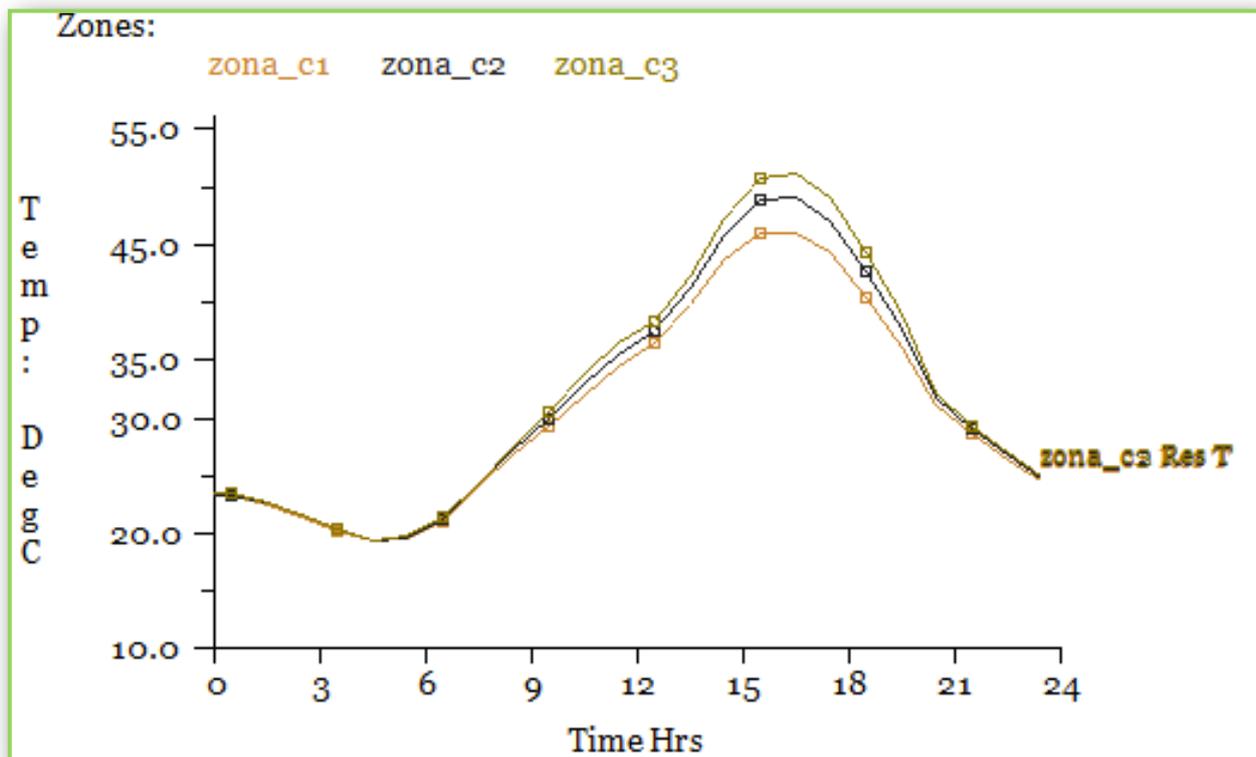


*Fig. 6.31: Configurazione orientata ad Ovest*

#### 6.3.5.1 Risultati della simulazione e confronti

Facendo riferimento al primo caso, la figura seguente mostra l'andamento delle temperature interne nelle tre zone centrali collegate verticalmente della parete.

Nella zona più alta (c3), ovvero la più calda, risulta che il valore di picco raggiunto supera i 50 °C, mentre nella zona più bassa la massima temperatura raggiunta arriva a 45°C.



*Fig. 6.32: Risultante delle temperature STEP5 intercapedine chiusa*

Facendo riferimento al secondo caso, la figura 6.33 mostra l'andamento delle temperature interne nelle tre zone centrali collegate verticalmente della parete.

Nella zona centrale (c2), risulta che il valore di picco raggiunto supera i 70 °C, mentre nella zona meno calda la massima temperatura raggiunge valori di poco inferiori ai 70 °C.

Come ci si aspettava questo è causato dal fatto che, essendo l'intercapedine chiusa, non c'è la naturale circolazione dell'aria.

Nel grafico è presente anche l'andamento della temperatura ambiente e si può notare come la differenza di temperatura sia di oltre i 40 °C.

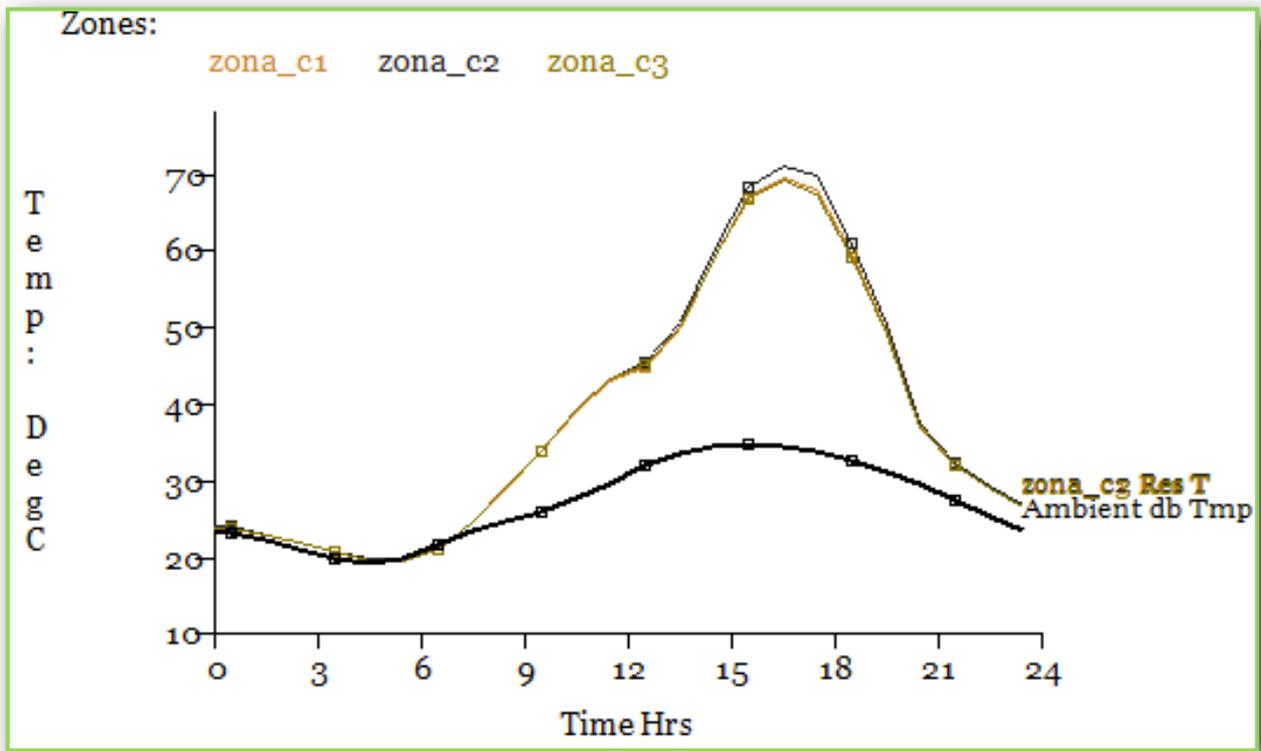


Fig. 6.33: Risultante delle temperature STEP5 intercapedine chiusa

Riportando i dati in formato .xls è stato possibile sovrapporre tra loro i due grafici visti sopra e con quelli dello STEP3 e dello STEP4 rispettivamente; si ottengono i grafici nelle figure 6.34, 6.35 e 6.36.

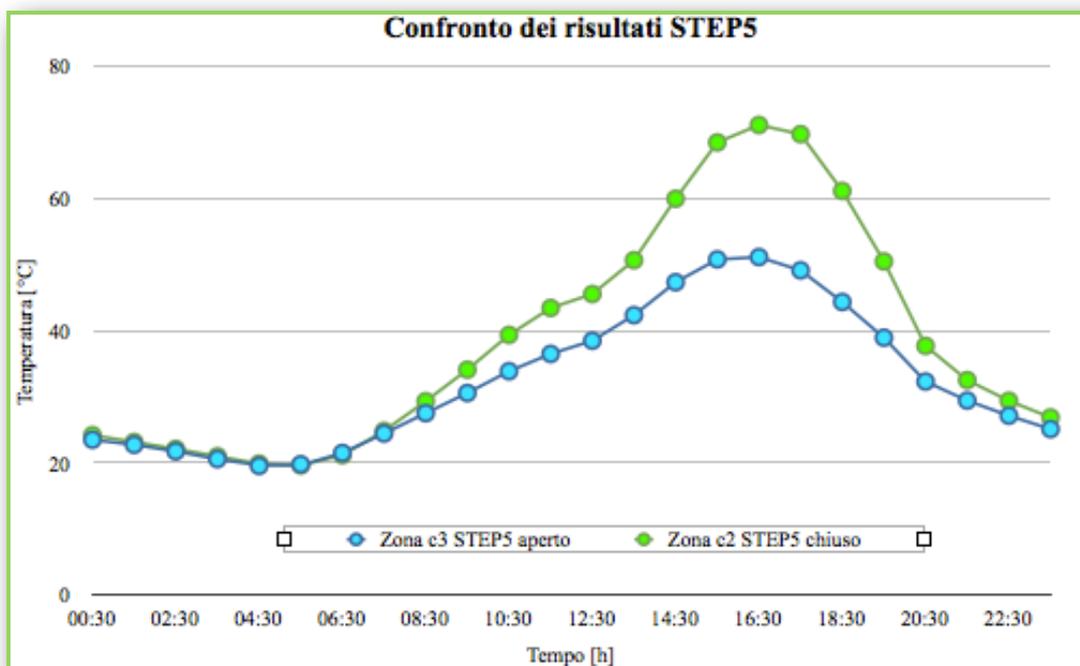
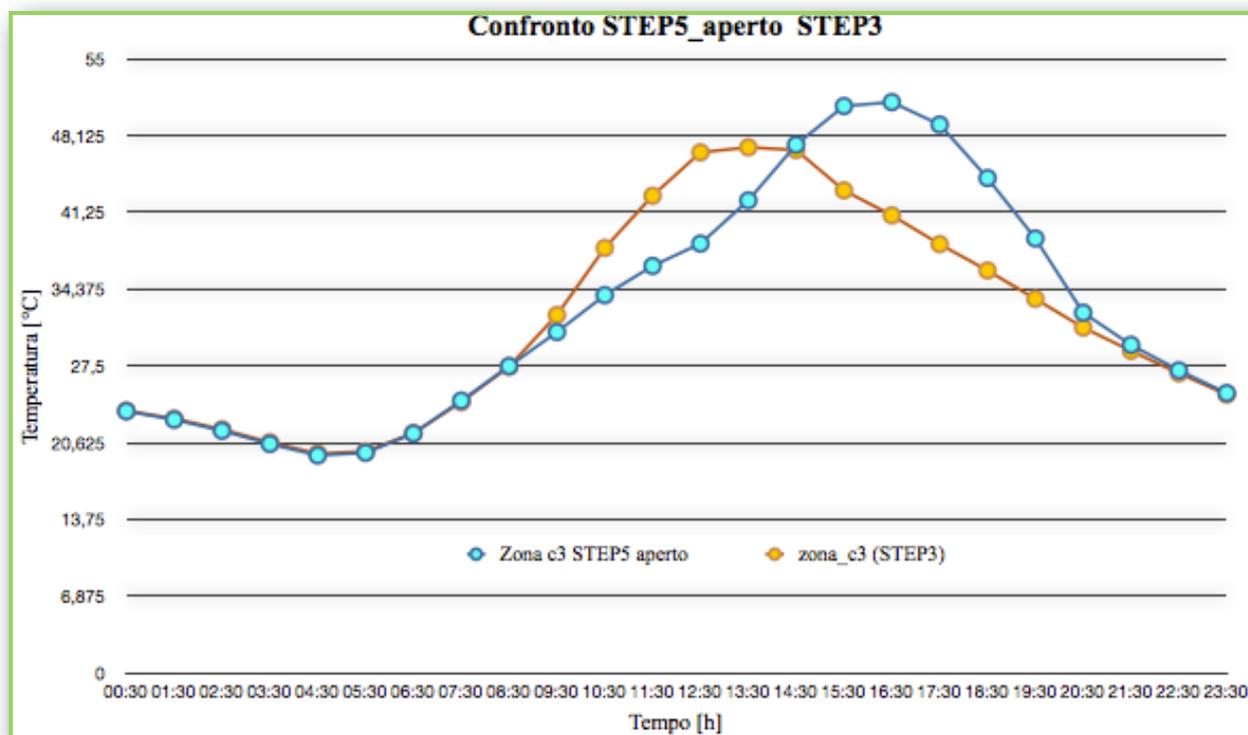


Fig. 6.34: Confronto risultati: STEP5 aperto - STEP5 chiuso

Dai dati si evince che la differenza tra le massime temperature nelle due simulazioni è di 20,01°C e le differenze principali cominciano a verificarsi dopo le 9:30 del mattino fino a notte inoltrata.

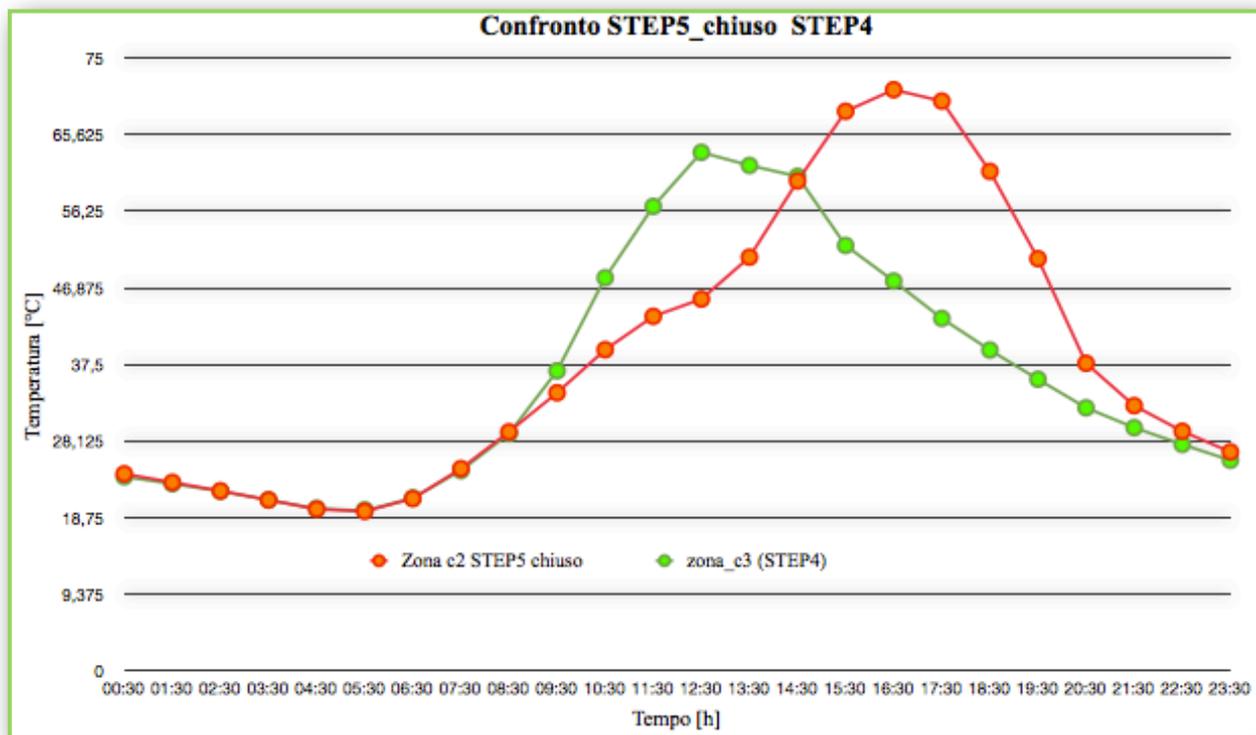


*Fig. 6.35: Confronto risultati: STEP5 aperto - STEP3*

Si ricorda che l'unica differenza con lo STEP3 è l'orientamento della parete in quanto entrambi hanno il sistema fotovoltaico applicato ed entrambi hanno l'intercapedine di ventilazione aperta.

La differenza di temperatura nei punti massimi delle curve risulta di solo 4,05 °C ma la parete orientata ad ovest raggiunge il suo picco molte ore dopo rispetto a quella dello STEP3 e mantiene temperature più basse per tutta la mattinata.

Le due curve cominciano a variare sensibilmente intorno alle 10:30 per ricongiungersi poi dopo le 20:30.



*Fig. 6.37: Confronto risultati: STEP5 chiuso - STEP4*

Anche in questo caso l'unica differenza con lo step di confronto (STEP4) è l'orientamento della parete in quanto entrambi hanno il sistema fotovoltaico applicato ed entrambi hanno l'intercapedine di ventilazione chiusa.

La differenza tra le temperature massime risulta di 7,67 °C e anche in questo caso la parete esposta a Sud arriva prima al picco poiché ha un andamento più repentino e porta ad avere alte temperature sin dalla mattina (10:30 circa).

### 6.3.5.2 Risultati rete elettrica e confronti

I risultati hanno mostrato (figura 6.38) un andamento diverso della potenza generata rispetto agli step precedenti, in particolare risultamaggior e distribuita su un periodo di tempo più lungo come mostra il confronto dei grafici nella figura sottostante.

In particolare si può notare un aumento nella potenza generata giornalmente con un picco massimo di oltre 120 W per un totale di energia elettrica giornaliera prodotta di:

$$E_p = 780,15 \text{ [Wh]}$$

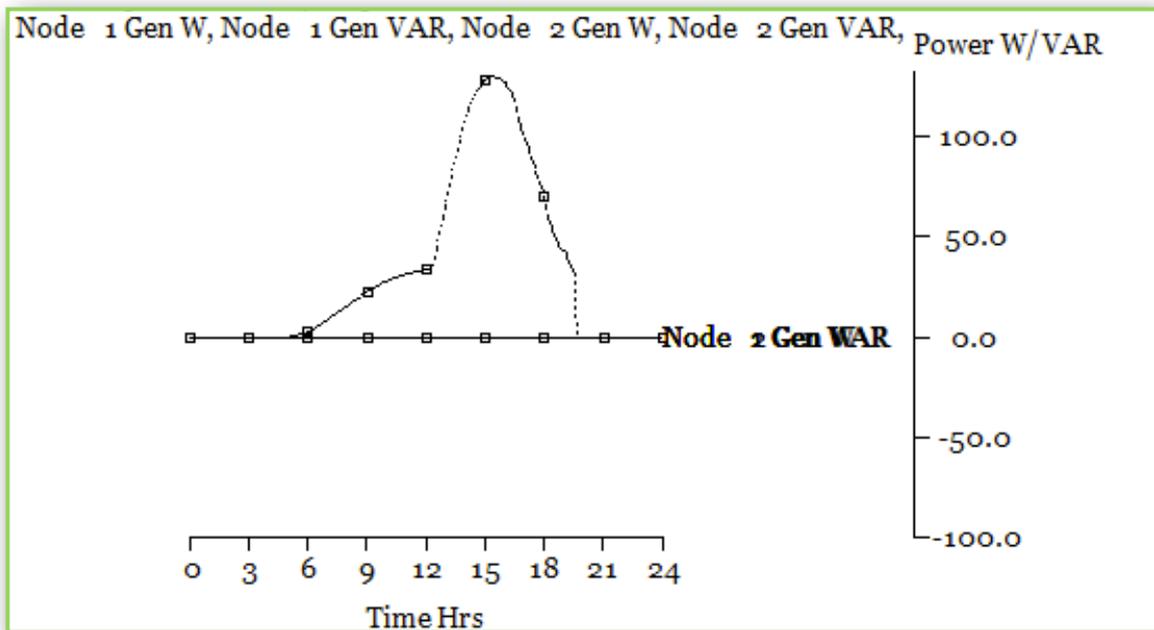


Fig. 6.38: Risultati rete elettrica orientamento Ovest

I dati sono stati importati in formato .xls ed è stato possibile sovrapporre i grafici riscontrando una differenza di potenza massima di circa 65 W nonché una differenza di energia elettrica prodotta di 457,55 Wh.

L'orientamento verso ovest risulta quindi più produttivo pur non considerando alcun calo di efficienza da parte della temperatura nell'intercapedine dietro i pannelli.

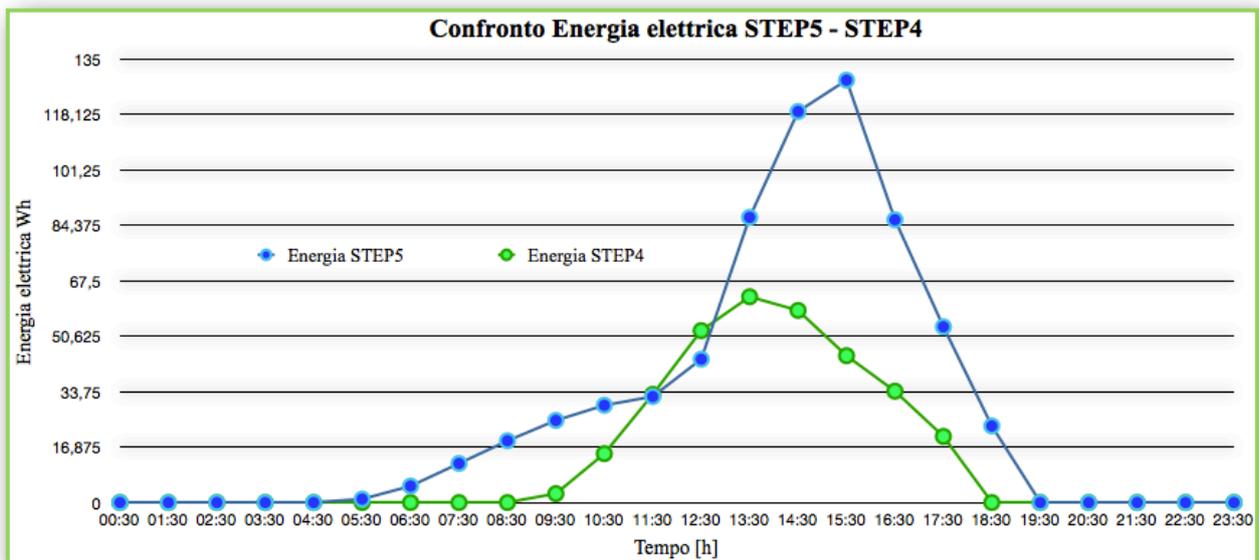


Fig. 6.38: Confronto risultati rete elettrica: Ovest - Sud

## 7 Conclusioni

L'obiettivo posto nell'ambito di questo lavoro di tesi specialistica è stato quello di individuare e descrivere, mediante modellazione numerica, le differenze sorte dal confronto tra due materiali di rivestimento: ceramica e integrazione fotovoltaica di una parete ventilata.

L'impiego del fotovoltaico negli edifici costituisce un'ottima soluzione che permette di mantenere non solo le giuste condizioni di comfort nell'ambiente interno, ma anche le caratteristiche della parete.

Inoltre, tale innovazione consente di ottenere energia elettrica e termica dall'ambiente esterno in maniera più efficace, in quanto la ventilazione naturale o forzata limita l'aumento della temperatura di funzionamento dei pannelli fotovoltaici evitando il rispettivo calo di rendimento. Questo porta ad un aumento del risparmio annuo sui consumi energetici dell'edificio. Anche dal punto di vista estetico questi sistemi riescono a soddisfare ogni tipo di richiesta.

Per eseguire l'analisi dinamica della facciata ventilata con integrazione fotovoltaica è stato utilizzato un programma di calcolo denominato ESP-r, ritenuto ampiamente valido nello studio di simulazioni termodinamiche di modelli anche molto complessi, in grado di ottenere previsioni attendibili sul futuro comportamento degli impianti e dell'intero sistema in un determinato sito.

È stato costruito un semplice modello di una singola parete ventilata fotovoltaica immersa nell'ambiente esterno, con l'obiettivo di evidenziare le differenze di temperatura riscontrate nell'impiego della ceramica e del rivestimento fotovoltaico (a-Si\_PV).

La differenza di precisione è ottenuta dalla simulazione secondo diversi livelli di discretizzazione e diversi time-step: è stata inizialmente suddivisa in tre zone e successivamente in nove zone. Aumentando la discretizzazione è stato riscontrato un andamento più realistico delle temperature interne della parete e una buona descrizione del fenomeno. Incrementando ulteriormente il livello di discretizzazione si ottiene un

numero maggiore di curve di andamento della temperatura, riferibili a varie altezze della parete ventilata.

Inoltre, riducendo i time-step si ottengono risultati più precisi poiché il programma esegue più volte i calcoli con tempi diversi (in base al time-step, p.e. ogni 5 min) e li integra in un ora, fornendone poi il valore. Di conseguenza il risultato sarà più preciso all'aumentare del numero di valori integrati.

Nonostante i suddetti vantaggi, l'utilizzo di piccoli time-step non sempre è conveniente poiché comporta una grande spesa in termini di tempo di elaborazione dati. La scelta dei time-step dipende dalla mole di dati da elaborare e dalla complessità del progetto da simulare.

Nel caso preso in esame non si ha un grande sforzo in termini di calcolo e ciò permette di utilizzare qualunque valore di time-step.

Per quanto riguarda i rivestimenti di tipo comune, l'impiego della ceramica permette alla parete di ottenere, in estate, temperature ridotte rispetto a quelle ottenute mediante l'utilizzo di pannelli fotovoltaici. In tal modo si evita che grandi quantità di calore entrino all'interno dell'edificio, ma si rinuncia all'energia elettrica, generata dal sistema fotovoltaico, nonché all'utilizzo di maggior calore per gli impianti di riscaldamento interni. Tuttavia nei periodi invernali una parete più calda, come quella fotovoltaica, risulta sicuramente più utile.

Successivamente è stata condotta un'ulteriore simulazione col fine di valutare i diversi comportamenti che la facciata fotovoltaica assume quando le aperture di ventilazione dell'aria sono chiuse.

A fronte di questa analisi, si evince che il comportamento termico differisce di molto dal caso precedente, in quanto le temperature risultano assai più elevate. Tale comportamento è sicuramente meno adatto nel periodo estivo poiché, oltre a favorire ulteriormente l'entrata del caldo nell'ambiente interno, diminuisce anche l'efficienza del sistema fotovoltaico stesso diminuendo l'energia ricavabile da esso.

Al contrario, nei periodi invernali questa soluzione risulta ottimale.

La soluzione più idonea consiste nell'impiego di un meccanismo di automatizzazione per le aperture di ventilazione, che le tenga aperte d'estate e le chiuda in inverno.

In alternativa è possibile considerare la ventilazione forzata con collettori solari ad aria (BiPV-T/a) o ad acqua (BiPV-T/w), riducendo sensibilmente le temperature interne alla parete. In questo modo è garantito il raggiungimento del comfort all'interno dell'abitazione mediante l'utilizzo del calore generato dalla parete per alimentare gli impianti interni, e un alto livello di efficienza del sistema fotovoltaico.

E' stato inoltre mostrato come il diverso orientamento della parete favorisca il guadagno energia elettrica. In particolare un orientamento verso ovest permette alla parete di essere irraggiate per molto più tempo nelle ore pomeridiano, in queste ore infatti la radiazione solare da ovest risulta ancora forte soprattutto d'estate.

Inoltre la parete orientata verso ovest raggiunge le temperature massime nelle ore pomeridiane mantenendo le temperature più basse durante tutta la mattinata.

# Bibliografia

1. PVT Roadmap – a European guide for the development and market introduction of PV-thermal technology; 2006, PVT forum: <<http://www.pvtforum.org/index.html>>.
2. Skoplaki E, Palyvos JA. Operating temperature of photovoltaic modules: a survey of pertinent correlations. *Renew Energy* 2009;34:23–9.
3. Skoplaki E, Palyvos JA. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance. A review of efficiency/power correlations. *Sol Energy* 2009;83:614–24.
4. Wolf M. Performance analysis of combined heating and photovoltaic power systems for residences. *Energy Convers* 1976;16:79–90.
5. Florschuetz LW. On heat rejection from terrestrial solar cell arrays with sunlight concentration. In: *Proceedings of the 11th IEEE PVSC conference*. New York, USA; 1975. p. 318–26.
6. Florschuetz LW. Extension of the Hottel–Whiller model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors. *Sol Energy* 1979;22:361–6.
7. Kern JEC, Russell MC. Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems. In: *Proceedings of the 13th IEEE photovoltaic specialists*. Washington, DC, USA; 1978. p. 1153–7.
8. Hendrie SD. Evaluation of combined photovoltaic/thermal collectors. In: *Proceedings of the ISES international congress, Atlanta, USA, vol. 3*; 1979. p. 1865–9.
9. Raghuraman P. Analytical prediction of liquid and air photovoltaic/thermal flat plate collector performance. *J Sol Energy Eng* 1981;103:291–8.
10. Cox III CH, Raghuraman P. Design considerations for flat-plate photovoltaic/thermal collectors. *Sol Energy* 1985;35:227–41.
11. Braunstein A, Kornfeld A. On the development of the solar photovoltaic and thermal (PVT) collector. *IEEE Trans Energy Convers* 1986;EC-1(4):31–3.
12. Lalovic B. A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. *Sol Cells* 1986–1987;19:131–8.
13. O’leary MJ, Clements LD. Thermal–electric performance analysis for actively cooled, concentrating photovoltaic systems. *Sol Energy* 1980;25:401–6.
14. Mbewe DJ, Card HC, Card DC. A model of silicon solar cells for concentrator photovoltaic and photovoltaic/thermal system design. *Sol Energy* 1985;35(3):247–58.
15. Al-Baali AA. Improving the power of a solar panel by cooling and light concentrating. *Sol Wind Technol* 1986;3:241–5.
16. Hamdy MA, Luttmann F, Osborn D. Model of a spectrally selective decoupled photovoltaic/thermal concentrating system. *Appl Energy* 1988;30:209–25.
17. Bhargava AK, Garg HP, Agarwal RK. Study of a hybrid solar system–solar air heater combined with solar cell. *Sol Energy* 1991;31(5):471–9.
18. Agarwal RK, Garg HP. Study of a photovoltaic-thermal system—thermosiphonic solar water heater combined with solar cells. *Energy Convers Manage* 1994;35(7):605–20.
19. Garg HP, Agarwal RK, Joshi JC. Experimental study on a hybrid photovoltaic-thermal solar water heater and its performance predictions. *Energy Convers Manage* 1994;35(7):621–33.
20. Garg HP, Agarwal RK. Some aspects of a PV/T collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells. *Energy Convers Manage* 1995;36(2):87–99.
21. Garg HP, Adhikari RS. Conventional hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) air heating collectors: steady-state simulation. *Renew Energy*, 1997;11(3):363–85.

22. Garg HP, Adhikari RS. Performance analysis of a hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) collector with integrated CPC troughs. *Int J Energy Res* 1999;23:1295–304.
23. Sopian K, Yigit KS, Liu HY, Kakac S, Veziroglu TN. Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters. *Energy Convers Manage* 1996;37(11):1657–70.
24. Sopian K, Liu HY, Kakac S, Veziroglu TN. Performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector suitable for solar drying systems. *Energy. Convers Manage* 2000;41:353–65.
25. Prakash J. Transient analysis of a photovoltaic/thermal solar collector for cogeneration of electricity & hot air/water. *Energy Convers Manage*, 1994;35(11):967–72.
26. Bergene T, Lovvik OM. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. *Sol Energy* 1995;55:453–62.  
de Vries DW. Design of a photovoltaic/thermal combi-panel. Ph.D. Thesis,
27. Eindhoven Technical University, Netherland; 1998.
28. Fujisawa T, Tani T. Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1997;47(1–4):135–48.
29. Norton B, Edmonds JEJ. Aqueous propylene-glycol concentrations for the freeze protection of thermosyphon solar energy water heaters. *Sol Energy*, 1991;47:375–82.
30. Al Harbi Y, Eugenio NN, Al Zahrani S. Photovoltaic-thermal solar energy experiment in Saudi Arabia. *Renew Energy* 1998;15:483–6.
31. Rockendorf G, Sillmann R, Podlowski L, Litzenburger B. PV-hybrid and thermoelectric collectors. *Sol Energy* 1999;67:227–37.
32. Clarke JA, Hand JW, Johnstone CM, Kelly N, Strachan PA. Photovoltaic-integrated building facades. *Renew Energy* 1996;8(1–4):475–9.
33. Moshfegh B, Sandberg M. Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels. *Renew Sust Energy Rev* 1998;2:287–301.
34. Brinkworth BJ, Marshall RH, Ibarahim Z. A validated model of naturally ventilated PV cladding.
35. Hollick JC. Solar cogeneration panels. *Renew Energy* 1998;15:195–200.
36. Akbarzadeh A, Wadowski T. Heat pipe-based cooling systems for photovoltaic cells under concentrated solar radiation. *Appl Therm Eng* 1996;16(1):81–7.
37. Luque A, Sala G, Arboiro JC, Bruton T, Cunningham D, Mason N. Some results of the EUCLIDES photovoltaic concentrator prototype. *Prog Photovolt: Res Appl* 1997;5:195–212.
38. Ito S, Miura N, Wang JQ. Heat pump using a solar collector with photovoltaic modules on the surface. *J Sol Energy Eng* 1997;119:147–51.
39. Ito S, Miura N, Wang K. Performance of a heat pump using direct expansion solar collectors. *Sol Energy* 1999;65:189–96.
40. Ito S, Miura N. Photovoltaic and thermal hybrid systems. In: *Proceedings of Asia-Pacific conference of international sol energy society*. Gwangju, Korea; October 2004. p. 73–8.
41. Affolter P, Gay J, Haller BA, Althaus H, Ruoss D, Toggweiler P. New generation of hybrid solar collectors: feasibility study (phase 1). Report for project no. 56360/16868, Swiss Federal Office for Energy; November 1997.
42. Affolter P, Ruoss D, Toggweiler P, Haller BA. New generation of hybrid solar collectors. Final report DIS 56360/16868, Swiss Federal Office for Energy; June 2000.
43. IEA. Photovoltaic/thermal solar energy systems: status of the technology and roadmap for future development. Task 7 report, international energy agency, PVPS T7–10; 2002.
44. Bazilian MD, Leenders F, Van der Ree BGC, Prasad D. Photovoltaic cogeneration in the built environment. *Sol Energy* 2001;71(1):57–69.
45. Duffie JA, Beckman WA. *Solar engineering of thermal processes*. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons; 1991.
46. Huang BJ, Lin TH, Hung WC, Sun FS. Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems. *Sol Energy* 2001;70(5):443–8.
47. Tiwari A, Sodha MS, Chandra A, Joshi JC. Performance evaluation of photovoltaic thermal solar air collector for composite climate of India. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2006;90:175–89.
48. Chow TT, Ji J, He W. Photovoltaic-thermal collector system for domestic application. In: *Proceedings of the ISEC2005, the 2005 solar world congress, Orlando, USA; August 2005 (CD ROM)*.

49. Bosanac M, Sorensen B, Katic I, Sorensen H, Nielsen, Badran J. Photovoltaic/ thermal solar collectors and their potential in Denmark, EFP project final report 1713/00-0014; May 2003. <<http://www.solenergi.dk/rappporter/pvipotentialindenmark.pdf>>.
50. Tripanagnostopoulos Y, Souliotis M, Battisti R, Corrado A. Energy, cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems. *Prog Photovolt: Res Appl* 2005;13:235–50.
51. Coventry JS, Lovegrove K. Development of an approach to compare the 'value' of electrical and thermal output from a domestic PV/thermal system. *Sol Energy* 2003;75(1):63–72.
52. Hegazy AA. Comparative study of the performances of four photovoltaic/ thermal solar air collectors. *Energy Convers Manage* 2000;41:861–81.
53. Tripanagnostopoulos Y, Nousia Th, Souliotis M, Yianoulis P. Hybrid photovoltaic/thermal solar systems. *Sol Energy* 2002;72(3):217–34.
54. Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y. Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. *Sol Energy* 2007;81:498–511.
55. Othman MY, Yatim B, Sopian K, Bakar MNA. Performance studies on a finned double-pass photovoltaic-thermal (PV/T) solar collector. *Desalination* 2007;209:43–9.
56. Tiwari A, Barnwal P, Sandhu GS, Sodha MS. Energy metrics analysis of hybrid- photovoltaic (PV) modules. *Appl Energy* 2009;86:2615–25.
57. Raman V, Tiwari GN. Life cycle cost analysis of HPVT air collector under different Indian climatic conditions. *Energy Policy* 2008;36:603–11.
58. Raman V, Tiwari GN. A comparison study of energy and exergy performance of a hybrid photovoltaic double-pass and single-pass air collector. *Int J Energy Res* 2009;33:605–17.
59. Joshi AS, Tiwari A. Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic- thermal (PV/T) air collector. *Renew Energy* 2007;32:2223–41.
60. Dubey S, Sandhu GS, Tiwari GN. Analytical expression for electrical efficiency of PV/T hybrid air collector. *Appl Energy* 2009;86:697–705.
61. Solanki SC, Dubey S, Tiwari A. Indoor simulation and testing of photovoltaic thermal (PV/T) air collectors. *Appl Energy* 2009;86:2421–8.
62. Tripanagnostopoulos Y. Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/ thermal solar energy systems. *Sol Energy* 2007;81(9):1117–31.
63. Assoa YB, Menezo C, Fraisse G, Yezou R, Brau J. Study of a new concept of photovoltaic-thermal hybrid collector. *Sol Energy* 2007;81:1132–43.
64. Bazilian MD, Prasad D. Modelling of a photovoltaic heat recovery system and its role in a design decision support tool for building professionals. *Renew Energy* 2002;27:57–68.
65. Jensen SO. Results from measurements on the PV-VENT systems at Lundebjerg. Report SEC-R-14, Danish Technological Institute, Energy Division; May 2001.
66. Jensen SO. Results from measurements on the PV-VENT systems at Sundevedsgade/Tondergade. Report SEC-R-15, Danish Technological Institute, Energy Division; April 2001.
67. Cartmell BP, Shankland NJ, Fiala D, Hanby V. A multi-operational ventilated photovoltaic and solar air collector: application, simulation and initial monitoring feedback. *Sol Energy* 2004;76:45–53.
68. Ji J, He W, Lam HN. The annual analysis of the power output and heat gain of a PV-wall with different integration mode in Hong Kong. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2001:1–14.
69. Yang H, Burnett J, Zhu Z. Building-integrated photovoltaics: effect on the cooling load component of building facades. *Building Serv Eng Res Technol* 2001;22(3):157–65.
70. Chow TT, Hand JW, Strachan PA. Building-integrated photovoltaic and thermal applications in a subtropical hotel building. *Appl Therm Eng* 2003;23(16):2035–49.
71. Sandberg M, Moshfegh B. Buoyancy-induced air flow in photovoltaic facades – effect of geometry of the air gap and location of solar cell modules. *Build Environ* 2002;37:211–8.
72. Mittelman G, Alshare A, Davidson JH. A model and heat transfer correlation for rooftop integrated photovoltaics with a passive air cooling channel. *Sol Energy* 2009;83(8):1150–60.
73. Gan G. Numerical determination of adequate air gaps for building-integrated photovoltaics. *Sol Energy* 2009;83(8):1253–73.
74. Gan G. Effect of air gap on the performance of building-integrated photovoltaics. *Energy* 2009;34(7):913–21.
75. Mei L, Infield D, Eicker U, Fux V. Thermal modeling of a building with an integrated ventilated PV facade. *Energy Build* 2003;35:605–17.

76. Infield D, Mei L, Eicker U. Thermal performance estimation of ventilated PV facades. *Sol Energy* 2004;76(1-3):93-8.
77. Chow TT, Fong KF, He W, Lin Z, Chan ALS. Performance evaluation of a PV ventilated window applying to office building of Hong Kong. *Energy Build* 2007;39(6):643-50.
78. Chow TT, Pei G, Chan LS, Lin Z, Fong KF. A comparative study of PV glazing performance in warm climate. *Indoor Built Environ* 2009;18(1):32-40.
79. Chow Tin-tai, Qiu Zhongzhu, Li Chunying. Potential application of "see-through" solar cells in ventilated glazing in Hong Kong. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2009;93:230-8.
80. Chow TT, Qiu Z, Li C. Performance evaluation of PV ventilated glazing. In: *Proceedings of the BS2009, 11th IBPSA conference, Glasgow, UK; 2009. p.*
81. Crawford RH, Treloar GJ, Fuller RJ, Bazilian M. Life-cycle energy analysis of building integrated photovoltaic systems (BiPVs) with heat recovery unit. *Renew Sust Energy Rev* 2006;10:559-75.
82. Ji J, Jiang B, Yi H, Chow TT, He W, Pei G. An experimental and mathematical study of efforts of a novel photovoltaic-trombe wall on a test room. *Int J Energy Res* 2008;32:531-42.
83. Zondag HA, De Vries DW, Van Helden WGJ, Van Zolingen RJC, Van Steenhoven AA. The thermal and electrical yield of a PV-thermal collector. *Sol Energy* 2002;72(2):113-28.
84. Zondag HA, de Vries DW, van Helden WGJ, van Zolingen RJC. The yield of different combined PV-thermal collector designs. *Sol Energy* 2003;74:253-69.
85. Sandnes B, Rekstad J. A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate: experimental study and analytic model. *Sol Energy* 2002;72(1):63-73.
86. Chow TT. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. *Sol Energy* 2003;75(2):143-52.
87. Zakherchenko R, Licea-Jime'nez L, Pe'rez-Garci'a SA, Vorobeiv P, Dehesa-Carrasco U, Pe'rez-Robels JF, et al. Photovoltaic solar panel for a hybrid PV/ thermal system. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2004;82(1-2):253-61.
88. Dubey S, Tiwari GN. Thermal modeling of a combined system of photovoltaic thermal (PV/T) solar water heater. *Sol Energy* 2008;82:602-12.
89. Kalogirou SA. Use of TRNSYS for modeling and simulation of a hybrid PV- thermal solar system for Cyprus. *Renew Energy* 2001;23:247-60.
90. Kalogirou SA, Tripanagnostopoulos Y. Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production. *Energy Convers Manage* 2006;47(18-19):3368-82.
91. Kalogirou SA, Tripanagnostopoulos Y. Industrial application of PV/T solar energy systems. *Appl Therm Eng* 2007;27:1259-70.
92. Erdil E, Ilkan M, Egelioglu F. An experimental study on energy generation with a photovoltaic (PV)-solar thermal hybrid system. *Energy* 2008;33: 1241-5.
93. Vokas G, Christandonis N, Skittides. Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling - a theoretical approach. *Sol Energy* 2006;80:607-15.
94. Saitoh H, Hamada Y, Kubota H, Nakamura M, Ochifuji K, Yokoyama S, et al. Field experiments and analysis on a hybrid solar collector. *Appl Therm Eng* 2003;23:2089-105.
95. Chow TT, Pei G, Fong KF, Lin Z, Chan ALS, Ji J. Energy and exergy analysis of photovoltaic thermal collector with and without glass cover. *Appl Energy* 2009;86(3):310-6.
96. Dubey S, Tiwari GN. Analysis of PV/T flat plate water collectors connected in series. *Sol Energy* 2009. doi: 10.1016/j.solener.2009.04.002.
97. Tiwari A, Dubey S, Sandhu, Sodha MS, Anwar SI. Exergy analysis of integrated photovoltaic thermal solar water heater under constant flow rate and constant collection temperature modes. *Appl Energy* 2009;86: 2592-7.
98. Chow TT, He W, Ji J. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. *Sol Energy* 2006;80(3):298-306.
99. Chow TT, Ji J, He W. Photovoltaic-thermal collector system for domestic application. *J Sol Energy Eng* 2007;129(2):205-9.
100. He Wei, Chow Tin-Tai, Ji Jie, Lu Jianping, Pei Gang, Chan Lok-shun. Hybrid photovoltaic and thermal solar collector designed for natural circulation of water. *Appl Energy* 2006;83(3):199-210.

101. Ji Jie, Han Jun, Chow Tin-tai, Han Chongwei, Lu Jianping, He Wei. Effect of flow channel dimensions on the performance of a box-frame photovoltaic/ thermal collector. *J Power Energy, Proc IMechE Part A* 2006;681–8.
102. Ji Jie, Lu Jian-Ping, Chow Tin-Tai, He Wei, Pei Gang. A sensitivity study of a hybrid photovoltaic/thermal water-heating system with natural circulation. *Appl Energy* 2007;84(2):222–37.
103. Chow TT, He W, Ji J, Chan ALS. Performance evaluation of photovoltaic-thermosyphon system for subtropical climate application. *Sol Energy* 2007;81(1):123–30.
104. Affolter P, Eisenmann W, Fechner H, Rommel M, Schaap A, Serensen H, Tripanagnostopoulos Y, Zondag H. *PVT roadmap: a European guide for the development and market introduction of PV-thermal technology*. ECN Editor; 2007.
105. Zondag HA, Van Helden WGJ. Stagnation temperature in PVT collector. Report ECN-RX-02-045; 2002. <<http://www.ecn.nl/library/reports/2002/rx02045.html>>.
106. Cristofari C, Notton G, Canaletti JL. Thermal behaviour of a copolymer PV/Th solar system in low flow rate conditions. *Sol Energy* 2009;83(8):1123–38.
107. Fraisse G, Ménézo C, Johannes K. Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combined systems of direct solar floor type. *Sol Energy* 2007;81(11):1426–38.
108. Robles-Ocampo B, Ruiz-Vasquez E, Canseco-Sanchez H, Cornejo-Meza RC, Trapaga-Martinez G, Garcia-Rodriguez FJ, et al. Photovoltaic/thermal solar hybrid system with bifacial PV module and transparent plane collector. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2007;91:1966–71.
109. Ji Jie, Chow Tin-Tai, He Wei. Dynamic performance of hybrid photovoltaic/ thermal collector wall in Hong Kong. *Build Environ* 2003;38(11):1327–34.
110. Chow TT, Chan ALS, Fong KF, Lo WC, Song CL. Energy performance of a solar hybrid collector system in multi-story apartment building. *J Power Energy, Proc IMechE Part A* 2005;219:1–11.
111. Chow TT, He W, Ji J. An experimental study of façade-integrated photovoltaic/ water-heating system. *Appl Therm Eng* 2007;27(1):37–45.
112. Ji Jie, Han Jun, Chow Tin-tai, Yi Hua, Lu Jianping, He Wei, et al. Effect of fluid flow and packing factor on energy performance of a wall-mounted hybrid photovoltaic/water-heating collector system. *Energy Build* 2006;38(12):1380–7.
113. Chow TT, He W, Chan ALS, Fong KF, Lin Z, Ji J. Computer modeling and experimental validation of a building-integrated photovoltaic and water heating system. *Appl Therm Eng* 2008;28(11–12):1356–64.
114. Chow TT, Chan ALS, Fong KF, Lin Z, He W, Ji J. Annual performance of building-integrated photovoltaic/ water-heating system for warm climate application. *Appl Energy* 2009;86(5):689–96.
115. Anderson TN, Duke M, Morrison GL, Carson JK. Performance of a building integrated photovoltaic/thermal (BIPVT) solar collector. *Sol Energy* 2009;83:445–55.
116. Bakker M, Zondag HA, Elswijk MJ, Strootman KJ, Jong MJM. Performance and costs of a roof-sized PV/ thermal array combined with a ground coupled heat pump. *Sol Energy* 2005;78:331–9.
117. Ji Jie, Liu Keliang, Chow Tin-Tai, Pei Gang, He Wei, He Hanfeng. Performance analysis of a photovoltaic heat pump. *Appl Energy* 2008;85(8): 680–93.
118. Ji Jie, Pei Gang, Chow Tin-Tai, Liu Keliang, He Hanfeng, Lu Jian-Ping, et al. Experimental study of photovoltaic solar assisted heat pump system. *Sol Energy* 2008;82(1):43–52.
119. Ji Jie, Liu Keliang, Chow Tin-tai, Pei Gang, He Hanfeng. Thermal analysis of PV/ T evaporator of a solar assisted heat pump. *Int J Energy Res* 2007;31(5):525–45.
120. Ji Jie, He Hanfeng, Chow Tin-tai, Pei Gang, He Wei, Liu Keliang. Distributed dynamic modeling and experimental study of PV evaporator in a PV/T solar- assisted heat pump. *Int J Heat Mass Transfer* 2009;52:1365–73.
121. Pei G, Ji J, Chow TT, He H, Liu K, Yi H. Comparative analysis of winter performance of PV-SAHP system with and without glass cover. *J Power Energy, Proc IMechE Part A* 2008:179–87.
122. Segal A, Epstein M, Yogev A. Hybrid concentrated photovoltaic and thermal power conversion at different spectral bands. *Sol Energy* 2004;76:591–601.
123. Roynce A, Dey CJ, Mills DR. Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2005;86:451–83.
124. Rosell JI, Vallverdu X, Lechon MA, Ibanez M. Design and simulation of a low concentrating photovoltaic/ thermal system. *Energy Convers Manage* 2005;46:3034–46.
125. Coventry JS. Performance of a concentrating photovoltaic/thermal collector. *Sol Energy* 2005;78:211–22.

126. Kribus A, Kaftori D, Mittelman G, Hirshfeld A, Flitsanov Y, Dayan A. *A miniature concentrating photovoltaic and thermal system*. *Energy Convers Manage* 2006;47:3582–90.
127. Nilsson J, Hakansson H, Karlsson B. *Electrical and thermal characterization of a PV–CPC hybrid*. *Sol Energy* 2007;81:917–28.
128. Vorobiev Y, Gonzalez-Hernandez J, Vorobiev P, Bulat L. *Thermal-photo hybrid system for efficient solar energy conversion*. *Sol energy* 2006;80(2):170–6.
129. Santbergen R, van Zolingen RJC. *Modeling the thermal absorption factor of photovoltaic/thermal combi-panels*. *Energy Convers Manage* 2006;47:3572–81.
130. Mittelman G, Kribus A, Dayan A. *Solar cooling with concentrating photovoltaic/thermal (CPVT) systems*. *Energy Convers Manage* 2007;48:2481–90.
131. Mittelman G, Kribus A, Mouchtar O, Dayan A. *Water desalination with concentrating photovoltaic/thermal (CPVT) systems*. *Sol Energy* 2009;83(8):1322–34.
132. Kumar S, Tiwari GN. *An experimental study of hybrid photovoltaic thermal (PV/T)-active solar still*. *Int J Energy Res* 2008;32:847–58.
133. Tiwari GN, Nayak S, Dubey S, Solanki SC, Singh RD. *Performance analysis of a conventional PV/T mixed mode dryer under no load condition*. *Int J Energy Res* 2009. doi:10.1002/er.1520.
134. Zondag H, Bystrom J, Hansen J. *PV-thermal collectors going commercial*. IEA SHC Task 35 paper; March 2008.
135. Hansen J, Sørensen H, Byström J, Collins M, Karlsson B. *Market, modelling, testing and demonstration in the framework of IEA SHC Task 35 on PV/ thermal solar systems*. In: 22nd European photovoltaic solar energy conference and exhibition, DE2–5, Milan, Italy; September 3–7, 2007.
136. Elswijk MJ, Zondag HA, van Helden WGJ. *Indoor test facility PVT-panels – a feasibility study*. *Energy Research Centre of the Netherlands, ECN-I-02-005; June 2002*.
137. *Energy & Environment Congress, ITEEC '97, Mar- rakesh (Marocco), 1997, Vol. II, 522-527*.
138. Ciampi M., Tuoni G., *Ventilated walls and energy saving in summer cooling of buildings*. 4th ISES Europe Solar Congress, EuroSun 2002, Bologna (Italy), 2002, CD-Rom (Book of Abstracts pag. 38).
139. Ciampi M., Leccese F., Tuoni G., *Influenza di alcuni parametri termici sulle prestazioni energetiche delle pareti ventilate*, XX° Congresso Nazionale sulla Trasmissione del Calore, UIT, Maratea, 2002, pp. 357-362.
140. Ciampi M., Leccese F., Tuoni G., *Sul comportamento termico di facciate e coperture ventilate*, *La Termotecnica* 2002, I, pp. 87-97.
141. Leccese F., *Sull'ottimizzazione energetica dell'involucro opaco degli edifici: pareti multistrato e pareti ventilate*, Tesi di Dottorato, Facoltà di Ingegneria, Pisa, febbraio 2002.
142. Ciampi M., Leccese F., Tuoni G., *Pareti ventilate e normativa tecnica*, 56° Congresso Nazionale, ATI, Napoli, 2001, vol. 2, 95-106.
143. Leccese F., *Le pareti ventilate. Una recente legge regionale per il comfort e il risparmio energetico degli edifici*, *Ingenium*, 2001, 49, 25-26.
144. PARETI VENTILATE E NORMATIVA TECNICA M. Ciampi, F. Leccese, G. Tuoni Dipartimento di Energetica "Lorenzo Poggi" Facoltà di Ingegneria / Università degli Studi di Pisa
145. *Thermal Modeling for Building Integrating Ventilated PV Facade* Li Mei, David Infield CREST, Department of Electronic and Electrical Engineering, Loughborough University, Loughborough, Leicestershire LE11 3TU, UK, Tel: 44 1509 228145, Fax: 44 1509 610031, Ursula Eicker, Volker Fux
146. Department of Building Physics, Hochschule für Technik, Schellingstr.24, 70174 Stuttgart, Germany copiare bibliografia articolo: photovoltaic/thermal hybrid
147. *Study of a new concept of photovoltaic-thermal hybrid collector* Y.B. Assoa, C. Menezo and R. Yezou; Thermal Center of Lyon (CETHIL), Lyon, France; G. Fraisse; Laboratory of Optimization of the Design and Engineering of the Environment (LOCIE), University of Savoy, France; T. Lefebvre, SUNLAND21 Company, France
148. Bliss, R.W. (1959), *The derivation of several 'plate efficiency factors' useful in the design of flat plate solar heat collectors*. *Solar Energy*, 3, 55 – 64.  
DETR (1993), *Fuel Efficiency Booklet 7, 'Degree Days'*, UK Government Energy Efficiency Best Practice Programme. Department of Transport, Environment and the Regions, UK Government.
149. DETR (2000), *Energy Consumption Guide 19*, UK Government Energy Efficiency Best Practice Programme. Department of Transport, Environment and the Regions, UK Government.
150. ESRU (2000), *ESP-r; Energy Systems Research Unit, University of Strathclyde, Glasgow, UK*.  
Florschuetz, L.W. (1976), *Extension of the Hottel-Whillier-Bliss model in the analysis of combined photovoltaic / thermal flat plate collectors*. *Sharing the Sun, Winnipeg. Conference proceedings*, 6, 79 – 92.
151. Hestnes, A.G. (1999), *Building Integration of Solar Energy Systems*, *Solar Energy*, 67, 181 – 187.

152. Hottel, H.C., Whillier, A. (1955), *Evaluation of flat plate solar collector performance. The use of solar energy: The Scientific Basis*, University of Arizona, Tucson. *Conference Proceedings*, 2(1), 74 – 104.
153. SEL (2000), TRNSYS, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin – Madison, Madison, USA.  
Shankland, N.J., Lomas, K., Eppel, H., Cartmell, B.P. (2000), *Renewable energy technologies for a low-energy public building. Eurosolar, Bonn. Conference proceedings.*
154. ESP-r Tutorial; [http://www.esru.strath.ac.uk/Programs/ESP-r\\_tut/intro.htm](http://www.esru.strath.ac.uk/Programs/ESP-r_tut/intro.htm)
155. Clarke J A, Johnstone C, Kelly N and Strachan P A. ESRU, Dept. of Mechanical Engineering, University of Strathclyde, Glasgow, Scotland
156. Buresch M, *Photovoltaic Energy Systems*, McGraw-Hill, New York, 1983.
157. Clarke J A and Hensen J L M, *A Fluid Flow Network Solver for Integrated Building and Plant Energy Simulation*, Proc. 3rd Int. Conf. on System Simulation in Buildings, University of Liege, Belgium, pp151-167, December 1990.
158. Clarke J A, Evans M S, Grant A D and Kelly N, *Simulation Tools for the Exploitation of Renewable Energy in the Built Environment: The EnTrack-GIS System*, Proc. Building Simulation '97, Prague, 1997.
159. Dunlop E D, Helmke C, Jantsch M and Ossenbrink H A, *Modelling Amorphous Silicon Photovoltaic Arrays Using Positive Temperature Coefficients and Standard Ambient Parameters*, 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, pp623-626, 1995.
160. *IT Power, PV Modules and Cladding Components*, In *European Solar Architecture* (Eds Fitzgerald E and Lewis J O), University College, Dublin, 1996.
161. Kelly N, *Integrated building simulation*, PhD Thesis, ESRU, University of Strathclyde, To be Published, circa July 1997.
162. Millman J and Grabel A, *Microelectronics*, McGraw-Hill, New York, 1987.
163. PV, Proc. 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, 1995.
164. Sorensen B, *Renewable Energy*, Academic Press, London, 1979.
165. Vandaele L and Wouters P, *The PASSYS Services: Summary Report*, European Commission Publication, EUR 15113 EN, 1994.
166. Wouters P, Vandaele L and Bloem H, *Hybrid Photovoltaic Building Facades: The Challenges for an Integrated Overall Performance Evaluation*, 4th European Conference on Architecture, Berlin, pp579-582, 1996.
167. Yang H, Marshall R H and Brinkworth B J, *An Experimental Study of the Thermal Regulation of a PV-Clad Building Roof*, Proc. 12th European.