



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**Valutazione energetica di un sistema PVT  
per il riscaldamento e la produzione di ACS  
in ambito residenziale**

Relatore: Prof. Michele De Carli

Correlatori: Ing. Giuseppe Emmi  
Ing. Andrea Pengo

Laureanda: Giulia Alessio  
1020446

Anno Accademico 2012-2013



# Sommario

Questo lavoro di tesi consiste nella valutazione energetica di un sistema che utilizza collettori solari del tipo ibrido PVT raffreddati ad acqua per la produzione di ACS e per il riscaldamento di un edificio di tipo residenziale. L'obiettivo è quello di quantificare il contributo di questa tipologia di collettori per la copertura del fabbisogno energetico per la preparazione dell'ACS e per la climatizzazione invernale, l'entità di eventuali integrazioni necessarie e l'ammontare della riduzione del fabbisogno di energia primaria rispetto ad un impianto di riscaldamento e produzione di ACS di tipo tradizionale con generatore a gas. L'analisi effettuata prevede il ricorso a simulazioni dinamiche effettuate con il software Trnsys.

Per la produzione di ACS sono stati considerati sistemi aventi differenti taglie (3 kWp, 4.5 kWp e 6 kWp), diverse temperature di set point dell'ACS (45°C, 50°C e 55°C) e diverse località italiane (Vicenza, Roma e Palermo). Sono stati simulati sia sistemi che prevedono un accumulo di acqua sanitaria che sistemi con un serbatoio di acqua tecnica e la produzione istantanea di ACS mediante un serpentino in esso immerso. In alcuni casi l'integrazione viene fatta direttamente nell'accumulo mediante una resistenza elettrica, in altri l'accumulo viene utilizzato come preriscaldatore dell'ACS e l'energia necessaria a raggiungere il livello di temperatura desiderato viene fornita a valle da uno scaldacqua a gas.

La seconda parte del lavoro ha previsto lo studio di un sistema avente una taglia di 4.5 kWp utilizzato per il riscaldamento di un edificio residenziale di 108 m<sup>2</sup>. Il fluido termovettore del sistema PVT contenuto nell'accumulo è stato utilizzato come sorgente termica per una pompa di calore. Il serbatoio di acqua tecnica considerato in questo caso è di grandi dimensioni ed è dotato di 4 attacchi, 2 per il circuito solare e 2 per la PDC. La PDC utilizzata in questa configurazione impiantistica è di tipo ibrido, in grado cioè di funzionare utilizzando come sorgente fredda sia il fluido nel serbatoio che l'aria esterna. Per tale impianto è stata analizzata anche la possibilità di produrre ACS nel periodo estivo, mediante un serpentino immerso nel serbatoio.



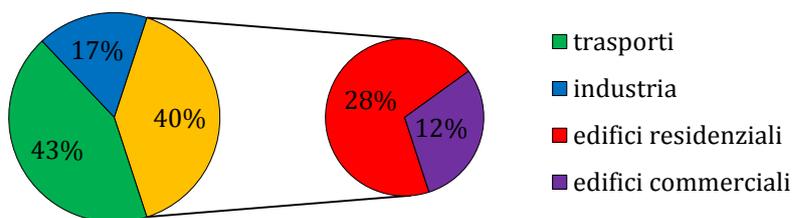
# Indice

<b>Introduzione.....</b>	<b>- 1 -</b>
<b>Capitolo 1: L'Italia, l'Europa e le FER.....</b>	<b>- 3 -</b>
1.1 Efficienza energetica negli edifici e scale di riferimento.....	- 3 -
1.2 Direttiva 2009/28/CE e D.Lgs. 28/2011.....	- 6 -
1.3 Direttiva 2010/31/UE.....	- 9 -
1.4 Direttiva 2012/27/UE.....	- 9 -
<b>Capitolo 2: I sistemi PVT .....</b>	<b>- 11 -</b>
2.1 Sistemi per la conversione dell'energia solare .....	- 11 -
2.1.1 Collettori solari termici .....	- 11 -
2.1.2 Collettori fotovoltaici .....	- 12 -
2.1.3 Collettori termo-fotovoltaici .....	- 14 -
2.2 Vantaggi, criticità e limiti nell'impiego di collettori PVT .....	- 15 -
2.3 Classificazione .....	- 16 -
2.3.1 PVT raffreddati ad aria .....	- 17 -
2.3.2 PVT raffreddati ad acqua .....	- 18 -
2.3.3 PVT raffreddati con fluido refrigerante .....	- 18 -
2.4 Studi e pubblicazioni.....	- 19 -
2.5 Possibili applicazioni .....	- 22 -
2.6 Pompe di calore elioassistite .....	- 23 -
2.6.1 PDC a doppia sorgente: aria esterna + solare PVT.....	- 24 -
2.6.2 PDC a doppia sorgente: terreno + solare PVT .....	- 25 -
2.6.3 PDC completamente rinnovabile.....	- 26 -
2.7 Collettore PVT oggetto di studio.....	- 27 -

<b>Capitolo 3: Produzione di ACS.....</b>	<b>- 35 -</b>
3.1 Fabbisogno di acqua calda sanitaria .....	- 35 -
3.2 Produzione di ACS mediante collettori solari termici.....	- 38 -
3.3 Sistema analizzato.....	- 42 -
3.4 Modello in Trnsys.....	- 45 -
3.5 Simulazione del sistema e risultati.....	- 50 -
3.6 Altri sistemi analizzati.....	- 55 -
<b>Capitolo 4: Riscaldamento.....</b>	<b>- 61 -</b>
4.1 Sistema analizzato.....	- 61 -
4.2 Determinazione del fabbisogno energetico dell'edificio considerato.....	- 63 -
4.3 Dati delle pompe di calore .....	- 70 -
4.4 Modello in Trnsys.....	- 73 -
4.5 Risultati delle simulazioni.....	- 75 -
4.6 Eventuale produzione di ACS in estate .....	- 84 -
<b>Conclusioni.....</b>	<b>- 87 -</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>- 91 -</b>

# Introduzione

Il continuo aumento della popolazione mondiale e lo sviluppo economico di quelli che fino a non molti anni fa erano considerati Paesi sottosviluppati hanno portato, negli ultimi decenni, ad una crescente domanda mondiale di energia. Ciò pone l'umanità di fronte a due grandi problemi: l'esauribilità delle risorse fossili e gli irreversibili cambiamenti climatici legati al loro massiccio sfruttamento. La maggiore attenzione verso le emissioni inquinanti e climalteranti (l'anidride carbonica in particolare) da un lato e lo sviluppo di nuove tecnologie dall'altro hanno fatto sì che alle fonti energetiche cui storicamente si è ricorso maggiormente, quali le fonti fossili (carbone, petrolio e gas naturale), l'energia idroelettrica e quella nucleare, siano state sempre più affiancate le fonti rinnovabili, da quella solare a quella eolica, da quella geotermica alle biomasse, da quella delle maree al mini-idro. Ultimamente nel settore degli edifici, residenziali e non, si sta assistendo ad una forte spinta verso le energie rinnovabili. Ciò non è un caso: a livello europeo il 40% circa degli usi finali dell'energia è imputabile proprio agli edifici.



**Uso finale dell'energia in UE per settore**

Secondo i dati elaborati dall'ISTAT in seguito al censimento del 2001, il 70% delle abitazioni italiane è stato costruito prima del 1976, anno di entrata in vigore della prima legge sul risparmio energetico in edilizia (Legge 373/76), e un altro 22% tra il 1977 e il 1991, anno in cui è stata emanata la Legge 10 che, oltre a stabilire limiti più restrittivi sulle caratteristiche dell'involucro edilizio, introduce prescrizioni per il

sistema edificio-impianto. Da quanto detto si capisce che il potenziale di riduzione dei consumi energetici nel settore edilizio è notevole, con indubbi vantaggi sia per l'ambiente che per le tasche di chi vi vive. In tale contesto molto può essere fatto sfruttando le energie rinnovabili ed è proprio questa la direzione in cui stanno da tempo andando la legislazione europea e italiana.

Tra le fonti rinnovabili quella solare è senza dubbio la più importante e ad essa sono collegate quasi tutte le altre, ed è anche quella più facilmente sfruttabile in ambito residenziale per soddisfare i consumi elettrici e, almeno in parte, il fabbisogno energetico per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS). Oltre ai ben noti e diffusi pannelli fotovoltaici e pannelli solari termici, esistono dei collettori di tipo ibrido, con i quali è possibile produrre sia energia elettrica che energia termica. Questo lavoro di tesi si propone di studiare, mediante simulazioni con il software TRNSYS, alcune configurazioni di sistemi che utilizzino una determinata tipologia di collettori ibridi raffreddati ad acqua. L'obiettivo è quello di capire in che misura i sistemi analizzati possano contribuire a soddisfare il fabbisogno energetico per la produzione di ACS e per la climatizzazione invernale di un edificio residenziale, l'entità di eventuali integrazioni necessarie e l'ammontare della riduzione del fabbisogno di energia primaria rispetto ad un impianto di riscaldamento di tipo tradizionale (con caldaia a gas).

Il presente lavoro di tesi è articolato in 4 capitoli:

- nel capitolo 1 vengono richiamate le ultime direttive europee e leggi italiane che hanno come obiettivo il contenimento dei consumi energetici degli edifici e che impongono il ricorso alle fonti rinnovabili per il loro almeno parziale soddisfacimento;
- nel capitolo 2 viene fatta una panoramica sulla tecnologia termo-fotovoltaica (PVT), per poi passare a descrivere il collettore oggetto di studio e le sue caratteristiche prestazionali;
- nel capitolo 3 viene trattato il problema della produzione di ACS;
- nel capitolo 4 si analizza un sistema che prevede il ricorso ad una pompa di calore abbinata ai collettori PVT per il riscaldamento di un edificio residenziale di piccole dimensioni.

# Capitolo 1: L'Italia, l'Europa e le FER

Nella prima parte di questo capitolo viene illustrato come si quantifica la prestazione energetica di un edificio e quali sono i valori di riferimento per le classi prestazionali. Nella seconda parte vengono richiamate le ultime direttive europee e leggi italiane che hanno come obiettivo il contenimento dei consumi energetici degli edifici e che impongono il ricorso alle fonti rinnovabili per il loro soddisfacimento.

## 1.1 Efficienza energetica negli edifici e scale di riferimento

La quantificazione della prestazione energetica di un edificio viene espressa attraverso la definizione di uno o più indicatori energetici. Il più diffuso è il fabbisogno di energia primaria per unità di superficie utile in un anno [kWh/m<sup>2</sup>anno]. È chiaro che un'altezza del soffitto superiore alla norma, fissata a 2.7 m per gli edifici residenziali, aumenta la volumetria dell'ambiente e di conseguenza l'energia richiesta. Per questo motivo nel caso degli edifici ad uso non residenziale si ricorre al fabbisogno di energia primaria per unità di volume in un anno [kWh/m<sup>3</sup>].

Nelle Linee Guida nazionali, la prestazione energetica complessiva dell'edificio è espressa mediante l'indice di prestazione energetica globale  $EP_{gl}$ :

$$EP_{gl} = EP_i + EP_{ACS} + EP_e + EP_{ill}$$

$EP_i$     indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale

$EP_{ACS}$     indice di prestazione energetica per la produzione di ACS

$EP_e$     indice di prestazione energetica per la climatizzazione estiva

$EP_{ill}$     indice di prestazione energetica per l'illuminazione artificiale

L'indice di prestazione energetica globale  $EP_{gl}$  tiene quindi conto del fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale ed estiva, per la produzione di ACS

e per l'illuminazione, oltre che dell'energia erogata e dell'energia ausiliaria dei sistemi impiantistici. Per energia primaria si intende il contenuto di energia del combustibile impiegato per produrre una certa quantità di un'altra forma di energia. Attualmente la certificazione si applica solamente al riscaldamento invernale e alla produzione di ACS. Per quanto riguarda il raffrescamento estivo, nel 2009 è stato introdotto un indice di prestazione termica dell'involucro  $EP_{e,inv}$ , pari al rapporto tra il fabbisogno annuo di energia termica per il raffrescamento dell'edificio (calcolato tenendo conto della temperatura di progetto estiva secondo la norma UNI/TS 11300-2) e la superficie utile o il volume a seconda della destinazione d'uso. Tale indice non è sommabile agli altri in quanto è energia termica normalizzata e non energia primaria normalizzata. Si tratta quindi di un indicatore di prestazione a sé stante, che cerca di quantificare la qualità dell'involucro edilizio rispetto alla richiesta di energia termica sensibile per la climatizzazione estiva. I valori limite previsti sono riportati nella tabella seguente.

**Tabella 1.1: Valori limite di  $EP_{e,inv}$  secondo quanto stabilito dal D.P.R. 2 aprile 2009**

	Zona climatica	Valore limite di $EP_{e,inv}$
Edifici residenziali, esclusi collegi, conventi, case di pena e caserme	A, B	40 kWh/m <sup>2</sup> anno
	C, D,E, F	30 kWh/m <sup>2</sup> anno
Altri edifici	A, B	14 kWh/m <sup>3</sup> anno
	C, D,E, F	10 kWh/m <sup>3</sup> anno

I valori vigenti a norma di legge per l'indicatore energetico sono un elemento di discontinuità tra Stato e Regioni, in quanto queste ultime possono modificare i valori limite prescritti. Le Linee Guida nazionali prevedono per gli edifici la suddivisione in n classi di riferimento, i cui limiti inferiori vanno determinati con la seguente espressione:

$$EP_{gl}(CLASSE)_n = K_{1n} EP_{iL(2010)} + EP_{ACS\ n} + K_{2n} EP_{eL} + EP_{ill\ n}$$

$K_{1n}, K_{2n}$  parametri adimensionali

$EP_{iL(2010)}$  limite massimo ammissibile di  $EP_i$  in vigore dal 1° gennaio 2010

Attualmente gli ultimi due termini dell'espressione sopra non sono considerati.

Per quanto riguarda l'ACS, in Tabella 1.2 è riportata la scala nazionale. Come si può notare la classificazione è di tipo assoluto.

**Tabella 1.2: Scala delle classi di prestazione energetica per la preparazione dell'ACS**

	Classe A <sub>ACS</sub>	< 9 kWh/m <sup>2</sup> anno
9 kWh/m <sup>2</sup> anno ≤	Classe B <sub>ACS</sub>	< 12 kWh/m <sup>2</sup> anno
12 kWh/m <sup>2</sup> anno ≤	Classe C <sub>ACS</sub>	< 18 kWh/m <sup>2</sup> anno
18 kWh/m <sup>2</sup> anno ≤	Classe D <sub>ACS</sub>	< 21 kWh/m <sup>2</sup> anno
21 kWh/m <sup>2</sup> anno ≤	Classe E <sub>ACS</sub>	< 24 kWh/m <sup>2</sup> anno
24 kWh/m <sup>2</sup> anno ≤	Classe F <sub>ACS</sub>	< 30 kWh/m <sup>2</sup> anno
	Classe G <sub>ACS</sub>	≥ 30 kWh/m <sup>2</sup> anno

Nel caso della prestazione energetica per la climatizzazione invernale (Tabella 1.3), la classificazione fa riferimento ad una scala mobile di valori, non ad una scala fissa come la precedente. Questo perché i valori che determinano i limiti inferiore e superiore di ogni classe sono stati presi proporzionali, attraverso il coefficiente  $K_{1n}$ , ai valori limite di legge, che sono funzione del rapporto di forma  $S/V$  dell'edificio e del numero di gradi giorno GG del comune in cui si trova l'edificio stesso. All'interno di uno stesso comune la scala dei valori che fissa le classi risulta quindi diversa per edifici con differente  $S/V$ . Di conseguenza non è detto che un edificio in classe B abbia un fabbisogno specifico minore di un edificio in classe C che si trova nello stesso comune.

**Tabella 1.3: Scala delle classi di prestazione energetica per la climatizzazione invernale**

	Classe A <sub>i+</sub>	< 0.25 EP <sub>iL</sub> (2010)
0.25 EP <sub>iL</sub> (2010) ≤	Classe A <sub>i</sub>	< 0.50 EP <sub>iL</sub> (2010)
0.50 EP <sub>iL</sub> (2010) ≤	Classe B <sub>i</sub>	< 0.75 EP <sub>iL</sub> (2010)
0.75 EP <sub>iL</sub> (2010) ≤	Classe C <sub>i</sub>	< 1.00 EP <sub>iL</sub> (2010)
1.00 EP <sub>iL</sub> (2010) ≤	Classe D <sub>i</sub>	< 1.25 EP <sub>iL</sub> (2010)
1.25 EP <sub>iL</sub> (2010) ≤	Classe E <sub>i</sub>	< 1.75 EP <sub>iL</sub> (2010)
1.75 EP <sub>iL</sub> (2010) ≤	Classe F <sub>i</sub>	< 2.50 EP <sub>iL</sub> (2010)
	Classe G <sub>i</sub>	≥ 2.50 EP <sub>iL</sub> (2010)

In Tabella 1.4 è riportata la scala nazionale risultante per EP<sub>gl</sub>.

Le Linee Guida nazionali forniscono infine una classificazione sulla base dell'indice di fabbisogno annuo di energia termica per il raffrescamento dell'edificio, riportata in Tabella 1.5.

**Tabella 1.4: Scala delle classi di prestazione energetica globale**

	Classe A <sub>i</sub> +	$< 0.25 EP_{iL(2010)} + 9 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$
$0.25 EP_{iL(2010)} + 9 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \leq$	Classe A <sub>i</sub>	$< 0.50 EP_{iL(2010)} + 9 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$
$0.50 EP_{iL(2010)} + 9 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \leq$	Classe B <sub>i</sub>	$< 0.75 EP_{iL(2010)} + 12 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$
$0.75 EP_{iL(2010)} + 12 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \leq$	Classe C <sub>i</sub>	$< 1.00 EP_{iL(2010)} + 18 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$
$1.00 EP_{iL(2010)} + 18 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \leq$	Classe D <sub>i</sub>	$< 1.25 EP_{iL(2010)} + 21 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$
$1.25 EP_{iL(2010)} + 21 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \leq$	Classe E <sub>i</sub>	$< 1.75 EP_{iL(2010)} + 24 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$
$1.75 EP_{iL(2010)} + 24 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \leq$	Classe F <sub>i</sub>	$< 2.50 EP_{iL(2010)} + 30 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$
	Classe G <sub>i</sub>	$\geq 2.50 EP_{iL(2010)} + 30 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$

**Tabella 1.5: Classificazione dell'edificio per il raffrescamento**

EP <sub>e,invol</sub> [kWh/m <sup>2</sup> anno]	Prestazioni	Qualità prestazionale
EP <sub>e,invol</sub> < 10	ottime	I
10 < EP <sub>e,invol</sub> ≤ 20	buone	II
20 < EP <sub>e,invol</sub> ≤ 30	medie	III
30 < EP <sub>e,invol</sub> ≤ 40	sufficienti	IV
EP <sub>e,invol</sub> ≥ 40	mediocri	V

## 1.2 Direttiva 2009/28/CE e D.Lgs. 28/2011

Alla fine del 2008 il Parlamento e il Consiglio Europeo hanno adottato il pacchetto legislativo clima-energia denominato 20/20/20, che pone i seguenti obiettivi da raggiungere entro il 2020:

- riduzione del 20% delle emissioni di gas ad effetto serra;
- riduzione del 20% dei consumi energetici;
- incremento del 20% dell'apporto delle energie rinnovabili sui consumi finali di energia.

Nell'ambito delle sei azioni legislative che compongono il pacchetto clima-energia, è stata emanata la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, con l'intento di perseguire il terzo degli obiettivi elencati sopra e, allo stesso tempo, contribuire a centrare gli altri due. Gli obiettivi assegnati ai vari Stati sono cogenti: a partire dal 5.2% del 2005, il 17% del consumo finale di energia dell'Italia dovrà provenire da fonti rinnovabili.

L'Italia ha recepito la Direttiva 2009/28/CE attraverso il D.Lgs.28/2011, che definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020.

Per quanto riguarda gli edifici, nei contratti di vendita/locazione è obbligatorio fornire all'acquirente/conduuttore la documentazione relativa alla certificazione energetica, e gli annunci commerciali di vendita devono riportare l'indice di prestazione energetica.

Per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, è obbligatorio raggiungere i seguenti valori di copertura dei consumi di energia termica mediante FER:

- 50% dei consumi per ACS;

e contemporaneamente, rispetto ai consumi totali per ACS, riscaldamento e raffrescamento:

- 20% per pertinente titolo edilizio richiesto dal 31/05/2012 al 31/12/2013;
- 35% per pertinente titolo edilizio richiesto dal 01/01/2014 al 31/12/2016;
- 50% per pertinente titolo edilizio richiesto dal 01/01/2017.

Nel Decreto è specificato che non possono essere considerati gli impianti da FER che producono solo energia elettrica che alimentano impianti o dispositivi per la produzione di ACS, per il riscaldamento e per il raffrescamento. L'obbligo non si applica agli edifici collegati ad una rete di teleriscaldamento che copra totalmente il fabbisogno energetico per riscaldamento e ACS, mentre è previsto un bonus volumetrico del 5% nel caso i suddetti valori vengano superati di almeno il 30%.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, in base alla superficie in pianta  $S$  [m<sup>2</sup>] dell'edificio a livello del terreno, bisogna installare impianti alimentati da FER per una potenza elettrica  $P$  [kW] pari a:

$$P = \frac{K}{S}$$

$K = 80$	titolo edilizio richiesto dal 31/05/2012 al 31/12/2013
$K = 65$	titolo edilizio richiesto dal 01/01/2014 al 31/12/2016
$K = 50$	titolo edilizio richiesto dal 01/01/2017

Nel caso si ricorra a pannelli fotovoltaici disposti sul tetto dell'edificio, essi devono essere aderenti o integrati ad esso, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda.

Per gli edifici pubblici gli obblighi, sia per l'energia termica che per quella elettrica, sono incrementati del 10%, mentre sono dimezzati per gli edifici in agglomerati urbani che rivestono carattere storico, artistico o di particolare pregio ambientale.

L'impossibilità tecnica di poter ottemperare in tutto o in parte agli obblighi esposti deve essere evidenziata dal progettista nella relazione tecnica e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili. In tal caso per l'indice di prestazione energetica I e il valore di legge  $I_{192}$  deve valere:

$$I \leq I_{192} \left[ \frac{1}{2} + \frac{\frac{\%_{\text{effettiva}}}{\%_{\text{obbligo}}} + \frac{P_{\text{effettiva}}}{P_{\text{obbligo}}}}{4} \right]$$

% percentuale somma dei consumi di energia per ACS, riscaldamento e raffrescamento

P potenza elettrica degli impianti alimentati da FER

Sia per l'energia termica che per quella elettrica le soglie d'obbligo possono essere aumentate da leggi regionali. L'Emilia Romagna, per esempio, è partita subito con l'obbligo del 35% anziché del 20% e ha anticipato quello del 50% al 01/01/2015.

Nel Decreto si illustra anche come calcolare la quota rinnovabile dell'energia prodotta dalle pompe di calore, che alla fine non è altro che l'energia termica prelevata stagionalmente dalla sorgente esterna. Possono però essere considerate solamente le pompe di calore tali che:

$$SPF > \frac{1.15}{\eta}$$

SPF *Seasonal Performance Factor* (COP medio stagionale)

$\eta$  valore medio a livello UE sulla base dei dati Eurostat del rapporto tra produzione totale lorda di elettricità e corrispondente consumo di energia primaria (attualmente pari a 0.4); per le pompe di calore a gas è provvisoriamente assunto pari a 1

### **1.3 Direttiva 2010/31/UE**

A maggio 2010 è stata emanata una nuova Direttiva europea sulla prestazione energetica in edilizia, la Direttiva 2010/31/UE, che introduce un nuovo concetto, quello di edifici “a energia quasi zero”, cioè con un fabbisogno energetico molto basso se non nullo, coperto principalmente da fonti rinnovabili. La Direttiva prevede che dal 31 dicembre 2020 tutti gli edifici di nuova costruzione siano a energia quasi zero. Per gli edifici di nuova costruzione occupati da enti pubblici e di proprietà di questi ultimi il termine è anticipato di 2 anni. Nella Direttiva si invitano inoltre gli Stati membri a promuovere lo sviluppo di una strumentazione finanziaria incentivante e la rimozione delle barriere di mercato allo scopo di favorire il miglioramento della prestazione energetica degli edifici.

La Direttiva 2010/31/UE va a sostituire la precedente Direttiva 2002/91/CE, che in Italia era stata recepita tramite il D.Lgs.192/2005, ancora oggi in vigore. Il recepimento della nuova Direttiva (che doveva avvenire entro il 9 luglio 2012) determinerà l’emanazione, a livello nazionale, di un nuovo decreto che andrà a sostituire/integrare il D.Lgs.192/2005.

### **1.4 Direttiva 2012/27/UE**

In vista degli obiettivi previsti dal pacchetto clima-energia 20/20/20, la nuova Direttiva 2012/27/UE, che dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 5 giugno 2014, chiede loro di fissare obiettivi nazionali di efficienza energetica basati sul consumo di energia primaria o finale, sul risparmio di energia primaria o finale o sull’intensità energetica. I principali ambiti sui quali si dovrà agire sono i seguenti: edifici, appalti pubblici, utilities, diagnosi energetiche, contatori intelligenti, contabilizzazione del calore, informazione e coinvolgimento dei consumatori, promozione del mercato dei servizi energetici, istituzioni di strumenti finanziari e di un fondo nazionale per l’efficienza energetica.

Per quanto riguarda gli edifici (articoli 4 e 5), ogni stato membro dovrà prevedere “una strategia a lungo termine per mobilitare investimenti nella ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e commerciali, sia pubblici che privati”. Dal 1° gennaio 2014, inoltre, ogni anno il 3% della superficie totale degli immobili

riscaldati e/o raffrescati di proprietà delle amministrazioni pubbliche centrali e da esse occupati dovrà essere ristrutturato in modo tale da rispettare almeno i requisiti minimi di prestazione energetica stabiliti dallo Stato membro interessato. La norma vale per gli edifici con una superficie utile totale superiore ai 550 m<sup>2</sup>, limite che a partire da luglio 2015 scenderà a 250 m<sup>2</sup>.

# Capitolo 2: I sistemi PVT

Nella prima parte di questo capitolo si illustra il principio di funzionamento dei sistemi più diffusi per la conversione dell'energia solare. Si passa quindi ad una panoramica sulle diverse tipologie di sistemi PVT e sulle loro possibili applicazioni. Viene infine descritto il collettore PVT oggetto di studio e si analizzano le sue caratteristiche prestazionali.

## 2.1 Sistemi per la conversione dell'energia solare

### 2.1.1 Collettori solari termici

I collettori solari termici convertono l'energia solare in energia termica. Sono solitamente costituiti da:

- piastra assorbente: capta l'energia solare;
- canalizzazioni o tubi al di sotto della piastra: al loro interno scorre il fluido termovettore;
- una o più coperture trasparenti: limitano le dispersioni termiche per convezione naturale e irraggiamento;
- strato di materiale isolante: limita le dispersioni termiche posteriormente e lateralmente;
- telaio o scatola di contenimento.

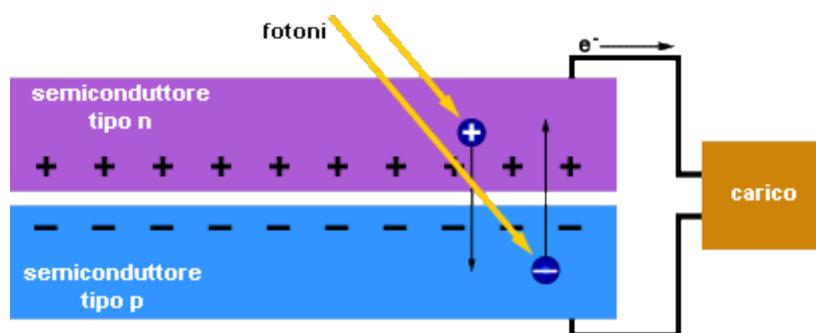
Il fluido termovettore viene fatto circolare all'interno dei canali da una pompa (nel caso più comune di un liquido) o da un ventilatore (nel caso si utilizzi aria).

### *2.1.2 Collettori fotovoltaici*

I pannelli fotovoltaici (di seguito chiamati semplicemente PV) convertono l'energia solare in energia elettrica. Sono costituiti da celle in silicio o altri semiconduttori incapsulate tra una superficie posteriore di supporto realizzata in materiale dielettrico come vetro temperato o tedlar e una anteriore trasparente, solitamente in vetro temperato, che funge da protezione meccanica. Al di sopra della lastra di supporto vengono appoggiati un sottile strato di acetato di vinile (spesso indicato con la sigla EVA), la matrice di celle in silicio precollegate elettricamente tra loro e un secondo strato di acetato. Dopo il procedimento di pressofusione, che trasforma l'EVA in collante inerte, le terminazioni elettriche che connettono le celle vengono chiuse in una morsettiera stagna generalmente fissata alla superficie di sostegno posteriore del pannello, e il sandwich ottenuto viene montato su di un telaio in alluminio. Prima di tale assemblaggio però, per diminuire le perdite per riflessione, si sottopone la superficie delle celle ad un trattamento chimico che conferisce loro una struttura superficiale a piramidi, in grado di captare meglio la radiazione solare. Vediamo ora il principio di funzionamento di un modulo fotovoltaico. Ai fini del funzionamento delle celle, non tutto lo spettro della radiazione solare incidente è utilizzabile: soltanto i fotoni con energia sufficiente possono partecipare al processo di conversione, mentre quelli con lunghezze d'onda troppo elevate, cioè con minor energia, attraversano il materiale costituente le celle senza dar luogo a produzione di energia elettrica. La lunghezza d'onda limite dipende dal materiale semiconduttore di cui è fatta la cella. Ci sono poi i fotoni con più energia di quella necessaria, che vengono utilizzati solo parzialmente: il fotone viene assorbito, ma la frazione di energia in eccesso viene persa dal punto di vista elettrico e convertita in energia termica, aumentando la temperatura della cella.

Quando un fotone viene assorbito dalla cella, all'interno di questa si forma una coppia di cariche elettriche di segno opposto (coppia elettrone-lacuna). Per generare corrente elettrica è necessaria una differenza di potenziale che faccia muovere tali cariche. A tale scopo al silicio vengono aggiunte piccole quantità di impurità (si parla di drogaggio) che sono in grado di modificare profondamente le proprietà elettriche del semiconduttore. Il drogaggio con fosforo dà luogo ad un semiconduttore di tipo n (eccesso di elettroni nella banda di conduzione), mentre

con il boro si ha un semiconduttore di tipo p (eccesso di lacune nella banda di valenza). Va sottolineato che i materiali semiconduttori sono elettricamente neutri. Quando si mettono a contatto uno strato di tipo n e uno di tipo p, nei pressi della giunzione (giunzione n-p) si ha un gradiente di concentrazione di carica, con conseguente diffusione di cariche da una parte all'altra: la regione n si carica positivamente, quella p negativamente. Nei pressi della giunzione si ha dunque un forte campo elettrico, capace di muovere in direzioni opposte le cariche elettriche negative e positive delle coppie elettrone-lacuna generate dai fotoni incidenti. Collegando questo sistema ad un circuito esterno si ottiene una circolazione di corrente elettrica (Figura 2.1).



**Figura 2.1: Principio di funzionamento di una cella PV**

La potenza massima erogabile dalla cella in condizioni standard (temperatura della giunzione di 25°C e irradianza di 1000 W/m<sup>2</sup> con spettro corrispondente a quello a massa d'aria 1.5) viene misurata in watt di picco (Wp).

Il rendimento della cella è dato dal rapporto tra la potenza erogata e l'irradianza incidente sulla sua superficie:

$$\eta = \frac{P_{el}}{G A}$$

Generalmente si fa riferimento al rendimento nominale, cioè misurato in condizioni standard, valore che dipende solo dalla qualità del materiale e del tipo di connessioni con cui è fatta la cella. Il rendimento della cella in fase di esercizio dipenderà anche dalla temperatura alla quale stessa si trova secondo la relazione:

$$\eta = \eta_{std} [1 - \gamma(T_{cella} - T_{cella, std})]$$

dove  $\gamma$  è pari a 0.004 K<sup>-1</sup> per il silicio mono e policristallino e 0.0022 K<sup>-1</sup> per il silicio amorfo.

### 2.1.3 Collettori termo-fotovoltaici

Come abbiamo visto la tecnologia fotovoltaica presenta dei limiti intrinseci in termini di prestazioni: con semiconduttori in silicio la percentuale di radiazione solare che è teoricamente possibile convertire in energia elettrica grazie alla formazione di coppie elettrone-lacuna non supera il 44% circa. Intervengono poi inefficienze di carattere tecnologico: alcuni fotoni vengono riflessi dalla superficie della cella, altri vengono intercettati dall'elettrodo frontale, alcune coppie elettrone-lacuna si ricombinano prima di venir separate dal campo elettrico interno alla giunzione. Tutto ciò fa sì che l'efficienza di conversione, per i moduli al silicio cristallino più performanti e costosi, arrivi al massimo al 18%. Abbiamo visto anche che i moduli fotovoltaici sono caratterizzati da un decadimento delle prestazioni all'aumentare della temperatura di esercizio: un modulo che presenta un'efficienza nominale del 16% può lavorare al 12% nei mesi più caldi, proprio quando l'irraggiamento solare è più alto.

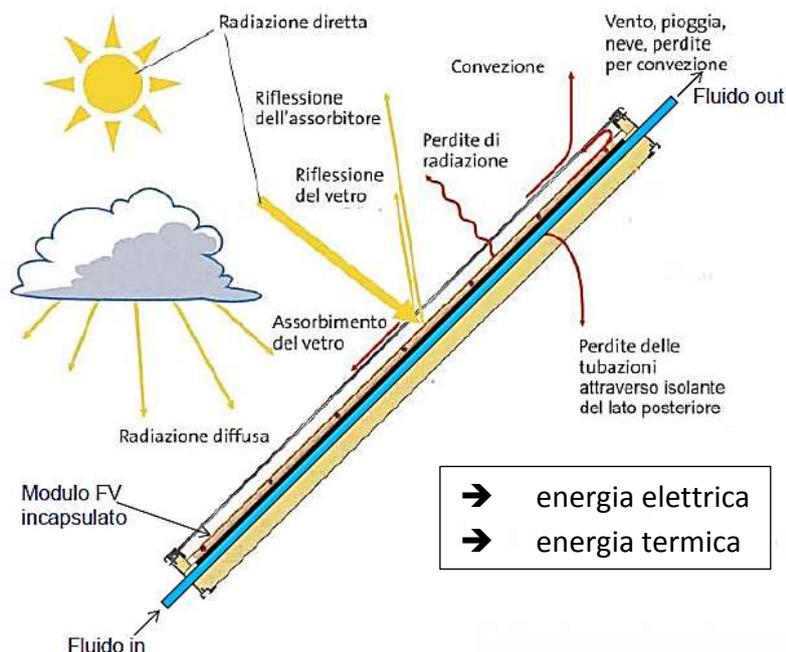


Figura 2.2: Collettore PVT

L'idea di accoppiare un modulo fotovoltaico tradizionale ad un collettore termico nasce proprio da questo, e non è nuova: i primi studi teorici e pratici furono avviati già negli anni '70. La configurazione più semplice (Figura 2.2) prevede un modulo fotovoltaico alloggiato all'interno di un collettore solare termico. Il fluido

termovettore (aria o liquido) circola nel collettore asportando calore dovuto in parte alla radiazione solare e in parte alle dissipazioni date dalla corrente elettrica che fluisce nelle celle. Un tale sistema, nella sostanza un pannello solare termico in cui l'assorbitore è costituito da celle fotovoltaiche, prende il nome di collettore ibrido o pannello termo-fotovoltaico (abbreviato PVT, *Photovoltaic Thermal Collector*).

La rimozione di energia termica dalle celle fotovoltaiche ne abbassa la temperatura e ne aumenta quindi l'efficienza, rendendo inoltre disponibile del calore che può essere utilizzato per diversi fini: produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento domestico, preriscaldamento dell'aria in uffici o centri commerciali. Vista la contemporanea produzione di energia elettrica e termica, si può parlare di cogenerazione solare.

Il funzionamento di questi sistemi può essere ottimizzato a seconda della località e delle esigenze, scegliendo se privilegiare la produzione di energia elettrica o quella di energia termica. Nel primo caso si mantiene la temperatura delle celle il più bassa possibile in modo da massimizzarne il rendimento, limitando per contro le potenzialità di riscaldamento. Nel secondo caso si punta ad ottenere un'elevata temperatura del fluido termovettore in uscita dal collettore, ma le celle fotovoltaiche opereranno in condizioni non ottimali e l'efficienza elettrica sarà un po' penalizzata.

## **2.2 Vantaggi, criticità e limiti nell'impiego di collettori PVT**

Un pannello PVT assolve ad una duplice funzione:

- raffredda il modulo fotovoltaico in modo da aumentarne il rendimento elettrico;
- trasferisce l'energia termica così prodotta ad un fluido termovettore.

Come si può trovare in letteratura [Zondag *et al.*, 1999], il rendimento termico di un PVT è minore di quello di un collettore termico sotto le stesse condizioni, ma due PVT producono più energia per unità di superficie rispetto a un pannello fotovoltaico e un collettore termico posti uno accanto all'altro. Questo è sicuramente un pregio nel caso la disponibilità di superficie sia limitata.

Vediamo quali sono i vantaggi legati all'impiego di questo sistema:

- incremento dell'energia elettrica prodotta annualmente;
- produzione di aria/acqua calda;
- minore invecchiamento dei moduli fotovoltaici;
- possibilità di eliminare neve/ghiaccio dai pannelli attraverso il controllo della temperatura del fluido;
- minori superfici e costi di installazione rispetto all'installazione di impianti fotovoltaico e solare termico separati;
- maggiore uniformità visiva rispetto all'installazione di impianti fotovoltaico e solare termico separati, fatto non trascurabile nelle installazioni in cui l'aspetto estetico-architettonico è importante.

Per quanto riguarda criticità e limiti:

- è necessario isolare elettricamente le celle fotovoltaiche dal circuito di raffreddamento, con conseguenti resistenze termiche che si preferirebbe evitare;
- l'eventuale presenza del vetro di copertura da un lato riduce le dispersioni frontali e quindi aumenta la resa termica, dall'altro comporta una riduzione della vita utile del sandwich fotovoltaico, con possibile delaminazione a causa delle elevate temperature che si raggiungono in caso di stagnazione;
- sono adatti ad applicazioni per basse temperature.

## 2.3 Classificazione

I sistemi PVT possono essere classificati in base a (Chow, 2010):

- fluido termovettore impiegato (aria, acqua o fluido frigorigeno);
- tipo di silicio del modulo fotovoltaico (monocristallino, policristallino, amorfo);
- modalità di captazione della radiazione solare (collettori a concentrazione o piani);
- presenza o meno di una copertura vetrata;
- modalità di circolazione del fluido termovettore (naturale o forzata);
- ubicazione (integrato nell'edificio, sul tetto, a terra).

L'utilizzo di un liquido come fluido termovettore garantisce una migliore efficienza di scambio termico e rende più performante la cessione del calore nei sistemi di accumulo. I sistemi PVT raffreddati ad aria d'altro canto sono più economici e sono esenti da problemi come il congelamento o l'ebollizione del fluido termovettore. Gli impieghi per l'aria calda sono però concentrati prevalentemente in inverno e nei mesi estivi si ha una produzione spesso non richiesta. Le complicazioni impiantistiche che si hanno per sopperire a questi problemi spesso non giustificano la scelta dei collettori PVT-aria, utilizzati soprattutto per applicazioni di nicchia come ad esempio l'essiccazione di prodotti agricoli.

### 2.3.1 PVT raffreddati ad aria

I pannelli appartenenti a questa tipologia sono suddivisi in base a dove fluisce l'aria:

- sopra il modulo fotovoltaico (Figura 2.3a);
- sotto (Figura 2.3b);
- sopra e sotto a singolo passaggio (Figura 2.3c);
- sopra e sotto a doppio passaggio (Figura 2.3d).

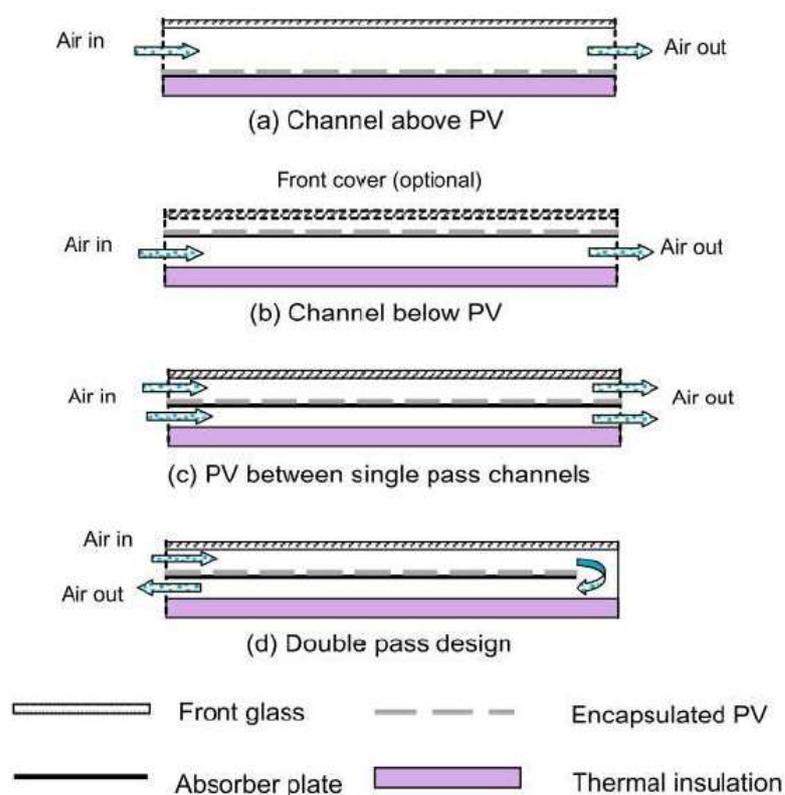


Figura 2.3: Tipologie di PVT raffreddati ad aria, sezione longitudinale (Chow, 2010)

### 2.3.2 PVT raffreddati ad acqua

L'acqua può fluire:

- all'interno di tubi saldati sotto l'assorbitore come nei collettore solari tradizionale (configurazione *sheet and tube*, Figura 2.4a);
- dentro un canale realizzato tra il vetro di copertura e il modulo PV (Figura 2.4b);
- liberamente sopra il modulo fotovoltaico (configurazione *free flow*, Figura 2.4c);
- dentro due canali ricavati uno tra vetro di copertura e le celle PV, l'altro tra un secondo assorbitore e l'isolante (modello a due assorbitori, Figura 2.4d);
- sotto il modulo PV, il quale può essere o meno trasparente;
- dentro dei piccoli canali saldati sotto l'assorbitore PV.

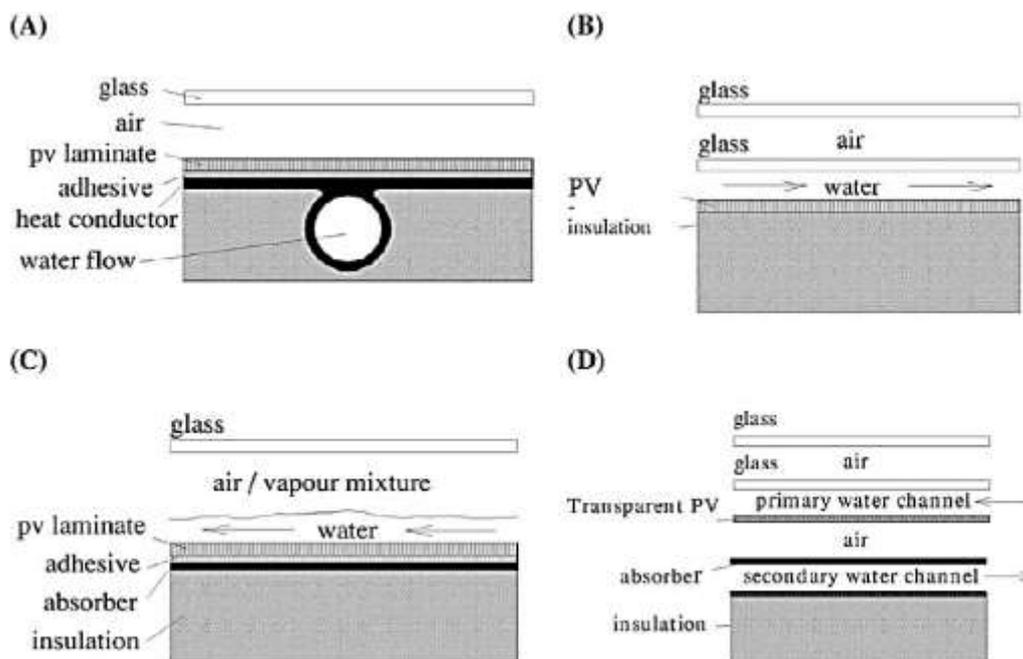


Figura 2.4: Tipologie di PVT raffreddati ad acqua (Charalambous *et al.*, 2007)

### 2.3.3 PVT raffreddati con fluido refrigerante

Questa famiglia è sicuramente la più innovativa e meno studiata. In questi pannelli si prevede di far fluire il fluido refrigerante di una pompa di calore all'interno di tubi o micro-canali saldati sotto il PV. L'evaporazione avviene nel collettore ad una temperatura più alta e così si raggiungono COP sensibilmente maggiori rispetto ai valori tradizionali.

## 2.4 Studi e pubblicazioni

Vediamo quali risultati sono stati ottenuti (Mazara, 2009) dallo sviluppo di modelli analitici per descrivere le prestazioni elettriche e termiche delle configurazioni *sheet and tube* e a canale superiore dei sistemi PVT-acqua. Dato il maggior valore termodinamico ed economico dell'energia elettrica rispetto a quella termica, specialmente se a bassa temperatura come in applicazioni di questo tipo, entrambi i collettori sono stati concepiti per far compiere all'acqua salti termici limitati ed avere temperature delle celle PV relativamente basse, in modo che il rendimento elettrico sia maggiore.

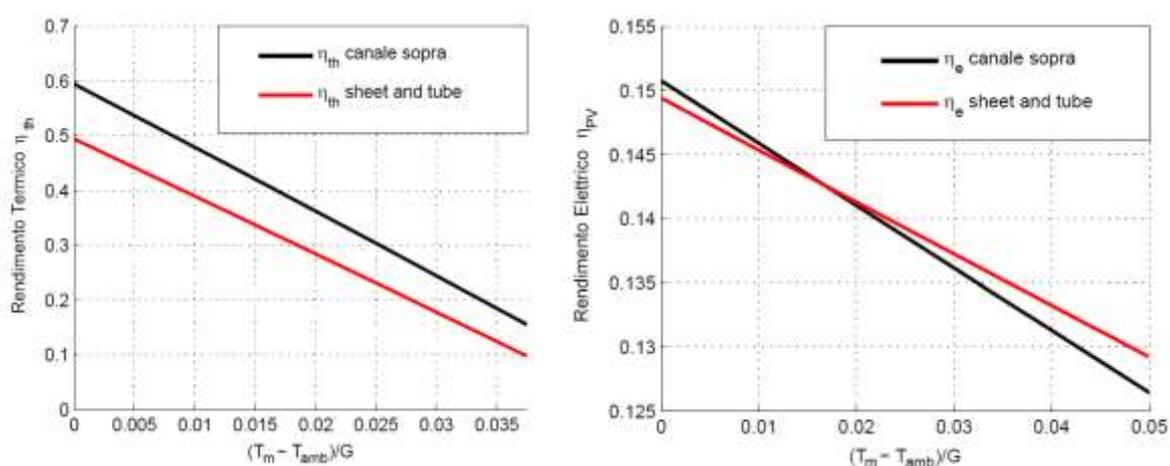


Figura 2.5: Rendimento termico al variare della temperatura ridotta e, a destra, corrispondente rendimento elettrico (Mazara, 2009)

Dalla figura sopra si può notare che in generale le prestazioni termiche ed elettriche del PVT a canale superiore sono superiori a quelle del modello *sheet and tube*. È interessante osservare anche che, per differenze di temperatura elevate tra fluido e ambiente o irradianze modeste, il *sheet and tube* presenta rendimenti elettrici leggermente superiori. Per quanto riguarda invece le prestazioni termiche, quelle del collettore a canale superiore sono maggiori in ogni condizione. La conclusione sembrerebbe ovvia, ma non si può trascurare un importante aspetto tecnico-economico: i collettori *sheet and tube* hanno minori costi di realizzazione, manutenzione e installazione. Tale tecnologia, infatti, deriva direttamente dai collettori solari termici ed è quindi più collaudata ed affidabile. Un altro aspetto critico del PVT a canale superiore è la massa d'acqua più elevata, fatto che

rappresenta un problema sia dal punto di vista del peso (per installazioni su tetto), sia per la quantità di glicole da utilizzare per evitare il congelamento del fluido.

Un altro studio (Tripanagnostopoulos *et al.*, 2007), di tipo sperimentale, ha visto la costruzione e il confronto di PVT raffreddati ad aria con PVT raffreddati ad acqua e con la presenza o meno della copertura e di lastre piane di alluminio usate come concentratori diffusi (Figura 2.6).

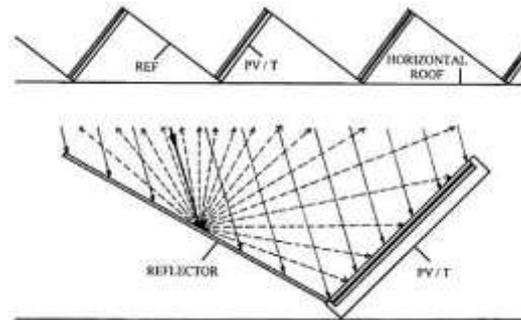


Figura 2.6: Collettori PVT con riflettori diffusi posti su tetto orizzontale

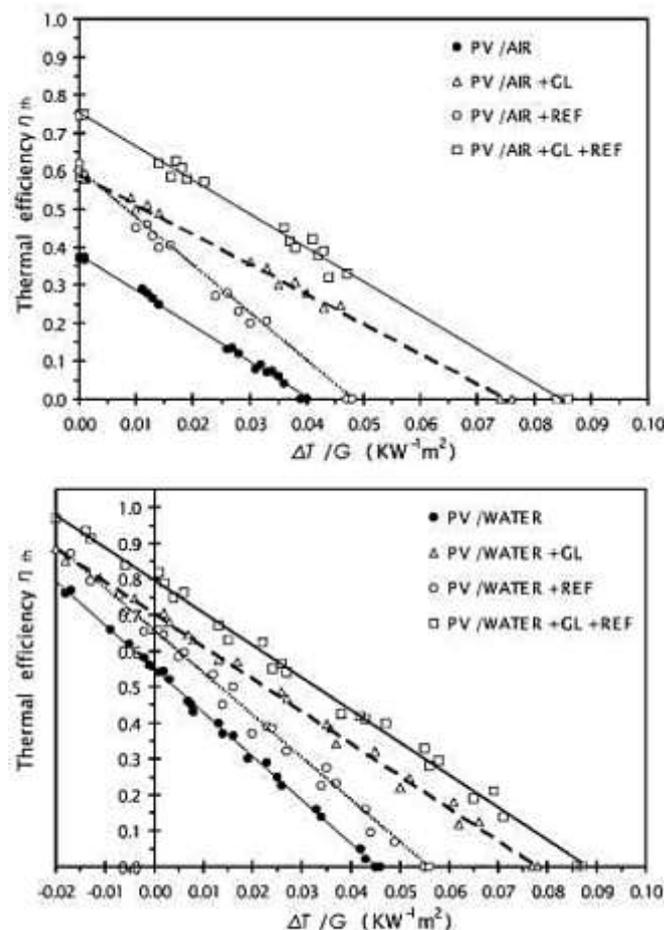
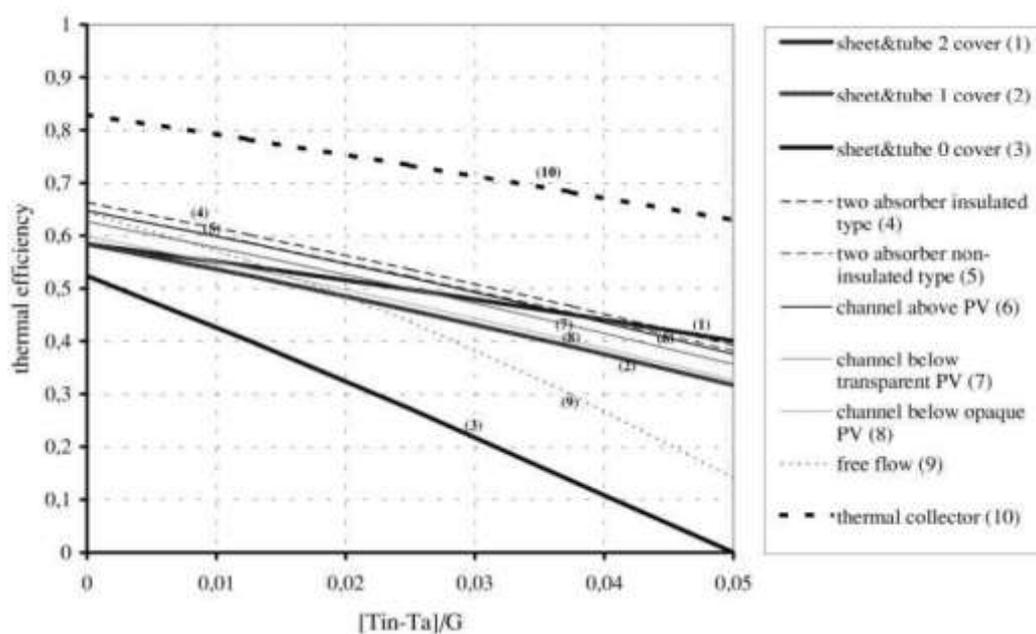


Figura 2.7: Rendimento termico di collettori PVT-aria e PVT-acqua senza copertura vetrata, con copertura (GL), con riflettori (REF), con copertura e riflettori (GL+REF)

I risultati ottenuti (Figura 2.7) hanno mostrato che:

- la rimozione di calore mediante acqua è più efficiente di quella mediante aria, specialmente in estate;
- la presenza del vetro di copertura aumenta il rendimento termico del 30%, ma riduce quello elettrico del 16% (le perdite ottiche aumentano);
- l'utilizzo di riflettori in alluminio aumenta sia il rendimento termico che quello elettrico;
- l'utilizzo combinato di riflettori e copertura aumenta il rendimento termico del 45% per il PVT-acqua e del 100% per il PVT-aria, con un rendimento elettrico che si mantiene su valori accettabili (l'effetto negativo del vetro è compensato dalla maggior radiazione incidente data dai riflettori);
- non vale la pena utilizzare i riflettori se l'angolo tra questi e i collettori è maggiore di 90°;
- il rendimento elettrico è circa lo stesso, indipendentemente dal fluido utilizzato.



**Figura 2.8: Rendimento termico di diverse tipologie di collettori PVT al variare della temperatura ridotta confrontato con quello di un tradizionale collettore termico**

In Figura 2.8 si possono vedere i risultati, in termini di efficienza termica, di uno studio condotto da dei ricercatori olandesi (Zondag *et al.*, 2003) che hanno modellato diverse tipologie di PVT. Ciò che salta subito all'occhio è la notevole

differenza tra le curve dei PVT e quelle di un normale collettore solare termico di tipo piano. La conclusione che se ne può trarre è la seguente: i collettori termofotovoltaici, in particolare quelli *sheet and tube* senza copertura, dovrebbero essere usati principalmente per produrre energia elettrica e solo secondariamente per il recupero termico.

## 2.5 Possibili applicazioni

La tabella seguente, che prende spunto dalla PVT Roadmap (Zondag *et al.*, 2006) elaborata nell'ambito del PVT Forum Project, dà delle indicazioni di massima per la scelta del tipo di collettore a seconda dell'applicazione richiesta.

**Tabella 2.1: Tipologie di collettori più adatti alle necessità dell'utenza**

Necessità dell'utenza	Tipo di modulo PVT
acqua ad alta temperatura	<ul style="list-style-type: none"> <li>• collettore a liquido con vetro di copertura</li> <li>• collettore ad aria con scambiatore di calore</li> <li>• collettore a liquido senza vetro di copertura accoppiato ad una pompa di calore</li> </ul>
acqua a bassa temperatura	<p>uso solamente estivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• collettore a liquido senza vetro di copertura</li> </ul> <p>uso anche invernale:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• collettore a liquido con vetro di copertura</li> <li>• collettore a liquido senza vetro di copertura accoppiato ad una pompa di calore</li> </ul>
aria ad alta temperatura	<ul style="list-style-type: none"> <li>• collettore ad aria con vetro di copertura</li> <li>• collettore senza vetro di copertura accoppiato ad una pompa di calore</li> </ul>
aria a bassa temperatura	<p>uso solamente estivo (anche invernale se irraggiamento consistente):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• collettore ad aria senza vetro di copertura</li> </ul> <p>uso anche invernale in siti con basso irraggiamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• collettore ad aria con vetro di copertura</li> <li>• collettore senza vetro di copertura accoppiato ad una pompa di calore</li> </ul>

I collettori PVT possono essere usati come:

- sistemi di preriscaldamento dell'aria o dell'acqua da utilizzare in applicazioni residenziali e commerciali (acqua calda sanitaria, aria per l'impianto di ventilazione, riscaldamento di piscine);
- evaporatori di pompe di calore elioassistite (SAHP, *Solar Assisted Heat Pump*);
- dispositivi per fornire aria calda o, più frequentemente, acqua calda da utilizzare come sorgente all'evaporatore di una pompa di calore;
- fonti di energia termica ed elettrica in applicazioni agricole e industriali che richiedono calore a bassa temperatura (esempio: sistemi di essiccamento).

Descriviamo ora brevemente come i sistemi PVT ad acqua possono essere impiegati per le applicazioni tipiche del residenziale:

- acqua calda sanitaria: come per i tradizionali pannelli solari termici, si installano un accumulatore e uno scambiatore di calore (serpentino interno all'accumulo o scambiatore a piastre esterno) in cui l'acqua usata per raffreddare i pannelli cede energia termica all'acqua sanitaria (con un'eventuale integrazione nell'accumulo o a valle);
- riscaldamento invernale: si installa anche una pompa di calore che assorbe energia elettrica dai moduli o dalla rete e usa come sorgente termica l'acqua dell'accumulo;
- raffrescamento estivo: viste le temperature dell'acqua che si raggiungono con i sistemi PVT non a concentrazione è impensabile ricorrere ad una pompa di calore ad assorbimento. Al massimo si userà l'energia elettrica prodotta dai moduli per alimentare una normale pompa di calore a compressione che scambia con l'aria esterna o con il terreno.

## **2.6 Pompe di calore elioassistite**

A causa della minore insolazione e delle basse temperature dell'aria esterna tipiche del periodo invernale, il contributo dei sistemi PVT-acqua al riscaldamento di un edificio può essere assai scarso, soprattutto quando i collettori non sono vetrati: il

livello termico dell'energia che si ottiene non è sufficiente per sfruttarla direttamente nell'impianto di riscaldamento. Anche nel caso in cui i terminali di impianto lavorino a bassa temperatura è infatti possibile che i collettori non diano alcun contributo energetico per diversi giorni. La soglia minima per l'impiego diretto dell'energia solare in termini di irradianza dipende dal tipo di collettore, dalla minima temperatura utile di mandata ai terminali e dalla temperatura dell'aria esterna. Collegare l'impianto solare ad una pompa di calore (PDC) significa poterlo sfruttare anche in condizioni di irradianza insufficiente per l'impiego diretto, in quanto la PDC innalza il livello termico dell'energia raccolta dal campo solare. I pannelli PVT raffreddati a liquido non vetrati si prestano particolarmente all'impiego in un sistema di questo tipo in quanto l'utilizzo diretto dell'energia termica prodotta è possibile per un minor periodo di tempo rispetto ad un collettore solare tradizionale.

Quando si ricorre ad una PDC accoppiata ai PVT si può avere un problema: nei periodi più freddi la radiazione solare potrebbe non essere sufficiente. In tal caso risulta indispensabile avere un'altra sorgente termica per la PDC, l'aria esterna o il terreno.

### *2.6.1 PDC a doppia sorgente: aria esterna + solare PVT*

In inverno la pompa di calore con sorgente aria presenta valori ridotti sia di COP che di capacità perché l'aria esterna può raggiungere temperature molto basse. In inverno anche la parte termica del PVT può avere prestazioni mediocri, soprattutto nelle zone climatiche più fredde. Può quindi essere interessante utilizzare una PDC dotata di due evaporatori, uno che riceve energia dalla sezione solare, l'altro dall'aria esterna. A seconda dei livelli di temperatura delle due sorgenti verrà utilizzata quella che in quel momento consente di ottenere il COP più alto.

Le modalità operative possibili sono tre:

- riscaldamento solare diretto: la PDC è spenta e l'energia solare viene utilizzata direttamente, o eventualmente accumulata;
- la PDC preleva energia dall'accumulo: questo succede quando la temperatura dell'accumulo è troppo bassa per il riscaldamento diretto, ma comunque più alta della temperatura dell'aria esterna;

- la PDC preleva energia dall'aria esterna: questo succede quando la temperatura dell'accumulo scende al di sotto della temperatura dell'aria esterna di un certo  $\Delta t$ .

### *2.6.2 PDC a doppia sorgente: terreno + solare PVT*

Durante la stagione estiva, nel caso in cui i collettori PVT siano di tipo vetrato, la sezione solare sia elevata e la richiesta termica delle utenze non sia adeguata, si può avere un riscaldamento eccessivo dell'accumulo solare. Si può allora pensare di accoppiare i pannelli PVT al terreno e utilizzare il surplus termico per "ricaricarlo", soprattutto nei casi in cui il fabbisogno per il riscaldamento invernale supera abbondantemente quello per il raffrescamento estivo. A prima vista la situazione sembra molto simile alla precedente, solamente con il terreno al posto dell'aria. Bisogna invece considerare una nuova modalità operativa, la ricarica del terreno.

D'inverno la temperatura del terreno in prossimità delle sonde si abbassa, con conseguente penalizzazione del COP della pompa di calore. Tale diminuzione di temperatura può proseguire nelle successive stagioni invernali, fino ad arrivare ad una temperatura di equilibrio finale del terreno più bassa di 2-3°C. Il contributo della sorgente solare può ridurre il fabbisogno dal terreno e consentire un'utile ricarica estiva quando la richiesta di raffrescamento sia bassa (Lazzarin e Minchio, 2011).

Accoppiando il solare PVT al terreno si può ottenere un altro vantaggio: il contributo solare consente di ridurre la lunghezza delle perforazioni. L'entità della riduzione dipende ovviamente dall'ampiezza della sezione solare. Rispetto al riferimento convenzionale (caldaia a gas e condizionatore di tipo split estivo), la soluzione con PDC geotermica consente un risparmio in termini di energia primaria da poco più del 20% per i climi caldi fino a oltre il 27% per i climi del Nord Italia (Lazzarin e Minchio, 2011). L'integrazione con anche solo un paio di collettori solari tradizionali (per i PVT è difficile trovare dati al riguardo in letteratura) comporta un vantaggio consistente: per un'abitazione monofamiliare il beneficio rispetto al sistema convenzionale arriva al 40% per il clima di Milano, supera il 50% per Roma e il 60% per Trapani. Triplicare la sezione solare incrementa ulteriormente il vantaggio, che sale al 45% per Milano, al 57% per Roma e al 63% per Trapani. Più il clima è caldo, cioè più il carico di riscaldamento è basso, più i miglioramenti si attenuano. Un dato

significativo: la soluzione con 6 collettori solari tradizionali consente una riduzione del 25% della lunghezza delle perforazioni. Data la differenza di costo tra i collettori solari e le sonde geotermiche (oneri di perforazione compresi), questo è sicuramente uno degli elementi più vantaggiosi del ricorso alla soluzione solare + terreno.

### *2.6.3 PDC completamente rinnovabile*

Oggi è sempre più importante ricorrere a sistemi impiantistici che assicurino un'elevata quota di copertura da fonte rinnovabile del fabbisogno di energia per la climatizzazione estiva ed invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria, come prevedono il D.Lgs. 28/2011 e ancor più la Direttiva 2010/31/CE (edifici ad energia quasi zero). In questo contesto è evidente che le pompe di calore giocheranno un ruolo sempre più fondamentale. Non si può però pensare di ottenere un sistema 100% rinnovabile utilizzando PDC alimentate elettricamente in assenza di impianti di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile. Da questo punto di vista la realizzazione di un sistema solare di tipo PVT a cui venga accoppiata una PDC elettrica risulta particolarmente interessante. I vantaggi che si possono ottenere sono i seguenti:

- andando ad operare con temperature medie all'evaporatore più alte rispetto a quelle che si avrebbero utilizzando l'aria esterna come sorgente è possibile ottenere valori più elevati del COP medio stagionale, che si traduce in un minor assorbimento elettrico;
- grazie al contributo diretto del solare è possibile aggiungere un'ulteriore quota rinnovabile (il contributo diretto risulta particolarmente importante soprattutto per l'ACS, in quanto consente di ridurre in modo consistente le ore di funzionamento della pompa di calore ad alta temperatura, caratterizzate da COP inferiori);
- i collettori PVT producono energia elettrica che può essere utilizzata per alimentare la PDC.

## 2.7 Collettore PVT oggetto di studio

Il sistema analizzato in questo lavoro prevede l'utilizzo dei pannelli ibridi I3A250P prodotti da Helios Technology (Figura 2.9). I moduli sono costituiti da 60 celle di silicio policristallino da 156 x 156 mm, al di sotto delle quali si trova una piastra in alluminio, senza alcuna forma di isolamento. Il fluido termovettore che scorre all'interno dei canali della piastra (si veda la sezione in Figura 2.10) è una miscela di acqua e glicole.



Figura 2.9: Fronte e retro del pannello

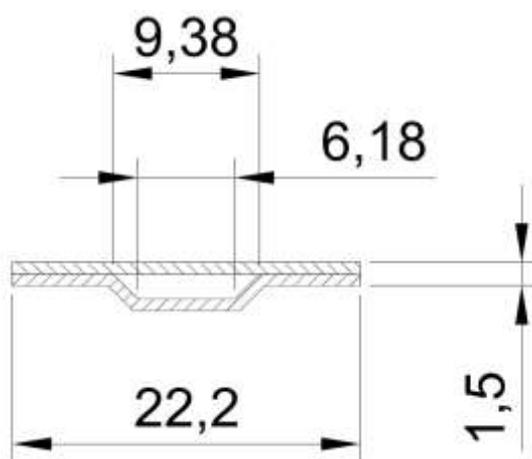


Figura 2.10: Sezione dei canali della piastra

Le dimensioni dei pannelli e le caratteristiche costruttive sono riassunte in Tabella 2.2, mentre in Tabella 2.3 e 2.4 rispettivamente si trovano le caratteristiche elettriche ed operative.

**Tabella 2.2: Caratteristiche fisiche dei moduli**

Lunghezza	1650 mm
Larghezza	990 mm
Spessore	38 mm
Peso	17.8 kg
Vetro frontale	vetro a basso contenuto di ferro da 3.8 mm
Incapsulante	EVA (Etilene-Vinil Acetato)
Backsheet	multistrato a base di poliestere
Cornice	Al anodizzato 6060 T5 - 15 $\mu$ m
Scatola di giunzione	Compel® IP65 con 3 diodi di bypass
Cavi di collegamento	1.2 m con due connettori Compel®/Tyco, 4 mm <sup>2</sup> di sezione
Piastra termica	in alluminio, 1595 x 935 x 1.5 mm
Volume di fluido termovettore	1500 ml
Diametro esterno tubo in/out	12 mm

**Tabella 2.3: Caratteristiche elettriche in condizioni STC (1000 W/m<sup>2</sup> - AM 1.5 - 25°C)**

Potenza del modulo - $P_{max}$	250 Wp
Tensione di massima potenza - $V_{Pmax}$	31,29 V
Corrente di massima potenza - $I_{Pmax}$	7,99 A
Tensione a circuito aperto $V_{oc}$	37,70 V
Corrente di corto circuito $I_{sc}$	8,59 A
Efficienza del modulo	15,30%
Fill factor	77,2

**Tabella 2.4: Caratteristiche operative dei moduli**

Coefficiente di temperatura $I_{sc} - \alpha$	+0.10% °C <sup>-1</sup>
Coefficiente di temperatura $V_{oc} - \beta$	-0.125 V °C <sup>-1</sup>
Coefficiente di temperatura $P_{max} - \gamma$	-0.41% °C <sup>-1</sup>
Nominal Operating Cell Temperature – NOCT (800 W/m <sup>2</sup> , AM 1.5, $T_{amb}=20^{\circ}\text{C}$ , $u_{vento}=1\text{m/s}$ )	40°C
Temperatura di esercizio	da -40 a +85°C
Carico massimo superficiale	610 kg/m <sup>2</sup>
Resistenza impatto alla grandine	Ø 25 mm a 83 km/h
Temperatura massima prevista	70°C
Pressione	2 bar
Pressione massima del sistema	10 bar
Perdite di carico	< 30 mbar/piastra
Portata consigliata	da 75 a 235 l/h

La curva di efficienza del collettore in esame fornita dal costruttore, risultato della certificazione eseguita secondo quanto previsto dalla norma UNI EN 12975-2, è del tipo:

$$\eta = \eta_0(1 - b_u u) - (b_1 + b_2 u) \frac{t_m - t_a}{G''}$$

- $\eta_0$  efficienza ottica del collettore
- $b_i$  coefficienti di perdita di efficienza
- $u$  velocità del vento [m/s]
- $t_m$  temperatura media del fluido termovettore tra ingresso e uscita del pannello
- $t_a$  temperatura dell'aria circostante [°C]
- $G''$  irraggiamento netto [W/m<sup>2</sup>], da calcolare come verrà illustrato in seguito

I valori assunti dai parametri  $\eta_0$ ,  $b_1$ ,  $b_2$  e  $b_u$  dipendono dalla superficie di riferimento che si va a considerare (superficie lorda, superficie di apertura o superficie dell'assorbitore) e sono riassunti in Tabella 2.5.

Per quanto riguarda l'irraggiamento netto  $G''$ , la UNI EN 12975-2 prevede che esso venga calcolato come:

$$G'' = G + \frac{\varepsilon}{\alpha} (E_L - \sigma T_a^4)$$

dove  $E_L$  è il valore dell'irraggiamento solare misurato considerando solamente le lunghezze d'onda superiori a  $3 \mu\text{m}$ ,  $\sigma = 5.6704 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$  è la costante di Stefan-Boltzmann, mentre  $\varepsilon/\alpha$  è il rapporto tra l'emissività e il coefficiente di assorbimento del collettore e può essere assunto pari a 0.85 nel caso in cui il produttore non lo fornisca.

Nel caso in cui non si disponga della strumentazione necessaria alla misurazione dell'irraggiamento EL, tale parametro verrà calcolato a partire dalla seguente espressione per l'emissività della volta celeste  $\varepsilon_s$ , dove  $t_{dp}$  è la temperatura di rugiada:

$$\varepsilon_s = 0.711 + 0.56 \frac{t_{dp}}{100} + 0.73 \left( \frac{t_{dp}}{100} \right)^2$$

Si ha quindi:

$$E_s = \varepsilon_s \sigma T_a^4$$

Nel caso in cui il collettore non sia disposto in posizione orizzontale va considerato lo scambio termico per irraggiamento non solo con la volta celeste, ma anche con il terreno. Con un'inclinazione pari a  $\beta$  si avrà allora:

$$E_\beta = \varepsilon_s \sigma T_a^4 \frac{1 + \cos\beta}{2} + \varepsilon_g \sigma T_a^4 \frac{1 - \cos\beta}{2}$$

dove  $\varepsilon_g$  è l'emissività del terreno. Dato che per  $\beta=45^\circ$  il fattore di vista tra il collettore e il terreno è pari solo a 0.15, quando il collettore è inclinato meno di  $45^\circ$  il secondo termine dell'espressione sopra può essere trascurato, ottenendo:

$$E_\beta = \varepsilon_s \sigma T_a^4 \frac{1 + \cos\beta}{2}$$

**Tabella 2.5: Parametri della curva di efficienza del collettore ibrido I3A250P**

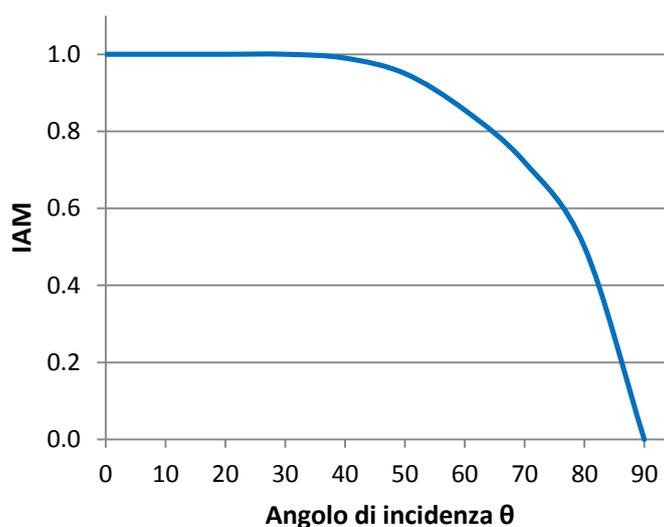
parametro	superficie dell'assorbitore 1.46 m <sup>2</sup>	superficie di apertura 1.48 m <sup>2</sup>	superficie lorda 1.49 m <sup>2</sup>
$\eta_0$	0.545	0.534	0.534
$b_1 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}} \right]$	9.113	8.929	8.929
$b_2 \left[ \frac{\text{W}_s}{\text{m}^3\text{K}} \right]$	0.553	0.542	0.542
$b_u \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$	0.008	0.008	0.008

Bisogna prestare attenzione al fatto che i valore di  $\eta_0$  riportati nella tabella precedente fanno riferimento ad un angolo di incidenza sulla superficie pari a  $0^\circ$  (radiazione normale alla superficie) e andranno quindi corretti in funzione dell'effettivo angolo di incidenza. Per fare ciò si ricorre al parametro IAM (*Incidence Angle Modifier*), definito come il rapporto tra l'efficienza ottica che si ha con un determinato angolo di incidenza  $\theta$  e l'efficienza ottica in condizioni di incidenza normale.

$$IAM = \frac{\eta_0(\theta)}{\eta_0(\theta = 0^\circ)}$$

Nella tabella e nel diagramma seguenti è possibile vedere che valori assume IAM al variare dell'angolo di incidenza  $\theta$ .

$\theta$	$0^\circ$	$10^\circ$	$20^\circ$	$30^\circ$	$40^\circ$	$50^\circ$	$60^\circ$	$70^\circ$	$80^\circ$	$90^\circ$
IAM	1	1	1	1	0.99	0.95	0.855	0.72	0.5	0



**Figura 2.11: Andamento del modificatore dell'angolo di incidenza**

In Figura 2.12 è stato riportato l'andamento della curva di efficienza del collettore in funzione della temperatura ridotta  $\frac{t_m - t_a}{G''}$  per diverse velocità del vento. Le prestazioni sono ridotte se confrontate con quelle di un comune collettore di tipo piano vetrato e isolato: la curva di efficienza da un lato parte da un rendimento ottico del 53% contro l'80% circa, dall'altro ha una pendenza maggiore, circa doppia.

Non essendo infatti il pannello isolato posteriormente ed essendo il pacchetto piastra + celle PV subito a contatto con il vetro frontale, senza un'intercapedine d'aria che limiti l'entità delle perdite, le prestazioni calano velocemente all'aumentare della differenza di temperatura tra fluido e aria (a parità di radiazione incidente).

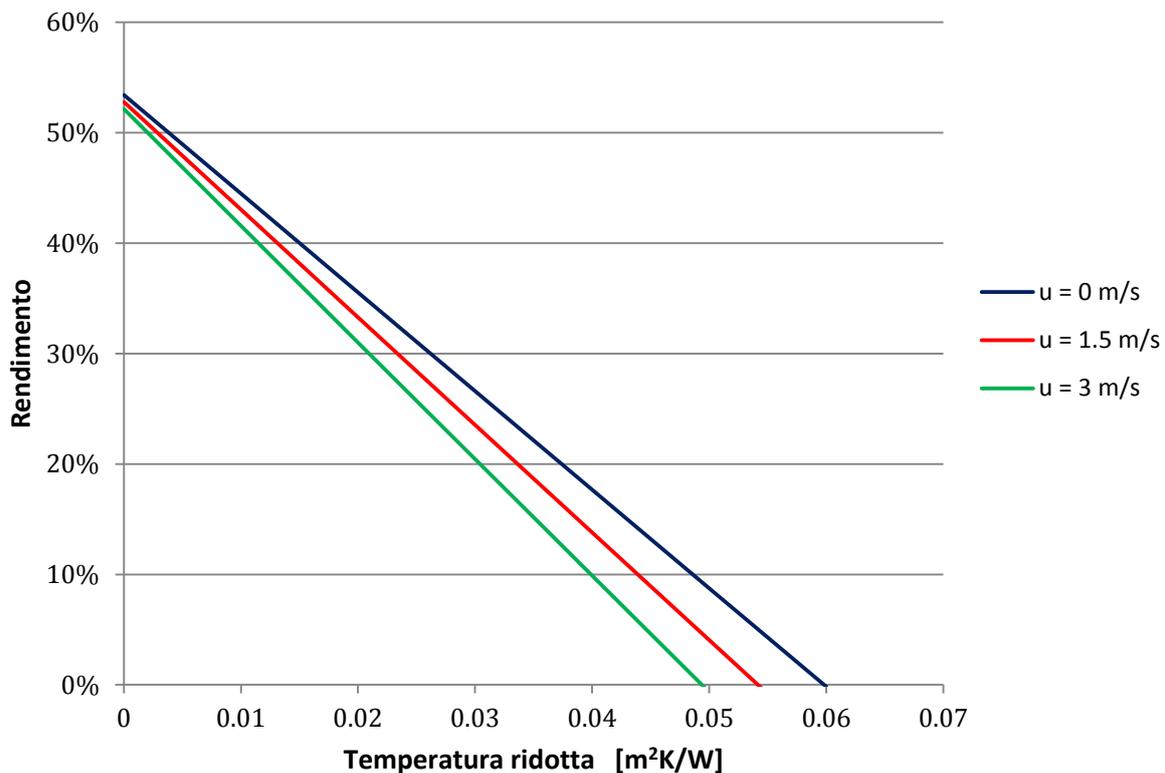
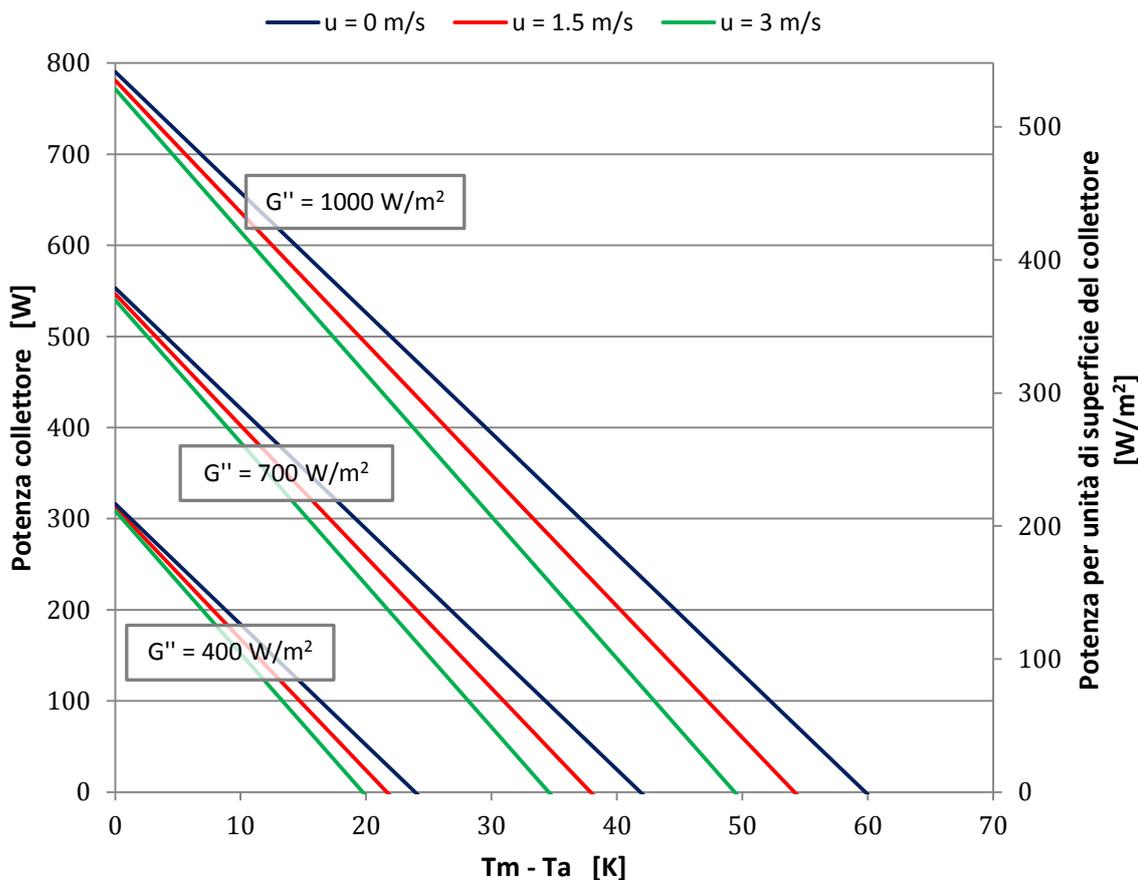


Figura 2.12: Curva di efficienza del collettore al variare della velocità del vento

Per quanto riguarda la potenza termica resa, essa può essere calcolata come:

$$P_{th} = \eta G'' A$$

Diagrammando la potenza termica resa per unità di collettore in funzione della differenza di temperatura tra fluido e ambiente e al variare dell'irraggiamento e della velocità del vento (Figura 2.13), si nota come con un irraggiamento di 1000 W/m² si arrivi al massimo a 790 W per collettore, per scendere a 553 W con 700 W/m² e a 316 W con 400 W/m².



**Figura 2.13: Potenza termica resa dal collettore**

Nei capitoli seguenti verrà presentato come è stato simulato il comportamento di diverse configurazioni di sistemi che utilizzino questi collettori per:

- produrre acqua calda sanitaria;
- riscaldare un'abitazione monofamiliare di piccole dimensioni;
- produrre energia elettrica.

L'obiettivo è quello di capire in che misura i sistemi PVT possano contribuire a soddisfare il fabbisogno energetico per la produzione di ACS e per la climatizzazione invernale di un edificio e l'entità di eventuali integrazioni necessarie.

Per le simulazioni è stato utilizzato il software TRNSYS (TRaNsient SYstem Simulation engine), nato nel 1975 per la soluzione delle equazioni differenziali che consentono di modellizzare il comportamento di sistemi solari. Nel corso degli anni le potenzialità del software sono state allargate alla simulazione degli edifici e ad un numero sempre maggiore di componenti impiantistici. L'approccio del codice di

calcolo è di tipo modulare, con i moduli (collettori solari, accumuli, controllori, scambiatori di calore, carichi di edifici etc.) che vengono chiamati *type*. I codici delle varie *type* sono accessibili all'utente, che può modificarli per adattarli alle proprie esigenze o crearne di nuovi utilizzando i più comuni linguaggi di programmazione (C, C++, Fortran, Pascal). Trnsys può inoltre essere collegato ad altri software (EES, Fluent, Matlab, Microsoft Excel etc.) attraverso delle specifiche *type*.

Numerose sono le applicazioni di questo software nella ricerca, soprattutto nel campo dei sistemi multienergia che sfruttano la fonte solare.

# Capitolo 3: Produzione di ACS

## 3.1 Fabbisogno di acqua calda sanitaria

L'acqua che viene distribuita all'interno degli edifici viene utilizzata ad una temperatura che varia a seconda dell'uso e che è generalmente compresa tra 40 e 90°C:

- acqua per i servizi igienici: 40-43°C;
- acqua per il lavaggio delle stoviglie a mano: 50-55°C;
- acqua per l'impiego in lavastoviglie: 70-90°C;
- acqua per il lavaggio della biancheria: 65-85°C.

In ambito progettuale quando si parla di acqua calda sanitaria (ACS) si intende convenzionalmente acqua resa disponibile all'utenza alla temperatura di 40°C.

Le norme di riferimento per la trattazione del tema della preparazione di ACS sono la UNI/TS 11300-2 "*Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria*" e la UNI 9182 "*Impianti di alimentazione e distribuzione d'acqua fredda e calda. Criteri di progettazione, collaudo e gestione*". La prima affronta il problema della determinazione del fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione invernale e per la produzione di ACS. Lo scopo di tale norma è quindi quello di fornire, in funzione della destinazione d'uso dell'edificio, delle indicazioni generali sul consumo dell'utenza in termini di volume d'acqua, in modo tale da poter determinare il conseguente consumo di energia primaria. La norma UNI 9182, che riguarda gli impianti di preparazione dell'ACS e di distribuzione dell'acqua calda e fredda, ha invece lo scopo di fornire delle indicazioni sui criteri di progettazione, collaudo e gestione delle reti. In questa norma viene descritto come calcolare il fabbisogno e come determinare il volume di accumulo e la potenza termica necessari per soddisfare tale fabbisogno.

La UNI/TS 11300-2 prevede che il fabbisogno medio giornaliero di ACS vada calcolato con la seguente relazione:

$$V_w = a \cdot N_u$$

$V_w$  fabbisogno giornaliero [litri/giorno]

$a$  fabbisogno giornaliero specifico

$N_u$  parametro che dipende dalla destinazione d'uso dell'edificio

**Valori di  $a$  per le abitazioni (l/Gm<sup>2</sup>)**

Fabbisogni	Calcolo in base al valore di $S_u$ per unità immobiliare [m <sup>2</sup> ]			Valore medio riferito a $S_u = 80$ m <sup>2</sup>
	≤50	51- 200	>200	
$a$	1,8	$4,514 \times S_u^{-0,2356}$	1,3	1,6
Fabbisogno equivalente di energia termica utile [Wh/G m <sup>2</sup> ]	52,3	$131,22 \times S_u^{-0,2356}$	37,7	46,7
Fabbisogno equivalente di energia termica utile [kWh/(m <sup>2</sup> × anno)]	19,09	$47,9 \times S_u^{-0,2356}$	13,8	17,05

**Figura 3.1: Prospetto 12 della UNI/TS 11300-2**

**Valori per destinazioni diverse dalle abitazioni (Fabbisogni mensili in litri a 40 °C con  $\Delta T = 25$  K)**

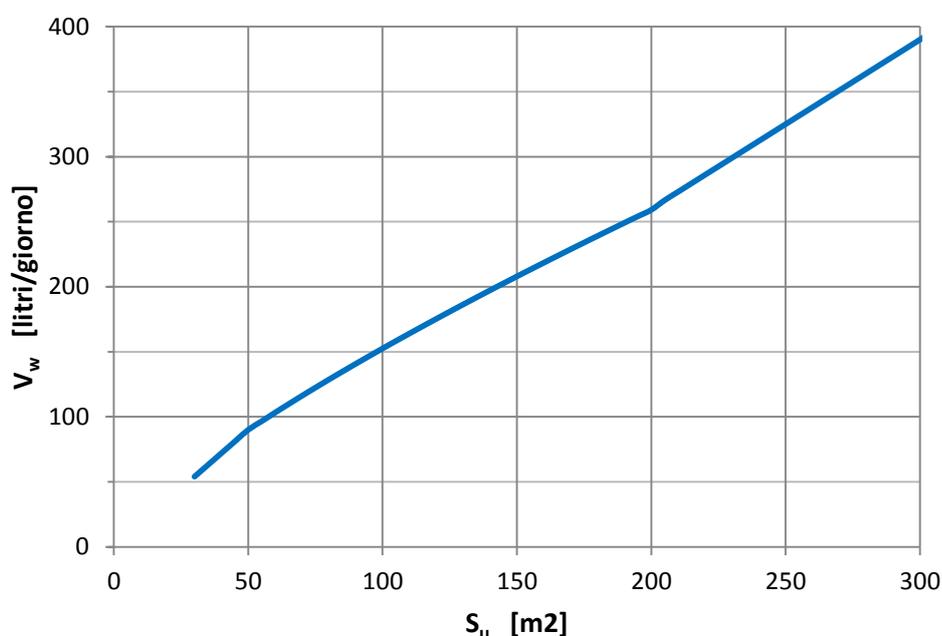
Tipo di attività	$a$	$N_u$
Hotel senza lavanderia		Numero di letti e numero giorni mese
1 stella	40 l/G letto	
2 stelle	50 l/G letto	
3 stelle	60 l/G letto	
4 stelle	70 l/G letto	
Hotel con lavanderia		Numero di letti e numero giorni mese
1 stella	50 l/G letto	
2 stelle	60 l/G letto	
3 stelle	70 l/G letto	
4 stelle	80 l/G letto	
Altre attività ricettive diverse dalle precedenti	28 l/G letto	Numero di letti e numero giorni mese
Attività ospedaliera day hospital	10 l/G letto	Numero di letti
Attività ospedaliera con pernottamento e lavanderia	90 l/G letto	Numero di letti
Scuole	-	
Scuole materne e asili nido	15 l/G	Numero di bambini
Attività sportive/palestre	100 l/G	Per doccia installata
Uffici	0,2	l/m <sup>2</sup> G
Negozi	-	
Ristoranti	10 l/G	Numero di ospiti per numero di pasti
Catering e self service	4 l/G	Numero di ospiti per numero di pasti

**Figura 3.2: Prospetto 13 della UNI/TS 11300-2**

Nel caso delle abitazioni  $N_u$  è la superficie utile dell'abitazione  $S_u$  [m<sup>2</sup>]. Il valore del parametro  $a$  si ricava dal prospetto 12 della norma (vedi Figura 3.1), dove sono indicati anche il fabbisogno giornaliero e annuo per unità di superficie di energia termica utile basata sulla differenza di temperatura convenzionale tra l'acqua erogata (40°C) e l'acqua fredda proveniente dalla rete idrica (15°C). Il fabbisogno annuo fa riferimento a 365 giorni di utilizzo.

Per destinazioni diverse dall'uso abitativo (vedi Figura 3.2) la determinazione del fabbisogno di ACS va effettuata su base mensile tenendo conto del consumo giornaliero e del numero di giorni di occupazione

Nella figura seguente è possibile vedere quale sia il fabbisogno giornaliero di un'abitazione calcolato secondo quanto previsto dalla normativa.



**Figura 3.3: Fabbisogno giornaliero di ACS in funzione della superficie utile dell'abitazione secondo quanto previsto dalla UNI/TS 11300-2**

Per quanto riguarda invece la UNI 9182, in Figura 3.4 è possibile vedere a quanto ammonta il fabbisogno medio giornaliero di ACS per persona in funzione della tipologia di utenza.

Nelle simulazioni che sono state fatte in questo lavoro è stato considerato un fabbisogno medio giornaliero di 50 litri/persona per un totale di 4 persone, cioè 200 litri/giorno, che secondo le indicazioni della UNI/TS 11300-2 corrisponde ad un'abitazione di circa 140 m<sup>2</sup>.

Utenza	l/persona-giorno
Case di abitazioni <sup>*)</sup>	
- di tipo popolare	da 40 a 50
- di tipo medio	da 70 a 80
- di tipo di lusso	da 150 a 200
Alberghi e pensioni	
- camere con servizi dotati di vasca	da 180 a 200
- camere con servizi dotati di doccia	130
- camere con lavabo e bidet	60
Uffici	da 15 a 200
Ospedali e cliniche	da 130 a 150
Centri sportivi	da 50 a 60
Spogliatoi di stabilimenti	da 30 a 50
*) I valori indicati devono essere moltiplicati per i fattori correttivi riportati nei prospetti seguenti per tenere conto del numero degli alloggi, delle dimensioni di ogni alloggio e del tenore di vita dell'utente.	

Figura 3.4: Appendice E della UNI 9182

### 3.2 Produzione di ACS mediante collettori solari termici

La produzione di ACS è l'applicazione più diffusa dei collettori solari di tipo termico.

Nel caso dei comuni pannelli solari termici l'impianto può essere:

- a circolazione forzata: sul circuito dei collettori è presente una pompa di circolazione;
- a circolazione naturale: il fluido termovettore scaldandosi nel collettore diminuisce di densità e sale verso un accumulo cilindrico posto sulla sommità del collettore stesso innescando un moto spontaneo.

È evidente come nel caso dei pannelli PVT l'unica strada possibile sia la circolazione forzata, in quanto le temperature in gioco in questo tipo di pannelli sono sensibilmente più basse. Nella quasi totalità dei casi è inoltre prevista l'installazione di un certo numero di collettori in serie per far sì che si raggiunga la temperatura desiderata ed è quindi indispensabile far fronte alle non trascurabili perdite di carico.

Si può poi distinguere tra impianti:

- a circuito aperto: all'interno dei collettori passa direttamente l'acqua potabile destinata all'utenza;

- a circuito chiuso: il circuito solare è un circuito chiuso, separato da quello dall'acqua sanitaria.

La prima soluzione può essere adottata solamente in zone non soggette a gelate nel periodo invernale. A questo punto è bene discutere delle caratteristiche che deve avere il fluido termovettore del circuito solare:

- deve avere buone proprietà termiche, in modo da avere uno scambio il più possibile efficace;
- deve garantire una corretta protezione antigelo;
- deve resistere alle alte temperature (per i collettori PVT analizzati questo è in realtà un problema relativo, in quanto la massima temperatura raggiungibile in condizioni di stagnazione è di circa 60°C superiore alla temperatura ambiente, contro i 150-200°C dei comuni collettori termici);
- non deve essere corrosivo;
- non deve essere tossico né inquinante.

Il fluido che rappresenta un buon compromesso tra le proprietà elencate è una miscela di acqua e glicole propilenico contenente inibitori contro la corrosione. Una miscela al 40% di glicole garantisce il funzionamento fino ad una temperatura di circa -24°C. Vanno evitate miscele con un contenuto di glicole superiore al 50% in quanto da un lato lo scambio termico ne risulterebbe fortemente penalizzato, avendo il glicole una capacità termica inferiore a quella dell'acqua, dall'altro si assisterebbe ad un considerevole aumento delle perdite di carico dovute alla maggiore viscosità. Bisogna inoltre prestare attenzione al fatto che il glicole non è compatibile con alcuni materiali, come ad esempio lo zinco.

I componenti principali di un impianto a circuito chiuso sono:

- campo solare;
- accumulo;
- pompa;
- sistema di controllo;
- sensori termici e di pressione;
- valvola termostatica;
- vaso di espansione;

- valvola di sicurezza;
- valvola di sfiato;
- separatore d'aria;
- valvole antiriflusso;
- rubinetto di carico/scarico.

Essendo l'irraggiamento solare caratterizzato da una certa variabilità nel tempo e non essendo prevedibile, per soddisfare la domanda dell'utenza l'impianto solare deve necessariamente essere dotato di un sistema di accumulo, che può far parte del circuito solare o di quello sanitario. Nel primo caso l'accumulo contiene acqua tecnica e la produzione di ACS è istantanea, mediante un serpentino posto all'interno del serbatoio o in uno scambiatore a piastre esterno. Nel secondo caso l'accumulo contiene acqua sanitaria che viene riscaldata dal serpentino del circuito solare. L'acqua fredda da riscaldare viene immessa direttamente nel serbatoio e si miscela con l'acqua in esso contenuta. Affinché lo scambio termico sia efficace è necessario che nell'accumulo si verifichi una buona stratificazione termica del fluido. In caso contrario si ha che:

- la massima temperatura raggiungibile dall'acqua è minore;
- la zona miscelata è più estesa;
- il sistema di riscaldamento ausiliario interviene più frequentemente.

Si consiglia un rapporto altezza/diametro superiore a 2.5.

La valvola di sicurezza dell'impianto è tarata per intervenire quando viene raggiunta una pressione prossima alla massima consentita, ovvero la pressione sopportabile dal componente più debole dell'impianto, pari generalmente a 6 bar. Il vaso di espansione deve essere dimensionato in modo tale da evitare che l'incremento di volume del fluido termovettore che si verifica con l'aumentare della temperatura e il conseguente aumento di pressione provochino l'intervento della valvola di sicurezza. In tal caso sarebbe necessario reintegrare la perdita di fluido termovettore. Per il dimensionamento si usa la seguente relazione:

$$V = \frac{e C}{1 - \frac{p_i}{p_f}}$$

V volume del vaso da installare [litri]

- $p_i$  pressione di precarica del vaso [bar assoluti]
- $p_f$  pressione di taratura della valvola di sicurezza [bar assoluti]
- $C$  capacità complessiva dell'impianto [litri]
- $e$  coefficiente di dilatazione volumica corrispondente alla differenza tra la temperatura del fluido al momento del caricamento dell'impianto e la massima temperatura di esercizio: per una miscela di acqua e glicole propilenico al 40% si può assumere pari a  $0.000654 \cdot \Delta t$

Per limitare lo stress termico cui può essere sottoposta la membrana, il vaso di espansione va installato sulla linea di mandata del circuito solare, preferibilmente con il lato liquido verso l'alto e il lato gas verso il basso.

Di fondamentale importanza è il sistema di controllo dell'impianto. Onde evitare il raffreddamento dell'accumulo la pompa va infatti azionata solamente quando la differenza di temperatura tra la parte inferiore dell'accumulo e il fluido in uscita dai collettori supera un certo valore (generalmente  $6 \div 10^\circ\text{C}$ ) e spenta quando scende al di sotto di un valore minimo (generalmente  $2 \div 4^\circ\text{C}$ ). Vanno quindi posizionate delle sonde a immersione sulla tubazione di ritorno del circuito solare, all'uscita del fluido dai collettori, e nella parte inferiore del serbatoio. Un'ulteriore sonda va messa nella parte superiore del serbatoio per controllare l'intervento del sistema di riscaldamento ausiliario. C'è poi una valvola termostatica che, miscelando l'acqua calda prelevata dal serbatoio con l'acqua fredda della rete idrica, regola la temperatura di mandata del circuito dell'ACS, temperatura che per norma non deve superare i  $48 \pm 5^\circ\text{C}$ .

Ci sono altri due importanti componenti da esaminare, la cui funzione è quella di estrarre l'aria che può essere presente all'interno del circuito solare in quanto essa, oltre a generare rumore e malfunzionamenti, ostacola il trasferimento di energia. Si tratta della valvola di sfiato e del separatore d'aria. La prima, collocata nel punto più alto del circuito, serve ad evacuare l'aria che entra durante il caricamento dell'impianto. Il secondo, posto sulla tubazione di ritorno dal campo solare, consente la separazione delle micro bolle d'aria che si vengono a formare al suo interno e la loro evacuazione mediante un rubinetto.

### 3.3 Sistema analizzato

In Figura 3.5 si può vedere uno schema semplificato dell'impianto preso in considerazione per le prime simulazioni. Una pompa posta sulla tubazione di mandata mette in circolazione la miscela di acqua e glicole che si scalda all'interno dei collettori per effetto della radiazione solare e, mediante un serpentino posto nella parte bassa dell'accumulo, va a riscaldare l'acqua sanitaria ivi contenuta. L'acqua fredda proveniente dalla rete idrica viene miscelata con una portata d'acqua calda prelevata dalla parte alta dell'accumulo. La portata fredda di reintegro, immessa nella parte bassa dell'accumulo, è ovviamente pari a quella calda prelevata in alto.

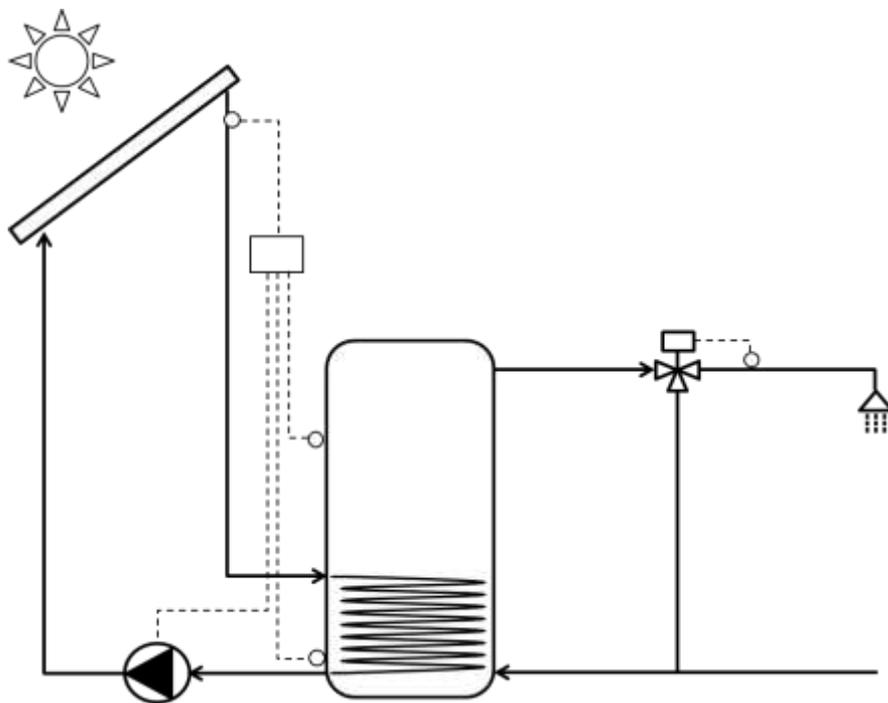


Figura 3.5: Schema semplificato dell'impianto

Per l'analisi della produzione di ACS con il sistema appena illustrato sono state prese in considerazione 3 taglie di impianto: 3 kWp, 4.5 kWp e 6 kWp, corrispondenti a 12, 18 e 24 collettori rispettivamente. Per ogni taglia è stata individuata la configurazione di prova da utilizzare per poter eseguire le simulazioni dinamiche, come riportato in Tabella 3.1 e come si può vedere in Figura 3.6. È stato ipotizzato che l'impianto debba servire un'abitazione di 4 persone con un fabbisogno pro

capite medio di 50 litri/giorno, quindi 200 litri/giorno complessivi. Nel caso dei comuni collettori termici di tipo piano vetrati si considerano generalmente 75-100 litri di accumulo per m<sup>2</sup> di collettore. In questo caso, vista l'entità delle superfici in gioco e considerato il fatto che i collettori PVT in esame sono di tipo scoperto, sono stati considerati solamente 40 litri di accumulo per ogni collettore installato, valore che consente anche di contenere gli ingombri. Per la portata è stato assunto il valore nominale fornito dal costruttore, pari a 150 l/h per collettore.

**Tabella 3.1: Caratteristiche principali dei sistemi simulati**

Taglia impianto [kW <sub>p</sub> ]	Fabbisogno giornaliero medio di ACS [litri]	Configurazione collegamento moduli	Volume accumulo [litri]	Portata complessiva [kg/h]
3	200	2 stringhe da 6 moduli in serie	480	300
4.5		3 stringhe da 6 moduli in serie	720	450
6		4 stringhe da 6 moduli in serie	960	600

Per quanto riguarda la configurazione del campo solare è consigliabile che il numero di pannelli collegati in serie non superi le 6 unità. In questo modo è possibile contenere le perdite di carico del sistema, evitando quindi di dover sovradimensionare il circolatore, e allo stesso tempo limitare i problemi causati dai fenomeni di dilatazione termica dovuti agli sbalzi di temperatura ai quali i pannelli sono sottoposti. Per installazioni di più di 6 collettori conviene collegare in parallelo tra loro più batterie di collettori. È bene sottolineare il fatto che, nel caso di più collettori collegati in serie, la temperatura media della piastra aumenta progressivamente dal primo all'ultimo. L'efficienza dell'ultimo collettore è dunque sensibilmente più bassa di quella del primo. Nel caso dei collettori PVT in questione non si può peraltro pensare di collegarne un numero inferiore in serie, in quanto la temperatura raggiunta all'uscita dell'ultimo collettore sarebbe troppo bassa per l'utilizzo che se ne vuole fare.

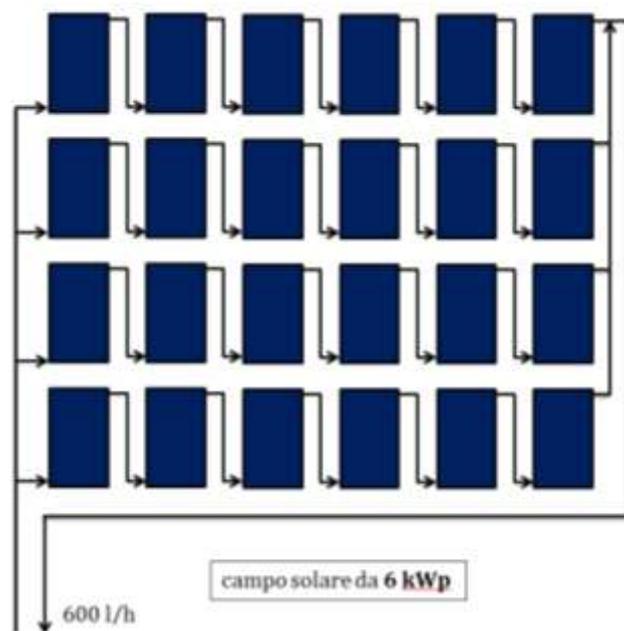
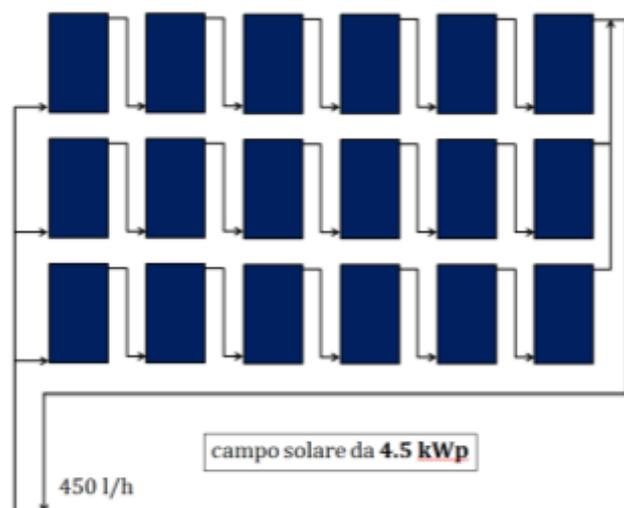
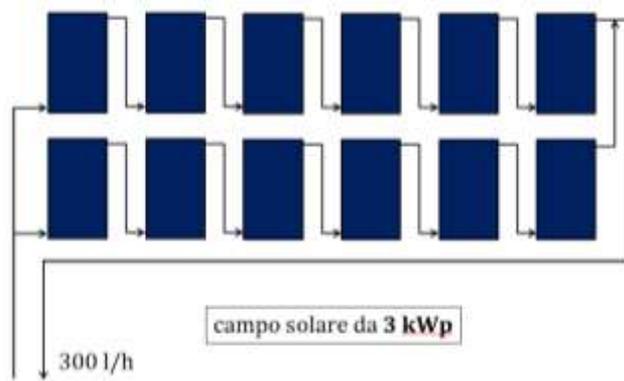


Figura 3.6: Configurazioni del campo solare delle taglie analizzate

### 3.4 Modello in Trnsys

In Figura 3.7 si può vedere il modello che è stato costruito in Trnsys, nell'interfaccia grafica Simulation Studio. Tale interfaccia permette di creare un nuovo modello in modo abbastanza semplice, selezionando i vari componenti da un elenco e trascinandoli nello spazio di lavoro. Ciascuna *type* presenta dei parametri, che vanno definiti dall'utente, degli input e degli output. Le *type* vanno quindi connesse tra loro in modo tale che ciascuna di esse abbia in ingresso le informazioni necessarie per la risoluzione delle equazioni del suo modello matematico. Molto spesso le informazioni in ingresso ad una *type* arrivano dalle uscite di altre *type*.

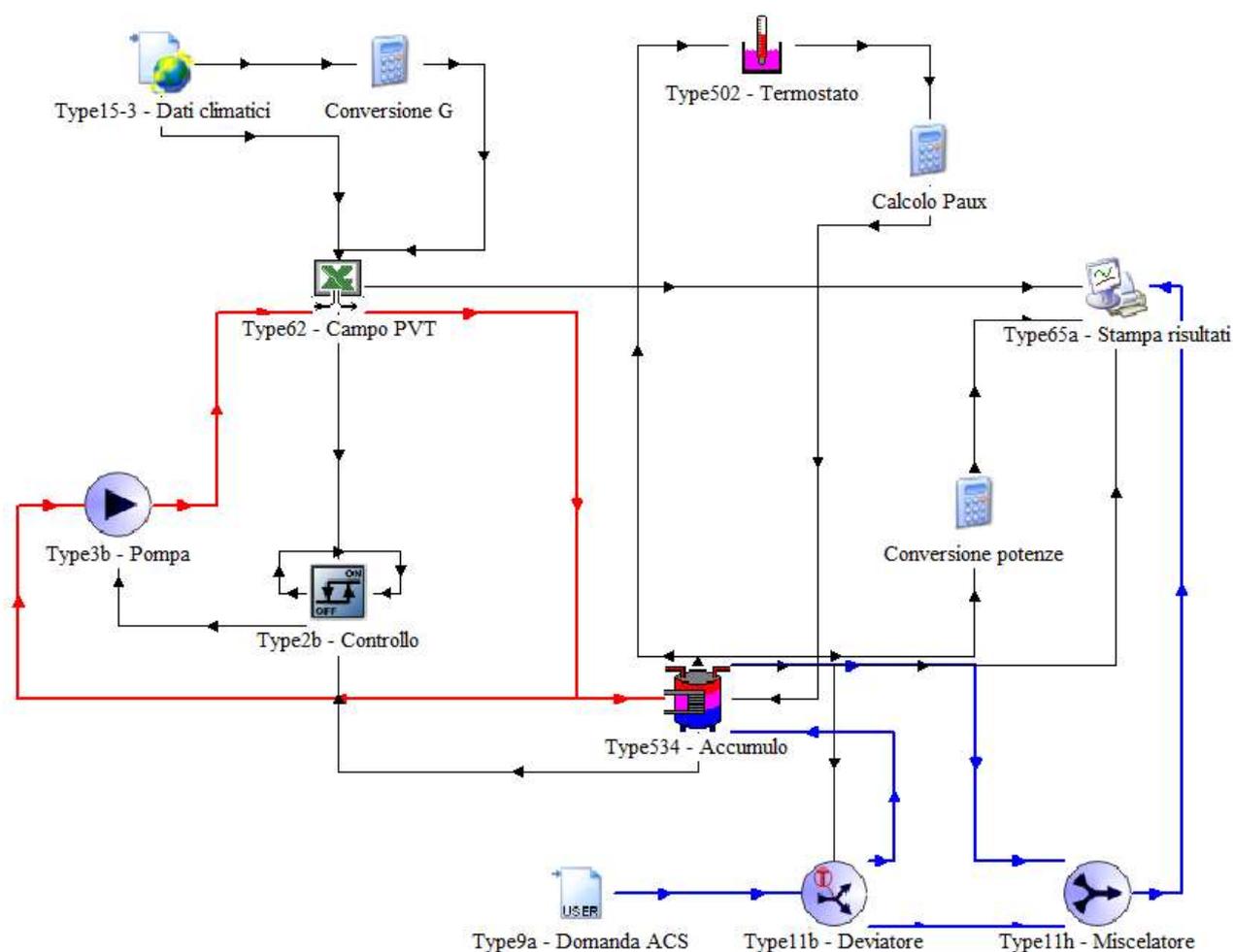


Figura 3.7: Modello in Trnsys per la simulazione della produzione di ACS

I collegamenti evidenziati in rosso rappresentano il circuito solare, quelli in blu il circuito di preparazione dell'ACS (si veda lo schema semplificato d'impianto in

Figura 3.5). Verranno ora esaminate nel dettaglio le varie *type* che costituiscono il modello.

Partiamo dalla **type 15.3**, che serve per la lettura di un file esterno di dati climatici (temperatura a bulbo secco, temperatura a bulbo bagnato, temperatura di rugiada, umidità relativa, velocità del vento, altezza e azimuth solari, irradiazione globale sulla superficie orizzontale etc.). Il file è quello che si utilizza in EnergyPlus, e nel caso specifico è stato considerato quello di Vicenza. Nel caso in cui il *timestep* della simulazione sia inferiore ad un'ora (che è l'intervallo temporale con cui i dati climatici sono riportati nel file) la *type* va ad interpolare i dati. Per quanto riguarda l'irradiazione solare, una volta specificati l'inclinazione e l'azimuth della superficie captante, che in questo caso sono stati assunti pari rispettivamente a 30° e 0° (direzione Sud), la *type* è in grado di restituire il valore dell'irradiazione globale su tale superficie, oltre che delle sue componenti diretta e diffusa.

Abbiamo poi la **type 62**, che chiama un foglio Excel esterno per simulare il comportamento termico ed elettrico del campo PVT. In Trnsys ci sarebbero in realtà delle *type* specifiche per i collettori PVT, ma tali *type* richiedono che vengano impostati una serie di parametri di cui non si è in possesso, in quanto il costruttore ha fornito solamente la curva di efficienza, nella forma già vista nel paragrafo 3.2:

$$\eta = \eta_0(1 - b_u u) - (b_1 + b_2 u) \frac{t_m - t_a}{G''}$$

Il foglio Excel avrà in ingresso:

- dai dati climatici: radiazione incidente sulla superficie, angolo di incidenza, temperatura dell'aria, temperatura di rugiada e velocità del vento;
- dalla pompa: temperatura e portata della miscela acqua e glicole che entra nei collettori.

$G''$  va calcolato seguendo il procedimento illustrato nel paragrafo 2.7, mentre per calcolare  $t_m$  si procede in maniera iterativa. Ipotizzata una temperatura di primo tentativo di uscita del fluido termovettore dal collettore si calcola la temperatura media tra ingresso e uscita dello stesso, quindi il rendimento con la relazione sopra e la potenza termica assorbita dal fluido:

$$P_{th} = \eta G'' A$$

Essendo anche

$$P_{th} = \dot{m} c_f (t_{out} - t_{in})$$

$c_f$	calore specifico del fluido termovettore
$t_{in}$	temperatura di ingresso del fluido termovettore nel collettore
$t_{out}$	temperatura di ingresso del fluido termovettore dal collettore

è possibile calcolare  $t_{out}$  dello step successivo. La procedura viene ripetuta fino a quando lo scarto tra  $P_{th}$  di due iterazioni consecutive è inferiore allo 0.01%. Per i collettori successivi della serie si ripete lo stesso procedimento, imponendo la temperatura di ingresso dell'acqua pari a quella di uscita dal collettore precedente.

Temperatura e portata della miscela che esce dal campo solare vanno date in ingresso alla **type 534**, il serbatoio di accumulo. Si tratta di un serbatoio cilindrico verticale nel quale possono essere immersi uno o più scambiatori di calore (nel caso in esame uno solo, il serpentino del circuito solare). Il fluido nel serbatoio interagisce con il fluido nello scambiatore di calore, con l'ambiente circostante e con i flussi di massa entranti e uscenti. L'utente specifica il numero di nodi orizzontali in cui viene diviso il serbatoio, potendo così controllare il grado di stratificazione dello stesso. Ogni nodo, assunto isoterma, interagisce con quello soprastante e con quello sottostante attraverso diversi meccanismi: conduzione termica, convezione naturale e convezione forzata (dovuta ai flussi immessi e prelevati dal serbatoio). A ciascun nodo può inoltre essere fornito del riscaldamento ausiliario. Il modello consente di specificare, sia per il serbatoio che per lo scambiatore di calore, la tipologia di fluido impiegato (acqua pura, acqua e glicole propilenico o acqua e glicole etilenico) e ne considera le proprietà variabili con la temperatura.

In Figura 3.8 si può vedere la finestra nella quale vanno inseriti tutti i parametri del serbatoio:

- volume, altezza e numero di nodi (nel caso considerato 5);
- coefficienti di perdita nella parte alta, del fondo e della superficie laterale del serbatoio (i serbatoi fino a 500 litri sono generalmente isolati con 5 cm di poliuretano a cella chiusa con conducibilità termica pari a  $0.025 \frac{W}{mK}$ , mentre per volumi maggiori si hanno 10 cm di poliuretano flessibile con conducibilità termica pari a  $0.038 \frac{W}{mK}$ );

- temperatura dell'ambiente in cui si trova il serbatoio, a diverse altezze;
- collocazione dell'ingresso e dell'uscita del fluido nel serbatoio (nel caso considerato l'acqua proveniente dalla rete idrica viene immessa nel nodo 5 e l'acqua calda viene prelevata dal nodo 1);
- temperatura iniziale di ciascun nodo;
- fluido nel serbatoio (acqua pura) e fluido nello scambiatore di calore (miscela di acqua e glicole al 40%);
- tipologia di scambiatore (a serpentino);
- coefficienti ed esponenti della correlazione usata per lo scambio termico;
- caratteristiche dimensionali e conducibilità termica dello scambiatore (tubo da 1" in acciaio AISI 316L).

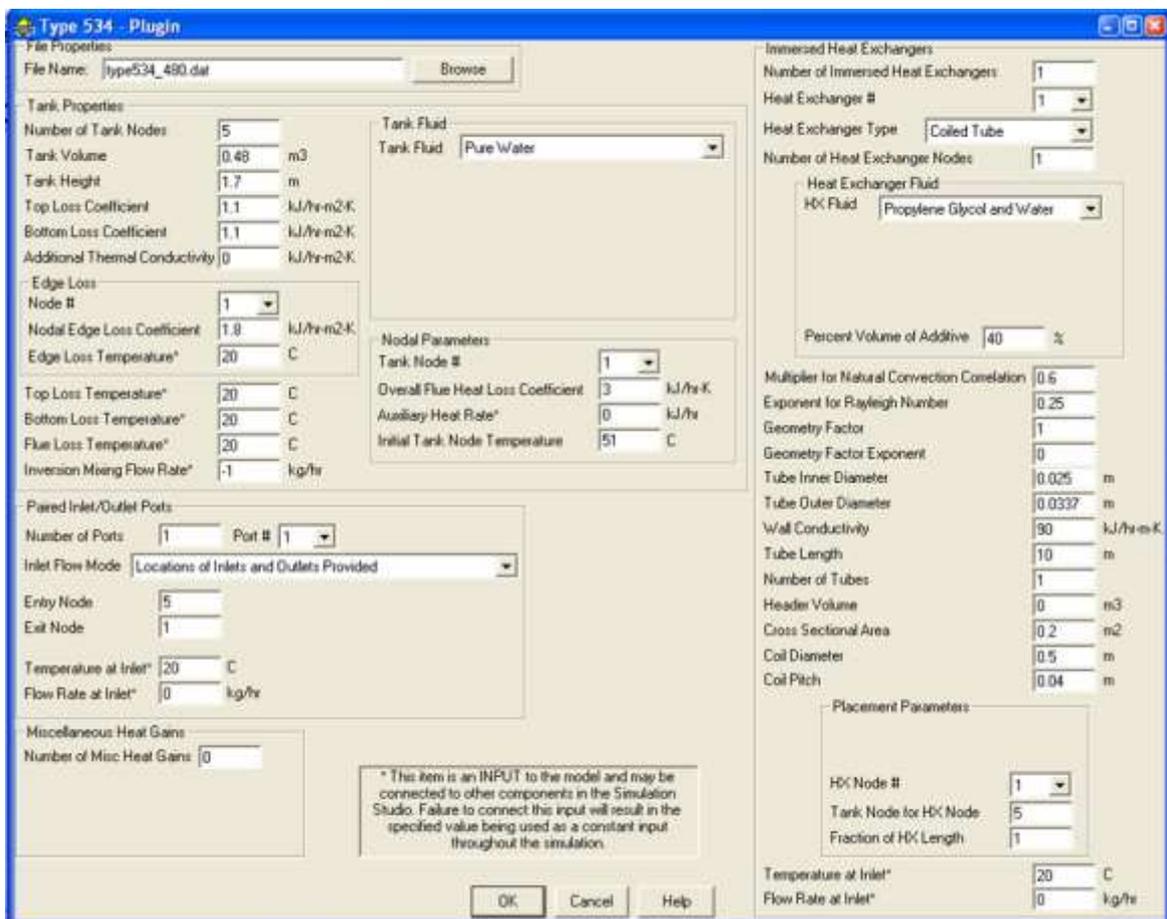


Figura 3.8: Finestra delle impostazioni della type 534

Alla circolazione del fluido termovettore provvede una pompa a velocità costante (**type 3b**), la cui accensione è comandata da un sistema di controllo differenziale di tipo on/off (**type 2b**) mediante un parametro che può assumere il valore 1 o 0. Tale

segnale viene scelto in funzione della differenza tra due temperature,  $T_u$  (*upper input temperature*) e  $T_l$  (*lower input temperature*), confrontata con due differenziali,  $\Delta T_u$  (*upper dead band*) e  $\Delta T_l$  (*lower dead band*). Il nuovo valore della funzione di controllo calcolato in un certo timestep dipende dal valore della stessa nel precedente timestep. Esaminiamo i casi possibili:

- $f = 0 \rightarrow$  se  $T_u - T_l > \Delta T_u$  allora  $f' = 1$   
altrimenti  $f' = 0$
- $f = 1 \rightarrow$  se  $T_u - T_l < \Delta T_l$  allora  $f' = 0$   
altrimenti  $f' = 1$

Nell'impianto analizzato  $T_u = T_{out}$  (temperatura della miscela di acqua e glicole in uscita dai collettori) e  $T_l = T_5$  (temperatura della parte più bassa del serbatoio, il nodo 5), mentre per i differenziali è stato scelto  $\Delta T_u = 8 \text{ K}$  e  $\Delta T_l = 2 \text{ K}$ .

La *type* utilizzata per l'accumulo prevede che sia possibile somministrare calore a ciascun nodo in maniera indipendente, in modo da simulare un processo di riscaldamento ausiliario. Nel caso in esame si è deciso di mantenere sempre i primi due nodi del serbatoio ad una temperatura pari ad almeno 50°C. È stato quindi collegato al nodo 2 un termostato a 3 stadi (**type 502**) che restituisce 3 segnali, ciascuno dei quali assume un valore pari a 1 o 0 a seconda della temperatura misurata. Ciascun segnale va moltiplicato per la potenza del corrispondente stadio del riscaldatore ausiliario e il risultato va dato in input al nodo 2.

Per quanto riguarda il circuito dell'acqua sanitaria si parte dalla **type 9a**, la quale legge da un file esterno la portata di ACS richiesta dall'utenza ad intervalli di 15 minuti. Tale file è stato costruito partendo da dati statistici normalizzati (IEA Annex 42). La portata d'acqua prelevata dalla rete idrica ad una temperatura di 15°C (assunta costante durante l'anno) va in un deviatore (**type 11b**) che ne manda una parte al nodo 5 dell'accumulo. Questa quantità viene calcolata in modo tale che, quando la **type 11h** miscela la rimanente portata di acqua fredda con quella calda prelevata dal nodo 1 dell'accumulo, non si superi la temperatura di set point dell'ACS (50°C).

Con la **type 65a** è infine possibile stampare i risultati su un file esterno. Da notare che nel modello sono state inserite anche delle calcolatrici, utilizzate per la conversione dei valori assunti da alcuni parametri in una diversa unità di misura.

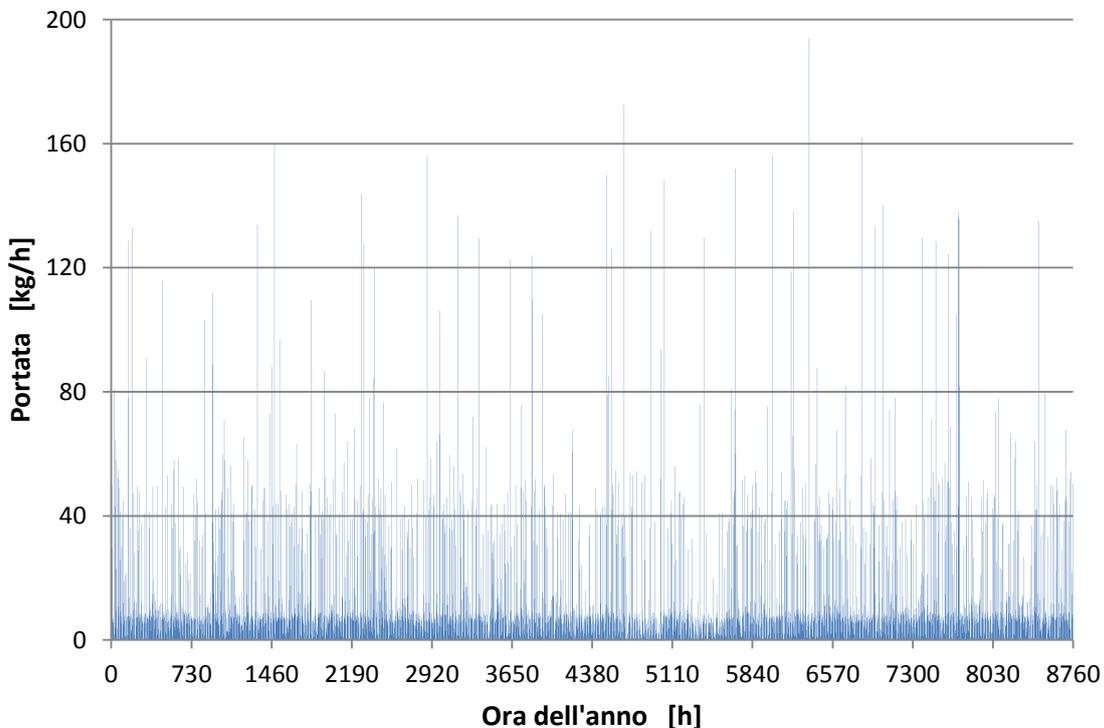


Figura 3.9: Domanda di ACS durante l'anno (IEA Annex 42)

### 3.5 Simulazione del sistema e risultati

Prima di avviare la simulazione dall'interfaccia Simulation Studio bisogna definire alcuni parametri nella sezione *Control Card*:

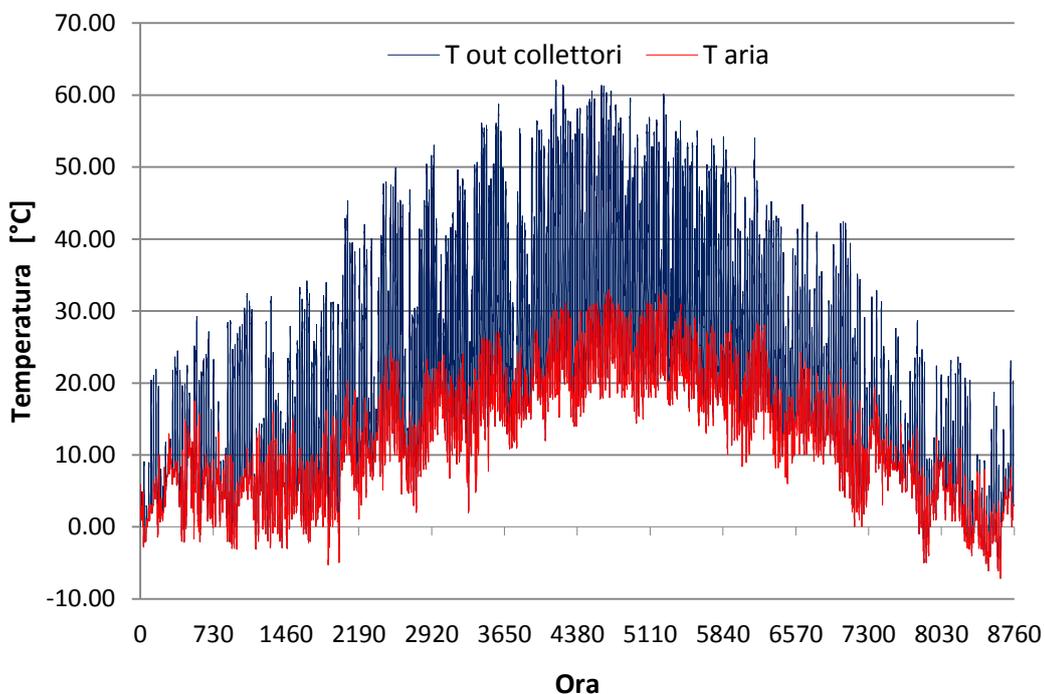
- istante in cui inizia la simulazione: ora 0;
- istante in cui termina la simulazione: ora 8760;
- intervallo di tempo tra step di simulazione successivi: 15 minuti.

È inoltre necessario fornire al programma l'ordine secondo il quale lavorare sulle *type* (Figura 3.10), in modo da evitare che si trovi ad operare su dati che non sono ancora stati aggiornati.

Name	Index
CONTROL CARD	1
Type15-3	2
Equa	3
Type2b	4
Type534	5
Type3b	6
Type62	7
Type502	8
Equa-3	9
Type9a	10
Type11b	11
Type11h	12
Equa-2	13
Type65a	14

**Figura 3.10: Ordine delle type secondo cui viene effettuata la simulazione**

Nella figura seguente è possibile vedere l'andamento delle temperature che si ottengono in uscita dal campo di collettori PVT durante l'anno, oltre a quello della temperatura dell'aria esterna. Si nota subito come le temperature che si riescono a raggiungere siano basse se paragonate a quelle dei tradizionali collettori piani vetrati: nei mesi più caldi si toccano solo sporadicamente i 60°C. È evidente quindi che le prestazioni di un siffatto sistema per la produzione di ACS saranno modeste.



**Figura 3.11: Andamento annuale della temperatura del fluido in uscita dai collettori e della temperatura dell'aria per la località di Vicenza**

Nel procedere con l'analisi dei risultati è importante definire un parametro cui si fa sempre riferimento nella trattazione dei sistemi solari, il fattore di copertura. Si tratta della percentuale di energia termica fornita dai collettori rispetto a quella necessaria per coprire l'intero fabbisogno, riguardi esso la produzione di ACS o il riscaldamento dell'edificio. Nel caso in esame si ha quindi:

$$f = \frac{\text{energia dai PVT}}{\text{energia dai PVT} + \text{energia di integrazione}}$$

dove per energia di integrazione si intende l'energia elettrica assorbita dalla resistenza che scalda la parte alta del bollitore quando l'energia termica raccolta dai collettori PVT non è sufficiente a mantenerlo ad una certa temperatura. Questo termine comprende dunque le perdite di energia termica dell'accumulo verso l'ambiente in cui è installato.

In Figura 3.12 è diagrammato, per le 3 taglie esaminate, quanto si ottiene dall'elaborazione dei risultati fatta mese per mese:

- energia termica ceduta dal serpentino del circuito solare all'accumulo;
- energia elettrica assorbita dalla resistenza;
- fattore di copertura mensile.

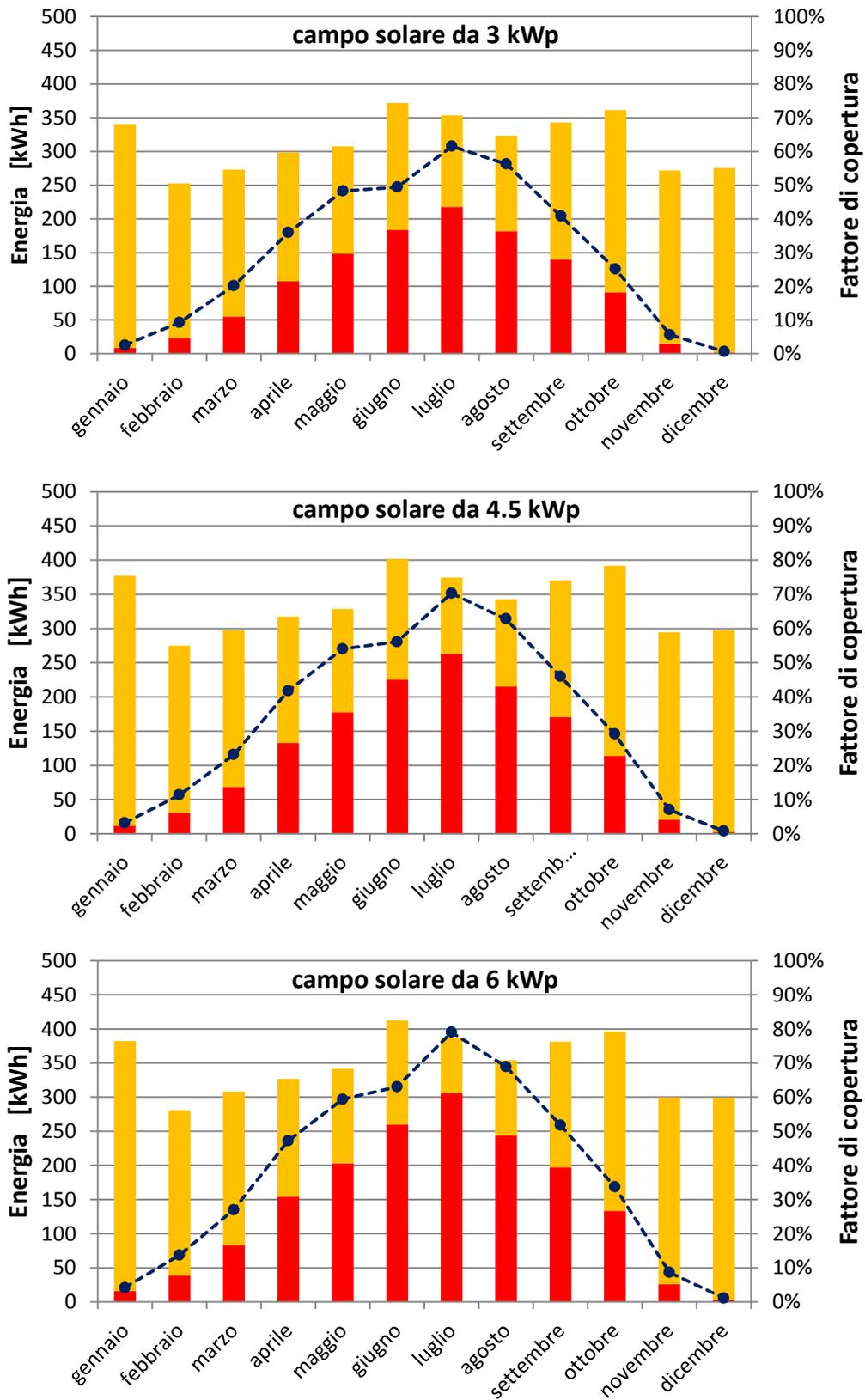
Il fattore di copertura massimo si ha ovviamente nel mese di luglio, con valori del 62%, 70% e 79% per gli impianti da 3 kWp, 4.5 kWp e 6 kWp rispettivamente.

**Tabella 3.2: Risultati annuali**

Taglia dell'impianto	3 kWp	4.5 kWp	6 kWp
Energia dai PVT	1174 kWh	1434 kWh	1664 kWh
Perdite del serbatoio	871 kWh	965 kWh	1049 kWh
Energia ausiliaria	2600 kWh	2635 kWh	2505 kWh
Fattore di copertura	31.1%	35.2%	39.9%

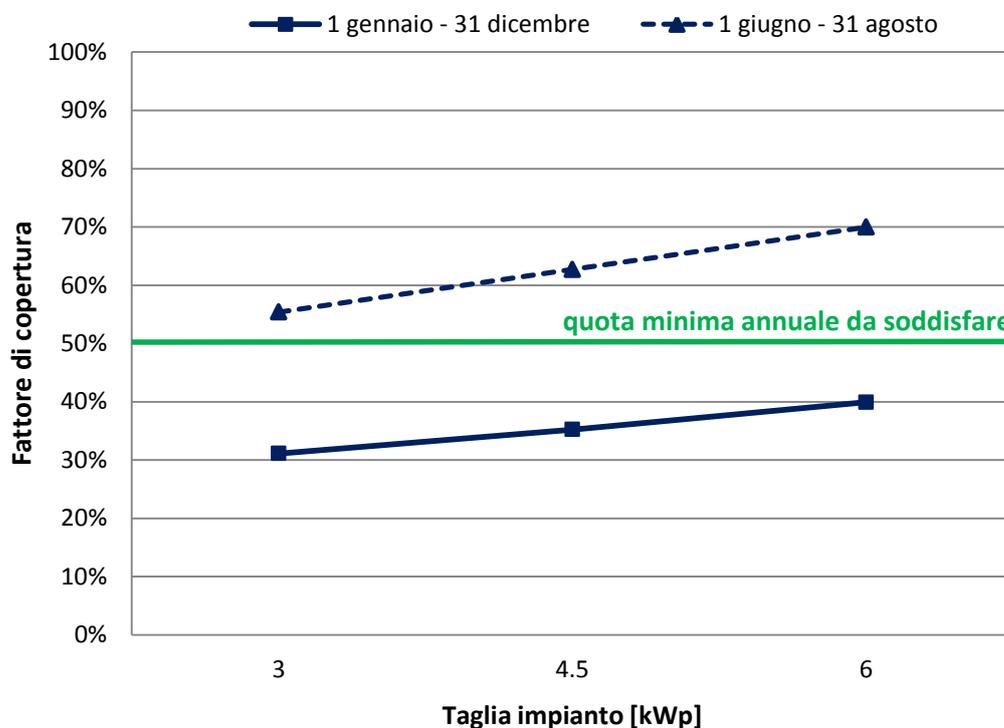
Nella tabella sopra sono riassunti i risultati che si ottengono considerando l'intervallo temporale di un anno. Le prestazioni in termini di fattore di copertura sono abbastanza limitate: si va dal 31% della taglia più piccola (circa 18 m<sup>2</sup> di collettori) al 40% di quella più grande (circa 36 m<sup>2</sup> di collettori).

■ Energia dai PVT   
 ■ Energia AUSILIARIA   
 -●- Fattore di COPERTURA MENSILE



**Figura 3.12: Risultati delle simulazioni del sistema analizzato per la località di Vicenza, considerando un fabbisogno medio di ACS pari a 200 litri/giorno**

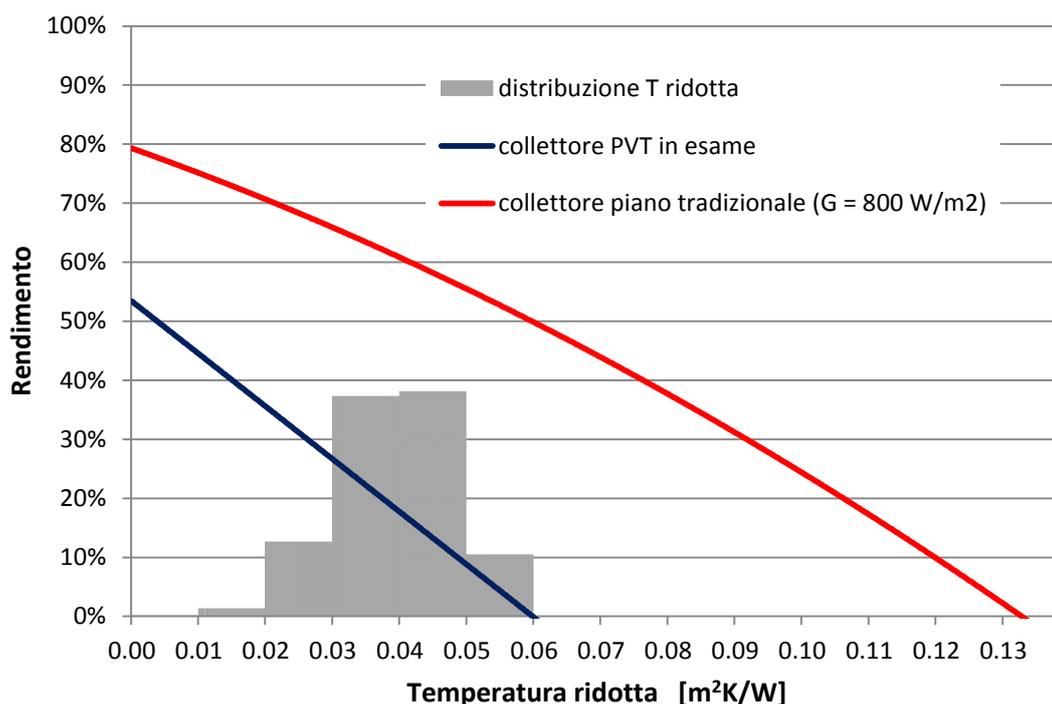
Dal diagramma seguente si può vedere come nessuna delle 3 taglie del sistema analizzato riesca a soddisfare i requisiti di legge (Decreto Legislativo n. 28/11), che per gli edifici di nuova costruzione e per le ristrutturazioni rilevanti di edifici esistenti prevedono che almeno il 50% del fabbisogno di ACS sia soddisfatto ricorrendo ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il fabbisogno va calcolato sulla base della superficie utile dell'edificio secondo quanto previsto dalla UNI/TS 11300-2. Nel caso esaminato è stato considerato un fabbisogno di 200 litri/giorno, corrispondente ad un'abitazione di circa 140 m<sup>2</sup> (si veda la Figura 3.3).



**Figura 3.13: Fattore di copertura calcolato sull'intero anno e sul solo periodo estivo**

Considerata l'entità delle superfici in gioco i risultati ottenuti non sono soddisfacenti. Ciò era prevedibile anche solo confrontando la curva di efficienza del pannello PVT in esame con quella di un comune pannello piano vetrato, come si può vedere in Figura 3.14. Mentre il primo parte da un rendimento ottico del 53%, il secondo ha infatti un rendimento massimo dell'ordine dell'80% se non di più. L'efficienza del PVT, inoltre, diminuisce più velocemente all'aumentare della temperatura ridotta. Considerando il sistema da 3 kWp, è stata calcolata la temperatura ridotta che si ha nelle ore in cui la pompa del circuito solare è in

funzione. La frequenza con cui la temperatura ridotta cade all'interno di un certo intervallo è stata quindi rappresentata sullo stesso diagramma. Per l'85% del tempo in cui la pompa è in funzione il rendimento dei pannelli PVT è inferiore al 25% ed è molto più basso di quello che si avrebbe con dei pannelli piani vetrati. Per ridurre questo gap si può pensare di isolare la parte posteriore della piastra: la curva di efficienza del collettore PVT partirebbe dallo stesso rendimento ottico (intersezione con l'asse delle ordinate), ma scenderebbe più lentamente.



**Figura 3.14: Confronto tra la curve di efficienza del collettore PVT in esame e quella di un comune collettore piano vetrato, in relazione alla distribuzione della temperatura ridotta della località di Vicenza durante le effettive ore di funzionamento**

### 3.6 Altri sistemi analizzati

Un miglioramento delle prestazioni del sistema si potrebbe ottenere aumentando le dimensioni del serbatoio, tenendo però conto del fatto che ciò comporta una diminuzione del massimo livello di temperatura raggiungibile. Anziché mantenere l'accumulo in temperatura con delle resistenze nella parte alta, si può inoltre pensare di ricorrere ad uno scaldacqua a gas a valle dell'accumulo stesso per portare l'ACS alla temperatura desiderata.

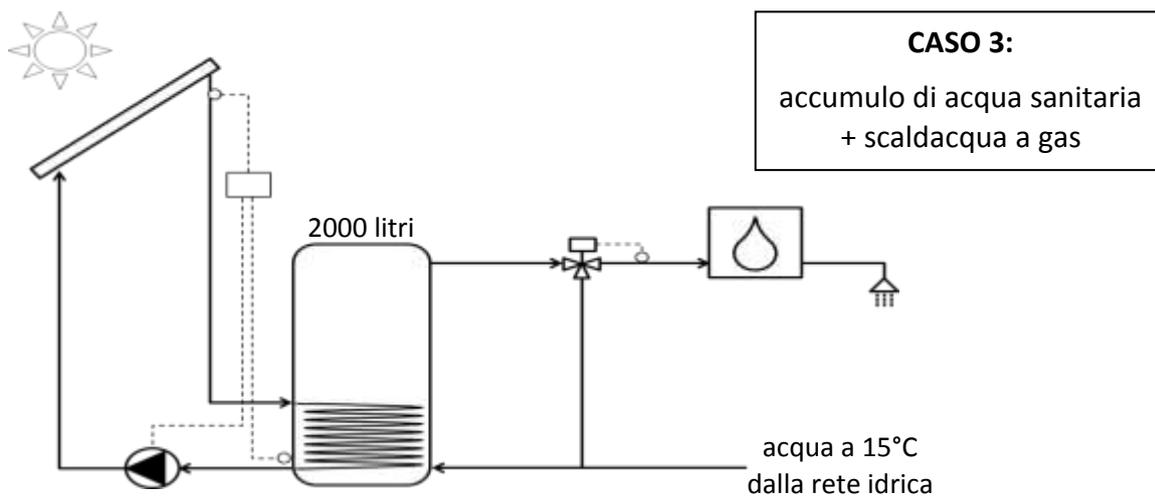
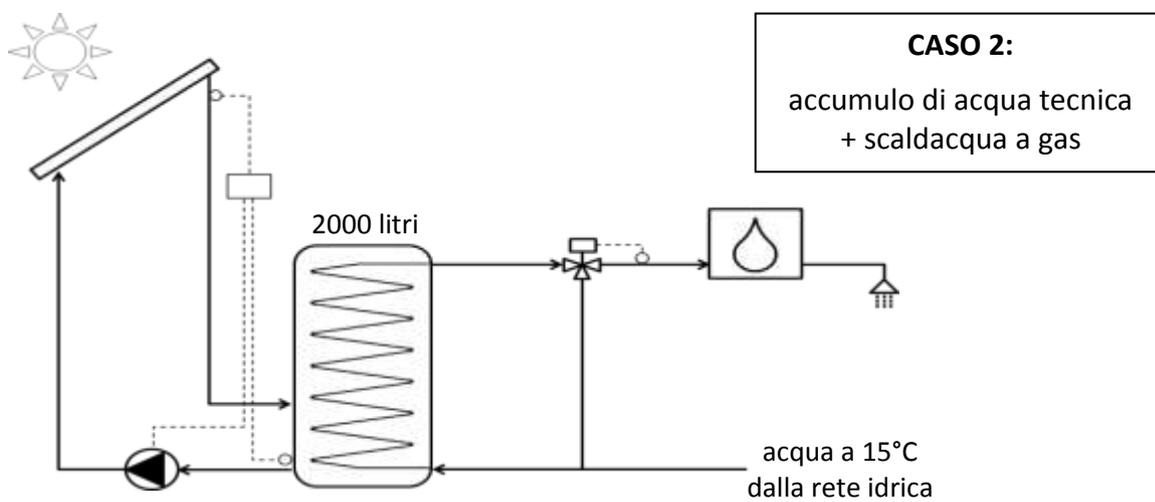
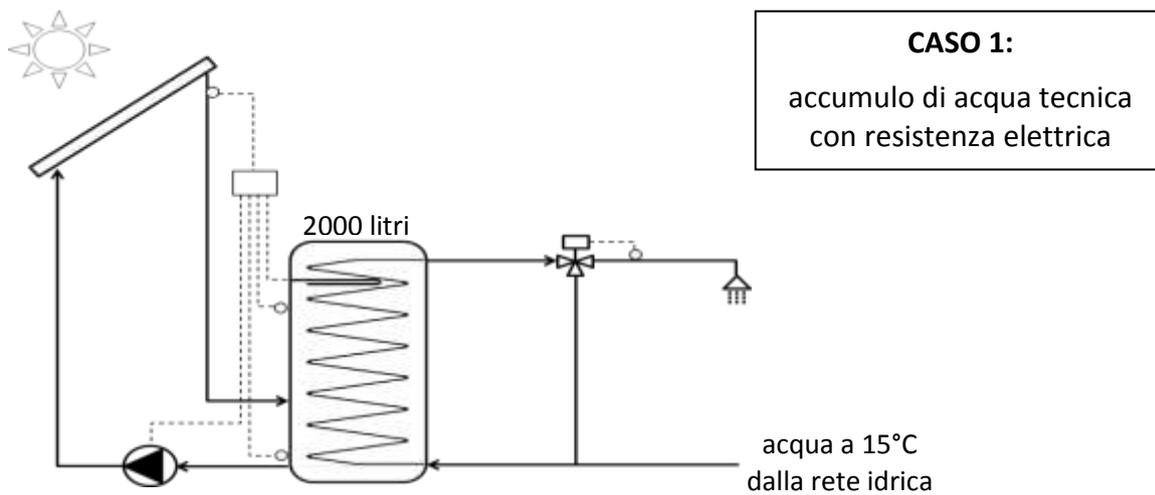
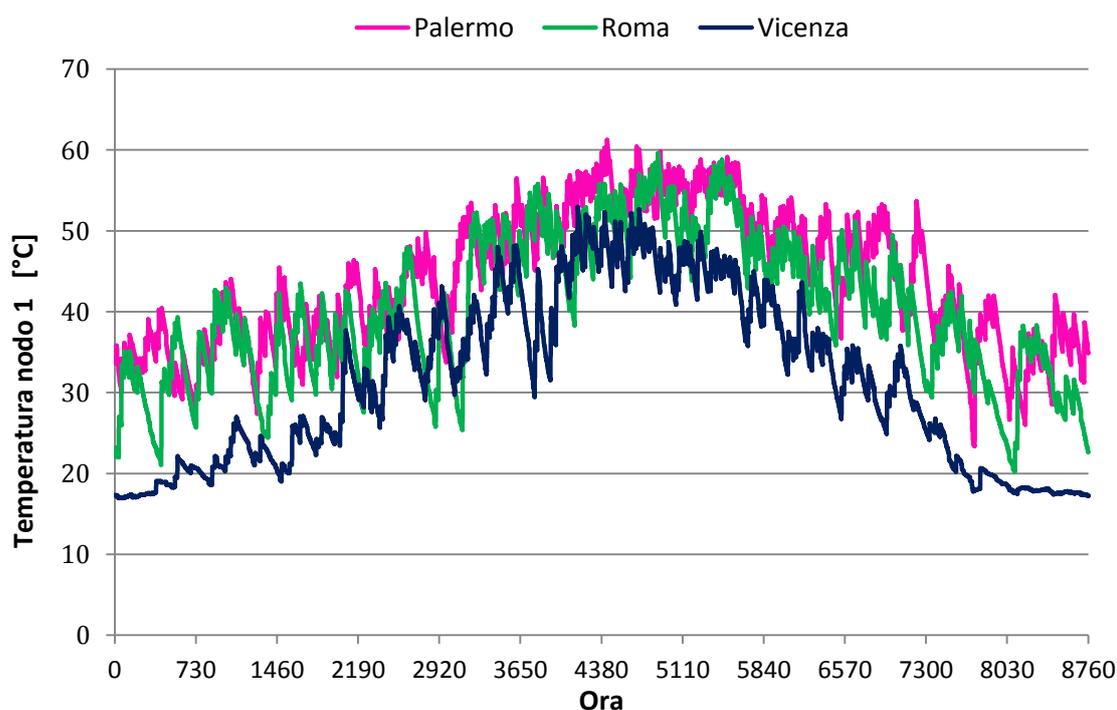


Figura 3.15: Altre configurazioni analizzate , tutte con un campo solare da 4.5 kWp e un serbatoio di accumulo da 2000 litri

Per le simulazioni è stato scelto il sistema da 4.5 kWp, con un serbatoio di accumulo da 2000 litri. Le 3 configurazioni rappresentate in Figura 3.15 sono state simulate per diversi valori della temperatura dell'ACS (45, 50 e 55°C) e diverse località italiane (Vicenza, Roma e Palermo).

Le impostazioni dei parametri delle *type* dei modelli in Trnsys sono del tutto analoghe a quelle delle prime simulazioni effettuate, eccetto per quel che riguarda l'accumulo. Oltre a modificarne le dimensioni vanno infatti aggiustati i parametri del serpentino, che avrà una maggiore superficie di scambio e che, nel caso in cui la produzione di ACS sia istantanea, sarà distribuito sull'intera altezza del serbatoio.

Nella figura seguente è riportato, a titolo di esempio, l'andamento delle temperature della parte più alta del serbatoio di accumulo che si ottiene dalle simulazioni del sistema 2 con una temperatura di set point dell'ACS pari a 50 °C.



**Figura 3.16: Andamento delle temperature nella parte più alta (nodo 1) del serbatoio del sistema 2 nel caso  $T_{ACS}=50^{\circ}C$**

In Tabella 3.3 è possibile vedere i risultati che si ottengono dalle simulazioni dei 3 diversi sistemi. Oltre al fattore di copertura del fabbisogno (calcolato ipotizzando per lo scaldacqua un rendimento pari al 90%), è interessante considerare il risparmio di energia primaria che si può avere rispetto al caso in cui l'ACS sia prodotta con un sistema di tipo tradizionale, cioè con una caldaia a gas.

Tabella 3.3: Risultati delle simulazioni, parte termica

		VICENZA			ROMA			PALERMO		
T set point ACS [°C]		45	50	55	45	50	55	45	50	55
<b>CASO 1:</b> serbatoio di ACQUA TECNICA con resistenza	Energia dai PVT [kWh]	1690	1703	1712	2888	2870	2875	3388	3377	3351
	Energia da resistenza elettrica [kWh]	1925	2400	2880	1205	1715	2200	938	1433	1950
	Fattore di copertura	<b>47%</b>	<b>42%</b>	<b>37%</b>	<b>71%</b>	<b>63%</b>	<b>57%</b>	<b>78%</b>	<b>70%</b>	<b>63%</b>
<b>CASO 2:</b> serbatoio di ACQUA TECNICA con scaldacqua a valle	Energia dai PVT [kWh]	2010	2031	2032	3264	3342	3363	3724	3847	3898
	Energia da scaldacqua [kWh]	1273	1674	2097	605	940	1339	406	689	1057
	Fattore di copertura	<b>59%</b>	<b>52%</b>	<b>47%</b>	<b>83%</b>	<b>76%</b>	<b>69%</b>	<b>89%</b>	<b>83%</b>	<b>77%</b>
	Energia primaria [kWh]	1414	1860	2330	672	1044	1488	451	766	1174
	Energia primaria rispetto al caso base	-50%	-44%	-38%	-76%	-68%	-61%	-84%	-77%	-69%
<b>CASO 3:</b> serbatoio di ACQUA SANITARIA con scaldacqua a valle	Energia dai PVT [kWh]	2126	2149	2149	3392	3476	3499	3839	3970	4025
	Energia da scaldacqua [kWh]	1212	1611	2035	550	880	1278	368	645	1009
	Fattore di copertura	<b>61%</b>	<b>55%</b>	<b>49%</b>	<b>85%</b>	<b>78%</b>	<b>71%</b>	<b>90%</b>	<b>85%</b>	<b>78%</b>
	Energia primaria [kWh]	1347	1790	2261	611	978	1420	409	717	1121
	Energia primaria rispetto al caso base	-52%	-46%	-40%	-78%	-70%	-62%	-86%	-78%	-70%

Si può innanzitutto notare come il fattore di copertura sia significativamente più alto nei casi 2 e 3 rispetto al caso 1. Mentre la resistenza deve mantenere ad una determinata temperatura una certa porzione dell'accumulo, con lo scaldacqua a gas a valle del serbatoio si fornisce alla sola portata d'acqua richiesta dall'utenza la quantità di energia necessaria per portarla dalla temperatura a cui esce dal serbatoio a quella prestabilita. Con le configurazioni 2 e 3 si riesce così a raggiungere l'obiettivo del 50% anche nella località più sfavorita tra quelle esaminate. All'aumentare della temperatura di set point diminuisce, come è logico che sia, il fattore di copertura, nella misura di circa 6 punti percentuali ogni 5°C, sia per la configurazione 2 che per la 3.

Le differenze tra il caso 2 e il 3 sono minime, pari in media a 2 punti percentuali a favore del 3. Per quanto riguarda invece le diverse località esaminate, le differenze tra Vicenza e Roma sono notevoli (più di 20 punti percentuali), mentre tra Roma e Palermo sono molto meno marcate (circa 6-7 punti percentuali).

Nella tabella seguente si può vedere quale sarebbe il fabbisogno di energia primaria per produrre l'ACS con uno scaldacqua a gas. Nel calcolo il rendimento dello scaldacqua viene considerato pari al 90%, mentre il fattore di conversione dell'energia termica in energia primaria è pari a 1.

**Tabella 3.4: Calcolo del fabbisogno di energia primaria per la produzione di ACS con caldaia**

T rete idrica [°C]	15		
T set point ACS [°C]	45	50	55
Fabbisogno termico annuale [kWh]	2546	2971	3395
Fabbisogno annuale di energia primaria [kWh]	2829	3301	3773

L'energia primaria risparmiata con le configurazioni impiantistiche 2 e 3 rispetto alla produzione con scaldacqua (si veda la Tabella 3.3) è notevole. Nel caso 2, con  $T_{ACS}=50^{\circ}C$ , si va dal 44% di Vicenza al 68% di Roma e al 77% di Palermo.

In Tabella 3.5 viene confrontata la produzione elettrica che si ottiene dai diversi impianti con quella che si avrebbe se i pannelli non fossero raffreddati allo scopo di produrre ACS. Il miglioramento va dall'1.6% al 3.0% ed è più alto per le località più calde, per temperature più alte di produzione dell'ACS e per le configurazioni 2 e 3 rispetto alla 1.

Tabella 3.5: Risultati delle simulazioni, parte elettrica, con e senza la contemporanea produzione di ACS

		VICENZA			ROMA			PALERMO		
T set point ACS [°C]		45	50	55	45	50	55	45	50	55
<b>CASO 1:</b> serbatoio di ACQUA TECNICA con resistenza	Energia elettrica prodotta [kWh]	4624	4623	4624	6125	6124	6124	6842	6841	6840
	Variazione di produzione rispetto al solo PV	1.6%	1.6%	1.6%	2.4%	2.4%	2.4%	2.6%	2.6%	2.6%
<b>CASO 2:</b> serbatoio di ACQUA TECNICA con scaldacqua a valle	Energia elettrica prodotta [kWh]	4636	4637	4637	6142	6146	6147	6858	6864	6867
	Variazione di produzione rispetto al solo PV	1.9%	1.9%	1.9%	2.7%	2.7%	2.8%	2.8%	2.9%	3.0%
<b>CASO 3:</b> serbatoio di ACQUA SANITARIA con scaldacqua a valle	Energia elettrica prodotta [kWh]	4638	4639	4639	6144	6148	6149	6860	6866	6868
	Variazione di produzione rispetto al solo PV	1.9%	2.0%	2.0%	2.7%	2.8%	2.8%	2.9%	3.0%	3.0%
Produzione elettrica solo PV [kWh]		4550			5982			6668		

# Capitolo 4: Riscaldamento

Dopo la trattazione del problema della produzione di ACS del capitolo precedente, in questo si affronta un'altra importante tematica: la possibilità di utilizzare l'energia captata dai collettori PVT per riscaldare un edificio monofamiliare di piccole dimensioni. L'obiettivo è quello di capire che quota del fabbisogno energetico si riuscirebbe a coprire con un sistema di questo tipo, l'entità di eventuali integrazioni necessarie e l'ammontare della riduzione del fabbisogno di energia primaria rispetto ad un impianto di tipo tradizionale (riscaldamento con generatore a gas).

## 4.1 Sistema analizzato

In Figura 4.1 si può vedere lo schema semplificato dell'impianto considerato, costituito dai seguenti componenti principali:

- collettori PVT;
- serbatoio di accumulo di acqua tecnica;
- sistema di controllo del circuito solare;
- pompa di calore acqua-acqua (WWHP);
- pompa di calore aria-acqua (AWHP);
- sistema che controlla l'entrata in funzione delle pompe di calore.

In questo caso il fluido del circuito solare viene immesso direttamente nel serbatoio, serbatoio dal quale viene prelevata l'acqua che fa da sorgente termica per la WWHP. A seconda della località dove è ubicato l'impianto, si può verificare che la temperatura dell'acqua nell'accumulo scenda al di sotto del limite minimo di funzionamento della pompa di calore, soprattutto nei mesi più freddi, quando il contributo dei collettori PVT è limitato e elevato è l'assorbimento di energia termica all'evaporatore. Alla WWHP viene per questo motivo affiancata un'AWHP che entra

in funzione quando la sorgente termica della prima è troppo fredda. Il sistema di controllo può inoltre essere studiato in modo tale da far funzionare, sulla base della temperatura della sorgente acqua e di quella della sorgente aria, la PDC che in quel momento presenta il COP più elevato. In questo modo è possibile operare sempre con la sorgente più favorevole.

Le prestazioni delle pompe di calore sono tanto più elevate quanto più bassa è la temperatura alla quale lavorano i terminali di emissione. Un sistema di questo tipo avrà dunque delle buone prestazioni se abbinato ad impianti a bassa temperatura.

Nel caso l'edificio sia climatizzato con un impianto di tipo radiante o con ventilconvettori, l'AWHP può tra l'altro provvedere al fabbisogno di raffrescamento estivo.

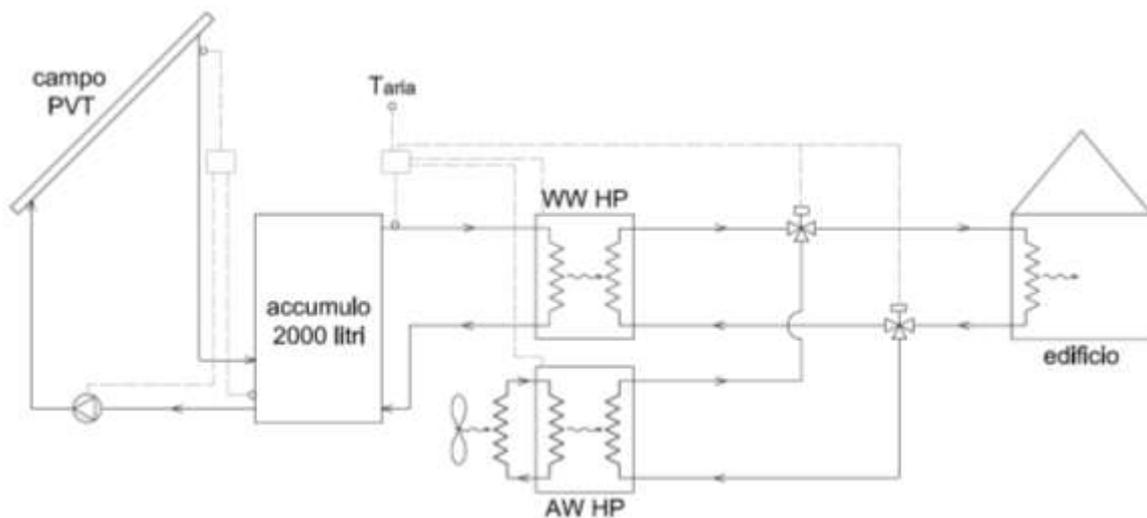


Figura 4.1: Configurazione dell'impianto utilizzata per il modello

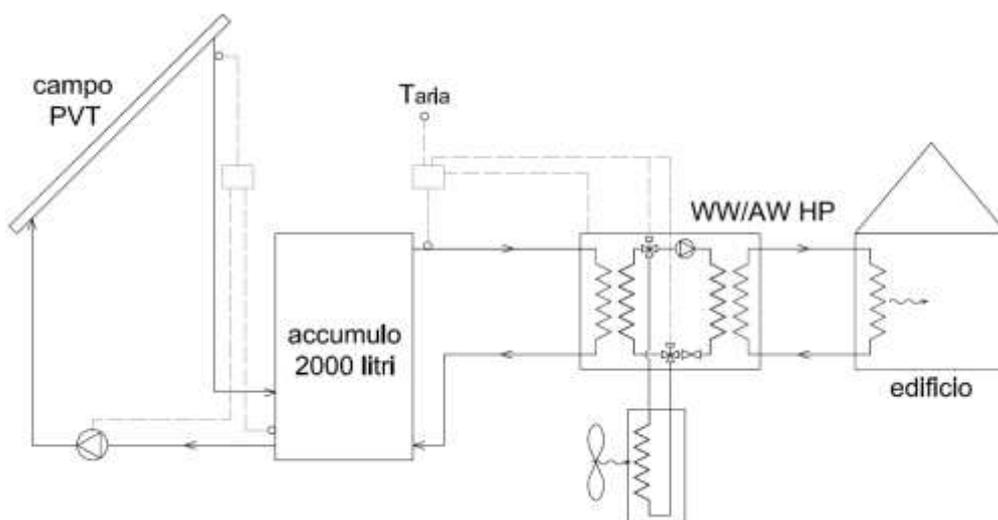


Figura 4.2: Configurazione realistica probabile dell'impianto

In Figura 4.2 è rappresentata una configurazione dell'impianto che prevede, al posto di due PDC distinte, una PDC di tipo ibrido, in grado cioè di funzionare utilizzando come sorgente esterna sia l'acqua che l'aria. Tale tipo di sistema consente una riduzione dei costi rispetto all'impiego di due PDC distinte.

Le simulazioni sono state fatte per l'impianto di Figura 4.1, considerando una taglia pari a 4.5 kWp (18 collettori). La configurazione del collegamento dei moduli è la stessa che è stata considerata nel capitolo precedente (3 stringhe da 6 moduli in serie), con una portata pari a 150 l/h per collettore, quindi 450 l/h complessivi. Anche in questo caso sono state considerate le località di Vicenza, Roma e Palermo, delle quali nella tabella seguente si trovano alcuni parametri caratteristici: temperatura media annuale, numero di gradigiorno, zona climatica e periodo di riscaldamento.

**Tabella 4.1: Alcune caratteristiche delle città considerate**

Città	$T_{e,m}$	GG	Zona climatica	Periodo di riscaldamento
Vicenza	13.2°C	2371	E	15 ottobre - 15 aprile
Roma	16.3°C	1415	D	1 novembre - 15 aprile
Palermo	18.0°C	751	B	1 dicembre - 31 marzo

## **4.2 Determinazione del fabbisogno energetico dell'edificio considerato**

Il primo passo da fare è la scelta dell'edificio che si vuole riscaldare con il sistema di Figura 4.1. È stata considerata un'abitazione monofamiliare di 2 piani (6 × 9 m in pianta) con tetto a falde inclinate di 30°, una delle quali orientata in direzione Sud. La superficie complessiva di tale edificio è di 108 m<sup>2</sup>. Per le finestre è stata ipotizzata una superficie complessiva di 18 m<sup>2</sup>, 5 m<sup>2</sup> per la pareti a Nord e quella a Sud e 4 m<sup>2</sup> per quella a Est e quella ad Ovest.

Nella tabella seguente si trovano le stratigrafie delle strutture opache (falde del tetto, pareti interne ed esterne, solai). Di ciascuna struttura sono indicati, oltre al valore della trasmittanza termica complessiva, lo spessore, la conducibilità termica, il calore specifico e la densità del materiale dei singoli strati.

**Tabella 4.2: Stratigrafia e proprietà delle strutture opache**

<b>Tetto</b>				
Strato	s [cm]	$\lambda$ [W/mK]	c [kJ/kgK]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
intonaco di calce e gesso	1.5	0.7	0.91	1400
tavolati di legno	10	0.14	2.7	800
poliuretano	10	0.032	1.4	32
guaina	1	0.23	1.4	1100
Resistenza convettiva lato interno	0.107 m <sup>2</sup> K/W			
Resistenza convettiva lato esterno	0.043 m <sup>2</sup> K/W			
TRASMITTANZA TOTALE	0.247 W/m <sup>2</sup> K			

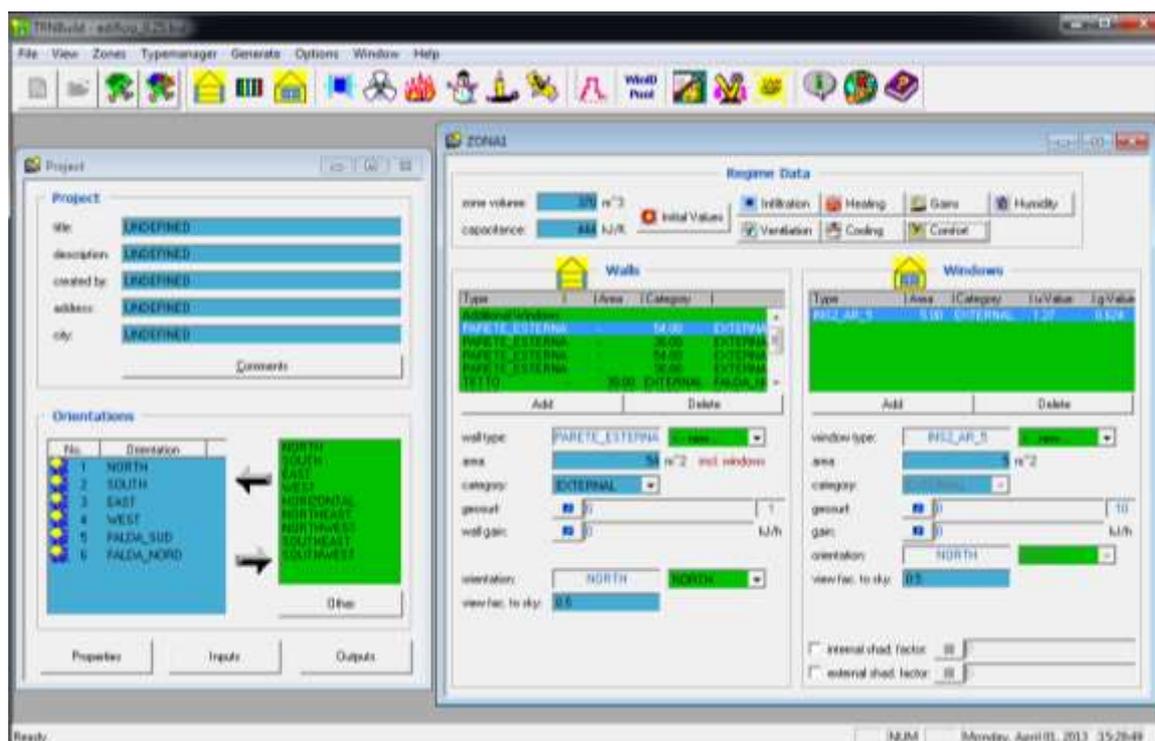
<b>Parete esterna</b>				
Strato	s [cm]	$\lambda$ [W/mK]	c [kJ/kgK]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
intonaco di calce e gesso	1.5	0.7	0.91	1400
foratini in laterizio	8	0.3	0.84	800
polistirene	10	0.04	1.35	30
mattoni forati	25	0.5	0.84	1200
intonaco cementizio	1.5	0.9	0.91	1800
Resistenza convettiva lato interno	0.327 m <sup>2</sup> K/W			
Resistenza convettiva lato esterno	0.056 m <sup>2</sup> K/W			
TRASMITTANZA TOTALE	0.271 W/m <sup>2</sup> K			

<b>Parete interna</b>				
Strato	s [cm]	$\lambda$ [W/mK]	c [kJ/kgK]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
intonaco di calce e gesso	1.5	0.7	0.91	1400
foratini in laterizio	8	0.3	0.84	800
intonaco calce e gesso	1.5	0.7	0.91	1400
Resistenza convettiva lato interno	0.327 m <sup>2</sup> K/W			
Resistenza convettiva lato esterno	0.056 m <sup>2</sup> K/W			
TRASMITTANZA TOTALE	1.444 W/m <sup>2</sup> K			

<b>Solaio interpiano</b>				
Strato	s [cm]	$\lambda$ [W/mK]	c [kJ/kgK]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
piastrelle in ceramica	1	1	0.8	2300
massetto	5	0.93	0.88	1800
calcestruzzo alleggerito	13	0.16	1.2	500
soletta	16	0.53	0.84	486
intonaco di calce e gesso	1.5	0.7	0.91	1400
Resistenza convettiva superiore	0.107 m <sup>2</sup> K/W			
Resistenza convettiva inferiore	0.107 m <sup>2</sup> K/W			
TRASMITTANZA TOTALE	0.707 W/m <sup>2</sup> K			

Solaio controterra				
Strato	s [cm]	$\lambda$ [W/mK]	c [kJ/kgK]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
piastrelle in ceramica	1	1	0.8	2300
massetto	5	0.93	0.88	1800
calcestruzzo alleggerito	13	0.16	1.2	500
calcestruzzo a struttura chiusa	20	1.48	0.9	2200
ciottoli e pietre	20	0.7	0.9	1500
Resistenza convettiva	0.172 m <sup>2</sup> K/W			
TRASMITTANZA TOTALE	0.681 W/m <sup>2</sup> K			

Per determinare il fabbisogno energetico netto dell'edificio in esame è necessario costruirne un modello in Trnsys. A tale scopo si ricorre a TRNBuild, l'interfaccia grafica di Trnsys che permette di inserire i dettagli delle strutture dell'edificio e di tutti gli altri dati che servono per simularne il comportamento dal punto di vista termico.



**Figura 4.3: Schermata principale di TRNBuild con le finestre del progetto e della zona termica considerata**

Si comincia con la definizione, sulla base dell'orientazione rispetto agli assi cardinali e dell'inclinazione rispetto all'orizzontale, delle superfici associate all'edificio: le 4 pareti esterne e le 2 falde del tetto (Figura 4.3). Vanno quindi definite le zone

termiche nelle quali viene suddiviso l'edificio. Nel caso in esame è stata considerata un'unica zona, della quale vanno specificati il volume complessivo, i valori iniziali di temperatura e umidità relativa e i dati relativi a:

- infiltrazioni: ipotizzate pari a 0.3 Vol/h;
- ventilazione: non presente nel caso esaminato;
- sistema di riscaldamento: potenza illimitata, temperatura di 20°C con un'attenuazione a 18°C dalle ore 22:00 alle ore 7:00;
- sistema di raffrescamento: non presente;
- comfort degli abitanti: non considerato;
- carichi interni: secondo quanto previsto dalla seguente relazione, tratta dalla UNI/TS 11300-1 e valida per  $A_f < 170 \text{ m}^2$ :  $\phi_{\text{int}} = 5.294 \cdot A_f - 0.01557 \cdot A_f^2$

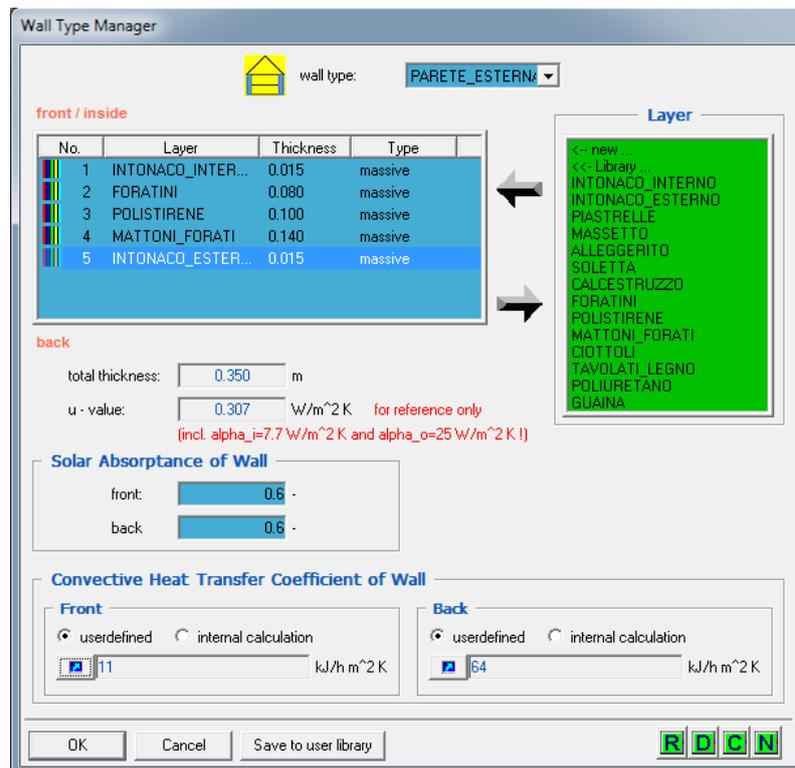


Figura 4.4: Finestra del *Wall Type Manager*

Si passa quindi a descrivere le strutture opache e vetrate presenti nella zona termica. Nel *Layer Type Manager* vanno inseriti i valori di conducibilità termica, calore specifico e densità dei vari materiali. Nel *Wall Type Manager* si definiscono quindi le diverse tipologie di strutture opache dell'edificio, associando ad ogni strato

il relativo materiale e lo spessore (Figura 4.4). Nel *Window Type Manager* si selezionano infine i componenti vetrati con le seguenti caratteristiche:

- pacchetto vetrato 4/16/4 mm con Argon nell'intercapedine;
- rapporto tra la superficie del telaio e quella complessiva pari al 15%;
- trasmittanza della parte vetrata pari a 1.05 W/m<sup>2</sup>K;
- trasmittanza del telaio pari a 1.65 W/m<sup>2</sup>K.

Fatto ciò bisogna inserire i valori delle superfici opache nella finestra della zona termica e specificarne la tipologia: *external*, *internal*, *adjacent* o *boundary*. Delle superfici esterne va indicato l'orientamento, mentre di quelle adiacenti (cioè che separano zone termiche diverse) va selezionata la zona termica con cui confinano. Le superfici della tipologia *boundary* sono quelle che separano la zona termica in esame da un ambiente con caratteristiche definite, ad esempio il terreno.

Alle superfici esterne vanno infine associate le rispettive strutture vetrate, delle quali va indicata la superficie lorda.

Impostati tutti i dati dell'edificio, contenuti in un file *.bui*, si passa in Simulation Studio a creare il modello per la simulazione (Figura 4.5). La **type 56**, che consente la simulazione del comportamento di edifici multizona, legge il file *.bui* creato con TRNBuild e riceve in input dalla **type 15.3** i valori della radiazione diretta e globale incidenti sulle superfici esterne dell'edificio e i relativi angoli di incidenza, oltre alle temperature dell'aria esterna, della volta celeste e del terreno e all'umidità relativa.



**Figura 4.5: Modello in Trnsys per la determinazione del fabbisogno energetico netto di riscaldamento dell'edificio**

In uscita dalla type 56 si ottengono la temperatura della zona riscaldata e la potenza sensibile necessaria a garantire tale temperatura (Figura 4.6).

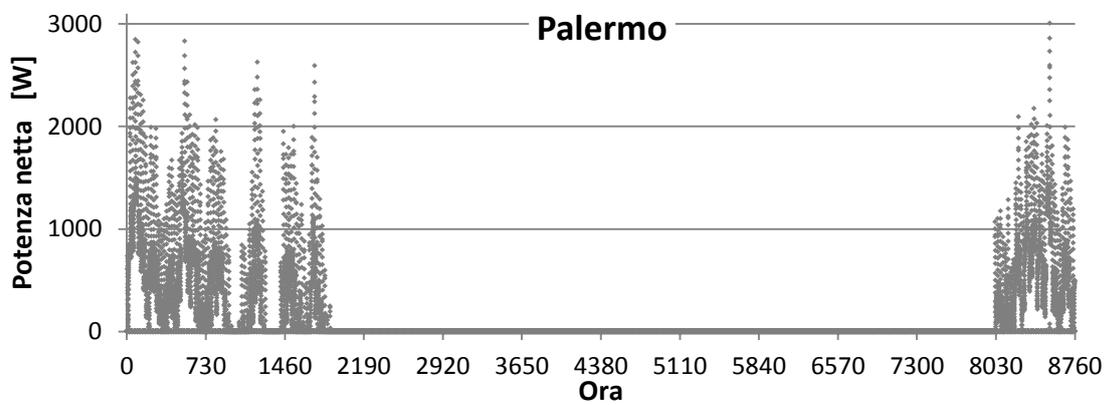
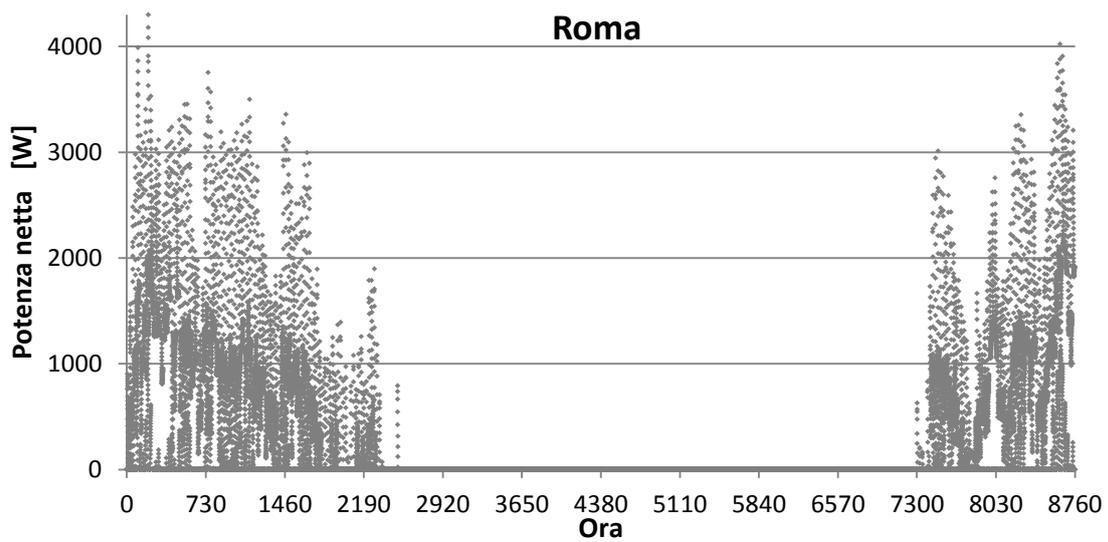
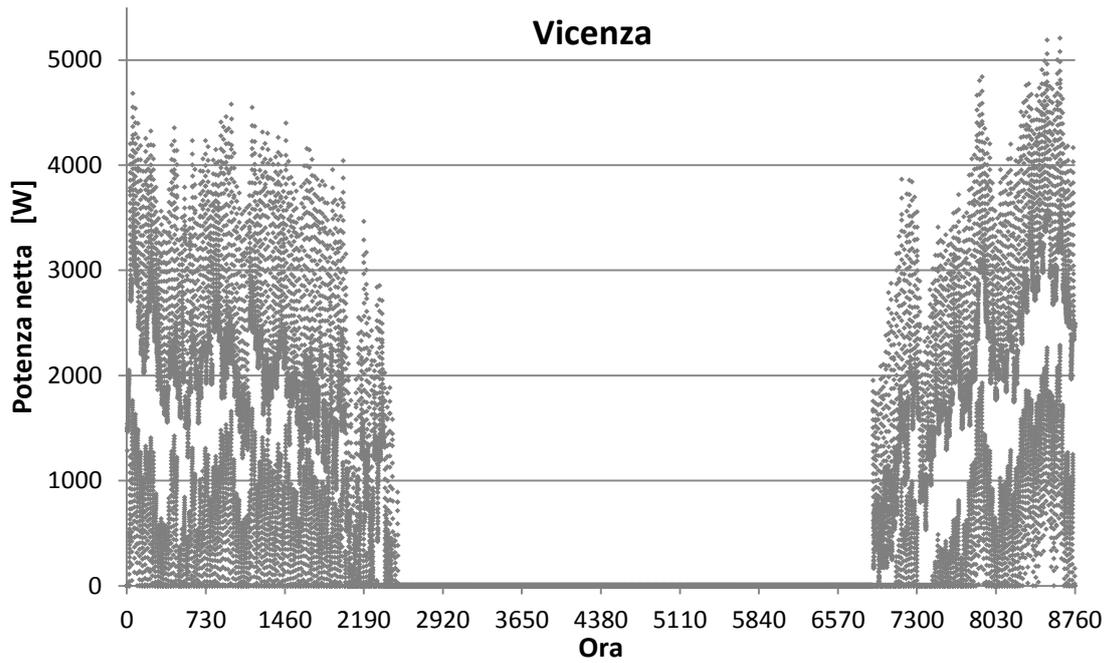


Figura 4.6: Carico sensibile richiesto dall'edificio in diverse località

Dai valori istantanei di potenza richiesta dall'edificio è possibile calcolare il fabbisogno energetico netto, detto anche fabbisogno energetico lato involucro. I risultati sono riportati nella tabella seguente.

**Tabella 4.3: Potenza massima e fabbisogno annuo lato involucro**

Città	Potenza massima [kW]	Fabbisogno netto [kWh/anno]	Fabbisogno netto specifico [kWh/m <sup>2</sup> anno]
Vicenza	5.21	6660	61.7
Roma	4.30	2175	20.1
Palermo	3.01	865	8.0

Al fabbisogno energetico netto calcolato a partire dai risultati delle simulazioni vanno poi applicati i rendimenti di emissione, regolazione e distribuzione dell'impianto secondo quanto previsto dalla UNI/TS 11300-2 (Tabella 4.4).

**Tabella 4.4: Rendimenti di emissione, regolazione e distribuzione utilizzati per il calcolo del fabbisogno energetico**

	Indicazioni della UNI/TS 11300-2		Valori adottati
Rendimento di emissione	Altezza locali < 4 m Carico termico medio annuo tra 4 e 10 W/ m <sup>3</sup> Ventilconvettori	0.95	0.97
	Altezza locali < 4 m Carico termico medio annuo tra 4 e 10 W/ m <sup>3</sup> Pannelli isolati annegati a pavimento	0.98	
Rendimento di regolazione	Regolazione climatica + ambiente Ventilconvettori	0.995	0.99
	Regolazione climatica + ambiente Pannelli integrati nelle strutture edilizie e disaccoppiati termicamente	0.99	
Rendimento di distribuzione	Impianto autonomo realizzato dopo il 1993	0.99	0.99

Dividendo il fabbisogno energetico lato edificio per i rendimenti appena indicati si ottiene il fabbisogno lato impianto, riportato nella tabella seguente.

**Tabella 4.5: Potenza massima e fabbisogno annuo lato impianto**

Città	Potenza massima [kW]	Fabbisogno lordo [kWh/anno]	Fabbisogno lordo specifico [kWh/m <sup>2</sup> anno]
Vicenza	5.48	7005	64.9
Roma	4.52	2287	21.2
Palermo	3.16	909	8.4

### 4.3 Dati delle pompe di calore

Si ipotizza che l'edificio sia riscaldato con sistemi radianti o ventilconvettori e che la temperatura di mandata dell'impianto (cioè la temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore della pompa di calore) sia pari a 40 o 45°C, indipendentemente dal carico richiesto.

Nella tabella seguente sono riportati i dati ricavati dalle schede tecniche delle pompe di calore Rhoss THHEY 105 (WWHP) e THAEY 107 (AWHP), che sono state scelte essenzialmente per la quantità di dati forniti.

**Tabella 4.6: Dati di funzionamento delle pompe di calore considerate**

PDC ACQUA-ACQUA - $T_{out\ cond} = 40^{\circ}C$			
$T_{in\ evap}$ [°C]	$P_{cond}$ [kW]	$P_{el}$ [kW]	COP
3	5.2	1.9	2.74
5	5.4	1.8	3.00
6	5.5	1.8	3.06
8	5.8	1.8	3.22
9	6.1	1.8	3.39
12	6.6	1.8	3.67
15	7.1	1.7	4.18
18	7.7	1.7	4.53
21	8.2	1.7	4.82
23	8.6	1.7	5.06
26	9.2	1.6	5.75
28	9.7	1.6	6.06

<b>PDC ACQUA-ACQUA - <math>T_{out\ cond} = 45^{\circ}C</math></b>			
$T_{in\ evap}$ [ $^{\circ}C$ ]	$P_{cond}$ [kW]	$P_{el}$ [kW]	COP
5	5.3	2.1	2.52
6	5.5	2.1	2.62
8	5.8	2.1	2.76
9	6.1	2.1	2.90
12	6.5	2.0	3.25
15	7.0	2.0	3.50
18	7.6	2.0	3.80
21	8.0	1.9	4.21
23	8.4	1.9	4.42
26	9.0	1.9	4.74
28	9.3	1.9	4.89

<b>PDC ARIA-ACQUA - <math>T_{out\ cond} = 40^{\circ}C</math></b>			
$T_{aria}$	$P_{cond}$ [kW]	$P_{el}$ [kW]	COP
-5	4.9	2.6	1.88
0	5.9	2.6	2.27
7	7.6	2.5	3.04
10	8.4	2.5	3.36
13	9.2	2.5	3.68
16	10.1	2.5	4.04
18	10.8	2.5	4.32
20	11.4	2.5	4.56

<b>PDC ARIA-ACQUA - <math>T_{out\ cond} = 45^{\circ}C</math></b>			
$T_{aria}$	$P_{cond}$ [kW]	$P_{el}$ [kW]	COP
0	5.8	3.0	1.93
7	7.4	3.0	2.47
10	8.2	3.0	2.73
13	9.0	2.9	3.10
16	9.9	2.9	3.41
18	10.5	2.9	3.62
20	11.1	2.9	3.83

In Figura 4.7 è diagrammato l'andamento del COP della pompa di calore acqua-acqua e di quella aria-acqua per i due diversi valori di temperatura di mandata che sono stati scelti per l'impianto di riscaldamento. Si può notare come il campo di funzionamento delle due pompe di calore sia più ampio per valori più bassi della temperatura di condensazione. Ciò è di fondamentale importanza quando, in località con un clima invernale abbastanza rigido, si va a lavorare con l'aria come sorgente

termica. Dai diagrammi si nota anche che, come è noto, le prestazioni di una stessa macchina sono migliori se, a parità di altre condizioni, si adotta una temperatura di condensazione più bassa. Lavorando a 40°C anziché 45°C, la pompa di calore acqua-acqua considerata presenta un COP più alto mediamente del 18 %, quella aria-acqua del 20%.

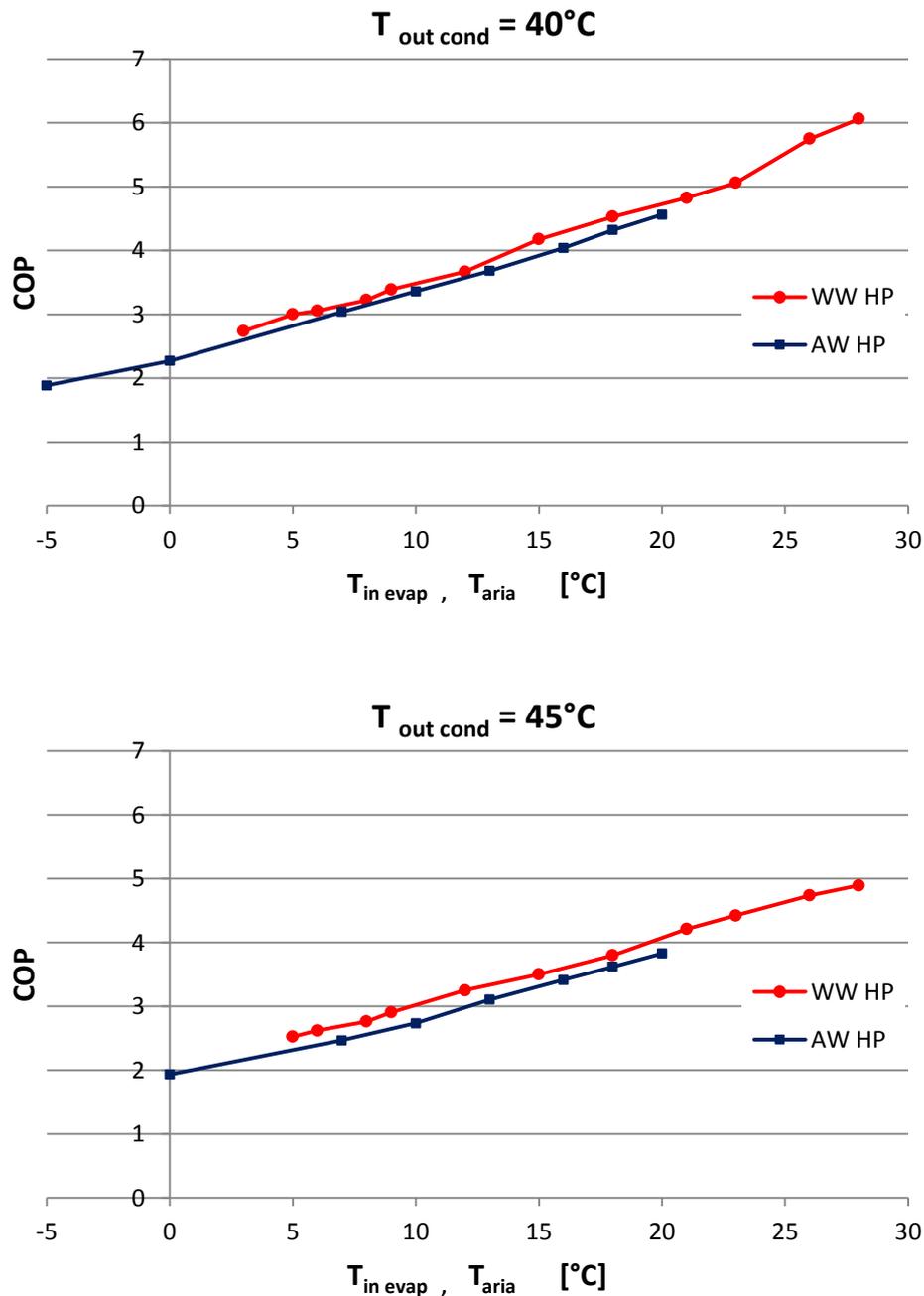


Figura 4.7: Andamento del COP delle pompe di calore considerate



- numero e altezza dei nodi: 5 nodi da 45 cm;
- densità e calore specifico del fluido (miscela di acqua e glicole al 40%);
- coefficienti di perdita medio del serbatoio, isolato con 10 cm di poliuretano flessibile con conducibilità termica pari a  $0.038 \frac{W}{mK}$ ;
- temperatura dell'ambiente in cui si trova il serbatoio;
- temperatura iniziale di ciascun nodo.

All'accumulo è collegata un'altra **type 62**, connessa ad un foglio Excel esterno per simulare il comportamento delle due PDC. Il foglio Excel ha in ingresso:

- dalla type 9a: fabbisogno energetico dell'edificio determinato come è stato illustrato nel paragrafo 4.2 a intervalli di 15 minuti;
- dall'accumulo: temperatura della miscela di acqua e glicole nel nodo 1;
- dai dati climatici: temperatura dell'aria.

A partire dalla temperatura di mandata fissata per l'impianto di riscaldamento e dalle temperature dell'aria esterna e dell'acqua dell'accumulo si calcola il COP dell'AWHP e della WWHP rispettivamente, facendo un'interpolazione lineare dei COP dichiarati dal costruttore nelle schede tecniche per il funzionamento della macchina al 100% del carico. Scelta la PDC con il COP più alto, e sapendo che la potenza termica scambiata al condensatore deve essere pari a quella richiesta dall'edificio, è possibile calcolare l'assorbimento elettrico:

$$P_{el} = \frac{P_{cond}}{COP}$$

La potenza termica scambiata all'evaporatore è quindi pari a:

$$P_{evap} = P_{cond} - P_{el}$$

A questo punto, solo nel caso della WWHP, si calcola l'abbassamento di temperatura del fluido sorgente tra ingresso e uscita dell'evaporatore e quindi la temperatura alla quale viene reimpresso nell'accumulo:

$$\Delta t_{evap} = \frac{P_{evap}}{\dot{m}c}$$

$$t_{in\ accumulo} = t_{out\ accumulo} - \Delta t_{evap}$$

In uscita dal foglio Excel si hanno i seguenti parametri:

- valore che identifica quale delle 2 pompe di calore è in funzione;
- COP;
- potenza termica scambiata all'evaporatore;
- potenza elettrica assorbita;
- temperatura dell'acqua inviata all'accumulo.

Il primo output è fondamentale per le operazioni di post-processing dei risultati delle simulazioni e può assumere uno dei seguenti valori:

- 0 → AWHP off WWHP off
- 1 → AWHP on WWHP off
- 2 → AWHP off WWHP on

#### **4.5 Risultati delle simulazioni**

Nelle prime due serie di grafici che si possono vedere nella pagine seguenti è rappresentata, mese per mese, l'energia che la WWHP e l'AWHP sono in grado di fornire all'impianto di riscaldamento. Per la località di Vicenza, qualora la temperatura di funzionamento sia di 45°C, il sistema non sarà in grado di coprire l'intero fabbisogno energetico. Ciò è dovuto al fatto che nei mesi più freddi e con minore insolazione la temperatura dell'accumulo scende sotto il livello minimo necessario per far funzionare la WWHP e, contemporaneamente, la temperatura dell'aria esterna è troppo bassa per l'AWHP. Se si lavora costantemente a 45°C bisogna quindi prevedere un'integrazione, ad esempio con un generatore a gas comunque necessario per la produzione di ACS.

Le altre due serie di diagrammi rappresentano la quota del fabbisogno mensile coperta dalla WWHP, quella coperta dall'AWHP e quella che è necessario integrare.

Mentre per le località di Roma e Palermo non si nota una differenza sostanziale tra il sistema con temperatura di mandata dell'impianto di 45°C e quello con 40°C, nel caso di Vicenza è evidente la riduzione della quantità di energia che deve essere integrata, in particolar modo nel mese di dicembre. Ad aumentare è soprattutto l'energia fornita dalla pompa di calore aria-acqua.

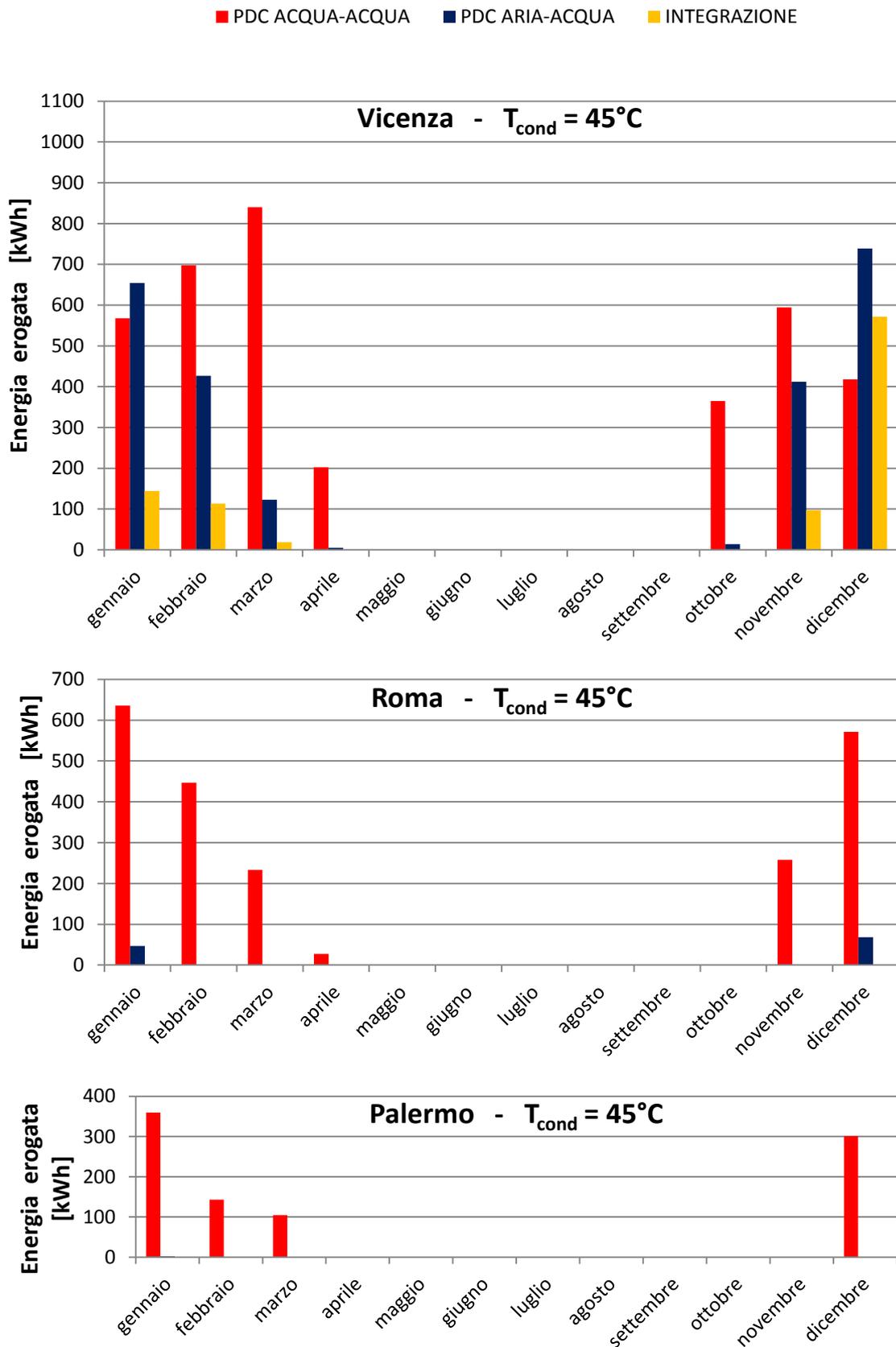


Figura 4.9: Energia erogata mensilmente da ciascuna delle due pompe di calore ed eventuale energia che deve essere fornita in altro modo nel caso  $T_{cond}=45^{\circ}C$

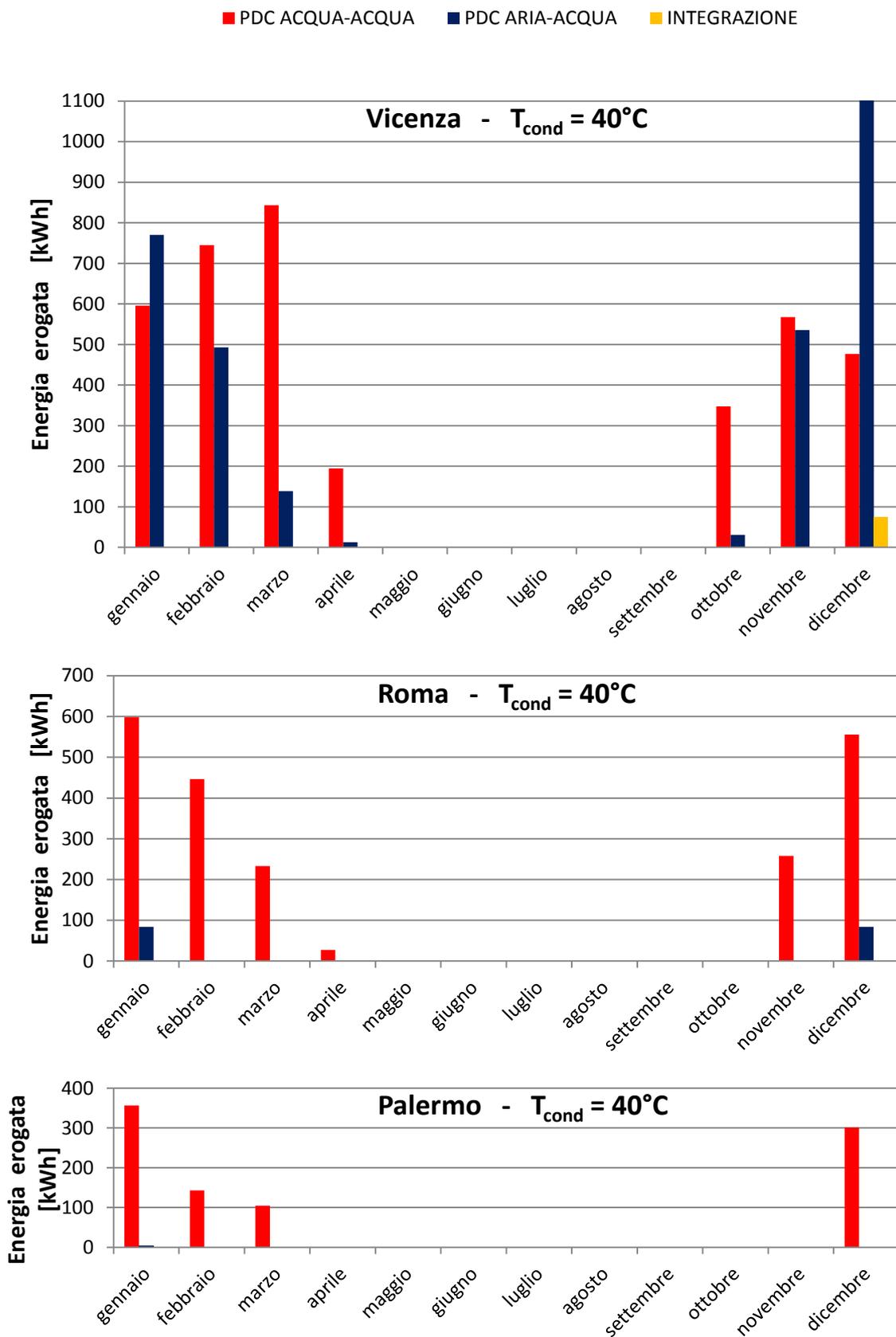


Figura 4.10: Energia erogata mensilmente da ciascuna delle due pompe di calore ed eventuale energia che deve essere fornita in altro modo nel caso  $T_{cond}=40^{\circ}C$

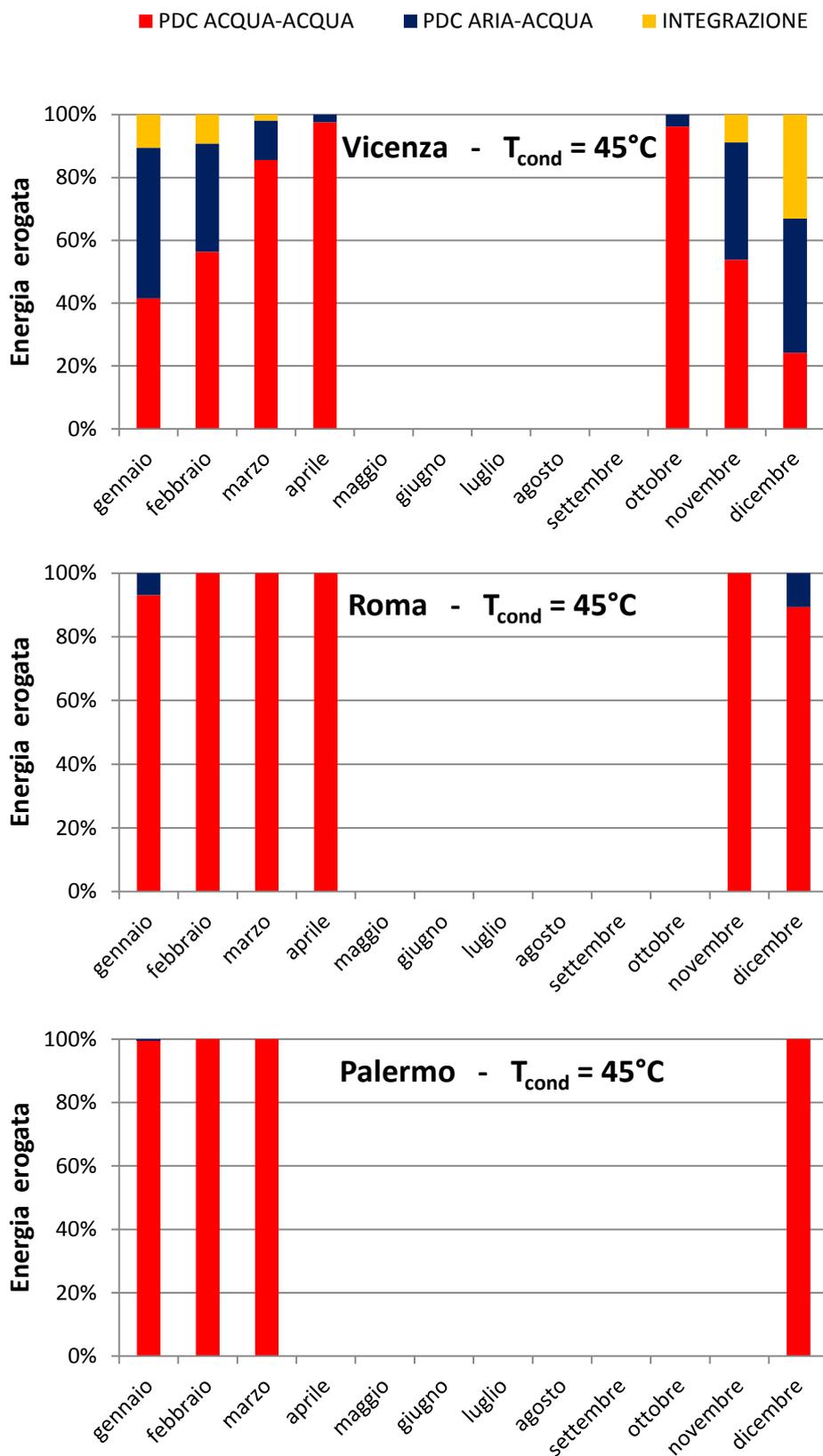


Figura 4.11: Quota dell'energia mensile fornita da ciascuna delle due pompe di calore e quota che deve essere fornita in altro modo nel caso  $T_{cond}=45^{\circ}C$

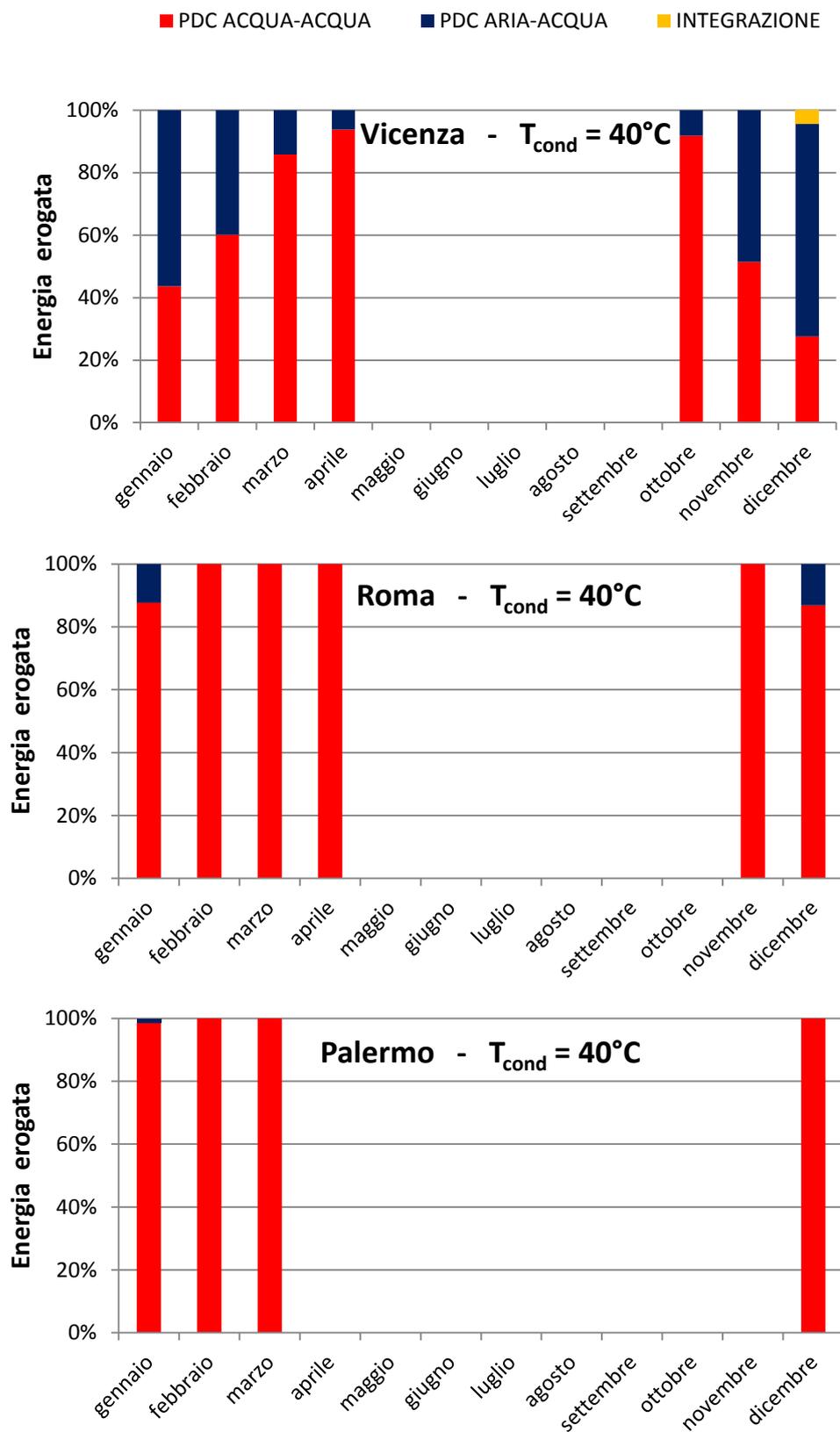


Figura 4.12: Quota dell'energia mensile fornita da ciascuna delle due pompe di calore e quota che deve essere fornita in altro modo nel caso  $T_{cond}=40^{\circ}C$

Nelle figure precedenti si può notare anche come, nel caso di Roma e Palermo, la pompa di calore acqua-acqua riesca, praticamente da sola, a soddisfare il fabbisogno energetico dell'edificio. A tal proposito va ricordato che nel modello viene ad ogni timestep scelta la PDC più performante in termini di COP. A una parte dell'energia che viene fornita dalla pompa di calore aria-acqua potrebbe quindi provvedere l'altra pompa di calore, anche se con prestazioni un po' inferiori.

I risultati di tutte le simulazioni sono riassunti in Tabella 4.7.

Nel caso della città di Vicenza con 45°C di temperatura di mandata le pompe di calore riescono a coprire solamente l'87% del fabbisogno dell'edificio (53% dalla WWHP + 34% dalla AWHP), contro il 99% (54% dalla WWHP + 45% dalla AWHP) che si ha con una temperatura di mandata più bassa di 5°C. Mentre nel primo caso il COP medio stagionale è pari a 2.65, nel secondo sale a 2.97. L'assorbimento elettrico dovuto alle pompe di calore risulta essere del 2% superiore nel secondo caso, ma nel primo è necessario ricorrere ad un sistema di riscaldamento integrativo, ad esempio una caldaia a gas collegata ad un serpentino immerso nel serbatoio o installata in parallelo al serbatoio stesso.

Per quanto riguarda il calcolo del risparmio di energia primaria sono state fatte le seguenti ipotesi:

- rendimento caldaia pari al 90%;
- fattore di conversione dell'energia termica in energia primaria pari a 1;
- fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a 1/0.461 (come se l'energia elettrica fosse acquistata dalla rete elettrica).

Per Vicenza, nel caso  $T_{\text{cond}}=45^{\circ}\text{C}$ , il consumo di energia primaria risulta del 23% inferiore a quello che si avrebbe con un sistema di riscaldamento tradizionale (con caldaia), del 35% nel caso  $T_{\text{cond}}=40^{\circ}\text{C}$ . Per Roma e Palermo la riduzione è significativa: circa 50% per  $T_{\text{cond}}=45^{\circ}\text{C}$ , circa 60% per  $T_{\text{cond}}=40^{\circ}\text{C}$ .

In tutte le località considerate l'assorbimento elettrico delle pompe di calore è ampiamente coperto dalla produzione del fotovoltaico (si ricorda che la taglia dell'impianto considerato è pari a 4.5 kWp). A tal proposito si veda la Tabella 4.8, dove è riportato anche l'incremento annuale della produzione elettrica che si ottiene grazie al raffreddamento delle celle, che nei casi esaminati va dall'1% della località di Palermo all'1.85% della località di Vicenza.

Passiamo ora a calcolare a quanto ammonta, sul consumo previsto per il riscaldamento dell'edificio, la quota rinnovabile fornita.

L'energia rinnovabile prodotta da una pompa di calore va calcolata nel modo seguente:

$$E_{\text{PDC rinn}} = E_{\text{PDC}} \left( 1 - \frac{1}{\text{SPF}} \right)$$

dove  $E_{\text{PDC}}$  è tutta l'energia prodotta dalla pompa di calore e SPF sta per *Seasonal Performance Factor* (COP medio stagionale). La quota rinnovabile dell'energia prodotta sarà quindi pari a:

$$x_{\text{PDC rinn}} = 1 - \frac{1}{\text{SPF}}$$

In Tabella 4.9 è possibile vedere la quota rinnovabile risultante dal prodotto della quota del fabbisogno dell'edificio coperta dalle PDC per la quota rinnovabile dell'energia prodotta dalle PDC.

Tabella 4.7: Risultati delle simulazioni, parte termica

		VICENZA (2371 GG)		ROMA (1415 GG)		PALERMO (751 GG)	
Fabbisogno energetico lato impianto [kWh]		7005		2287		909	
<b>caldaia</b>	Energia primaria [kWh/m2]	72.1		23.5		9.4	
<b>WWHP o AWHP in base al COP</b>	Temperatura di mandata impianto riscaldamento	<b>45°C</b>	<b>40°C</b>	<b>45°C</b>	<b>40°C</b>	<b>45°C</b>	<b>40°C</b>
	Quota di fabbisogno coperta dalla WWHP	53%	54%	95%	93%	100%	99%
	Quota di fabbisogno coperta dalla AWHP	34%	45%	5%	7%	0%	1%
	Totale quota di fabbisogno coperta	87%	99%	100%	100%	100%	100%
	Energia elettrica assorbita dalla WWHP [kWh]	1248	1127	539	441	224	190
	Energia elettrica assorbita dalla AWHP [kWh]	1037	1206	41	50	1	2
	Totale energia elettrica assorbita [kWh]	2285	2333	581	491	225	191
	COP medio WWHP	2.95	3.35	4.03	4.80	4.05	4.77
	COP medio AWHP	2.29	2.62	2.78	3.37	2.62	3.31
	COP medio stagionale	2.65	2.97	3.94	4.66	4.05	4.75
	Energia da integrare con caldaia [kWh]	945	75	0	0	0	0
	Energia primaria [kWh/m2]	55.6	47.6	11.7	9.9	4.5	3.8
	Variazione EPI rispetto al caso base (caldaia)	-23%	-35%	-50%	-58%	-52%	-59%

**Tabella 4.8: Risultati delle simulazioni, parte elettrica**

	VICENZA		ROMA		PALERMO	
Produzione elettrica solo PV [kWh]	4550		5982		6668	
Produzione elettrica sistema PVT con PDC [kWh]	4632	4634	6087	6089	6733	6736
Variazione di produzione rispetto al solo PV	1.80%	1.85%	1.76%	1.79%	0.97%	1.02%
Differenza tra l'energia elettrica prodotta e quella assorbita dalle PDC [kWh]	2347	2301	5506	5598	6443	6477

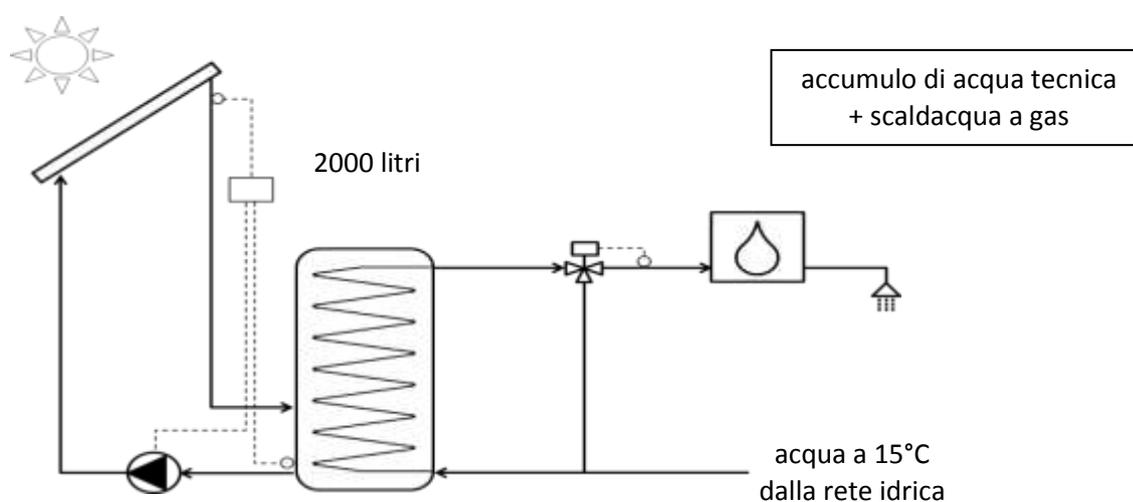
**Tabella 4.9: Quota rinnovabile del consumo previsto per il riscaldamento invernale**

	VICENZA		ROMA		PALERMO	
Quota rinnovabile dell'energia prodotta dalle PDC	62%	66%	75%	79%	75%	79%
Quota del fabbisogno coperta dalle PDC	87%	99%	100%	100%	100%	100%
Quota rinnovabile risultante	54%	66%	75%	79%	75%	79%

## 4.6 Eventuale produzione di ACS in estate

Il modello utilizzato, presentato nel paragrafo 4.4, prevede lo sfruttamento dell'energia raccolta dai collettori PVT ai soli fini del riscaldamento dell'edificio. Dato il livello delle temperature che si riescono a raggiungere nel serbatoio di accumulo nei mesi più freddi (spesso al di sotto dei 10°C), non sarebbe infatti pensabile di riuscire a produrre anche l'acqua calda sanitaria, per lo meno non in maniera diretta. Si potrebbe invece pensare di prepararla utilizzando la pompa di calore, anche se con COP piuttosto bassi e con una penalizzazione delle prestazioni nel funzionamento della stessa per il riscaldamento dell'edificio, in quanto l'acqua dell'accumulo verrebbe raffreddata. Probabilmente è più conveniente utilizzare uno scaldacqua a gas per la produzione dell'ACS, almeno durante il periodo di riscaldamento.

D'estate, dato che il riscaldamento non è in funzione, l'energia solare non viene utilizzata e la produzione elettrica non può godere dell'incremento, seppur minimo, che si avrebbe col raffreddamento dei collettori dovuto alla circolazione del fluido termovettore. Il sistema analizzato può però essere modificato in maniera abbastanza semplice, in modo tale da sfruttare la radiazione solare elevata che si ha nel periodo estivo per andare a produrre l'ACS.



**Figura 4.13: Sistema già analizzato nel capitolo 3 e implementabile in questo caso per la produzione di ACS limitatamente al periodo estivo**

Basta infatti utilizzare un serbatoio che, oltre ad avere 2 attacchi per il circuito solare e 2 per la PDC acqua-acqua, sia dotato anche di un serpentino in acciaio inox per la produzione istantanea di ACS. Si tratta sostanzialmente del secondo sistema analizzato nell'ultimo paragrafo del capitolo 3, riportato in Figura 4.13.

A questo punto si tratta solamente di estrapolare i dati che ci interessano dai risultati delle simulazioni già effettuate. In Tabella 4.10 sono riportati i risultati che si ottengono ipotizzando di preparare l'ACS nel modo seguente:

- in "inverno" (inteso come periodo di riscaldamento) si utilizza uno scaldacqua a gas con rendimento pari al 90%;
- in "estate" (cioè al di fuori del periodo di riscaldamento) si sfrutta l'energia solare.

**Tabella 4.10: Risultati delle simulazioni, parte termica**

	VICENZA			ROMA			PALERMO		
"Estate"	16 aprile – 14 ottobre			16 aprile – 31 ottobre			1 aprile – 30 novembre		
T set point ACS [°C]	45	50	55	45	50	55	45	50	55
Energia dai PVT [kWh]	1575	1596	1597	2101	2179	2200	2744	2867	2918
Energia da scaldacqua [kWh]	232	400	591	103	226	413	117	249	464
Energia primaria [kWh]	258	444	657	114	251	459	130	277	516
Fattore di copertura "estivo"	<b>86%</b>	<b>78%</b>	<b>71%</b>	<b>95%</b>	<b>90%</b>	<b>83%</b>	<b>95%</b>	<b>91%</b>	<b>85%</b>
Energia da scaldacqua in "inverno" [kWh]	1277	1490	1702	1158	1351	1544	851	993	1135
Energia primaria in "inverno" [kWh]	1419	1655	1891	1287	1501	1716	946	1103	1261
Fattore di copertura annuale	<b>51%</b>	<b>46%</b>	<b>41%</b>	<b>62%</b>	<b>58%</b>	<b>53%</b>	<b>74%</b>	<b>70%</b>	<b>65%</b>
Energia primaria caso base (solo scaldacqua)	2829	3301	3773	2829	3301	3773	2829	3301	3773
EP <sub>ACS</sub> rispetto al caso base	<b>-41%</b>	<b>-36%</b>	<b>-32%</b>	<b>-50%</b>	<b>-47%</b>	<b>-42%</b>	<b>-62%</b>	<b>-58%</b>	<b>-53%</b>

Il fattore di copertura limitato al periodo "estivo" è elevato: con una temperatura di set point per l'ACS pari a 45°C si va dall'86% di Vicenza al 95% di Roma e Palermo. È interessante notare che, considerando un intero anno, il fattore di copertura supera

il 50% in tutti i casi per Palermo e Roma, mentre per la località di Vicenza ciò si verifica solo nel caso con temperatura di set point pari a 45°C. Facendo riferimento alla temperatura di set point più bassa, il risparmio di energia primaria che si ottiene rispetto al caso base (produzione di ACS con scaldacqua a gas durante tutto l'anno) è pari al 41% per Vicenza, al 50% per Roma e al 62% per Palermo.

Per quanto riguarda la produzione elettrica (Tabella 4.11), l'incremento che si ha rispetto ad un sistema PV con le stesse caratteristiche di quello PVT analizzato è mediamente del 2.6% per Palermo, del 2.8% per Vicenza e del 3.0% per Roma.

**Tabella 4.11: Risultati delle simulazioni, parte elettrica**

	VICENZA			ROMA			PALERMO		
T set point ACS [°C]	45	50	55	45	50	55	45	50	55
Produzione el. "inverno" (Tcond=40°C)	1369			2127			1659		
Produzione el. "estate" [kWh]	3307	3308	3308	4034	4037	4038	5177	5184	5186
Produzione el. annuale [kWh]	4676	4677	4677	6161	6164	6165	6836	6843	6845
Produzione el. caso base (solo PV)	4550			5982			6668		
$\Delta$ produzione	<b>2.77%</b>	<b>2.79%</b>	<b>2.79%</b>	<b>2.99%</b>	<b>3.04%</b>	<b>3.06%</b>	<b>2.52%</b>	<b>2.62%</b>	<b>2.65%</b>

# Conclusioni

Il D.Lgs. 28/2011 impone il ricorso alle fonti rinnovabili per soddisfare quote via via crescenti del fabbisogno energetico legato all'utilizzo degli edifici. La Direttiva Europea 2010/31/UE prevede inoltre che, a partire dal 2020, i nuovi edifici siano "a energia quasi zero". In questo contesto può essere inserito il presente lavoro, in quanto si propone come obiettivo quello di valutare l'efficienza di un sistema di tipo PVT raffreddato ad acqua e come questo possa essere utilizzato per contribuire alla riduzione del fabbisogno di energia primaria e al conseguente raggiungimento dei target previsti dalla normativa vigente. In particolare sono stati valutati i fattori di copertura del fabbisogno energetico per la produzione di ACS e per la climatizzazione invernale. Tali valutazioni sono state ottenute con l'ausilio di codici di calcolo dinamico implementati mediante il software Trnsys.

Per quanto riguarda l'ACS è stato considerato un fabbisogno medio giornaliero di 200 litri (circa 4 persone) con differenti temperature di set point. Per il sistema PVT abbinato all'impianto dell'edificio sono state considerate le seguenti taglie: 3 kWp, 4.5 kWp e 6 kWp, corrispondenti a 12, 18 e 24 collettori rispettivamente. Nel primo approccio è stata considerata la sola località di Vicenza, per poi estendere le valutazioni alle località di Roma e Palermo.

La prima configurazione impiantistica prevede un circuito solare che, mediante un serpentino, riscalda un serbatoio di accumulo di acqua sanitaria dimensionato per 40 litri per ogni collettore installato. In questo caso studio iniziale l'integrazione viene fatta mediante una resistenza elettrica posta nella parte alta dell'accumulo, senza però escludere la possibilità di dotare il serbatoio di un serpentino collegato ad un generatore di calore a gas. Il fattore di copertura ottenuto è pari al 31%, 35% e 40% in ordine crescente di taglia. Si può notare che con il raddoppiamento del campo solare si ha un'incidenza, in termini di fattore di copertura, pari a circa il 10%, e che i risultati ottenuti non soddisfano quanto richiesto dalla legislazione

vigente. Ulteriori analisi sono state effettuate incrementando le dimensioni dell'accumulo e variando la temperatura di set point fissata per la parte superiore dello stesso, quando previsto. Sono infatti state analizzate 3 configurazioni impiantistiche che utilizzano tutte un serbatoio di grandi dimensioni, pari a 2000 litri: una è simile a quella appena illustrata, ma prevede che l'accumulo contenga acqua tecnica anziché sanitaria, nel secondo caso l'ACS viene preriscaldato mediante un accumulo di acqua tecnica, per poi essere portata al livello termico desiderato da uno scaldacqua a gas, mentre l'ultima configurazione prevede l'utilizzo di un serbatoio di ACS e uno scaldacqua a gas a valle. Le simulazioni sono state eseguite per l'impianto da 4.5 kWp, considerando 3 località italiane (Vicenza, Roma e Palermo) e 3 diverse temperature di set point per l'ACS (45°C, 50°C e 55°C). L'ultimo dei tre sistemi analizzati è il più prestante: con  $T_{ACS}=45^{\circ}C$ , ad esempio, la copertura è del 61%, 85% e 90% per Vicenza, Roma e Palermo rispettivamente, mentre con il secondo sistema è dell'1 ÷ 2 % più bassa e mediamente del 15% per la prima configurazione.

Nella seconda parte è stato analizzato il problema del riscaldamento di un edificio residenziale di 108 m<sup>2</sup> con una configurazione impiantistica che prevede l'utilizzo di una pompa di calore abbinata al sistema PVT. La PDC utilizza come sorgente termica l'acqua dell'accumulo del sistema PVT o l'aria esterna. La scelta del ricorso all'una piuttosto che all'altra sorgente viene effettuata sulla base del valore di COP più elevato istante per istante valutando la temperatura delle due sorgenti. Con una temperatura di mandata dell'impianto di riscaldamento pari a 40°C si riesce a coprire l'intero fabbisogno termico dell'edificio con un COP medio stagionale pari a 3.0, 4.7 e 4.8 per le località di Vicenza, Roma e Palermo rispettivamente. Nel caso di Vicenza circa la metà del fabbisogno è coperta dalla PDC acqua-acqua, metà dalla PDC aria-acqua, mentre per Roma e Palermo è sufficiente la sola PDC acqua-acqua. Trascurando il fatto che per l'alimentazione delle PDC si può utilizzare l'energia elettrica prodotta dai collettori PVT, il fabbisogno di energia primaria è del 35%, 58% e 59% inferiore a quello che si avrebbe riscaldando l'edificio con un generatore a gas. Per quanto riguarda la produzione elettrica, rispetto ad un sistema PV di pari caratteristiche si ha un incremento dell'1% a Palermo, 1.8% a Roma e 1.9% a Vicenza.

Il sistema analizzato per il riscaldamento dell'edificio può essere utilizzato, limitatamente al periodo estivo, anche per la preparazione dell'ACS, mediante un serpentino immerso nell'accumulo di acqua tecnica che preriscalda l'acqua proveniente dall'acquedotto. I risultati sono particolarmente interessanti: ipotizzando che durante il resto dell'anno l'ACS venga prodotta con uno scaldacqua a gas, si ottiene, nel caso  $T_{ACS}=45^{\circ}C$ , un fattore di copertura annuale per la sola ACS pari al 51% per la località di Vicenza, 62% per Roma e 74% per Palermo. Rispetto ad un impianto PV la produzione elettrica aumenta ulteriormente: considerando il riscaldamento invernale e la produzione di ACS estiva l'incremento è del 2.8%, 3.0% e 2.5% per le località di Vicenza, Roma e Palermo rispettivamente.

I dati tecnici del collettore analizzato in questo lavoro sono relativi ad un modulo non isolato nella parte retrostante. Uno sviluppo ulteriore dello studio effettuato andrebbe fatto considerando di isolare posteriormente la piastra, in modo da limitare le dispersioni che si hanno nei mesi più freddi dell'anno e consentire il raggiungimento di temperature più alte del fluido nel serbatoio di accumulo, con conseguente miglioramento delle prestazioni della pompa di calore.

Una valutazione complessiva dei sistemi PVT analizzati non può prescindere da un'analisi di tipo economico che confronti i costi di investimento, operativi e di manutenzione con quelli di altri sistemi. Non si può infine sottovalutare il fatto che un sistema di questo tipo può essere adottato solo in determinate situazioni, in quanto richiede un'adeguata superficie del tetto e un'esposizione favorevole, oltre ad adeguati spazi tecnici all'interno dell'edificio, soprattutto per il non trascurabile ingombro dell'accumulo di 2000 litri.



# Bibliografia

Charalambous P.G., Maidment G.G., Kalogirou S.A., Yiakoumetti K., *Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: A review*, Applied Thermal Engineering, 27:275-286, 2007

Chow T.T., *A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology*, Applied Energy, 87:365-379, 2010

Kalogirou A., *Use of TRNSYS for modelling and simulation of a hybrid pv-thermal solar system for Cyprus*, Renewable Energy, 23:247-260, 2001

Lazzarin R., Minchio F., *Solare termico per la pompa di calore*, Aicarr Journal, 8:46-54, 2011

Mazara A., *Analisi termica di collettori cogenerativi fotovoltaici-termici*, Tesi di Laurea, 2009, Politecnico di Milano

Tripanagnostopoulos Y., Nousia Th., Souliotis M., Yianoulis P., *Hybrid photovoltaic/thermal solar systems*, Solar Energy, 72(3):217-234, 2002

Tripanagnostopoulos Y., *Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems*, Solar Energy, 81:1117-1131, 2007

Zondag H.A., Vries D.W., Van Helden W.G.J., Van Zolingen R.J.C., Van Steenhoven, *The thermal and electrical yield of a combi-panel*, Proceedings of ISES Bi-annual Conference on CD-ROM, Jerusalem, 1999

Zondag H.A., Vries D.W., Van Helden W.G.J., Van Zolingen R.J.C., Van Steenhoven, *The yield of different combined PV-thermal collector designs*, Solar Energy, 74:253-269, 2003

Zondag et al., *PVT roadmap: A European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology*, ECN, 2006