



Ricerca di Sistema elettrico

Studio del comportamento radiativo e termico di componenti di involucro produttori di energia

M. Zinzi, A. Daneo, U. Mazzali, P. Ruggeri, F. Peron

STUDIO DEL COMPORTAMENTO RADIATIVO E TERMICO DI COMPONENTI DI INVOLUCRO PRODUTTORI DI ENERGIA

U. Mazzali, P. Ruggeri, F. Peron (Università IUAV di Venezia), A. Daneo (SSV Murano Venezia), M. Zinzi (ENEA)

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico".

Obiettivo: Sviluppo e caratterizzazione di schermature solari ad elevato contenuto tecnologiche

Responsabile del Progetto: Gaetano Fasano, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Studio del comportamento radiativo e termico di componenti di involucro produttori di energia"

Responsabile scientifico ENEA: Gaetano Fasano.

Responsabile scientifico Università IUAV di Venezia: Fabio Peron

Questo documento è un estratto di un'ampia attività sviluppata da Università IUAV di Venezia con ENEA e Stazione Sperimentale del Vetro con la collaborazione di Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

Le prove sperimentali sono state rese possibili dalla disponibilità di T. Savian della ditta UnionGlass – Motta di Livenza (TV)

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 STATO DELL'ARTE RELATIVAMENTE AI SISTEMI BIPV	6
3 IL FUNZIONAMENTO DELLA CELLA FOTOVOLTAICA	13
4 APPLICAZIONI E TECNOLOGIE PRESENTI SUL MERCATO.....	19
5 IL CAMPIONE BIPV OGGETTO DI PROVA.....	22
6 LA DETERMINAZIONE DELLA TRASMITTANZA TERMICA DI CAMPIONI BIPV	23
7 LA CARATTERIZZAZIONE SPETTROFOTOMETRICA DI SISTEMI BIPV	28
8 MISURA DEL FATTORE DI GUADAGNO SOLARE	32
9 MODELLO NUMERICO DI SISTEMA BIPV	33
10 SIMULAZIONE DEL COMPORTAMENTO ENERGETICO-TERMICO DI SISTEMA BIPV	39
11 ANALISI DELL'APPLICAZIONE DI UN SISTEMA BIPV CON LA SIMULAZIONE ENERGETICA DINAMICA.....	44
12 CONCLUSIONI.....	49
13 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	50

Sommario

Le attività di ricerca effettuate riguardano la caratterizzazione del comportamento radiativo e termico di componenti trasparenti di involucro produttori di energia con l'obiettivo di contribuire al miglioramento del comportamento energetico del sistema edificio impianto. I componenti trasparenti sono infatti un elemento fondamentale dell'involucro edilizio in grado di svolgere tradizionalmente più funzioni contemporaneamente: ingresso di energia, ingresso di luce, visione della contesto ambientale esterno. L'innovazione tecnologica dei materiali permette attualmente di aggiungere anche una ulteriore funzione che è quella della produzione di energia ossia della trasformazione dell'energia radiante solare in energia elettrica e energia termica. Ciò risulta di notevole interesse in relazione alla necessità di realizzare entro pochi anni, sulla spinta della legislazione nazionale e europea, edifici che non consumino energia (Zero Energy Building ZEB) o che ne consumino molto poca (Near Zero Energy Building NZEB).

Si sono presi in considerazione elementi di involucro innovativi (attivi e passivi) e la loro integrazione nel bilancio energetico dell'edificio. Più specificamente nel campo dei sistemi produttori di energia di tipo fotovoltaico integrati nell'involucro edilizio (Building Integrated PhotoVoltaic BIPV) si è attuata una estesa indagine di mercato sulle diverse tipologie di prodotti e sulle loro caratteristiche. Si sono individuate al momento attuale le tecnologie più concretamente applicabili nel contesto della progettazione delle residenze e degli edifici del terziario.

Parallelamente si è svolta una attività sperimentale e si sono predisposti alcuni campioni con la collaborazione dell'azienda UnionGlass di Motta di Livenza (TV) e del laboratorio ENEA UTEE ERT. Si è scelto di analizzare nel dettaglio un elemento BIPV composto dalle stratigrafie più diffuse sul mercato. Si tratta di un vetro laminato al cui interno viene inserito un strato di celle fotovoltaiche. Si sono caratterizzati tali campioni rispetto alle loro proprietà termo-fisiche e radiative in laboratorio. Presso il Laboratorio di Fisica Tecnica ambientale e presso il Laboratori ENEA ERT è stata determinata la trasmittanza termica. Presso il Laboratorio Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE di Friburgo si è proceduto alla determinazione del fattore di guadagno solare. Infine le proprietà ottiche e radiative degli elementi dei sistemi studiati (coefficienti di riflessione, trasmissione ed assorbimento) sono state misurate attraverso analisi spettrale alle varie lunghezze d'onda presso la Stazione Sperimentale del Vetro di Murano Venezia.

È stato messo a punto poi un modello numerico al fine di stimare le caratteristiche ottiche e termiche dell'elemento BIPV. Tale modello si basa sulla descrizione del sistema con equazioni differenziali le quali sono state risolte con la tecnica delle differenze finite. Utilizzando tale modello sono state effettuate le stime dei parametri di trasmissione solare e trasmittanza del modulo BIPV, e i valori sono stati confrontati con i risultati sperimentali sintonizzando il modello numerico.

A partire dai dati ottenuti dalla misura sperimentale e dalla modellazione numerica per il singolo componente fotovoltaico si è analizzata utilizzando un software di simulazione dinamica dell'edificio l'integrazione del sistema di produzione fotovoltaica sull'edificio. Le analisi sono state fatte su un modello rappresentante un ufficio con una finestra esposta a Sud con moduli BIPV a diverse frazioni di area libera dalle celle.

1 Introduzione

Negli ultimi anni l'applicazione di moduli fotovoltaici sugli edifici si è notevolmente diffusa, sia per la presenza di meccanismi di incentivazione che per un rinnovato interesse verso le tematiche ambientali rivolte alla progettazione di edifici ad energia quasi zero. In particolare, notevole sviluppo hanno avuto le tecnologie legate al *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV), ossia all'installazione di sistemi fotovoltaici integrati che rivestono la duplice funzione di produttori di energia e di elementi integrati nell'involucro edilizio e non più semplicemente e banalmente giustapposti.

Parallelamente alla diffusione sul territorio di tali tecnologie, si sono aperte nuove tematiche di ricerca legate alla caratterizzazione termica dei moduli BIPV. In particolare, non sono ancora stati consolidati i valori dei principali parametri di caratterizzazione termica e ottica di tali elementi trasparenti dell'involucro, che vengono elencati di seguito:

- trasmittanza U [$W/m^2 K$]
- fattore di guadagno solare g [-]
- trasmissione visibile τ_v [-]
- trasmissione solare τ_e [-]
- emissività ε [-]
- assorbimento α [-]
- riflessioni su faccia interna ed esterna ρ [-]

Tali parametri risultano indispensabili per poter caratterizzare correttamente i componenti e per poter confrontare queste nuove tecnologie con le tecnologie standard presenti sul mercato e legate al tradizionale utilizzo di elementi d'involucro trasparenti e non produttori di energia. Il tema risulta interessante soprattutto se si considera quest'ultimo aspetto legato alla produzione di energia elettrica. Nel bilancio complessivo dell'edificio, infatti, non sarà più presente una sola componente passiva di ingresso/uscita di energia attraverso il componente stesso, come accade ora per i tradizionali elementi di involucro trasparenti ed opachi, ma anche una componente attiva di produzione di energia che potrebbe, in parte o del tutto, compensare lo svantaggio in termini di bilancio energetico.

In quest'ottica e dopo una corretta caratterizzazione, è possibile quindi pensare di poter stimare in maniera più precisa il fabbisogno di energia degli edifici, anche e soprattutto in una fase di progettazione. Tale previsione può essere fatta grazie all'utilizzo di metodi di simulazione oramai sufficientemente consolidati nel campo dell'energetica degli edifici.

Il presente lavoro ha l'obiettivo di sviluppare le tematiche aperte, sopra citate, e di colmare le lacune presenti nel campo della caratterizzazione dei componenti BIPV. In dettaglio, sono state affrontate le misure dei parametri sopra descritti attraverso il coinvolgimento del Laboratorio di Fisica Tecnica Ambientale dell'Università IUAV di Venezia, del laboratorio ENEA UTEE-ERT di Roma Casaccia, della Stazione Sperimentale del Vetro di Murano (VE) e del Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE a Friburgo (Germania). Parallelamente alla caratterizzazione dei parametri termici ed ottici, si è sviluppato un modello termico a volumi finiti, che ha permesso di poter affrontare in maniera più solida la simulazione del sistema edificio. In una prima fase il modello è stato calibrato utilizzando le misure effettuate e successivamente, con l'ausilio di software di simulazione dinamica, sono state analizzate diverse configurazioni con l'obiettivo di coprire le varie casistiche presenti e di fornire una panoramica più completa sul comportamento dei sistemi fotovoltaici integrati con particolare attenzione all'inter-relazione con bilancio energetico dell'edificio e relativi consumi di energia elettrica di riscaldamento, raffrescamento ed illuminazione/forza motrice.

2 Stato dell'arte relativamente ai sistemi BIPV

Il termine Building Integrated Photovoltaics (BIPV) si riferisce all'applicazione di sistemi fotovoltaici che, oltre a convertire energia solare in energia elettrica, presentano una elevata integrazione con l'edificio acquisendo anche un ruolo come elemento di involucro architettonico. Lo stato dell'arte di tali applicazioni è in continua evoluzione ed i temi da sviluppare ed approfondire sono numerosi.

Attualmente il BIPV viene classificato in 4 tipologie principali secondo la suddivisione proposta da Jelle, Breivik [17]. La prima tipologia consiste in sottili e leggeri fogli fotovoltaici il cui vantaggio è la facilità di installazione e la poca incidenza sui carichi agenti sul supporto che li ospita, solitamente la copertura. La seconda tipologia proposta riguarda l'applicazione di BIPV in forma di tegole/piastrelle che possono anche completamente sostituire le tradizionali tegole del tetto. La terza tipologia viene spesso confusa con Building attached photovoltaics (BAPV), in cui i moduli fotovoltaici sono semplicemente giustapposti all'involucro edilizio, mentre trattasi di moduli che sostituiscono i componenti edilizi o sono completamente integrati in essi, in alcuni casi includendo anche uno strato isolante. Infine viene proposta un'ultima categoria che include numerose opzioni per facciate trasparenti vetrate. Tali soluzioni di vetrate solari hanno il notevole vantaggio di lasciar passare la luce del sole assolvendo quindi alla duplice funzione di produzione di energia elettrica e controllo sulla luce naturale. La distanza tra le varie celle dipende dal rapporto tra trasmissione luminosa e la produzione di energia elettrica desiderato. I medesimi autori riportano un extra costo pari al 2%-5% rispetto all'intero costo di costruzione di un edificio commerciale costruito con materiali tradizionali come vetro, acciaio o altri rivestimenti standard.

Un ulteriore studio proposto sempre da Jelle, Breivik [17] indaga alcuni nuovi ambiti di ricerca del BIPV e sicuramente indica tra le priorità la necessità di ridurre i costi e l'impatto ambientale, aumentare l'efficienza di conversione cercando di estendere lo spettro di raccolta dell'energia solare e approfondire la ricerca su nuove tecnologie come il Dye Sensitized Solar Cell (DSSC) o Fullerene, i cui costi sono notevolmente inferiori rispetto alle celle di silicio. Un'ultima frontiera proposta è quella di applicazioni il più semplici ed immediate possibile addirittura anche utilizzando sistemi a spruzzo direttamente in opera.

L'integrazione di celle solari fotovoltaiche sugli edifici apre nuove tematiche relative alla caratterizzazione termica dei nuovi componenti che di fatto sostituiscono i tradizionali elementi di involucro le cui proprietà termofisiche sono in molti casi già note ed utilizzate da molti anni dagli esperti del settore. Un interessante studio sulla stima del fattore di guadagno solare (g) di moduli Semi Transparent Photovoltaic (Stpv) è proposto da Chen, Wittkopf et al. [5]. Per la stima del valore di g è stato utilizzato un approccio che prevede l'utilizzo di un calorimetro mediante un metodo sviluppato dal Solar Energy Research Institute di Singapore. Tale metodo prevede la misura simultanea di trasmittanza e g anche grazie alla creazione di un simulatore solare secondo lo standard IEC 60904-9 che ha permesso inoltre di valutare g anche in funzione dell'angolo di incidenza, della lunghezza d'onda e della temperatura esterna. Dapprima è stata effettuata un'analisi di sensitività su alcuni campioni di vetro standard il cui risultato è stato quello di escludere dipendenze dell'SHGC da lunghezza d'onda dello spettro d'incidenza e dalla temperatura esterna, ma non dall'angolo di incidenza e dal coefficiente di riflessione del baffle plate. È stato quindi proposto un coefficiente di correzione. Successivamente 5 differenti tipi di Stpv commerciali sono stati selezionati e suddivisi in due categorie principali: stratificato e doppio, entrambi con uno strato semitrasparente di film sottile. Il loro valore di g è stato misurato con e senza un carico elettrico connesso. In generale sistemi Stpv su doppio vetro mostrano valori di g più bassi rispetto a quelli stratificati, probabilmente per effetto del coating basso emissivo. In media, a 0° di angolo incidenza, si possono ottenere valori di 0.1-0.2 e 0.3-0.4 rispettivamente per il doppio vetro e per lo stratificato. Significativa è l'influenza dell'angolo di incidenza che può portare a variazioni molto consistenti anche del 20%.

Un ulteriore esempio di stima di g di moduli di Transparent Solar Thermal Collector (Tstc) è fornito da Maurer, Kuhn [18]. In questo caso inoltre è sviluppato un modello Trnsys accoppiato all'edificio per comprendere in maniera più approfondita la connessione tra Tstc ed edificio. In una prima fase è stata effettuata una simulazione ottica per comprendere i coefficienti di assorbimento e trasmissione del

collettore solare in funzione di lunghezza d'onda e angolo di incidenza. In una seconda fase, invece, è stato creato un modello di radiazione diffusa suddividendo la volta celeste in 145 dischi secondo il modello di Tregenza e attribuendo a ciascun disco una radianza secondo il modello di Perez. Ciò ha permesso un calcolo più approfondito del comportamento del collettore solare rispetto alla radiazione diffusa. Successivamente poi è stato creato un modello matematico che è stato aggiunto come nuova Type alla Type 56 per l'edificio multizona di Trnsys. Un prima validazione del modello è stata effettuata confrontando i dati di efficienza del collettore solare con dati misurati sul campo, la corrispondenza è risultata molto buona. Infine sono state modellate 3 stanze ufficio equipaggiate con collettori trasparenti modellati con un vetro verso l'esterno, un collettore semi trasparente nel mezzo e un doppio vetro verso l'interno dell'ambiente. Sono stati modellati 5 diversi comportamenti del collettore solare, dal caso con portata di fluido nel collettore nulla a 4 differenti opzioni di aumento di temperatura del fluido nel collettore. Da un confronto tra un ufficio con WWR pari al 66% e un ufficio in cui la parte opaca è stata sostituita da Tstc è emerso che è possibile una riduzione dell'energia primaria anche del 30% aumentando contemporaneamente la trasmissione visibile della facciata. In conclusione è inoltre emersa una dipendenza del fattore solare dal comportamento del collettore. In sostanza quanto suggerito è che nelle simulazioni di Tstc è opportuno considerare un fattore solare variabile poiché l'estrazione di energia dall'assorbitore per effetto del passaggio di fluido porta a una variazione di temperatura del collettore con conseguente variazione del fattore solare. In inverno l'energia estratta può essere utilizzata per scaldare l'edificio, mentre d'estate una riduzione del fattore solare riduce il carico di raffrescamento.

Un ulteriore esempio di misura di alcuni parametri di facciata attiva, anche se non direttamente collegata ad alcun impianto fotovoltaico, è proposto da Corgnati, Perino et al. [7]. L'esempio è comunque interessante come metodo di caratterizzazione di parametri termofisici come efficienza di preriscaldamento ed efficienza dinamica di isolamento. L'analisi è stata effettuata su una facciata, installata a Torino nel Nord Italia, con vetrata doppia e ventilazione meccanica nell'intercapedine integrata ad un sistema Hvac. E' inoltre presente una veneziana in alluminio nell'intercapedine. Il monitoraggio è stato effettuato con l'ausilio di 34 sensori connessi ad opportuni datalogger ed i risultati sono stati riportati in tre grandi macro categorie: flussi di calore, temperature superficiali ed efficienze del sistema. L'obiettivo è stato quello di capire se i vantaggi ipotizzati di riduzione dei consumi energetici, di riduzione della taglia dei sistemi Hvac e di mantenimento dei parametri di comfort siano effettivamente perseguibili attraverso sistemi di facciata attiva. Con l'obiettivo di valutare la capacità della facciata attiva di recuperare energia durante l'inverno e ridurre i carichi termici d'estate sono stati introdotti, come accennato in precedenza, due indici di efficienza, il primo sulla capacità di preriscaldare l'aria ed il secondo sull'efficacia dell'isolamento. I due indici sono stati utilizzati per sostituire il consueto valore di trasmittanza in regime stazionario. Una analisi delle frequenze cumulate ha evidenziato come l'aumento di flusso d'aria nell'intercapedine sia in generale sempre positivo, anche se durante il periodo estivo non risulta sufficiente a gestire il surriscaldamento della facciata ventilata. Anche dall'analisi dei flussi di calore emerge come il bilancio complessivo di energia entrante sia positivo, condizione che risulta vantaggiosa d'inverno ma non auspicabile d'estate. L'analisi del comfort rivela come in generale le condizioni siano soddisfacenti con un DeltaT tra la superficie interna e quella del vetro che oscilla tra -2°C e 5°C per il 70% del tempo. L'efficienza di pre-riscaldamento risulta abbastanza bassa e anche incrementi elevati della portata d'aria nell'intercapedine risultano inefficaci. Un incremento di portata d'aria durante il periodo estivo influenza positivamente l'effetto di isolamento dai carichi solari. In conclusione, ad un confronto con facciate tradizionali, emerge un buon comportamento della facciata attiva, anche se questa non è ancora competitiva rispetto a tradizionali superfici opache con finestre, per effetto del surriscaldamento estivo.

Altra tematiche molto interessanti riguardano l'analisi di Life Cycle Assessment (LCA) e di convenienza economica di applicazioni BIPV. Gli studi proposti da Cucchiella, D'Adamo et al. [8] analizzano la potenza ottimale di un impianto in funzione delle richieste di consumo elettrico dell'utenza attraverso un modello in cui viene anche valutata la competitività dell'investimento nel caso di edifici residenziali. Il parametro di competitività riguarda la possibilità di confrontare il costo di un investimento economico di un impianto fotovoltaico che produrrà energia per almeno 20 anni con il costo di un contratto di fornitura di energia elettrica di pari durata in assenza di alcun incentivo. Entro il 2020 l'investimento potrebbe diventare

competitivo in almeno il 76% dei paesi UE. L'impianto analizzato ha un potenza di 11,52 kW_p e deve soddisfare una richiesta di almeno 4500kWh/anno circa per ogni famiglia di 3-4 persone e di circa 3000 kWh/anno per ogni famiglia di 1-2 persone. La richiesta totale in un condominio medio abitato da famiglie di questa tipologia arriva a circa 16000 kWh/anno. Tenendo conto della perdita di efficienza annuale del sistema e dell'incremento di richiesta energetica (stimato pari all'1%), l'impianto iniziale è stato maggiorato fino alla potenza di 15.3 kW_p. Successivamente gli autori hanno indagato lo smaltimento dell'impianto fotovoltaico e considerando che il modulo può sostituire un elemento di involucro può non essere considerato come un elemento aggiuntivo di smaltimento. In generale poi un pannello e un impianto fotovoltaico evitano emissioni di CO₂ causate da produzione di energia elettrica da fonte non rinnovabile con un rapporto pari a 0.53 kg/kWh di energia elettrica prodotta dall'impianto. Va tuttavia considerata l'emissione di CO₂ in fase di produzione di un modulo fotovoltaico che spalmata sull'ipotetica vita media di 20 anni dell'impianto porta a una produzione di CO₂ pari a 0.063 kg/kWh. Al termine di tutti questi ragionamenti è stata valutata la convenienza economica dell'impianto attraverso il software PVSyst. Sono stati valutati i costi iniziali (IVA inclusa), i costi di manutenzione, i costi di gestione e i costi di assicurazione e 3 scenari di investimento: auto finanziamento, finanziamento esterno completo e finanziamento per metà esterno e per metà autonomo. I 3 casi sono stati comparati con tre indici: Internal Rate of Return (IRR o TIR), Net Present Value (NPV o VAN) e Payback Period (PbP). I valori emersi dalle simulazioni dei 3 casi sono:

- autofinanziamento: IRR 8%, NPV 50618,00 €, PbP 13 anni e 9 mesi
- finanziamento esterno: IRR 16%, NPV 37732,00 €, PbP 13 anni e 9 mesi
- finanziamento misto: IRR 10%, NPV 41315,00 €, PbP 14 anni e 1 mese

L'autofinanziamento è la soluzione più desiderata, ma la più difficile da perseguire a causa dell'elevato costo dell'investimento iniziale.

Un ulteriore studio sull'LCA di un impianto fotovoltaico è proposto da Hammond, Harajli et al. [13]. In questo lavoro è stata effettuata una energy analysis che considera tutti gli aspetti e propone due indici di valutazione del tempo di ritorno energetico. Il primo indice chiamato Simple Payback Period (SPP) esprime il rapporto tra l'Embodied Energy dell'impianto fotovoltaico e l'energia generata dal sistema per determinare un tempo di ritorno. Il secondo indice chiamato Displaced Energy Payback Period (DEPP) considera che l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sostituisce quella generata dal sistema elettrico ed è quindi espresso dal rapporto tra il DEPP e l'efficienza di tale sistema la quale viene espressa come la quantità di energia primaria necessaria per fornire al consumatore finale una unità di energia elettrica. Più il sistema elettrico è inefficiente più il DEPP si abbassa a favore dell'installazione fotovoltaica. L'analisi LCA è stata effettuata con l'ausilio del software SimaPro e secondo le normative ISO 14040:2006 e 14044:2006. L'analisi LCA ha dimostrato, come era prevedibile, che nel complessivo processo di produzione le celle fotovoltaiche sono responsabili per il 45% dell'intera Embodied Energy. Inoltre nella valutazione finale degli indici energetici sono stati calcolati i seguenti valori: SPP pari a 13.5 anni e DEPP pari a 4.5 anni. E' stato valutato inoltre un Carbon PayBack Period di 4 anni. Dal punto di vista economico è stato valutato un payback period di 15 anni. Tale valore dimostra come se da un punto di vista energetico l'impianto fotovoltaico è molto conveniente, da un punto di vista economico è necessaria la politica di supporto e incentivazione nazionale.

Legata a questi temi è la valutazione sulla reale convenienza economica degli edifici definiti Near Zero Energy Buildings (NZEB) abbinati a generazione elettrica fotovoltaica. Su questo tema si sono concentrati Adhikari, Aste et al. [1], partendo dal fondamentale presupposto che un edificio NZEB prima di considerare il tipo di approvvigionamento energetico, seppur rinnovabile, deve concentrarsi sulla massima riduzione del fabbisogno di energia. Sicuramente però, il fotovoltaico ha molti vantaggi rispetto ad altre fonti rinnovabili, ad esempio può essere installato praticamente ovunque e pur essendo in funzione del clima in cui viene installato, presenta meno incognite rispetto ad esempio a fonti rinnovabili basate su vento o biomassa. Il fabbisogno stimato per un NZEB è di circa 40 kWh_{el}/m² anno includendo tutti gli usi finali (riscaldamento, raffrescamento, illuminazione, acqua calda sanitaria, apparecchiature). Riducendo molto la richiesta, come espresso nelle premesse iniziali, si può coprire il fabbisogno di energia installando superfici di fotovoltaico

relativamente contenute. Il caso studio evidenziato è un edificio residenziale costruito a Milano con una superficie netta di circa 7000 m². L'edificio è dotato di una pompa di calore geotermica e di un impianto fotovoltaico con una potenza pari a 87 kW_p. La produzione stimata di energia elettrica dell'impianto è pari a 118 MWh_{el}. Una prima valutazione sui costi mostra come per la costruzione dell'edificio oggetto di analisi l'extra costo di costruzione sia abbastanza ridotto. Si passa infatti da un costo di costruzione secondo i normali standard ordinari di 1400 €/m² a un costo per edifici NZEB di 1780 €/m². L'analisi economica basata sui risultati stimati di produzione di energia elettrico mostra un Payback Period di 18 anni per un edificio NZEB e di 14 anni per un edificio NZEB con l'ausilio di tariffe incentivanti.

Interessanti considerazioni emergono dal lavoro di Sharples, Radhi [26] sulla convenienza economica dei sistemi BIPV nei paesi del Consiglio di Cooperazione del Golfo (GCC). I paesi arabi si trovano in serie condizioni dal punto di vista delle emissioni di CO₂ e tra le strategie imposte dai vari governi emergono indicazioni sull'utilizzo dell'isolamento termico degli edifici e sulla riduzione delle emissioni. In questo lavoro è stata valutata la fattibilità economica di un impianto BIPV in copertura ed in facciata inclinato con angolo pari a quello della latitudine. Una prima valutazione riguarda la notevole differenza di rendimento tra le condizioni di test e quelle in opera, soprattutto in funzione delle reali condizioni climatiche. In alcuni casi l'efficienza passa dal valore stimato del 15.2% al valore reale di 8.5%. Inoltre, dall'analisi di fattibilità economica emerge chiaramente che anche utilizzando una disposizione dei pannelli ottimale, i tempi di ritorno sono estremamente lunghi, da 42 a 45 anni. Questo è principalmente dovuto ai bassi prezzi dell'elettricità nei Paesi Arabi che non consentono al fotovoltaico di essere considerato una valida alternativa ad altre fonti energetiche. L'unico modo in cui l'impianto BIPV potrebbe diventare appetibile è se il suo costo crollasse di almeno il 70% oppure se il costo dell'energia elettrica aumentasse sensibilmente. Tuttavia quella considerata è un'unica prospettiva, quella economica dal punto di vista del consumatore, ma appare chiaro come una prospettiva più ampia che includa costi e benefici non solo economici per l'intera società e l'ambiente possa portare a rivalutare in maniera consistente l'ipotesi di installazione fotovoltaica integrata.

Numerosi sono poi i modelli matematici messi a punto per la simulazione di BIPV. Nel caso di Wang, Tian et al. [29] ad esempio è sviluppato un modello per confrontare 3 tipi di BIPV con tetto tradizionale e Cool Roof. Inizialmente i casi proposti nella modellazione sono di BIPV con intercapedine ventilata, BIPV con intercapedine non ventilata, BIPV direttamente montato a contatto con il tetto e tetto senza BIPV. Oltre al modello termico, utilizzato anche per il calcolo della temperatura superficiale dei pannelli, è stato utilizzato il modello sviluppato dal Sandia National Laboratories che in funzione di numerose variabili in ingresso è in grado di valutare la potenza di picco di un particolare modello di tecnologia fotovoltaica. Ad una prima stima dei 4 differenti tipi di tetto sul valore di sfasamento è seguita una analisi dell'influenza delle 4 configurazioni sui carichi termici estivi. Appare chiaro come la configurazione con BIPV ed intercapedine ventilata sia quella che maggiormente riduce i picchi di carico termico soprattutto se confrontata con la soluzione standard senza BIPV. La riduzione dei carichi di raffrescamento dell'impianto può arrivare anche fino al 50% passando da circa 16 W/m² a circa 8 W/m². La soluzione con intercapedine presenta anche il notevole vantaggio di ridurre le temperature superficiali e quindi di aumentare l'efficienza di conversione del sistema fotovoltaico. Se il confronto con un tetto tradizionale vede in netto vantaggio la soluzione con BIPV ed intercapedine ventilata, è possibile tuttavia notare come lavorando sui coefficienti di assorbimento dei materiali esterni del tetto è possibile portare la soluzione tradizionale ad abbassare in maniera evidente i picchi di carico termico estivo fino ad avvicinarsi alle prestazioni del tetto BIPV con intercapedine. Un'ultima considerazione riguarda l'aspetto invernale in cui prevale la configurazione con BIPV ed intercapedine chiusa per l'effetto combinato di riduzione dei carichi di riscaldamento e dell'elevato livello di efficienza di conversione dell'impianto. Il carico di riscaldamento dell'impianto può scendere fino a 18 W/m² a partire da circa 22 W/m² per la soluzione tradizionale.

Il BIPV può trovare applicazione anche installato come schermatura a protezione delle superfici trasparenti degli edifici. In quest'ottica il lavoro di Yoo, Lee [30] propone un monitoraggio di un sistema BIPV della durata di circa 1 anno in cui il sistema fotovoltaico è stato progettato in modo da schermare l'edificio dal sole d'estate e lasciar entrare la radiazione d'inverno. Le misure hanno riguardato l'efficienza dell'impianto, le temperature ambientali e della superficie delle celle. I risultati del periodo estivo hanno rivelato pesanti

crolli dell'efficienza del sistema che passa da valori nominali di 12%-14% a valori di efficienza di conversione del 5%. Il motivo principale di tale crollo è da ricercarsi secondo gli autori nella schermatura reciproca dei pannelli che, ostacolando la radiazione solare, si privano di elevate quantità di energia tipiche dei mesi estivi e riducono la generazione di corrente delle celle in ombra che diventano delle vere e proprie resistenze al passaggio di corrente. L'efficienza media nelle stagioni intermedie raggiunge valori di circa il 7.5%, mentre l'efficienza di conversione, calcolata sempre come rapporto tra potenza generata e radiazione incidente, raggiunge valori pari al 15.5% nei mesi invernali. Infine, dall'analisi delle temperatura superficiale emerge inoltre la possibilità per i pannelli più esposti di raffreddare la loro temperatura superficiale durante la notte per effetto della riemissione notturna verso la volta celeste.

Un ulteriore lavoro di confronto tra diverse tecnologie fotovoltaiche è quello proposto da Ordenes, Marinovski et al. [21] in cui 6 differenti tipi di pannello fotovoltaico esistenti sul mercato sono implementati in un prototipo di edificio residenziale e simulati con l'ausilio del software EnergyPlus in 3 differenti città del Brasile. Dalle simulazioni emerge inizialmente che la richiesta maggiore di energia elettrica avviene nei mesi estivi, legata quindi alla richiesta di raffrescamento. La disponibilità di radiazione in questo periodo è pari a 12 ore e paradossalmente fornisce una potenza incidente su piano orizzontale 7 volte più grande della richiesta energetica dell'edificio. La questione è ancora però legata all'efficienza di conversione di una così grande quantità di energia disponibile. Inoltre spesso accade che la maggior parte della richiesta energetica dell'edificio sia temporalmente collocata in orari al di fuori della disponibilità di radiazione solare. In questo caso il rapporto tra radiazione disponibile e energia richiesta è ancora più sbilanciato e pari a quasi 15 volte. Attraverso una visualizzazione scatter plot vengono mostrate le 8760 ore anno e il rapporto tra la potenza richiesta dall'edificio e la potenza generata dall'impianto fotovoltaico. Emerge che per la maggior parte del tempo, circa il 30% per il silicio amorfo, l'impianto fotovoltaico genera potenza elettrica superiore alla richiesta, anche se ci sono alcuni momenti in cui la richiesta di condizionamento è elevata ma la generazione è nulla, ad esempio nelle ore serali. In conclusione, dallo studio proposto, si può evincere che in una simulazione per lo studio di impianti fotovoltaici è necessario prima di tutto tenere in considerazione la diminuzione di efficienza in funzione della temperatura, successivamente è utile considerare il rapporto tra potenza/energia disponibile dal sole e potenza/energia richiesta dall'edificio e capire per quanto tempo l'impianto è in grado di fornire sufficiente energia all'edificio; un'ultima considerazione riguarda la possibilità considerata comunque sufficientemente efficace di installazioni fotovoltaiche su superfici verticali anche a latitudini pari a quelle del Brasile.

Il BIPV ha inoltre una ulteriore applicazione se accoppiato con membrane riflettenti sulle coperture di edifici. Di questo tema si è occupato il lavoro di Ban-Weiss, Wray et al. [3] in cui è stato analizzato il retrofitting di un edificio per uffici a Yuma, Arizona. L'accoppiamento alternato di sistemi BIPV e membrana riflettente bianca con uno strato isolante di 3.8 cm ha portato all'aumento del coefficiente di riflessione medio (misurato secondo la norma ASTM E1918-06) da 0.25 a 0.59 con evidenti influenze sulle temperature superficiali. Un particolare non di minore importanza è che gli uffici sono disaccoppiati dalla superficie del tetto per la presenza di un attico che influenzerà notevolmente la valutazione dei risultati. Il tipo di BIPV è un silicio amorfo tripla giunzione laminato su un singolo strato di membrana e la sua efficienza nominale è pari al 6.8%. Interessante la valutazione del coefficiente di assorbimento del BIPV calcolato come il complementare a 1 della riflessione a cui però viene sottratta l'efficienza di conversione. Le riflessioni di BIPV e membrana riflettente sono state stimate pari a 0.27 e 0.77. L'assorbimento del BIPV decurtato anche dell'energia convertita in elettricità è stato valutato pari a 0.66. Infine il coefficiente di assorbimento solare pesato sull'area è stato valutato pari a 0.38. Successivamente alla valutazione dei parametri ottici e solari è iniziata la campagna di misura sul campo con il monitoraggio di numerose variabili ambientali e di potenza prelevata dell'edificio suddivisa in una parte relativa agli impianti e una parte relativa agli altri carichi. Dopo una prima valutazione delle condizioni climatiche è stata effettuata una analisi sul flusso di calore in periodo estivo che ha rivelato come il flusso di calore attraverso il tetto nella condizione pre-retrofit sia la condizione peggiore seguita dal valore di flusso attraverso il tetto BIPV nella porzione PV e dal flusso attraverso la copertura nella porzione di membrana riflettente. Attraverso una regressione multipla è stato stabilito che l'influenza dei parametri climatici sui consumi energetici estivi è legata prevalentemente al ΔT Interno-Esterno trovando poca correlazione con la temperatura a bulbo

umido e la radiazione solare, tale analisi è servita per valutare gli effetti dell'installazione a parità di condizioni esterne più significative. Il flusso di calore dopo l'intervento di retrofit è pari a $\pm 0.1 \text{ kWh/m}^2$ anno con differenze rispetto alla situazione precedente che vanno da 0.3 kWh/m^2 anno a 1 kWh/m^2 anno. Per quanto riguarda i consumi energetici i valori sono diminuiti di circa il 45% dopo l'intervento e l'efficienza media del sistema fotovoltaico durante l'anno è stata misurata pari a 4.6%. L'energia prodotta dal sistema è stata pari al 25 % e 20% del fabbisogno dell'edificio rispettivamente in estate ed in inverno. Un'ultima importante considerazione riguarda l'effetto dell'installazione BIPV se rapportato all'effetto dell'isolamento. Lo studio conclude che il BIPV è risultato più influente per l'aspetto di generazione fotovoltaica che per l'aspetto di riduzione dei consumi per l'evidente maggior incidenza dell'isolamento utilizzato nell'intervento di retrofit.

Il modello termico, la progettazione e l'integrazione di un sistema Building Integrated Photovoltaic-Thermal (BIPV/T) in un edificio Near Zero Energy Building (NZEB) sono stati proposti da Chen, Athienitis et al. [6]. La progettazione di un tale sistema è stata effettuata in una zona climaticamente fredda, il Canada. Massima attenzione è stata quindi posta nel cercare una combinazione ottimale di tecnologie ad alta efficienza e di sistemi solari attivi e passivi. Nella fattispecie è stato analizzato il caso studio di EcoTerra, una solar house costruita nel 2007 con l'obiettivo di dimostrare che costruire un NZEB era economicamente accessibile a tutti. Nella casa è stato utilizzato un silicio amorfo di basso costo e un sistema BIPV/T prefabbricato. La scelta del silicio amorfo la cui disposizione generasse un'intercapedine ventilata con funzione di recupero termico nasce dalla volontà di evitare costi più elevati dovuti all'installazione di silicio mono o policristallino. Il fabbisogno energetico dell'edificio è garantito da una pompa di calore geotermica, tuttavia una parte dei carichi invernali vengono abbattuti anche grazie alla progettazione di un sistema passivo di accumulo solare sul pavimento delle stanze a Sud. Il sistema BIPV/T è integrato sul tetto a Sud e trattasi di sistema basato su una circolazione aperta dell'aria. L'aria esterna, aspirata da un ventilatore, viene usata come fluido per lo scambio di calore. Il calore immagazzinato viene usato per produrre ACS, riscaldare gli spazi e seccare gli abiti. Altre tecnologie come Ventilated Concrete Slab (VCS) sono utilizzate. L'aria scaldata dall'intercapedine viene utilizzata per asciugare i vestiti se necessario, scaldare l'ACS o il VCS a secondo di quale sistema si trova a temperatura inferiore in un determinato momento. Successivamente alla messa in funzione del caso studio è stato effettuato un monitoraggio e un modello termico di BIPV/T per poter dimensionare al meglio le portate d'aria all'interno dell'intercapedine. Da prime indagini termografiche sull'esistente sono emerse interessanti valutazioni sulle temperature superficiali. Il tetto con BIPV/T installato mantiene le sue temperature di circa $10^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}$ più basse rispetto alla porzione senza alcun tipo di applicazione. Per valutare gli effetti del BIPV/T il monitoraggio dei valori di temperature e portate d'aria è stato effettuato in due giorni consecutivi che presentavano condizioni climatiche molto simili, attivando e disattivando il ventilatore dell'intercapedine. Nel primo giorno, con il sistema attivato, sono stati misurati circa 2.4 kW di potenza generata dal sistema fotovoltaico, 200 l/s di flusso d'aria in intercapedine, circa 10 kW sono stati utilizzati per il recupero termico, 1.5 kW di potenza per produrre ACS e 2.5 kW per scaldare il VCS, per un bilancio di potenza al netto dell'energia per i ventilatori di circa 6kW. Senza il sistema BIPV/T il bilancio netto è stato calcolato pari a 2.3 kW. In conclusione il sistema offre in giornate tipiche una potenza termica di circa 8kW-10kW, considerando un riscaldamento dell'aria di circa 30°C a 250 l/s di portata. I consumi finali della casa saranno circa 1600 kWh/anno, pari a circa il 5% della media nazionale e pari a circa 1/3 di quelli aspettati. Un modello numerico è stato inoltre sviluppato e validato per la previsione dei profili di temperatura nell'intercapedine.

La valutazione degli effetti energetici di una finestra fotovoltaica sui consumi di raffrescamento e riscaldamento, daylighting e produzione di elettricità sono stati valutati nel lavoro di Miyazaki, Akisawa et al. [20]. La finestra fotovoltaica è composta da due lastre di vetro con uno strato di fotovoltaico semitrasparente nel mezzo. Un edificio tipo è stato simulato a Tokyo con il software EnergyPlus e le vetrate fotovoltaiche, un particolare modello della Sanyo, sono state simulate con alcune assunzioni tra le quali quella di considerare la trasmittanza solare e visibile dello strato fotovoltaico uguale ai valori della singola cella. L'energia elettrica prodotta dalle celle è stata valutata in funzione di numerose variabili tra le quali: radiazione solare, temperatura della cella, trasmissione solare del vetro. Per ciò che riguarda l'illuminamento il valore di setpoint è stato impostato pari a 700 lux. I risultati delle simulazione sono stati

confrontati poi con i valori di riferimento mensili tratti da letteratura mostrando una buona corrispondenza. Una analisi parametrica è stata condotta variando la trasmittanza solare della cella dal 10% all'80% e il WWR dal 30% al 50% con e senza daylight control. La combinazione di WWR al 50% e della trasmittanza solare pari al 40% ha fornito i risultati migliori ipotizzando un risparmio sui consumi fino al 54% rispetto all'edificio standard. Importanti riduzioni sui consumi elettrici per illuminazione sono state ottenute anche grazie ai sistemi di daylighting.

Una caratterizzazione dei valori di trasmittanza termica e fattore solare per i sistemi BIPV è proposta da Misara, Henze et al. [19]. Il problema sollevato è quello di non poter utilizzare le procedure standard, normalmente utilizzate per i vetri, per la caratterizzazione di tali parametri nel caso di presenza di BIPV. Viene proposto un metodo per poter tenere in considerazione la potenza termica generata dal modulo fotovoltaico durante la caratterizzazione dei pannelli e viene descritto un modello matematico per il calcolo della temperatura superficiale dei pannelli. In particolare si simulano le presenze di diversi livelli di radiazione solare fornendo tanta potenza al pannello quanta è necessaria per innalzare la sua temperatura fino a renderla stazionaria. I risultati mostrano un miglioramento del parametro U-Value anche del 9% nel caso di vetro laminato. Al contrario la riduzione del g-value durante l'inverno può arrivare anche al 15% per un caso di vetro isolato.

Sull'importanza di descrivere i parametri principali dei moduli di BIPV, è possibile fare riferimento anche lavoro di Henze, Glotzbach et al. [14]. Ormai quasi in tutti i casi, l'applicazione di BIPV non è solo legata alla generazione di energia elettrica, ma all'influenza sull'edificio che l'installazione genera, come ad esempio nel caso di tutti i parametri legati all'energetica degli edifici. In questo caso si parla spesso di *fotovoltaico multi funzionale* e proprio per questo è necessario fornire la caratterizzazione di tutti i parametri che coinvolgono altri aspetti oltre a quello della generazione di energia elettrica. In questo senso il lavoro citato offre una panoramica dei principali parametri richiesti ad un modulo BIPV nelle diverse declinazioni di una sua applicazione sugli edifici. Ad esempio, il BIPV può sicuramente essere utilizzato come schermatura e con annesso rilevatore di posizione del sole che ottimizza la produzione di energia elettrica e l'efficacia schermante. In questo caso le caratteristiche minime da utilizzare per lo studio illuminotecnico sono il trasmissione visibile, il coefficiente di riflessione e l'indice di resa cromatica. Un'ulteriore analisi è proposta rispetto ai consumi di energia primaria relativi a diversi standard. Emerge, ad esempio, che nel caso di edificio costruito secondo EnEv standard e dotato di pompa di calore il fabbisogno di energia primaria può essere interamente coperto con un impianto della potenza di almeno 35 kWp di Silicio Monocristallino.

3 Il funzionamento della cella fotovoltaica

Ciò che consente la scelta di un materiale come adatto a produzione di energia elettrica, per effetto dell'esposizione ai raggi solari, è la sua natura di semiconduttore. La distinzione dei materiali tra conduttori, semiconduttori e isolanti avviene in base alla proprietà di *resistività* ρ secondo la seguente classificazione:

- conduttori: $\rho < 10^{-3}$ [Ωcm]
- semiconduttori: $10^{-3} < \rho < 10^5$ [Ωcm]
- isolanti: $\rho > 10^5$ [Ωcm]

Il silicio, largamente utilizzato nelle applicazioni fotovoltaiche, è un semiconduttore e la sua resistività, in condizioni pure, è pari a $2.5 \cdot 10^3$ [Ωcm]. Inoltre il silicio forma una struttura cristallina e le sue proprietà elettriche possono essere variate tramite apposito *drogaggio*. La scelta degli elementi chimici droganti avviene conoscendo gli elettroni di valenza dell'atomo di silicio. E' possibile definire gli *elettroni di valenza* come gli elettroni presenti nell'orbitale più esterno dell'atomo e tali elettroni determinano le proprietà elettriche dell'atomo, in questo caso il Silicio è dotato di 4 elettroni di valenza. La scelta di Boro [B] e Fosforo [P] come elementi droganti è fatta su questa base, avendo il Boro 3 elettroni di valenza ed il Fosforo 5.

Prima di comprendere come avviene la generazione di energia elettrica a seguito del drogaggio è necessario introdurre il concetto di *modello a bande energetiche* [31]. Come è possibile notare in **Figura 1** la distinzione tra materiali conduttori, semiconduttori ed isolanti può esser fatta anche sulla base di una visione a bande di energia.

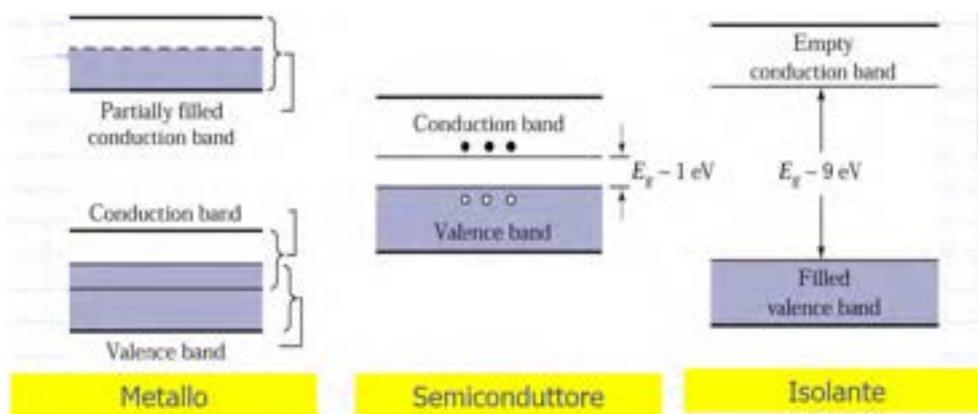


Figura 1 – Rappresentazione secondo il modello a bande di materiali metallici, semiconduttori e isolanti

Secondo la meccanica quantistica esistono dei livelli energetici (bande) consentiti agli elettroni. In un caso molto semplice se avviciniamo due atomi, ad esempio di Elio [He], ognuno dotato di 2 elettroni di valenza nel livello energetico E_1 , esisterà una distanza minima oltre la quale i due atomi si uniranno formando un unico sistema e, non potendo esistere più di due elettroni per ogni livello secondo il principio di esclusione di Pauli, il livello energetico E_1 si sdoppierà generando per gli elettroni due stati permessi. Avvicinando n atomi di He si otterranno $2n$ stati permessi che genereranno una *banda di stati permessi*. Ritornando ora al caso del Silicio, sappiamo come questo elemento abbia 4 elettroni nella banda di valenza, in particolare il Silicio ha 2 elettroni nell'orbitale 3s e 2 elettroni nell'orbitale 3p. Avvicinando n atomi di Silicio avremo, anche in questo caso, la creazione di bande di energia come mostrato in **Figura 2**. Nella fattispecie i 4 elettroni si andranno a collocare spontaneamente tutti nel livello energetico inferiore chiamato appunto *banda di valenza*, riempiendo tutti i livelli energetici permessi per quella banda e lasciando vuota la banda a livelli energetici superiori chiamata *banda di conduzione*, che nel caso del silicio presenta $4n$ stati permessi,

ma nessun elettrone. Nella formazione di tali bande si viene a creare anche un gap chiamato *energy gap*, caratterizzato dall'assenza di stati permessi, che divide le bande e che può essere superato solo se gli elettroni presenti nella banda di valenza ricevono un contributo di energia sufficiente per permettere un salto di banda e passare alla banda di conduzione.

Una analogia molto interessante del modello a bande è quella idraulica. Una banda energetica parzialmente riempita di elettroni e quindi caratterizzata da stati liberi contribuisce alla conduzione quando sottoposta a differenza di potenziale, similmente al moto che ha un fluido in un tubo chiuso parzialmente riempito e sottoposto ad apposita inclinazione.

Risultando la banda di valenza del Silicio completamente piena e quella di conduzione completamente vuota, risulta teoricamente fondamentale un contributo energetico dall'esterno per permettere la conduzione sotto forma di moto elettronico. Tuttavia al di sopra dello zero assoluto, in un cristallo di Silicio, esiste una probabilità non nulla che un elettrone acquisisca energia sufficiente a rompere il legame covalente e passare alla banda di conduzione

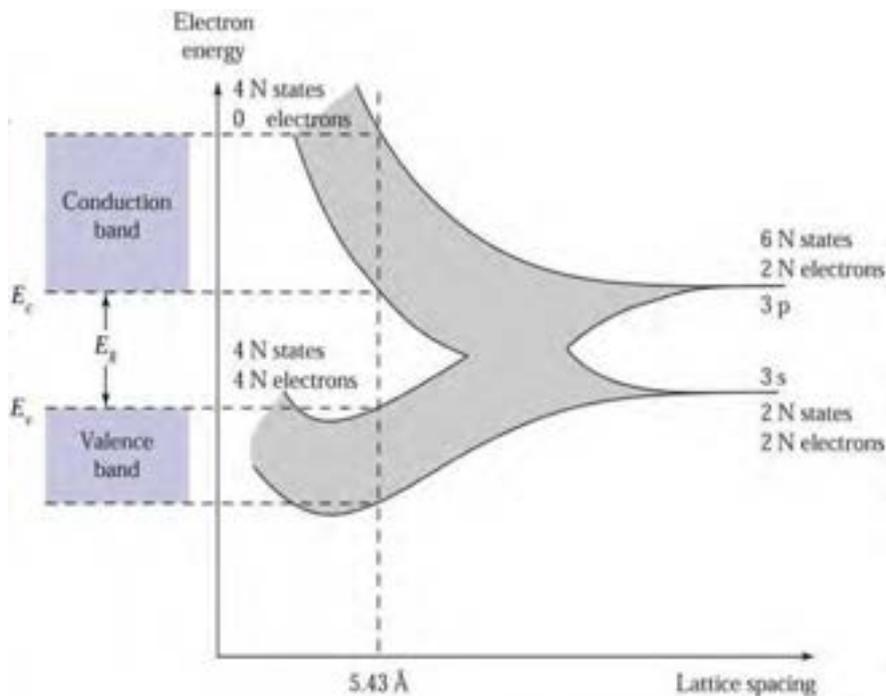


Figura 2 – Modello a bande per l'atomo di Silicio

A seguito di questo salto di banda l'elettrone che passa alla banda di conduzione lascia un buco chiamato *lacuna*. La quantità di energia per passare alla banda di conduzione dev'essere comunque pari all'energy gap e quindi, per il Silicio, pari a 1.12 eV a circa 300 K. In questa condizione se viene applicata una piccola tensione che genera differenza di potenziale avviene un piccolo moto di elettroni liberi e quindi corrente. Tuttavia, per materiali il cui energy gap è troppo grande, anche a temperatura ambiente rimangono isolanti, l'esempio più evidente è il vetro, il cui energy gap è pari a 9eV. Ritornando al salto di banda dell'elettrone, ogni qualvolta si rompe un legame covalente si creano due portatori di carica: l'elettrone e la lacuna. Tutto quanto visto fino ad ora appartiene ad un *meccanismo termico* per mezzo del quale posso rendere un materiale conduttore promuovendo elettroni alla banda di conduzione per effetto dell'aumento di temperatura.

Tuttavia alla base della generazione di corrente elettrica nella cella fotovoltaica non vi è un effetto termico, ma il cosiddetto *effetto fotoelettrico*. In questo caso è il *fotone* della luce solare che fornisce l'energia sufficiente all'elettrone del Silicio per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Nel materiale puro, nel nostro caso il Silicio, vengono introdotte delle impurità per aumentare la disponibilità di elettroni liberi tramite la tecnica del drogaggio, come accennato all'inizio. Un drogaggio del Silicio con Fosforo e Boro (al massimo pari all'1%) comporta cambiamenti nelle proprietà del cristallo del Silicio. In

particolare tramite il Fosforo viene aggiunto un elettrone (donatore) e il drogaggio viene chiamato di *tipo n*, tramite il Boro viene creata una lacuna aggiuntiva (accettore) e il drogaggio viene chiamato di *tipo p*. Il drogaggio di tipo n introduce elettroni liberi che non partecipano al legame covalente e aumenta le proprietà di conduzione. Il drogaggio di tipo p aumenta le assenze di elettroni (lacune) e aumenta la conduzione del materiale. Per effetto della *legge di azione di massa* otteniamo che il *prodotto np* (elettroni, lacune) rimane sempre costante. Proviamo ora ad applicare un campo elettrico, dopo aver introdotto i nuovi portatori nel Silicio per effetto del drogaggio. Il moto degli elettroni in assenza di campo elettrico è detto in *volo libero*, ossia l'elettrone ha un movimento casuale e non ordinato ed è caratterizzato da continua dissipazione di energia. L'effetto dell'applicazione di un campo elettrico è quello di fornire verso e direzione al moto degli elettroni. Uno schema di tale comportamento è riprodotto in **Figura 3**.

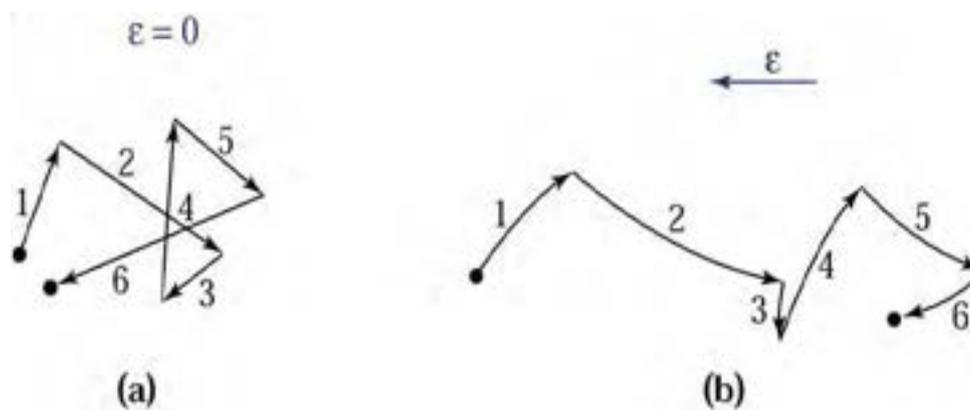


Figura 3 – Schema del tragitto di un elettrone in un semiconduttore:
a) effetto termico; b) effetto termico + campo elettrico

Oltre alla corrente generata per effetto dell'applicazione di un campo elettrico vi è una componente di corrente dovuta alla diffusione, ossia dovuta al gradiente di concentrazione dei portatori. La corrente elettrica totale risulta quindi la somma della corrente da campo elettrico e della corrente per diffusione. L'ultima fase di questa breve e sicuramente non esaustiva relazione sul funzionamento delle celle fotovoltaiche consiste nel comprendere l'effettiva composizione della cella al Silicio che, in pratica, si realizza nell'avvicinamento di due pezzi di semiconduttore drogati diversamente fino alla formazione della cosiddetta *giunzione p-n*. La parte di giunzione drogata con Boro, giunzione tipo p, contiene lacune, che sono mobili, e ioni carichi negativamente, gli accettori, in questa sezione le lacune sono i *portatori maggioritari di cariche*; la parte di giunzione drogata con Fosforo, giunzione tipo n, contiene ioni carichi positivamente, i donatori, ed elettroni che possono spostarsi, in questa sezione gli elettroni sono i *portatori maggioritari di cariche*. Non appena la giunzione p-n si forma gli elettroni diffondono verso le lacune e viceversa le lacune diffondono verso gli elettroni. Questa ricombinazione per diffusione (*diffusion current*) elimina una coppia elettrone-lacuna e crea una regione, chiamata *regione di svuotamento*, cioè svuotata da tutte le cariche mobili. Successivamente ci si trova nella condizione in cui nella regione di svuotamento esistono solo ioni negativi nel lato p della regione e solo ioni positivi nel lato n della regione rendendo i due lati p ed n rispettivamente carichi negativamente e positivamente. Non esistono più elettroni o lacune nella regione di svuotamento. Per effetto di questa presenza di ioni positivi e negativi agli estremi della regione di svuotamento si genera una differenza di potenziale e si determina una regione chiamata *barriera di potenziale* che impedisce ulteriore movimento di cariche. Il campo elettrico generato crea la cosiddetta corrente di deriva (*drift current*) che è uguale ma di segno opposto alla corrente di diffusione e si genera per il passaggio degli elettroni minoritari dalla sezione p alla sezione n. La medesima cosa descritta per gli elettroni accade anche per le lacune. Un diagramma di quanto esposto è visibile in **Figura 4**.

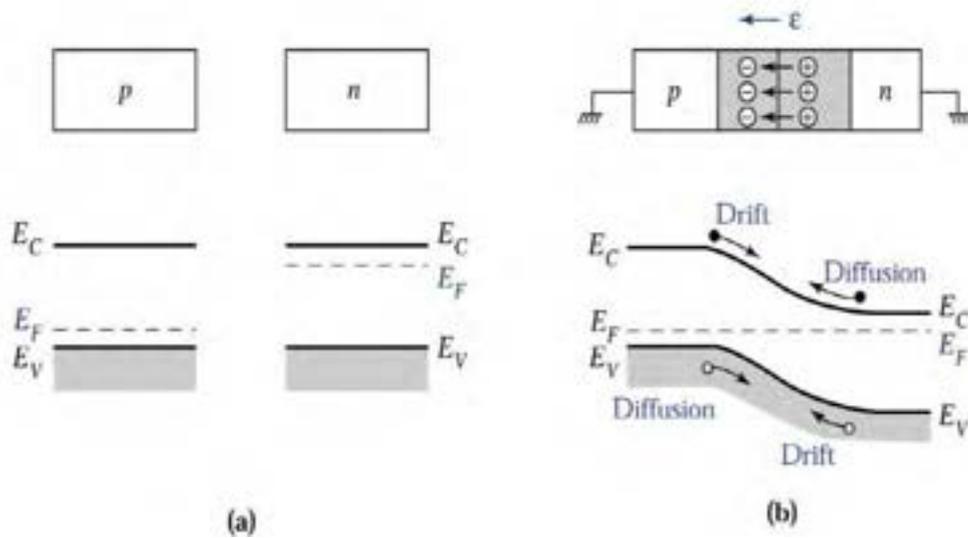


Figura 4 – a) giunzione p-n e diagramma a bande prima dell'avvicinamento; b) creazione della giunzione e correnti

Se la giunzione p-n non è esposta alla luce solare si comporta come un normale *diodo* e all'applicazione di una polarizzazione diretta genera corrente. Quando invece la cella fotovoltaica è esposta alla luce solare l'energia fornita dal fotone è in grado di promuovere, come detto in precedenza, l'elettrone da banda di valenza a banda di conduzione. L'energia fornita dal fotone è tuttavia in funzione della lunghezza d'onda e in particolare secondo la legge $E = h\nu$. Se E risulta molto maggiore dell'energy gap l'elettrone va oltre la banda di conduzione e l'energia va dissipata in calore e scalda la cella.

Uno schema della cella fotovoltaica e del diagramma a bande per la giunzione p-n è mostrato in **Figura 5**. Lo spessore della giunzione n, molto drogata, è solitamente intorno a $0.3 \mu\text{m}$ e lo spessore della giunzione p, meno drogata, è nell'ordine di $200 \mu\text{m}$. In totale lo spessore della cella può arrivare a $0.2\text{mm}-0.5\text{mm}$.

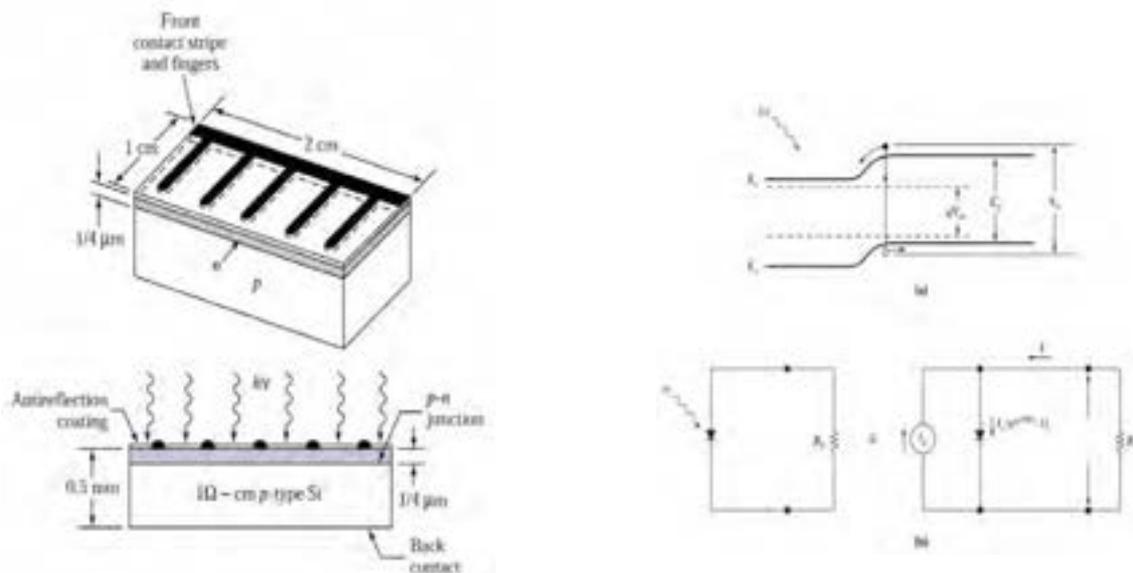


Figura 5 – Schema di cella fotovoltaica, diagramma a bande e analogia elettrica

Uno dei problemi relativi alle celle di Silicio è che tale elemento non è in grado di assorbire tutte le lunghezze d'onda della luce solare e un simile svantaggio ne influenza notevolmente le prestazioni di efficienza. Ecco il motivo dello sviluppo di celle multi giunzione il cui obiettivo è quello di sfruttare l'energia trasportata dai fotoni su più lunghezze d'onda. Dal noto diagramma proposto dal National Renewable Energy Laboratory e visibile in **Figura 6** è possibile vedere come l'efficienza massima attuale (2013) di celle al Silicio cristallino sia notevolmente inferiore, quasi la metà, rispetto a quella di celle multi giunzione che possono superare anche il 40% di efficienza.

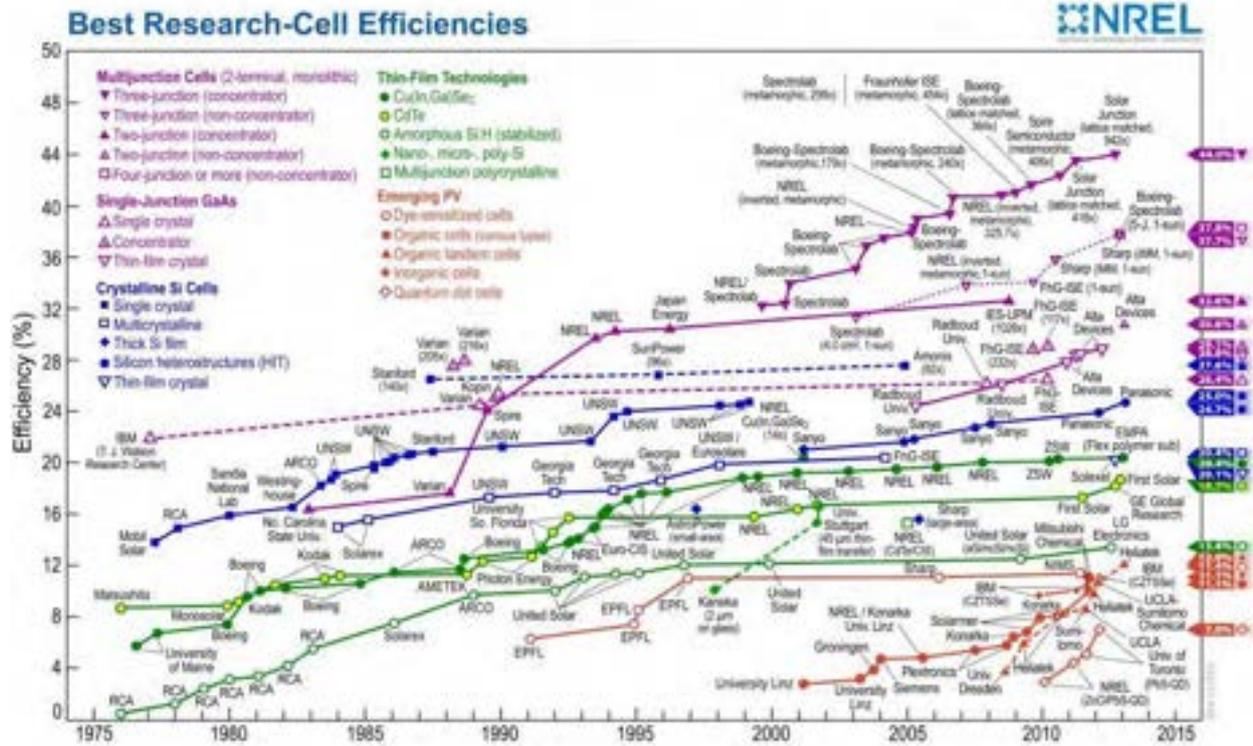


Figura 6 – NREL cell efficiency chart

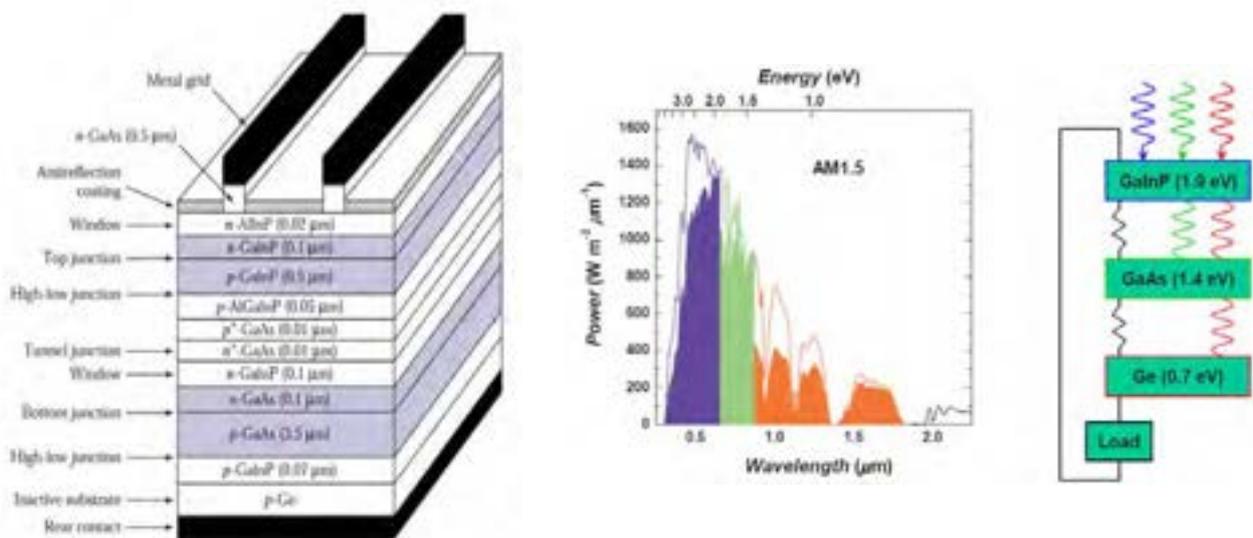


Figura 7 – Celle multi giunzione

Un esempio di cella multi giunzione [9] è mostrato in **Figura 7**. E' evidente come l'energia trasportata dai fotoni a varie lunghezze d'onda sia intercettabile da diversi materiali connessi tra loro. Tra gli elementi chimici più diffusi per le celle multi giunzione si possono trovare il Gallio (Ga), l'Indio (In), il Fosforo (P), il Germanio (Ge) e l'Arsenico (As).

Un ultimo aspetto riguarda la generazione di potenza elettrica di una cella fotovoltaica [4]. In un generatore fotovoltaico, infatti, la potenza erogata è fortemente in funzione delle condizioni ambientali di irraggiamento e temperatura e del punto di lavoro espresso come prodotto di tensione (V) e corrente (I). In condizioni uniformi esiste un solo punto di lavoro che però si sposta nel tempo in funzione, come detto, delle condizioni ambientali. La tensione e la corrente di lavoro del generatore vanno quindi controllate in continuazione per permettere all'impianto di generare la massima potenza. Ecco perché tutti i generatori fotovoltaici hanno bisogno di un circuito elettronico di interfaccia che controlli sempre il punto di lavoro del modulo per garantire l'estrazione della massima potenza al variare delle condizioni al contorno ambientali. L'algoritmo che si occupa di calcolare il punto di massima potenza viene detto *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) e tale calcolo è di competenza del convertitore DC/DC.

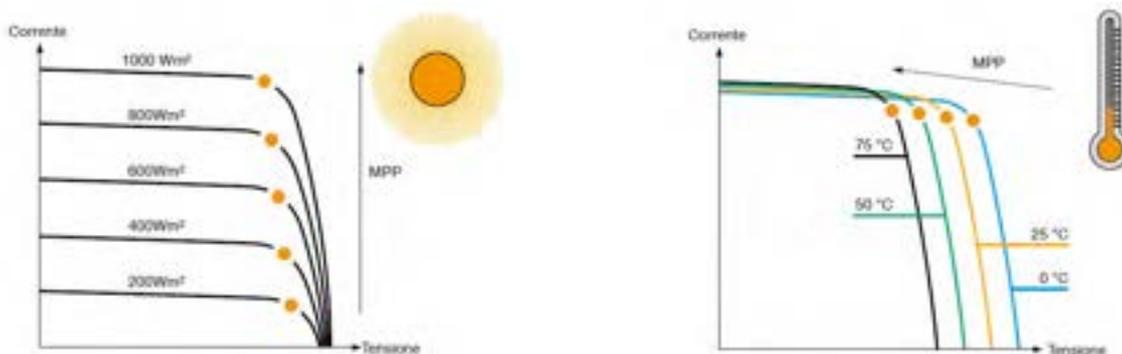


Figura 8 – Diagrammi corrente-tensione per due casi di insolazione

In **Figura 8** è mostrato il diagramma corrente-tensione nei casi di variazione di irraggiamento e di aumento di temperatura delle celle [27]. Com'è possibile notare esiste un punto in cui il prodotto $I \times V$ è massimo e genera una corrispondente potenza massima. Tuttavia questo punto varia in funzione dell'irraggiamento solare e in funzione della temperatura raggiunta dalle celle.

Un ulteriore parametro riguardante la cella fotovoltaica è il *Fill Factor* (FF), ossia il rapporto tra il valore massimo reale del prodotto corrente-tensione e quello ideale. Il valore di FF può essere calcolato con il rapporto tra $I_{MP} \times V_{MP}$ e $I_{SC} \times V_{OC}$, dove I_{MP} è la corrente di Maximum Power Point, V_{MP} è la tensione di Maximum Power Point, I_{SC} è la Corrente di corto circuito e V_{OC} è la tensione a circuito aperto.

4 Applicazioni e tecnologie presenti sul mercato

Attualmente il BIPV può trovare diversi campi di applicazione. I più diffusi sono sistemi di schermatura e protezione dalla pioggia, sistemi a curtain wall leggeri o prefabbricati e facciate doppia pelle [25]. In ogni caso, inoltre, nel documento IEA Task 41 [12] si parla di *integrazione architettonica* quando il sistema di collettori solari, sia esso termico o fotovoltaico, è in grado di ripristinare correttamente le funzioni degli elementi costruttivi che ha sostituito e allo stesso tempo è in grado di preservare la qualità globale e formale dell'intero complesso. Se la qualità architettonica non è preservata è possibile parlare solo di applicazione sull'edificio ma non di integrazione architettonica. In questa direzione è possibile notare in **Figura 9** una visione concettuale proposta dallo stesso documento con una ulteriore suddivisione delle possibili applicazioni del BIPV.

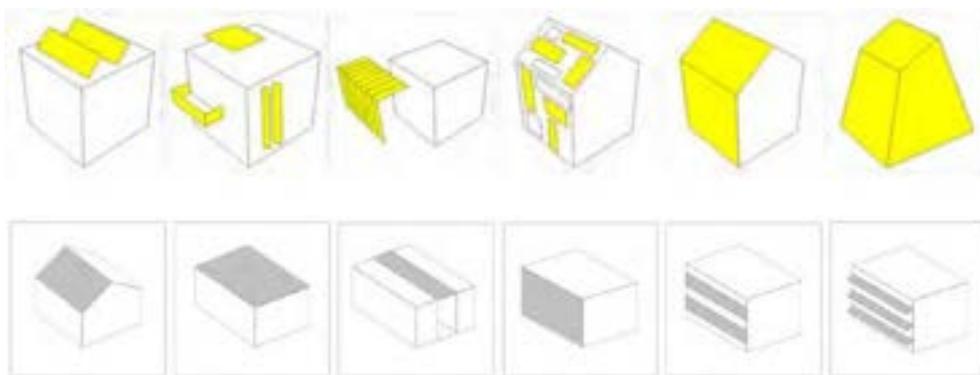


Figura 9 – Applicazioni BIPV: tetti inclinati, tetti piani, lucernai vetrati, facciate, vetrate, schermature

Nel caso di applicazioni su tetto, il fotovoltaico può sostituire lo strato più esterno o anche tutto il pacchetto costruttivo, ad esempio in caso di lucernai. Nel caso di integrazione su *tetti inclinati*, ad esempio, sarà sicuramente necessario un sistema di fissaggio e una analisi dei carichi agenti sul tetto per verificare la coerenza con i dati di dimensionamento. Il problema di tali tipologie di BIPV di prima generazione, è ancora però legato all'aspetto economico e ai tempi di ritorno elevati.

Nel caso di *tetti piani* i sistemi BIPV possono essere installati sullo stesso piano del tetto oppure essere installati, tramite apposite strutture, su piani inclinati per meglio raccogliere la radiazione solare. Un'interessante opportunità è offerta da moduli cristallini con un substrato lievemente flessibile in plastica che permette una perfetta integrazione sul sistema tetto attraverso incollaggio. Tale metodo è molto simile alla diffusa pratica di incollaggio di moduli di Silicio amorfo direttamente sulle guaine impermeabilizzanti.

Esistono anche molti esempi di utilizzo di sistemi BIPV in sostituzione completa del tetto, ad esempio come nel caso di *lucernai vetrati*. Queste soluzioni hanno un controllo effettivo sulla luce naturale all'interno e contemporaneamente generano energia elettrica. Diventa molto importante quindi la caratterizzazione dei parametri ottici ed energetici (SHGC, U-Value) di tali soluzioni integrate [11].

Una distinzione di uso comune viene effettuata tra le tipologie di BIPV *trasparente* e *semi-trasparente* [23]. L'effetto di semitrasparenza è ottenuto grazie alla presenza, nel modulo, di aree trasparenti vetrate e aree opache ove alloggiavano le celle fotovoltaiche. Il grado di trasparenza o semi-trasparenza è in funzione della disposizione e dalla quantità di celle opache all'interno del modulo; nel caso in cui si voglia eliminare qualsiasi passaggio di luce, il vetro tra le celle può essere colorato in massa. Tecnicamente possiamo ottenere un pannello semi-trasparente annegando le celle di silicio cristallino o le strisce di silicio amorfo all'interno di un vetro stratificato.

In genere è possibile trovare applicazioni di BIPV trasparente sia su singolo vetro che su vetro doppio o triplo e quindi con caratteristiche termiche decisamente più interessanti. In **Figura 10** è possibile vedere la stratigrafia di un modulo trasparente sia nel caso di un vetro singolo laminato e quindi senza particolari caratteristiche di isolamento termico che nel caso di un vetro doppio laminato con intercapedine, dalle prestazioni termiche più performanti [24].

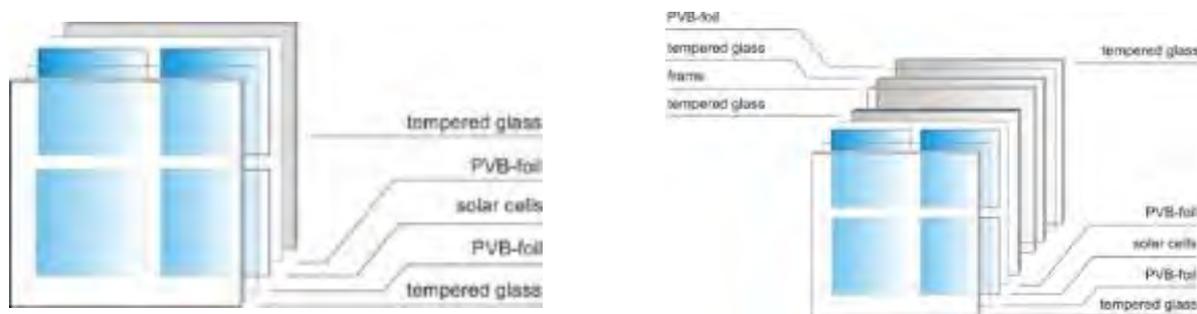


Figura 10 – Stratigrafia di BIPV trasparente su vetro singolo (sinistra) e su vetro doppio (destra)

Tabella 1 – Dati termici ed ottici di alcuni sistemi BIPV trasparenti.

Marca	Modello BIPV	U_g -Value [$W/m^2 K$]	SHGC [%]	τ_v [%]
SCHOTT	ASI THRU-2-L	~ 5 (according to DIN EN 673 valore per l'intero pannello)	27 (active area – solo celle)	10 (active area – solo celle)
SCHOTT	ASI THRU-2-IO	1.1 (according to DIN EN 673 valore per l'intero pannello)	10 (active area – solo celle)	10 (active area – solo celle)
SCHOTT	ASI OPAK-2-L	~ 5 (according to DIN EN 673 valore per l'intero pannello)	25 (active area – solo celle)	3 (active area – solo celle)
CENTENNIAL SOLAR	LAMINATES	~ 5	23	10
CENTENNIAL SOLAR	DOUBLE GLAZING	~ 1.2	10	10
ARNOLD GLASS	Voltarlux-ASI-Standard-N-Mono	5	23	-
ARNOLD GLASS	Voltarlux-ASI-Standard-T-Mono	5	27	-
ARNOLD GLASS	Voltarlux-ASI-Standard-T-Iso	1.2	10	-
SUNTECH	See Thru	6	24	10.62
SUNTECH	Light Thru	-	-	-
SCHEUTEN	Multisol Integra Vitro	1.1	-	-
ENERGY GLASS	Vetro fotovoltaico	1.5	24	-
TAIYO	See-through Solar	-	-	10.6

I parametri più significativi che caratterizzano il BIPV trasparente, da un punto di vista termico ed ottico, possono essere riassunti come segue:

- U-Value [$\text{W}/\text{m}^2 \text{ K}$]: trasmittanza del pacchetto BIPV che sostituisce completamente l'elemento di involucro trasparente od opaco
- SHGC: fattore solare del pacchetto BIPV
- τ_v : fattore di trasmissione visibile diretta della parte trasparente in vetro
- τ_e : trasmissione energetica diretta della parte trasparente in vetro

Tali parametri non sono di facile caratterizzazione, come visto anche nel capitolo dedicato all'analisi dello stato dell'arte presente nella letteratura scientifica, tuttavia alcuni produttori cominciano a fornire alcuni valori nelle schede tecniche dei loro prodotti. In Tabella 1 sono stati raccolti i dati attualmente disponibili sul mercato di alcune tipologie di BIPV trasparente.

5 Il campione BIPV oggetto di prova

Per poter valutare in maniera precisa le caratteristiche termiche di elementi BIPV e per la taratura dei modelli numerici si è effettuata una caratterizzazione sperimentale di un sistema vetrato fotovoltaico campione. Si tratta di uno dei sistemi BIPV più diffusi sul mercato che consiste in una vetrocamera in cui i due elementi vetrato corrispondono a un vetro stratificato in cui vengono laminate le celle fotovoltaiche di silicio mono o policristallino e un secondo vetro float, nel caso in esame con rivestimento bassoemissivo. Si è scelto di investigare un elevato grado di copertura dell'area del sistema vetrato da parte delle celle fotovoltaiche pari al 60%. Sono stati sottoposti a prova campioni di dimensioni 800 mm x 800 mm (prove termiche) con 16 celle fotovoltaiche e 995 mm x 995 mm con 25 celle (determinazione fattore di guadagno solare g). In **Figura 11** è riportata una foto del sistema.



Figura 11 – Vetrocamera fotovoltaica, percentuale dell'area coperta da celle pari a 60%.

Le caratteristiche del campione in termini di materiali e spessori è di seguito riportata in dettaglio:

STRATO	DESCRIZIONE	SPESSORE
Vetro 1.1	Vetro Extra Chiaro	4 mm
PVB Solare	PVB + Cella Fotovoltaica + PVB	≈ 1 mm
Vetro 1.2	Vetro Chiaro	4 mm
Camera	Intercapedine aria	12 mm
Vetro 2.1	Vetro Basso Emissivo	4 mm
PVB	PVB	0.76
Vetro 2.2	Vetro Chiaro	4 mm

La vetrocamera ha uno spessore totale di 29.76 mm. La singola cella fotovoltaica inserita nello strato PVB presenta le seguenti caratteristiche:

- Tipo silicio: policristallino
- Dimensioni: 156 mm x 156 mm
- Potenza di picco: 4.3 W

6 La determinazione della trasmittanza termica di campioni BIPV

La trasmittanza termica di un sistema vetrato è determinabile mediante i metodi di calcolo descritti nella norma UNI EN 673, attraverso le caratteristiche fisiche degli strati che lo compongono. In alternativa è misurabile applicando la procedura sperimentale prevista nella norma UNI EN 674. Si è qui sia valutato che misurato il valore della trasmittanza per il campione descritto nel paragrafo precedente.

Adottando la procedura della EN 673 e considerando un vetrocamera costituito da una sola intercapedine d'aria, la conduttanza dipende dalla resistenza termica del vetro, dalla sua emissività superficiale e dalla resistenza termica e caratteristiche fluidodinamiche dello strato di gas interposto tra i due vetri calcolato in determinate condizioni al contorno¹. Riassumendo, la resistenza termica totale del sistema vetrato, è data dalla somma delle resistenze termiche delle lastre con quella del gas, come descritto nella seguente equazione:

$$\frac{1}{h_t} = \frac{1}{h_s} + \sum_1^n d_j \cdot r_j$$

Dove:

- h_t è la conduttanza dell'intero sistema vetrocamera
- d_j è lo spessore della lastra di vetro
- r_j è la resistenza termica della lastra n -esima di vetro
- h_s è la conduttanza dell'intercapedine di gas

La conduttanza dell'intercapedine riempita di gas (h_s) è data dalla somma della conduttanza radiativa, legata alle caratteristiche radiative delle lastre di vetro (h_r), e dalla conduttanza del gas (h_g).

$$h_s = h_r + h_g$$

La conduttanza radiativa h_r specificamente dipende dall'emissività delle superfici delle lastre di vetro rivolte verso l'intercapedine e può essere calcolata mediante la seguente relazione:

$$h_r = 4\sigma \frac{1}{e_1} + \frac{1}{e_2} - 1 \cdot T_m^3$$

Dove:

- σ è la costante di Stefan-Boltzmann
- T_m è la temperatura media assoluta dell'intercapedine
- $\varepsilon_1 \varepsilon_2$ è l'emissività superficiale delle superfici vetrate rivolte verso l'intercapedine.

La conduttanza del gas dipende dalle sue caratteristiche fisiche e viene valutata alla temperatura media T_m tra le temperature delle superfici vetrate che confinano l'intercapedine, ovvero la.

È possibile scrivere la seguente relazione:

$$h_g = Nu \frac{\lambda}{s}$$

Dove:

- Nu è il numero di Nusselt funzione di conduttività termica λ , densità ρ , viscosità dinamica μ e capacità termica specifica c
- λ è la conduttività termica del gas
- s è lo spessore dell'intercapedine

¹ Le condizioni al contorno indicate nella norma UNI EN 673 sono temperatura media di T_m : 283°K e differenza di temperatura di ΔT 15°K

Il numero di Nusselt (Nu) è un numero adimensionale che esprime il rapporto tra scambio termico convettivo e scambio termico conduttivo. Esso può essere scritto in funzione del numero di Grashof (Gr) e del numero di Prandl (Pr) e di due coefficienti che variano in base all'inclinazione dell'intercapedine.

$$Nu = A(GrPr)^n$$

Dove:

- Gr è il numero di Grashof
- Pr è il numero di Prandl
- A,n sono rispettivamente 0,035 e 0,38 per intercapedini verticali.

Se il numero di Nusselt risulta inferiore a 1, viene sostituito con il valore unitario.

Il numero di Grashof è un parametro adimensionale che in fluidodinamica e trasmissione del calore per convezione naturale per misurare gli effetti delle forze di galleggiamento rispetto alle forze viscosi di un fluido.

$$Gr = \frac{9,81s^3DT \times r^2}{T_m \eta^2}$$

Il numero di Prandtl, abbreviato spesso con Pr, è il gruppo adimensionale della viscosità cinematica ed esprime l'importanza della diffusività cinematica rispetto alla diffusività termica:

$$Pr = \frac{\rho \times c}{\eta}$$

Dove:

- ρ massa volumica
- μ viscosità dinamica
- c capacità termica specifica c
- s spessore dell'intercapedine
- T_m temperatura media
- ΔT differenza di temperatura

In alternativa al calcolo previsto dalla UNI EN 673 è possibile procedere alla misura sperimentale della trasmittanza utilizzando una doppia piastra con anello di guardia (Hot Plate) secondo quanto previsto dalla UNI EN 674. Si è utilizzato l'apparato di prova in dotazione al Laboratorio di Fisica Tecnica Ambientale dell'Università IUAV di Venezia le cui specifiche tecniche sono riportate di seguito:

- Range di misura: in relazione allo spessore, 0.01 – 0.5 W/m K
- Spessore dei campioni: in relazione alla conduttività termica 20 – 100 mm
- Dimensioni dei campioni: 800 x 800 mm
- Temperatura dei campioni: 10 °C
- Accuratezza sull'intero range: ± 1% (max. ± 5%, in accordo con ISO 8302)
- Riproducibilità: ± 0,5% (max. ± 1%, in accordo con ISO 8302)
- Piastra calda: alluminio, elox nero, 500 x 500 mm
- Anello di guardia: alluminio, elox nero, 800 x 800 mm, assemblato con la piastra calda, con termocoppie in serie
- Piastra fredda: alluminio, elox nero, 800 x 800 mm
- Controllo elettronico della temperatura: criostato

- Rilievo della temperatura: mediante 20 termocoppie per rilevare differenza media della temperatura in accordo con DIN 52612
- Rotazione: 90° (verticale)

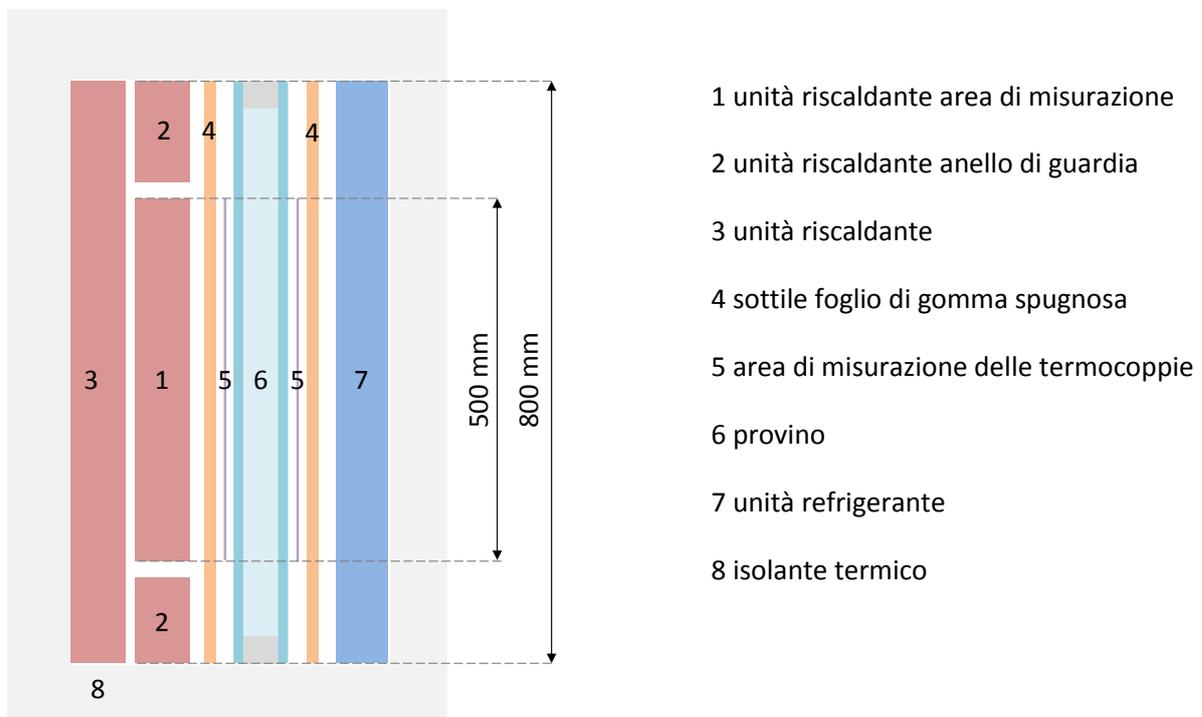


Figura 12 – Stratigrafia di BIPV trasparente su vetro singolo (sinistra) e su vetro doppio (destra)

Le misure sono state effettuate in configurazione a singolo campione in posizione verticale (**Figura 12**). L'apparecchiatura in questa configurazione consiste in un'unità riscaldante e in una refrigerante, nel mezzo delle quali viene posto il provino in prova.

L'unità di riscaldamento è costituita da una sezione di misurazione centrale separata, dove si può instaurare un flusso di calore costante unidirezionale, circondata da una sezione di guardia separata da uno stretto interspazio. La sezione di misurazione ha dimensioni di 500 mm x 500 mm.

L'unità refrigerante ha le superficie con dimensioni uguali a quelle dell'unità riscaldante, compreso l'anello di guardia.

Per garantire un contatto sufficiente tra il provino e le superfici delle piastre adiacenti, sono utilizzati fogli di spugna di gomma, di qualità naturale, dello spessore di circa 3 mm.

La temperatura media superficiale è determinata mediante cinque termocoppie equidistanti posizionate sulle diagonale del campione e su entrambi i lati. Le misurazioni devono essere effettuate su provini da 800 x 800 mm disposti in posizione verticale utilizzando le seguenti condizioni al contorno:

- Temperatura media tra la temperatura media della superficie calda e quella fredda del provino di $10 \pm 0,5$ °C.
- Differenza tra la temperatura media della superficie calda e quella fredda del provino di $15 \pm 0,5$ K.

La resistenza termica R deve essere calcolata in conformità alla seguente formula:

$$R = \frac{2A(T_1 - T_2)}{\Phi}$$

dove:

- F è la potenza media fornita alla sezione centrale dell'unità riscaldante, espressa in watt (W);
- T₁ è la temperatura media del lato caldo dei provini, espressa in kelvin (K);
- T₂ è la temperatura media del lato freddo dei provini, espressa in kelvin (K);
- A è l'area di misura in metri quadrati (m²).

Dalla caratterizzazione dei campioni di dimensioni 800mm x 800mm x 29,76mm è stata ricavata la loro conduttanza C. Nell'ultima colonna di Tabella 2 sono riportati i valori di C ottenuti a diverse temperature medie. Tali valori sono anche descritti graficamente in **Figura 13**. Dall'interpolazione tra i valori ottenuti a tre diverse temperature si ottiene il valore di conduttanza alla temperatura media T_m = 10°: C = 0,442 (W/m² K)

Tabella 2 – Valori ottenuti mediante misura con hot plate.

Temperatura media (°C)	Conduttanza termica (W/m ² K)
10,2	0,442
20,3	0,430
30,0	0,419

La conduttanza termica è stata calcolata secondo il metodo analitico della UNI EN 673 utilizzando le medesime condizioni al contorno della prova con hot plate, ovvero temperatura media T_m = 10°C e differenza di temperatura ΔT tra lato caldo e lato freddo di 15°K. Nel calcolo il sistema vetrato è considerato come un vetrocamera con un'unica intercapedine riempita d'aria disidratata interposta tra due lastre di vetro monolitiche con una resistività termica di 1 (m · K/W) escludendo quindi dal calcolo la presenza del Pvb e delle celle fotovoltaiche. La stratigrafia utilizzata per la determinazione di C è la seguente:

Una lastra di vetro float da 9 mm; intercapedine d'aria da 12 mm; seconda lastra float da 8,76 mm con rivestimento bassoemissivo nella faccia rivolta verso l'intercapedine. L'emissività superficiale dei vetri ricotti è considerata pari a ε = 0,873 mentre l'emissività del lato con rivestimento bassoemissivo è stata ricavata da misure sperimentali spettrofotometriche, ed è pari a ε = 0,04. Le caratteristiche termofluidodinamiche dell'aria sono le seguenti:

- massa volumica (ρ) 1,232 kg/m³
- viscosità dinamica (μ) 0,00001761 kg/(m · s)
- conduttività (λ) 0,02496 W/(m · K)
- capacità termica specifica (c) 1008 J/(kg · K)

Il valore di conduttanza termica calcolata con la norma UNI EN 673 è C = 0,456 W/(m² K). La conduttanza calcolata è risultata circa del 3 % superiore rispetto ai valori ottenuti mediante misure con hot plate.

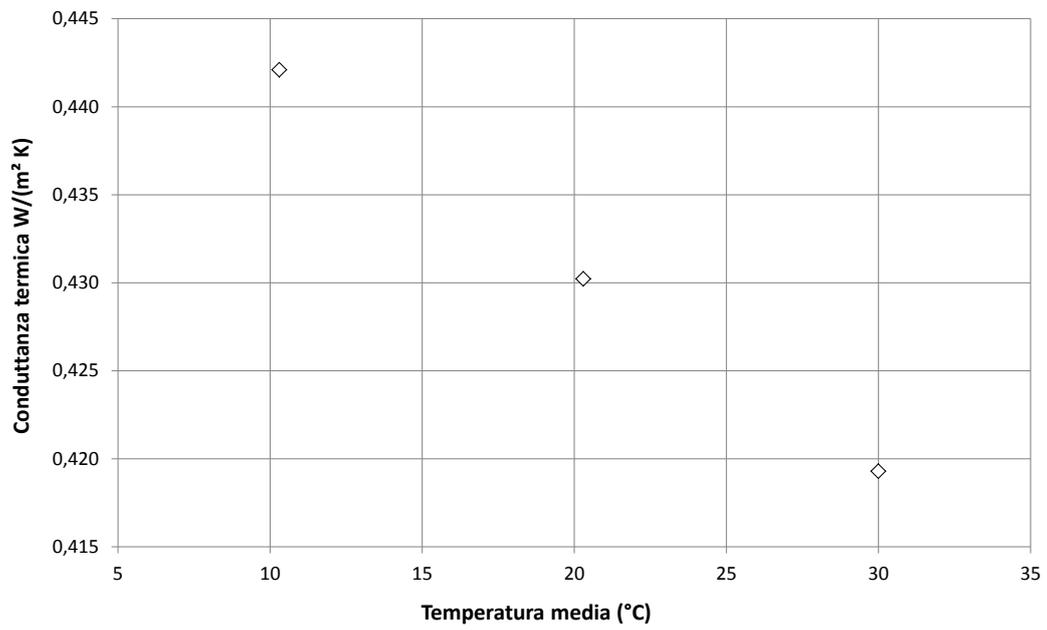


Figura 13 Conducibilità termica misurata in funzione della temperatura media del campione

7 La caratterizzazione spettrofotometrica di sistemi BIPV

Le proprietà ottiche e radiative dei diversi elementi che costituiscono la vetrocamera oggetto di analisi sperimentale sono state ottenute attraverso la caratterizzazione spettrofotometrica presso la Stazione Sperimentale del Vetro di Murano Venezia.

Si è utilizzato uno spettrofotometro Lambda 900 Perkin Elmer (**Figura 14**). Sono stati misurati il fattore di trasmissione solare e il fattore di riflessione solare i quali indicano rispettivamente la quantità di radiazione solare che viene trasmessa e riflessa attraverso le lastre di vetro in un intervallo che comprende la porzione di luce visibile (350 – 750 nm) e ultravioletta (300-350) e infrarossa (750 -2500).



Figura 14 Spettrofotometro Perkin Elmer Lambda 900, Stazione Sperimentale del Vetro di Murano-Venezia.

L'analisi sperimentale ha coinvolto ciascun elemento costituente i sistemi vetrocamera BIPV, ovvero:

- Vetro float extrachiaro
- Cella fotovoltaica
- Vetro float chiaro
- Vetro float chiaro con rivestimento bassoemissivo.

I risultati dell'indagine sperimentale sono riportati in **Figura 15** e **Figura 16** nelle quali sono presentati gli spettri di trasmissione e riflessione per i diversi elementi analizzati.

Per ciascun elemento è possibile dedurre i valori di fattore di trasmissione solare diretta τ_e necessari per la determinazione del fattore solare g , partendo dai valori dalle curve spettrali. All'interno della norma UNI EN 140 è riportata la seguente relazione:

$$\tau_e = \frac{\sum_{\lambda=300nm}^{2500nm} S_{\lambda} \tau(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300nm}^{2500nm} S_{\lambda} \Delta\lambda}$$

Dove:

- $\tau(\lambda)$ è il fattore di trasmissione spettrale

- $S_{\lambda}\Delta\lambda$ sono i valori della distribuzione spettrale relativa, normalizzata della radiazione solare globale

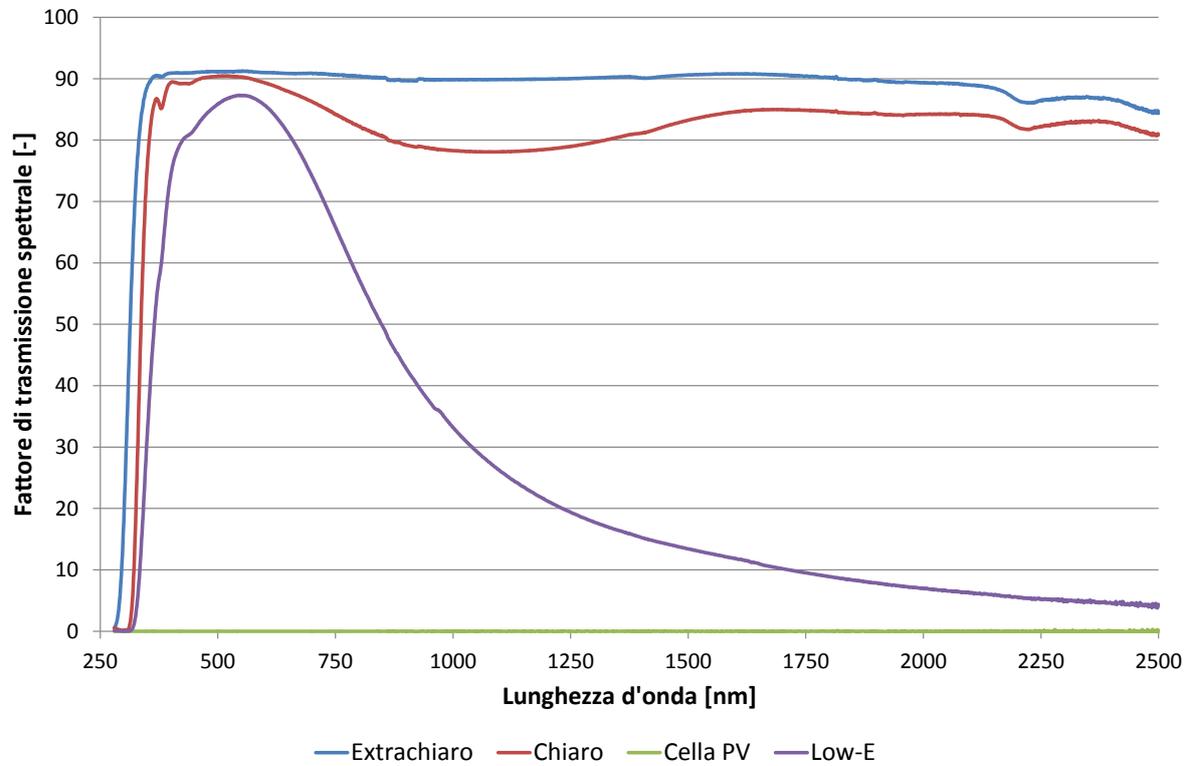


Figura 15 fattore di trasmissione spettrale

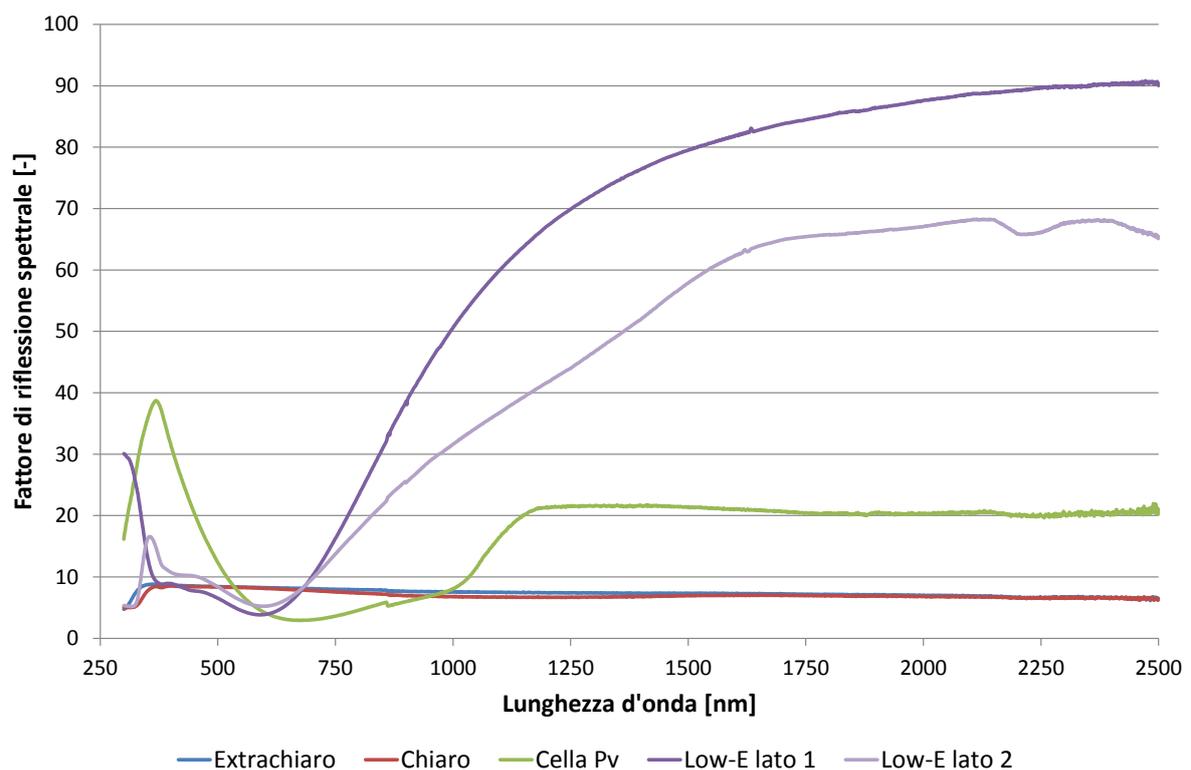


Figura 16 fattore di riflessione spettrale

Per un sistema vetrocamera il fattore di trasmissione spettrale è determinato mediante la seguente relazione:

$$\tau(\lambda) = \frac{\tau_1(\lambda)\tau_2(\lambda)}{1 - \rho'_1(\lambda)\rho_2(\lambda)}$$

Dove:

- τ_1 è il fattore di trasmissione spettrale della lastra esterna;
- τ_2 è il fattore di trasmissione spettrale della seconda lastra;
- ρ'_1 è il fattore di riflessione spettrale della lastra esterna, misurato nella direzione opposta alla radiazione incidente;
- ρ_2 è il fattore di riflessione spettrale della seconda lastra, misurato nella direzione della radiazione incidente.

Tabella 3 – valori sperimentali di τ e ρ degli elementi costituenti il BIPV

	τ_e	ρ_e lato 1	ρ_e lato 2
Float Extrachiaro	90,2	8,0	8,0
Float Chiaro	84,2	7,6	7,6
Cella fotovoltaica	0,0	12,6	12,6
Float Vetro con rivestimento basso emissivo	57,8	27,8	21,0

8 Misura del fattore di guadagno solare

La caratterizzazione energetica del sistema BIPV è stata completata con la valutazione sperimentale del fattore di guadagno solare presso il laboratorio TOPLAB (Thermal Optical Testing Laboratory) del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE di Frigurgo.

Un campione delle dimensioni 995x995 mm dello stesso tipo di vetrocamera con celle fotovoltaiche presentato nel paragrafo 5 è stato sottoposto a prova con il Calorimetro Solare GKAL3 corredato di simulatore solare (**Figura 17**)

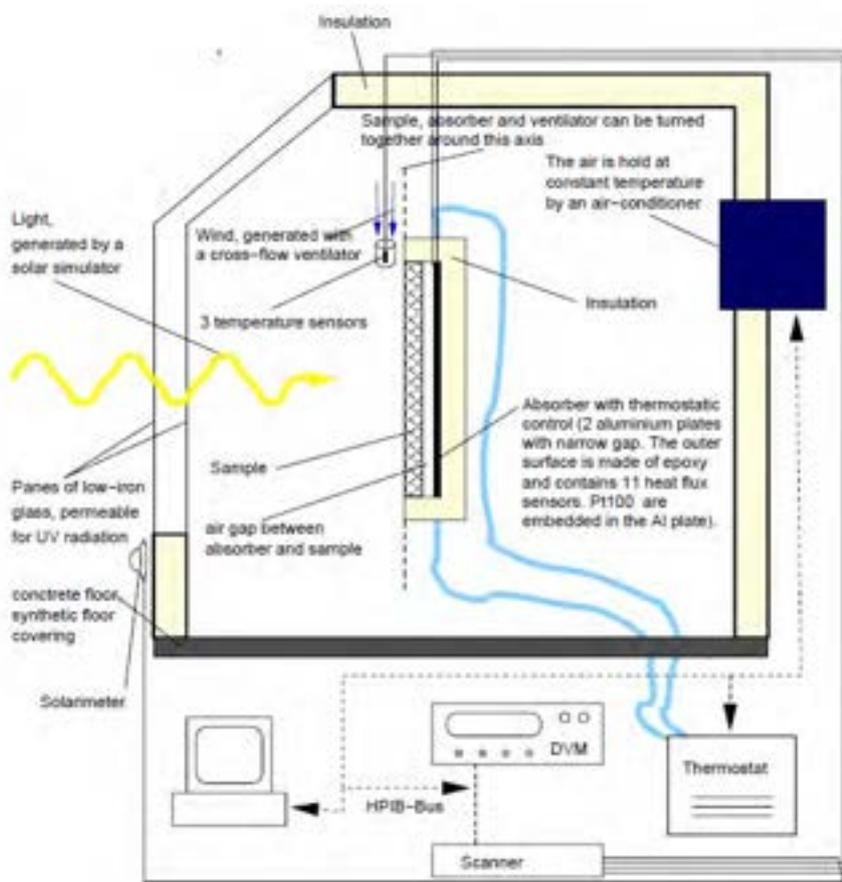


Figura 17 – Camera di misura del Calorimetro solare Fraunhofer ISE.

Il campione è stato montato davanti all’assorbitore del calorimetro e opportunamente sigillato e isolato termicamente. Sono state utilizzate le condizioni di caratterizzazione previste dalla norma EN 410- Si è regolata la velocità dell’aria e la geometria del sistema in modo che i coefficienti di scambio termico superficiale valessero $h_e, 23 \pm 3 \text{ W/m}^2\text{K}$ e $h_i, 8 \pm 1 \text{ W/m}^2\text{K}$. La temperatura della camera di misura è stata mantenuta a 27°C . La misura è stata effettuata con angolo di incidenza normale della radiazione (0° altezza e 0° azimuth) con una intensità di 510 W/m^2 . Lo spettro della radiazione generato dalle lampade HMI 4000 del simulatore solare utilizzato corrisponde a quello previsto dalla norma EN 410. Il valore del fattore di guadagno solare misurato (g-value) è riportato in Tabella 4.

Tabella 4 – Valori del fattore di guadagno solare misurato con calorimetro solare.

Angolo di altezza	Angolo di azimuth	Valore di g
0°	0°	0.29

9 Modello numerico di sistema BIPV

Per poter stimare le caratteristiche ottiche e termiche di elementi BIPV di diversa conformazione si è effettuata una modellazione a volumi finiti, secondo il metodo numerico delle differenze finite. Si concentra l'attenzione nell'allestimento del modello su di un elemento BIPV molto semplice. Si tratta della tipologia già mostrata in **Figura 10** composta da un vetro laminato al cui interno viene inserito un strato di celle fotovoltaiche. A questa stratigrafia è stato associato un modello matematico a nodi la cui rappresentazione è visibile in **Figura 18**.

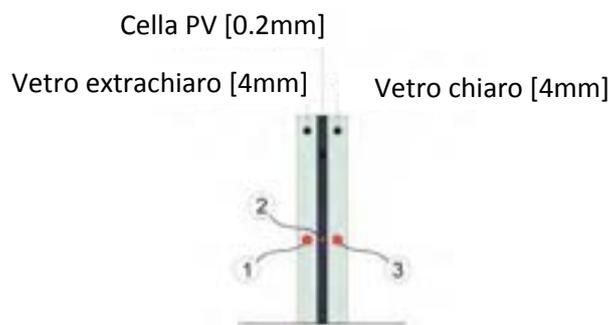


Figura 18 – Sezione BIPV con nodi modello matematico

Per ogni nodo del modello, corrispondente a un volume finito di materiale, sfruttando l'analogia elettrica di un circuito RC, è stato effettuato il bilancio termico considerando l'interazione di quattro componenti principali sul nodo stesso:

- componente di radiazione Shortwave [SW]. Si è considerata l'interazione di tutta la banda elettromagnetica da $0.3 \mu\text{m}$ a $2.5 \mu\text{m}$ a rappresentare l'intero spettro solare secondo la EN 13363 2005 [10].
- componente di radiazione Longwave [LW]. Si è tenuta in considerazione la presenza della radiazione termica nel range di lunghezza d'onda tra $3 \mu\text{m}$ e $100 \mu\text{m}$ a rappresentare il lontano infrarosso secondo la EN 13363 2005 [10].
- componente di conduzione [COND]. Si è considerato lo scambio termico per conduzione attraverso le lastre di vetro.
- componente di convezione [CONV]. Si è considerato lo scambio termico per convezione tra le lastre e gli ambienti adiacenti.

Le equazioni componenti il bilancio termico sono riportate in Tabella 5 con $\rho_n c_n s_n$ rispettivamente densità [kg/m^3], calore specifico [$\text{J}/\text{kg K}$] e spessore [m] del nodo n-esimo; $\Delta\tau$ tempo di timestep [s]; $h_{c,int}$ $h_{c,ext}$ rispettivamente coefficiente di convezione interno ed esterno [$\text{W}/\text{m}^2 \text{K}$]; $q_{th,abs,n}$ radiazione LW assorbita dal nodo n-esimo [W/m^2]; $\alpha_{s,1}$ coefficiente di assorbimento radiazione SW; I_{ext} radiazione esterna [W/m^2]; λ_1 conducibilità termica nodo n-esimo [$\text{W}/\text{m K}$]; T_3 temperatura nodo n-esimo [$^{\circ}\text{C}$]; T_n^0 temperatura nodo n-esimo al timestep precedente [$^{\circ}\text{C}$]; η_{cell} efficienza di conversione della cella fotovoltaica. I valori dei parametri di primo tentativo per la verifica del modello numerico sono:

- $\rho_{vetro} = 2500 \text{ kg}/\text{m}^3$
- $c_{vetro} = 840 \text{ J}/\text{kgK}$
- $\lambda_{vetro} = 1.7 \text{ W}/\text{mK}$
- $h_{c,int} = 8 \text{ W}/\text{m}^2\text{K}$
- $h_{c,ext} = 23 \text{ W}/\text{m}^2\text{K}$

- $\eta_{cell} = 0.15$

Lo scopo della modellazione è il calcolo delle temperature dei vari elementi di vetro per rendere possibile una prima valutazione del fattore g di trasmissione dell'energia solare totale e della trasmittanza U dell'elemento BIPV. Il fattore g è definito, dalla normativa sulla misura delle prestazioni energetiche delle vetrate in edilizia, dalla seguente relazione:

$$g = \tau_e + q_i$$

quindi come la somma del fattore di trasmissione solare diretta τ_e e del fattore di scambio termico secondario della vetrata verso l'interno q_i . La valutazione dei coefficienti τ_e e q_i , quando non direttamente misurati e valutati secondo la (UNI EN 410 2000), può essere effettuata numericamente secondo la (EN 13363 2005) e la (ISO 15099 2003) rispettivamente.

Tabella 5 – Bilancio termico in ogni nodo del modello

NODO 1	$\frac{\rho_1 c_1 s_1 (T_1 - T_1^0)}{\Delta\tau} = h_{c,ext} (T_{ext} - T_1) + q_{th,abs,1} + \alpha_{s,1} I_{ext} + \frac{\lambda_1}{s_1} (T_2 - T_1)$
esplicitazione	$T_1 = \frac{aT_1^0 + h_{c,ext} T_{ext} + q_{th,abs} + \alpha_{s,1} I_{ext} + \frac{\lambda_1}{s_1} T_2}{a + h_{c,ext} + \frac{\lambda_1}{s_1}}$ $con a = \frac{\rho_1 c_1 s_1}{\Delta\tau}$
NODO 2	$\frac{(\rho_2 c_2 s_2)(T_2 - T_2^0)}{\Delta\tau} = \frac{\lambda_1}{s_1} (T_1 - T_2) + q_{th,abs,2} + \alpha_{s,2} (1 - \eta_{cell}) I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} (T_3 - T_2)$
esplicitazione	$T_2 = \frac{aT_2^0 + \frac{\lambda_1}{s_1} T_1 + q_{th,abs} + \alpha_{s,2} (1 - \eta_{cell}) I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} T_3}{a + \frac{\lambda_1}{s_1} + \frac{\lambda_3}{s_3}}$ $con a = \frac{\rho_2 c_2 s_2}{\Delta\tau}$
NODO 3	$\frac{(\rho_3 c_3 s_3)(T_3 - T_3^0)}{\Delta\tau} = h_{c,int} (T_{int} - T_3) + q_{th,abs,3} + \alpha_{s,3} I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} (T_2 - T_3)$
esplicitazione	$T_3 = \frac{aT_3^0 + h_{c,int} T_{int} + q_{th,abs} + \alpha_{s,3} I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} T_2}{a + h_{c,int} + \frac{\lambda_3}{s_3}}$ $con a = \frac{\rho_3 c_3 s_3}{\Delta\tau}$

Di fatto anche la norma ISO 15099 definisce il fattore solare secondo la seguente relazione:

$$\tau_s = \frac{q_{int} - q_{int}(I_s = 0)}{I_s}$$

come cioè la differenza tra il flusso di calore entrante nell'ambiente interno attraverso l'elemento vetrato in presenza ed in assenza di radiazione, rispetto alla radiazione incidente totale. La valutazione del fattore solare può avvenire secondo le condizioni standard di riferimento estive proposte dalla normativa e di seguito riportate:

- $T_{int} = 25^\circ\text{C}$
- $T_{ext} = 30^\circ\text{C}$
- $H_{c,int} = 2.5 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$
- $H_{c,ext} = 8 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$
- $T_{r,m} = T_{ext}$
- $I_s = 500 \text{ W}/\text{m}^2$

Come è possibile notare, le condizioni al contorno imposte dalla normativa non tengono in considerazione, in prima battuta, la relazione tra il coefficiente di scambio termico convettivo e l'aumento di temperatura superficiale del vetro. Per considerare tale effetto, i coefficienti di convezione interno ed esterno per il completamento della modellazione numerica sono stati valutati secondo le relazioni proposte dalla stessa normativa, secondo le seguenti relazioni:

$$h_{cv,int} = Nu \left(\frac{\lambda}{H} \right)$$

$$h_{cv,ext} = 4.7 + 7.6 V_s$$

Dopo la messa a punto del modello sul sistema di figura 18 si è modificato il modello (Tabella 6) per descrivere il sistema vetrocamera fotovoltaica (Figura 19) e si è proceduto a un confronto dei risultati del modello con i valori ottenuti nella misura sperimentale con calorimetro solare sul sistema dello stesso tipo descritto nel paragrafo 5 e la cui caratterizzazione è riportata in paragrafo 7.

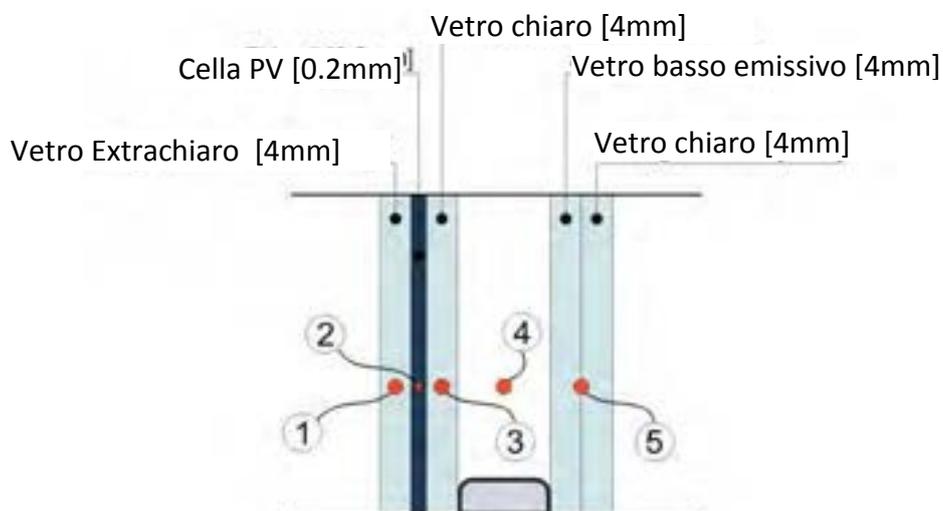


Figura 19 – Modello vetrocamera BIPV con numerazione nodi

Tabella 6 - Bilancio termico nei nodi del modello per il vetrocamera fotovoltaico campione.

NODO 1	$\frac{\rho_1 c_1 s_1 / 2 (T_1 - T_1^0)}{\Delta \tau} = h_{c,ext} (T_{ext} - T_1) + \alpha_{s,1} I_{ext} + \frac{\lambda_1}{s_1} (T_2 - T_1)$
esplicitazione	$T_1 = \frac{a T_1^0 + h_{c,ext} T_{ext} + \alpha_{s,1} I_{ext} + \frac{\lambda_1}{s_1} T_2}{a + h_{c,ext} + \frac{\lambda_1}{s_1}}$ <p style="text-align: center;">con $a = \frac{\rho_1 c_1 s_1 / 2}{\Delta \tau}$</p>
NODO 2	$\frac{(\frac{\rho_1 c_1 s_1}{2} + \frac{\rho_2 c_2 s_2}{2}) (T_2 - T_2^0)}{\Delta \tau} = \frac{\lambda_1}{s_1} (T_1 - T_2) + q_{th,abs,2} + \alpha_{s,2} (1 - \eta_{cell}) I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} (T_3 - T_2)$
esplicitazione	$T_2 = \frac{a T_2^0 + \frac{\lambda_1}{s_1} T_1 + q_{th,abs,2} + \alpha_{s,2} (1 - \eta_{cell}) I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} T_3}{a + \frac{\lambda_1}{s_1} + \frac{\lambda_3}{s_3}}$ <p style="text-align: center;">con $a = \frac{\frac{\rho_1 c_1 s_1}{2} + \frac{\rho_2 c_2 s_2}{2}}{\Delta \tau}$</p>
NODO 3	$\frac{(\rho_3 c_3 s_3 / 2) (T_3 - T_3^0)}{\Delta \tau} = h_{c,int} (T_{int} - T_3) + \alpha_{s,3} I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} (T_2 - T_3)$
esplicitazione	$T_3 = \frac{a T_3^0 + h_{c,int} T_{int} + \alpha_{s,3} I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} T_2}{a + h_{c,int} + \frac{\lambda_3}{s_3}}$ <p style="text-align: center;">con $a = \frac{\rho_3 c_3 s_3 / 2}{\Delta \tau}$</p>
NODO 4	$T_4 = \frac{T_3 + T_4}{2}$
NODO 5	$\frac{(\rho_5 c_5 s_5) (T_5 - T_5^0)}{\Delta \tau} = h_{c,int} (T_{int} - T_5) + q_{th,abs,5} + \alpha_{s,5} I_{ext} + h_g (T_3 - T_5)$
esplicitazione	$T_5 = \frac{a T_5^0 + h_{c,int} T_{int} + \alpha_{s,5} I_{ext} + q_{th,abs,5} + h_g T_3}{a + h_{c,int} + h_g}$ <p style="text-align: center;">con $a = \frac{\rho_5 c_5 s_5}{\Delta \tau}$</p>

Le caratteristiche termofisiche dello strato di celle fotovoltaiche incluse all'interno del vetro stratificato, sono stati direttamente misurati sui campioni e vengono di seguito riportati:

- coefficiente di riflessione cella in Silicio: 0.13
- emissività cella in Silicio: 0.72
- coefficiente di trasmissione: 0.00

Il coefficiente di trasmissione della cella è stato, come riportato in precedenza, considerato pari a 0. Tuttavia, essendo il grado di copertura delle celle all'interno del campione vetrato pari al 60%, il fattore di trasmissione per la modellazione numerica è stato considerato pari a 0.40. Vengono poi riportati Vengono riportati in Tabella .

Tabella 7 – Parametri energetici vetrocamera fotovoltaica

STRATO	τ_{sol} [-]	ρ_{sol} [-]	ϵ [-]	spessore [mm]
Vetro extrachiaro	0.9	0.08	0.84	4
Cella fotovoltaica	0.4	0.13	0.72	0.2
Vetro chiaro	0.84	0.08	0.84	4
Aria	-	-	-	12
Vetro basso emissivo	0.48	0.3	0.03	4
Vetro chiaro	0.84	0.08	0.84	4

La variazione del coefficiente di trasmissione, sia visibile che solare, è stata in questa fase assimilata pari alla variazione della frazione d'area coperta da celle rispetto all'area totale dell'elemento BIPV. Il modello numerico è stato utilizzato per calcolare le temperature superficiali dei vari strati di vetro utilizzate per il calcolo delle componenti energetiche costituenti il fattore solare. In particolare, come già discusso, il fattore solare g è ottenibile sommando le componenti di trasmissione energetica te e di scambio secondario interno qi calcolato con la seguente relazione:

$$q_i = \frac{q_{int}(I_s = I_{ref}) - q_{int}(I_s = 0)}{I_s}$$

Dove q_{int} è la quantità di energia che viene rilasciata dalla superficie interna del vetro interno sia in termini convettivi che radiativi. Nel dettaglio q_{int} è stato calcolato attraverso la seguente relazione:

$$q_{int} = h_c(T_{int} - T_{sup,vetro}) + \epsilon_{vetro} \sigma T_{sup,vetro}^4$$

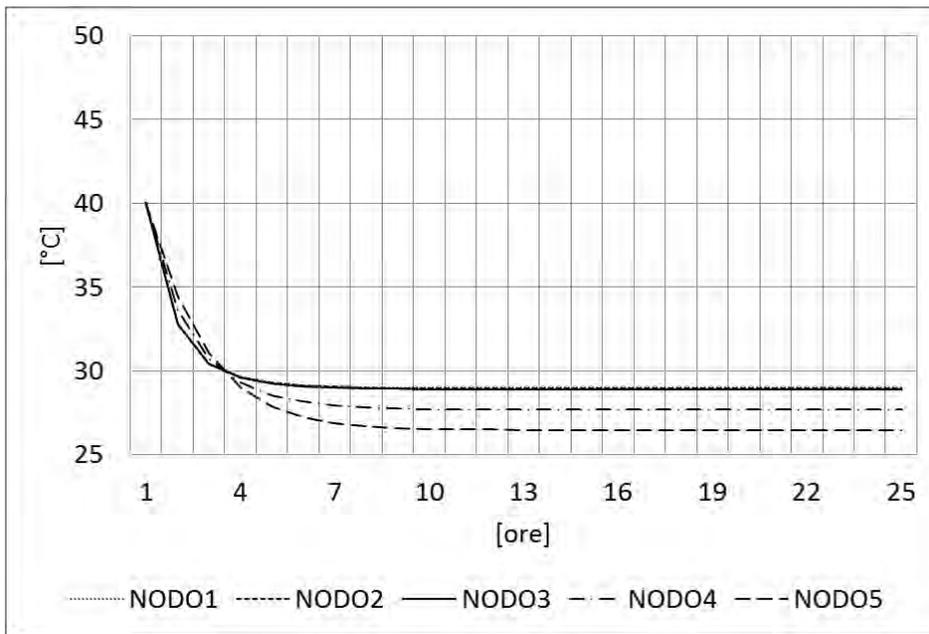
Lo scambio secondario interno q_i è stato calcolato nelle due condizioni:

- assenza di radiazione ($I_s = 0 \text{ W/m}^2$)
- presenza di radiazione pari alla radiazione di riferimento ($I_{ref} = 500 \text{ W/m}^2$)

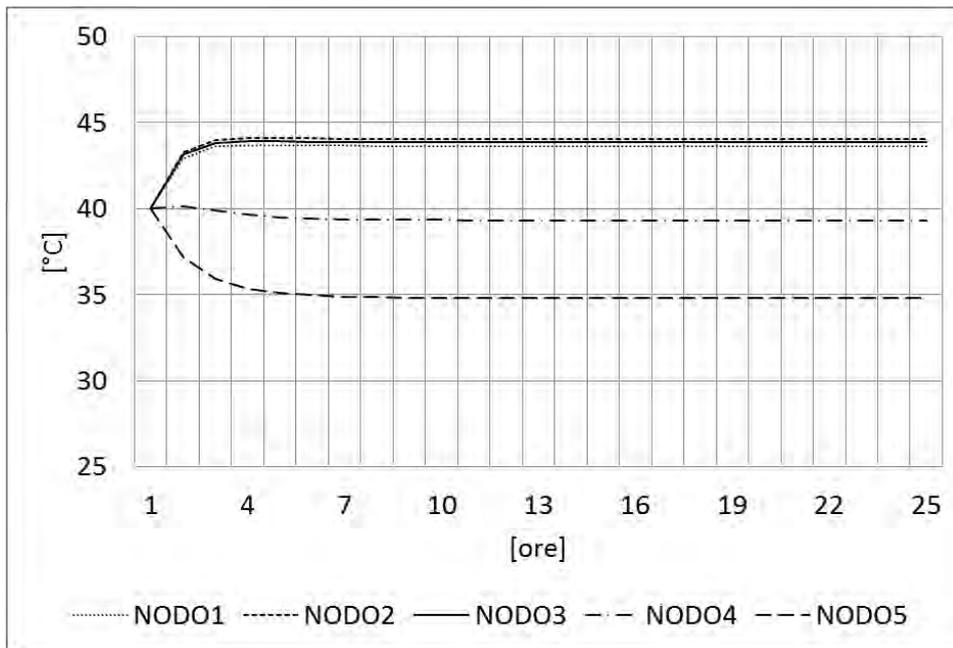
In **Figura 20** viene riportato l'andamento delle temperature calcolate dal modello sui diversi nodi con valori della radiazione solare pari a 0 W/m^2 e a 500 W/m^2 . La differenza tra la temperatura dei vari nodi è più marcata e, nel caso di radiazione solare incidente sulla superficie del vetro, le temperatura del nodo 5 (interno) e del nodo 1 (esterno) risultano pari a $35 \text{ }^\circ\text{C}$ e 44°C rispettivamente. Dopo il calcolo della temperatura ai vari nodi, sono state calcolate le componenti del fattore solare. I risultati sono riportati in Tabella 8. Il valore ottenuto dal calcolo, 0,27, per il vetrocamera risulta molto vicino a quello ottenuto nella misura con calorimetro solare presso Fraunhofer ISE pari a 0,29. Il valore del fattore di guadagno solare ottenuto per il sistema stratificato fotovoltaico descritto in figura 18 e con il modello di tabella 5 è riportato sempre in Tabella 8.

Tabella 8 – Risultati calcolo componenti fattore solare.

CAMPIONE	τ_e	q_i	Fattore solare g
Vetrocamera BIPV	0.14	0.13	0.27
Sistema fotovoltaico trasparente	0.31	0.19	0.50



A)



B)

Figura 20 - Andamento temperatura nodi modello vetrocamera A) $I_s = 0$; B) $I_s = I_{ref}$

10 Simulazione del comportamento energetico-termico di sistema BIPV

Il modello numerico sintonizzato è stato utilizzato per ricavare le caratteristiche energetiche di alcuni sistemi BIPV caratterizzati dalla variazione della percentuale di area coperta da celle fotovoltaiche come rappresentato in **Figura 21**.

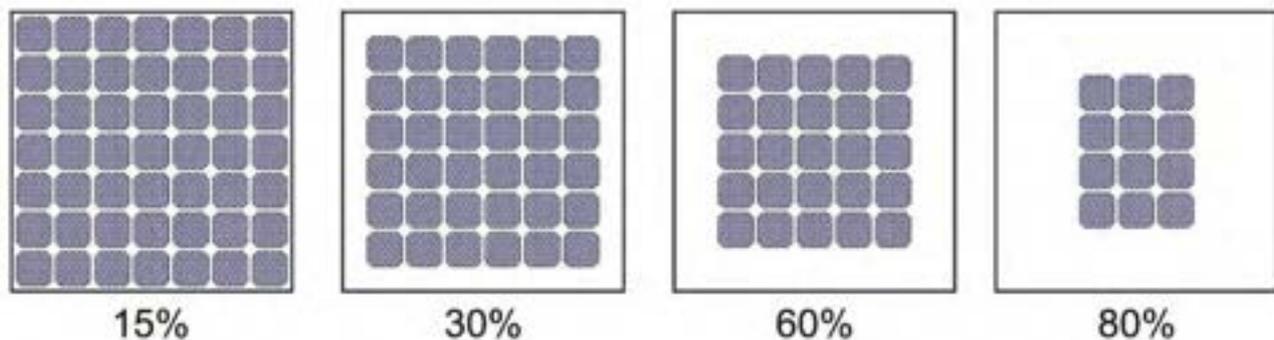


Figura 21 – Casi utilizzati per la frazione d’area del modulo non coperta da celle

La valutazione del fattore solare e della trasmittanza per il modello di BIPV descritto in precedenza vengono riportati di seguito in Tabella 9 con il relativo riferimento a dati di tipologie analoghe presenti sul mercato.

Tabella 9 – Risultati modellazione

	Valori dichiarati MODELLO DI MERCATO	MODELLO NUMERICO [area libera 15%]	MODELLO NUMERICO [area libera 30%]	MODELLO NUMERICO [area libera 60%]	MODELLO NUMERICO [area libera 80%]
U-Value [W/m ² K]	4.8	4.4	4.4	4.4	4.4
Fattore solare g [-]	0.24	0.32	0.39	0.53	0.62
τ_{vis} [-]	0.11	0.11	0.22	0.45	0.60

Come è possibile notare il modello con area libera da celle pari al 15% è quello che più si avvicina alle caratteristiche di un modello preso dal mercato e con valori dichiarati all’interno della documentazione tecnica. Successivamente, la variazione di frazione d’area del modello porta a notevoli variazioni sia per quel che riguarda il valore di SHGC che per quel che riguarda il coefficiente di trasmissione visibile.

Cerchiamo di capire, con l’aiuto dei grafici nelle figure successive, il motivo di tale cambiamento. In **Figura 22** è possibile notare come i due parametri sopra citati subiscano una notevole variazione al variare della frazione d’area coperta all’interno del modulo. Per il coefficiente di trasmissione visibile tale comportamento è naturale e coerente: l’aumento del valore è proporzionale all’aumento di area libera del pannello. Per il valore di SHGC il comportamento è legato a due aspetti. Il primo riguarda l’aumento della componente di trasmissione diretta anch’essa legata alla frazione d’area libera, il secondo riguarda la diminuzione dello scambio termico secondario dovuto alla minor presenza di celle all’interno del vetro

stratificato e al conseguente minor aumento di temperatura dell'interno pacchetto. A tal proposito viene riportato in **Figura 23** l'andamento di tale parametro. Come è possibile notare, all'aumentare dell'area libera di modulo diminuisce la riemissione di energia verso l'ambiente interno. Questa diminuzione, evidente e repentina, passa da valori di q_i di 0.27 a valori di q_i di 0.03 ed è collegata alla diminuzione di temperatura del modulo che viene riportata sullo stesso grafico. L'andamento delle temperature superficiali interne del modulo BIPV semitrasparente oggetto di modellazione viene poi riportato anche in **Figura 24** in un caso di irraggiamento simile a quello che può essere registrato in una giornata media mensile estiva. La diminuzione di temperatura nel caso di moduli con area libera elevata è evidente e può arrivare fino a valori di 34° C di differenza tra un modulo con il 15% di area libera ed un modulo con l'80% di area libera.

La trasmittanza U non mostra significative variazioni del valore essendo per definizione legata alla sommatoria delle resistenze termiche ed essendo lo strato di celle molto sottile e praticamente ininfluenza. Sono interessanti invece le variazioni di tutti i parametri considerati al variare delle condizioni al contorno ed in particolare al variare del coefficiente di scambio termico convettivo legato alla temperatura superficiale del modulo. Da **Figura 25** a **Figura 27**, vengono riportate le variazioni rispettivamente del *fattore di guadagno solare g* , *U-Value* e T_{vis} , nei due casi in cui i coefficienti di convezione interni ed esterni vengono imposto secondo le condizioni di riferimento della normativa oppure calcolati secondo le espressioni riportate in precedenza.

Riepilogando, i valori possibili assunti dal coefficiente di convezione sono:

- imposto: $h_{c,int} = 2.5 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ - $h_{c,ext} = 8 \text{ W/m}^2 \text{ K}$
- calcolato a 0 $\text{W/m}^2 \text{ K}$ di radiazione: $h_{c,int} = 4.6 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ - $h_{c,ext} = 8.5 \text{ W/m}^2 \text{ K}$
- calcolato a 500 $\text{W/m}^2 \text{ K}$ di radiazione: $h_{c,int} = 7.5 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ - $h_{c,ext} = 8.5 \text{ W/m}^2 \text{ K}$

SHGC e U-Value risultano notevolmente influenzati dal differente coefficiente di convezione mentre, come ci si aspettava, il coefficiente di trasmissione visibile non viene modificato dallo scambio di calore convettivo adiacente al vetro. In particolare in **Figura 25** il valore di SHGC, con coefficiente di convezione calcolato, è maggiore in 3 casi su 4 a causa del maggior scambio convettivo dovuto all'aumento stesso dei coefficienti. Medesima cosa accade rispetto i valori di trasmittanza influenzati dal cambio dei coefficienti in funzione della temperatura superficiale.

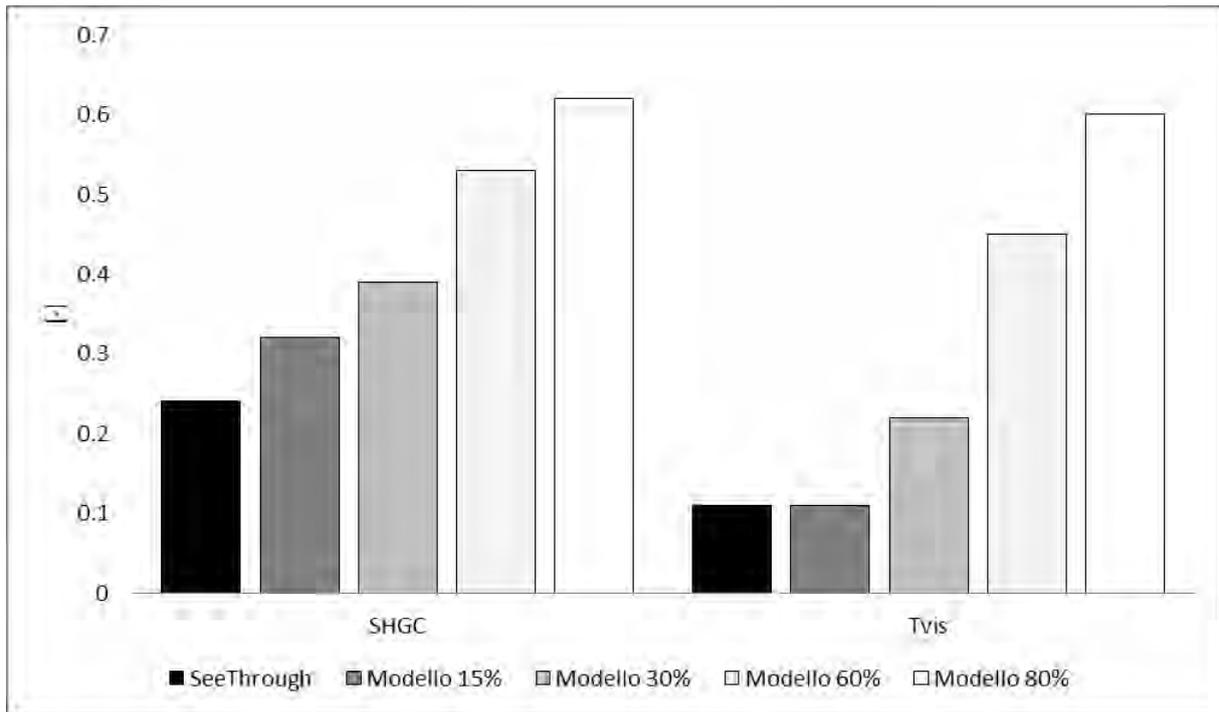


Figura 22 – Calcolo guadagno solare e Trasmissione visibile con l’ausilio della modellazione numerica.

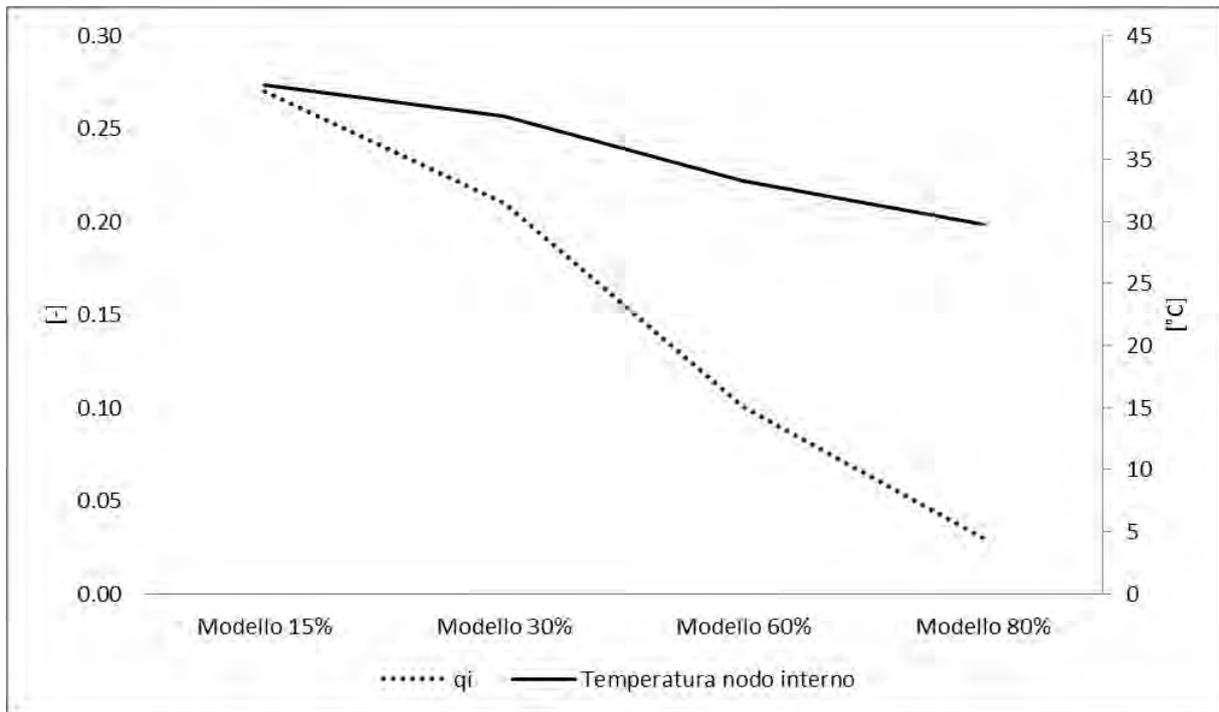


Figura 23 – Andamento scambio termico secondario q_i

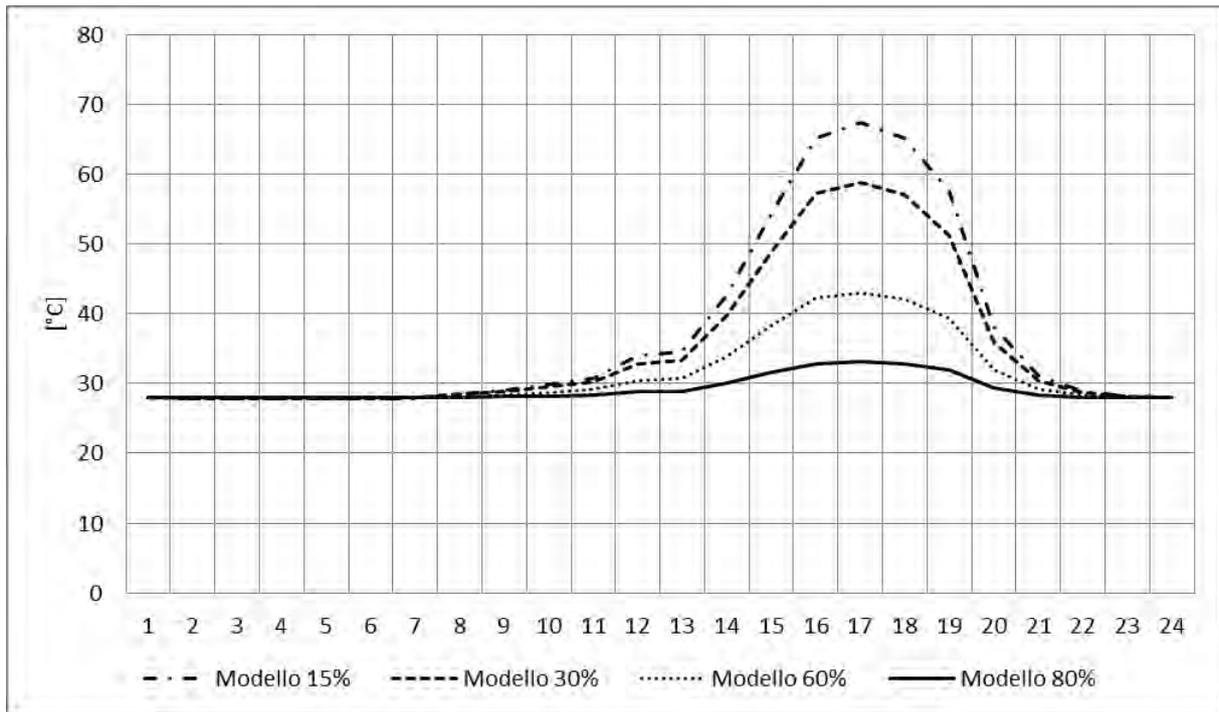


Figura 24 – Andamento temperature superficiali nodo interno modello numerico

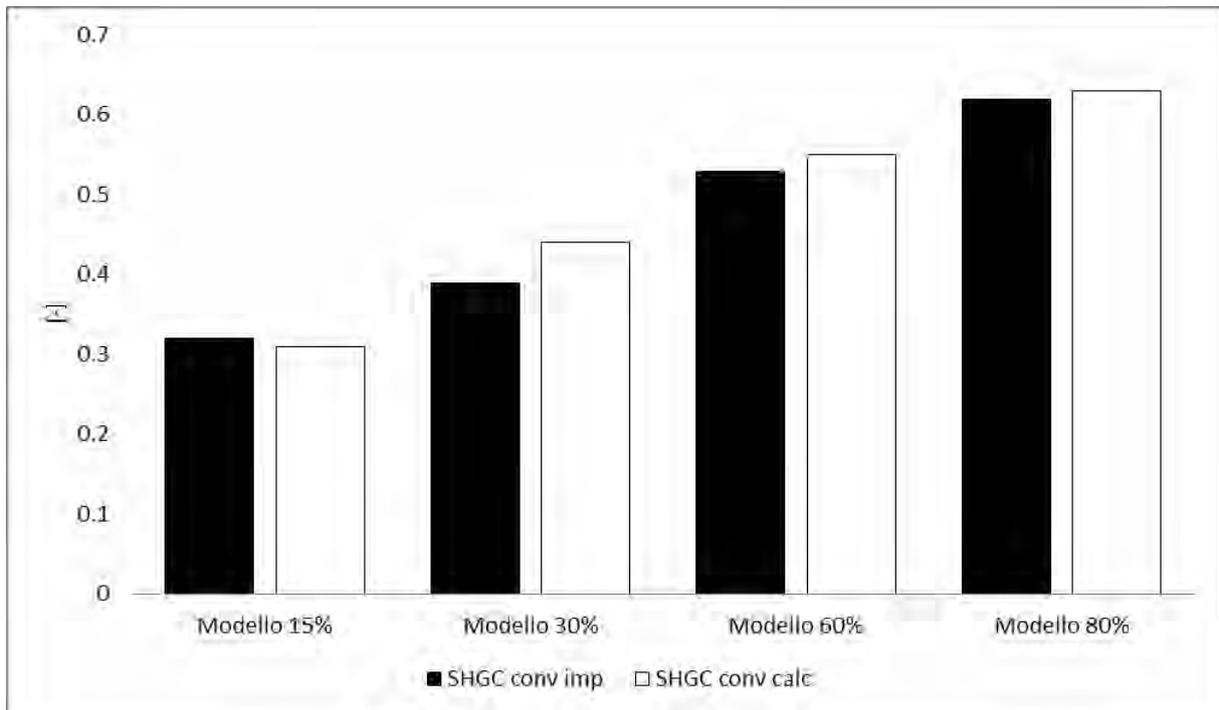


Figura 25 – Variazione guadagno solare in funzione del grado di copertura delle celle e del calcolo dei coefficienti convettivi

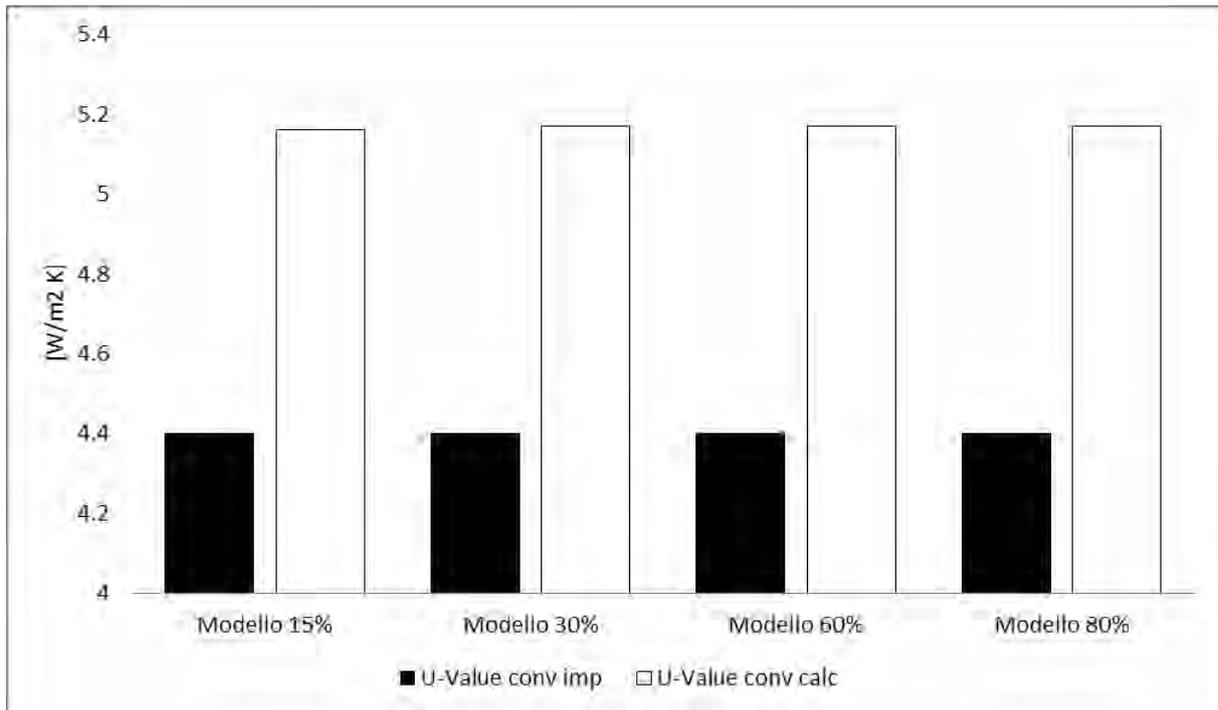


Figura 26 - Variazione parametro U in funzione del grado di copertura delle celle e del calcolo dei coefficienti convettivi

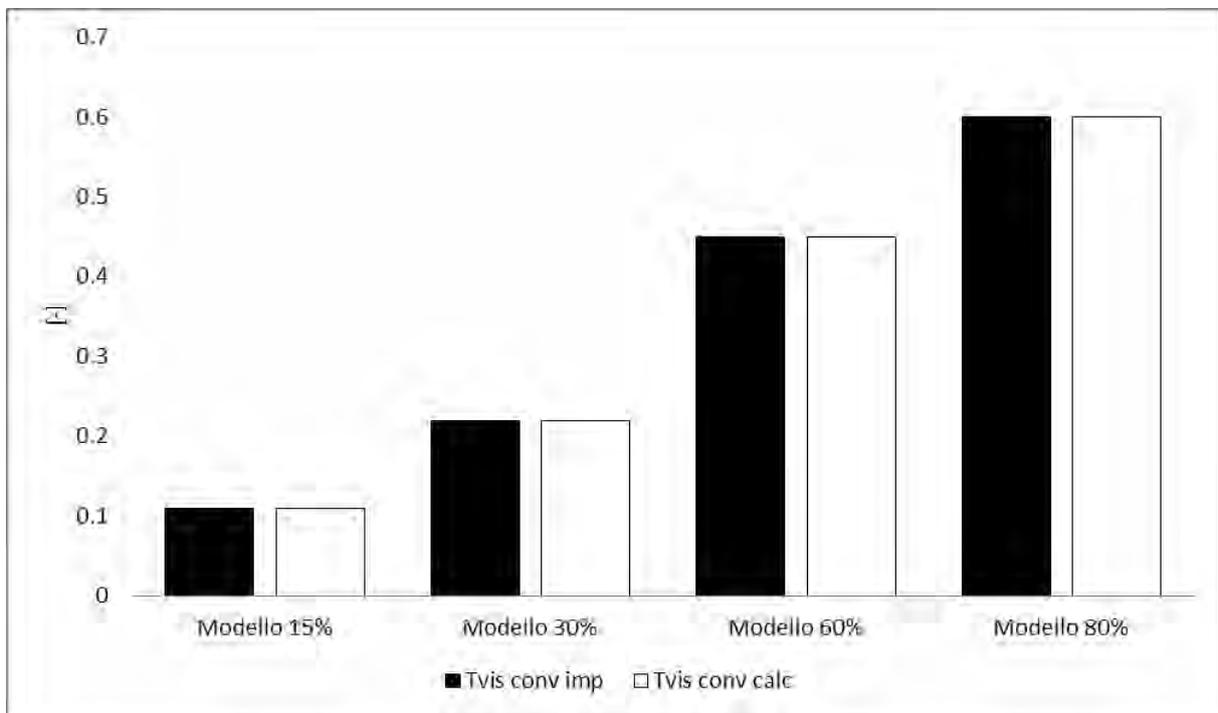
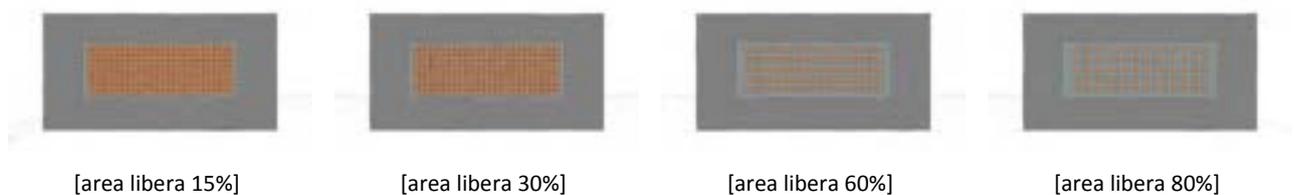


Figura 27 - Variazione parametro Tvis in funzione del grado di copertura delle celle e del calcolo dei coefficienti convettivi

11 Analisi dell'applicazione di un sistema BIPV con la simulazione energetica dinamica

Con i dati ottenuti dalla modellazione numerica si è implementato un modello di simulazione di un edificio standard utilizzando il software EnergyPlus [32]. Le prime analisi sono state fatte su un modello semplificato e rappresentante una stanza tipo con destinazione d'uso ad uffici e con una finestra esposta a Sud con moduli BIPV a diverse frazioni di area libera delle celle, come visibile nella figura sottostante.



Le condizioni iniziali imposte al modello sono state le seguenti:

- Area netta: 24 m²
- U-value stratigrafia unica = 0.31 W/m²K
- Area finestra: 6 m²
- Setpoint invernale: 20°C
- Setpoint estivo: 26°C
- Tasso di infiltrazione: 0.3 h⁻¹
- Carichi interni: 5 W/m²
- COP Pompa di calore/chiller: 3

In prima analisi si sono voluti valutare gli effetti della variazione di tipologia di BIPV, come descritto nel capitolo precedente, sul bilancio energetico dell'edificio. In particolare la dipendenza dei consumi di raffrescamento e riscaldamento rispetto alla variazione di area coperta da celle nel modulo BIPV, considerando che tale variazione porta ad una significativa modifica dell'energia elettrica prodotta dal modulo stesso. In questa prima fase la variazione di produzione del modulo è stata valutata in maniera inversamente proporzionale alla frazione d'area coperta dalle celle.

All'interno del software EnergyPlus sono state implementate le tipologie di pannelli simulate anche a volumi finiti tramite la modellazione descritta nel capitolo precedente. In particolare i parametri utilizzati per la simulazione e per i quali sono state fatte delle variazioni in funzione dei casi descritti, sono stati i seguenti:

- Numero di celle in serie
- Area attiva
- Corrente di corto circuito
- Tensione a circuito aperto
- Corrente a Potenza massima
- Tensione a Potenza massima

Le variazioni ipotizzate in tali parametri ed in funzione dell'area coperta sono riportate in

Tabella 10.

Tabella 10 – Variazione parametri moduli BIPV in funzione della frazione di area coperta da celle

	[area libera 15%]	[area libera 30%]	[area libera 60%]	[area libera 80%]
Numero di celle in serie [-]	108	92	64	51
Area attiva [m ²]	0.87	0.74	0.52	0.42
Corrente di corto circuito [A]	0.972	0.826	0.578	0.46
Tensione a circuito aperto [V]	91.8	78	54.6	43.7
Corrente a Potenza massima [A]	0.705	0.599	0.419	0.335
Tensione a Potenza massima [V]	59.6	50.7	35.49	28.39

In **Figura 28** è riportato l'andamento della produzione di energia elettrica media giornaliera durante un anno tipo considerando la variazione indicate in Tabella all'interno del modulo fotovoltaico.

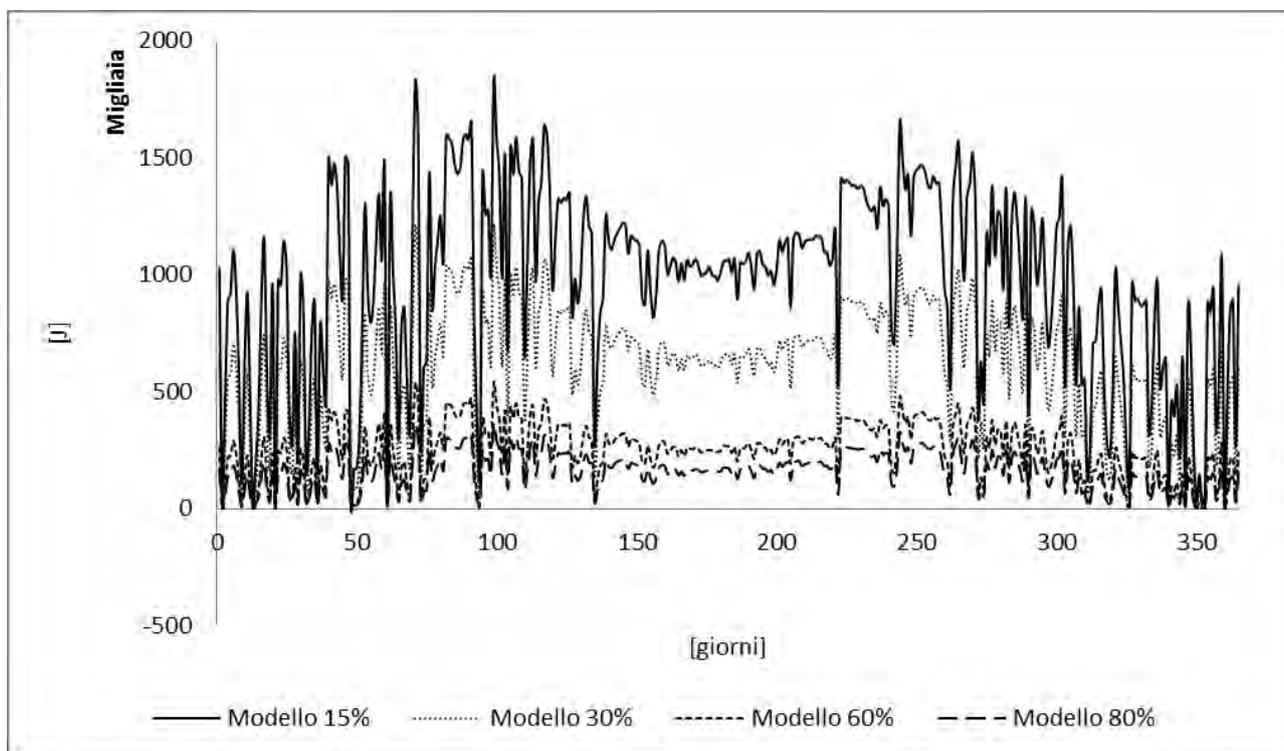


Figura 28 – Produzione di energia elettrica stimata con diverse tipologie di BIPV

Come ci si aspettava la produzione maggiore avviene per i moduli in cui l'area attiva è maggiore. Da notare la diminuzione della produzione durante il periodo estivo dovuta all'inclinazione verticale.

Procedendo con l'analisi del bilancio energetico del volume simulato, in una prima fase il rapporto WindowToWall (WWR) è stato considerato pari a circa il 10%. Questo significa che il 10% della superficie opaca verticale che delimita la zona condizionata è di tipo trasparente e coperta da moduli BIPV. Inoltre si sono considerati due casi di vetro con due trasmittanze differenti corrispondenti ad un vetro singolo come modellato dalla simulazione numerica ed un vetro doppio con BIPV in cui i valori di fattore di guadagno solare e trasmissione visibile sono stati ritoccati per la presenza del secondo vetro. In particolare i nuovi valori sono stati considerati come segue:

U-Value = 1.1 W/m² K

guadagno solare: valore caso vetro singolo x 0.86 (guadagno solare vetro aggiuntivo)

Tvis: valore caso vetro singolo x 0.9 (Tvis vetro aggiuntivo)

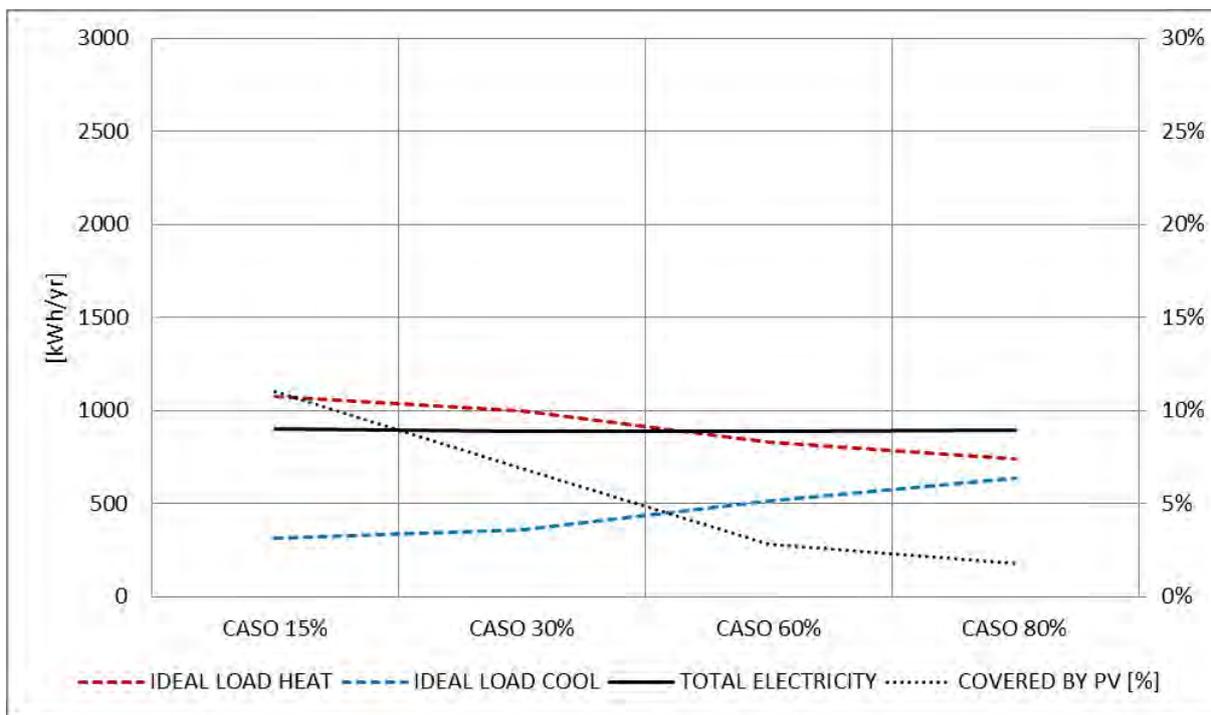


Figura 29 – WWR 10% - Vetro BIPV stratificato singolo

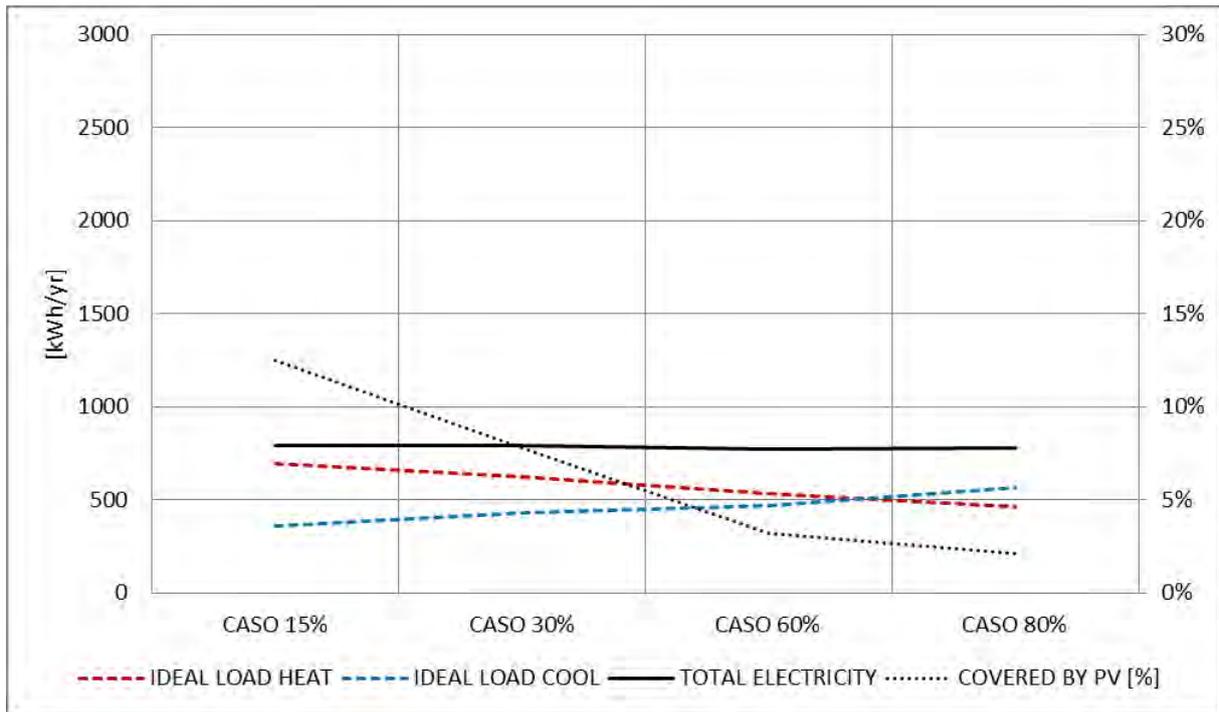


Figura 29 – WWR 10% - Vetro BIPV doppio con intercapedine

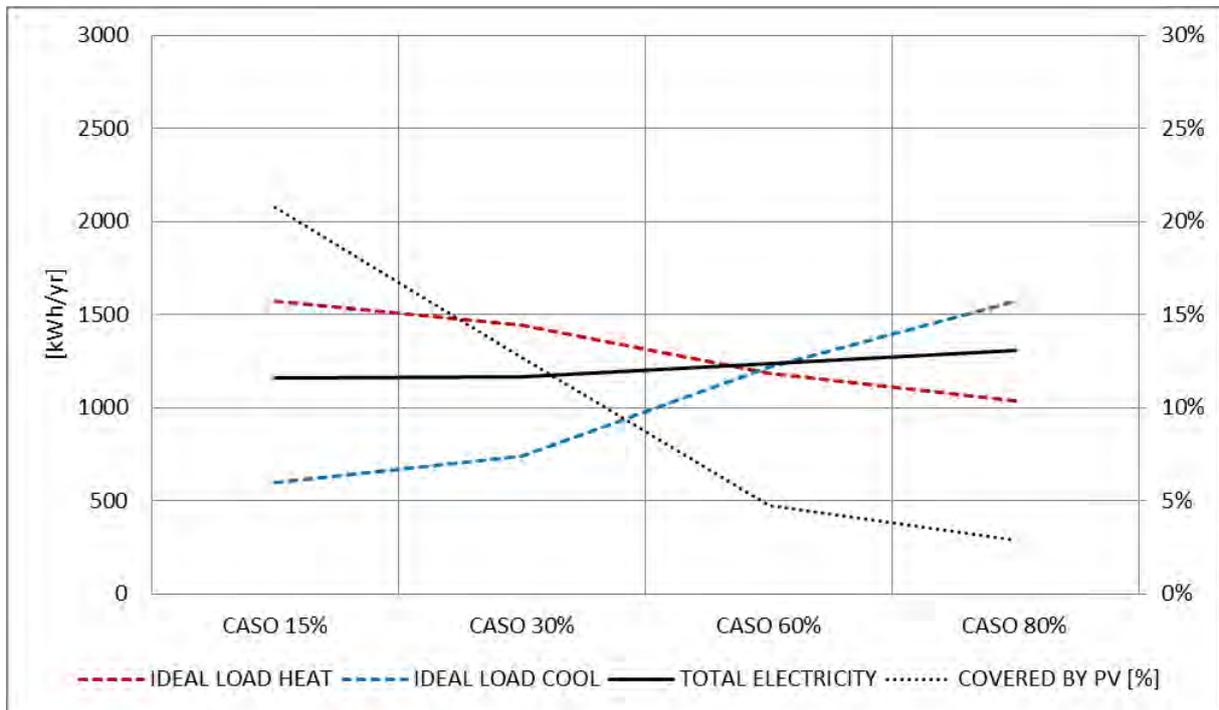


Figura 30 – WWR 40% - Vetro BIPV stratificato singolo

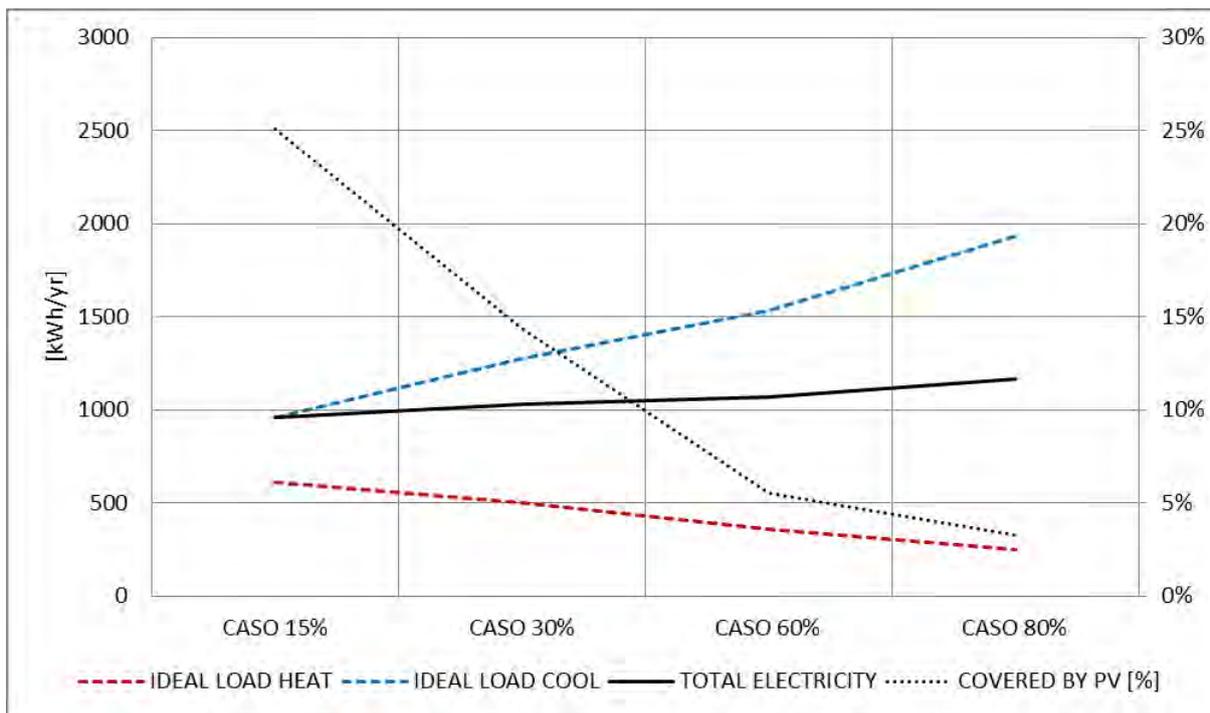


Figura 31 – WWR 40% - Vetro BIPV doppio con intercapedine

Non è indifferente al variare dell'area attiva, invece, il caso con WWR pari a circa il 40% della parete verticale opaca. In questo caso, infatti, al diminuire dell'area attiva, il fabbisogno di energia elettrica totale aumenta. Tale aumento si attesta intorno al 13% nel caso di vetro singolo, come mostrato in **Figura 31**, per superare il 22% nel caso di vetrocamera, come visibile in **Figura 31**. E' quindi utile, in questo caso, riuscire a mantenere elevata l'area attiva poiché in queste situazioni la percentuale di energia che il modulo BIPV riesce a fornire rispetto al fabbisogno totale può arrivare a circa il 25%.

Nel caso di WWR pari a circa il 10% il fabbisogno totale di energia elettrica rimane pressoché costante anche durante la variazione di area attiva dei moduli. Il fabbisogno di riscaldamento diminuisce all'aumentare dell'area libera, ma contemporaneamente aumenta il fabbisogno di raffrescamento, mantenendo la loro somma costante. Questo avviene sia per il caso in cui è presente un vetro singolo che per il caso di installazione di vetro camera, come mostrato rispettivamente in **Figura** e in **Figura 29**. In ogni caso il fabbisogno di energia elettrica coperto dai moduli BIPV è più alto nel caso di maggior area attiva e può arrivare a coprire circa l'11% nel caso di vetro singolo e circa il 13% nel caso di vetrocamera.

12 Conclusioni

La ricerca si è focalizzata su un campo operativo ritenuto ad oggi aperto e relativo alla dettagliata caratterizzazione dei moduli BIPV e alla loro interazione con il bilancio energetico dell'edificio. Per sviluppare tale complesso tema di ricerca si sono affrontate diverse fasi. Partendo da una analisi bibliografica dello stato dell'arte ci si è parallelamente rivolti alla caratterizzazione termofisica e allo sviluppo di modelli numerici. Infine, dopo la validazione del modello si è effettuata una serie di simulazioni numeriche per studiare diverse configurazioni del sistema edificio impianto.

Per poter valutare in maniera precisa le caratteristiche termiche di elementi BIPV e per la taratura dei modelli numerici si è effettuata una caratterizzazione sperimentale di un sistema vetrato fotovoltaico campione. Si tratta di uno dei sistemi BIPV più diffusi sul mercato che consiste in una vetrocamera in cui i due elementi vetrato corrispondono a un vetro stratificato in cui vengono laminate le celle fotovoltaiche di silicio mono o policristallino e un secondo vetro float, nel caso in esame con rivestimento bassoemissivo.

Dalla misura sperimentale con doppia piastra con anello di guardia si è ottenuto la conduttanza e in particolare alla temperatura media $T_m = 10^\circ$ tale parametro è risultato pari a $0,442 \text{ (W/m}^2 \text{ K)}$ in accordo molto buono con quanto è possibile ottenere per calcolo applicando la norma UNI EN 673. Da questa procedura si è infatti ottenuto una conduttanza pari a $0,456 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$. La conduttanza calcolata è risultata circa del 3 % superiore rispetto ai valori ottenuti mediante misure con hot plate.

Si è misurato il fattore di guadagno con l'utilizzo il Calorimetro Solare corredato di simulatore solare ottenendo un valore pari a 0,29. Infine si sono determinate le proprietà ottiche e radiative dei diversi elementi che costituiscono la vetrocamera oggetto di analisi sperimentale attraverso la caratterizzazione spettrofotometrica. Sono stati misurati il fattore di trasmissione solare e il fattore di riflessione solare i quali indicano rispettivamente la quantità di radiazione solare che viene trasmessa e riflessa attraverso le lastre di vetro in un intervallo che comprende la porzione di luce visibile (350 – 750 μm) e ultravioletta (300 350) e infrarossa (750 -2500).

Attraverso la stima dei parametri termici ed ottici degli elementi BIPV, con l'ausilio della modellazione numerica ai volumi finiti, si sono stimati i valori di guadagno solare del modulo BIPV semitrasparente ottenendo valori del tutto compatibili con quelli sperimentali. Da una analisi di sensitività è emerso poi come i valori di guadagno solare siano strettamente correlati alla frazione d'area non coperta da celle all'interno del modulo stesso. Inoltre, si è sperimentato che l'aumento di temperatura superficiale dovuto all'incremento della frazione d'area di modulo coperto da cella, porti ad un aumento del fattore di scambio termico secondario q_i verso l'ambiente interno. Tale parametro è parte integrante del coefficiente SHGC e contribuisce in maniera tanto maggiore quanto maggiore è l'area attiva del modulo. Inoltre si è potuto notare come la differenza di temperatura superficiale interna tra un modulo con una percentuale di area coperta da celle pari all'85% e un modulo dotato di un'area attiva pari a circa il 20%, possa arrivare anche a 34°C .

Dopo aver stimato i parametri ottici ed energetici attraverso la modellazione numerica, si è potuto modellare l'elemento BIPV anche all'interno di un software di modellazione dinamica per gli edifici, nella fattispecie EnergyPlus. È stato modellato un edificio base con destinazione d'uso uffici, con due configurazioni di WindowToWall Ratio (WWR) e con due tipologie di vetro. Nel primo caso con WWR pari al 10% è emerso come sia nel caso di vetro stratificato singolo che di vetro doppio, la percentuale d'area coperta da celle non influisca sul bilancio complessivo, ma cambi proporzionalmente la percentuale di energia prodotta e di conseguenza l'interazione con il fabbisogno complessivo. Si è visto come il modulo BIPV coprisse mediamente per circa l'11% il fabbisogno di energia elettrica totale. Nel caso di WWR pari al 30% il fabbisogno elettrico totale del volume tipo analizzato aumenta con l'aumentare dell'area libera di pannello, in entrambi i casi di vetro utilizzato, e di conseguenza appare più utile mantenere basse percentuali di area libera per permettere ai moduli BIPV integrati nelle finestre di poter arrivare a coprire mediamente fino a circa il 20% del fabbisogno elettrico totale.

13 Riferimenti bibliografici

1. Adhikari, R.S., Aste, N., Pero, C.D. And Manfren, M., "Net Zero Energy Buildings: Expense or Investment?" *Energy Procedia*, 14(0), (2012), pp. 1331-1336.
2. Agroui, K., "Indoor and Outdoor Characterizations of Photovoltaic Module Based on Multicrystalline Solar Cells", *Energy Procedia*, 18(0), (2012). pp. 857-866.
3. Ban-Weiss, G., Wray, C., Delp, W., Ly, P., Akbari, H. And Levinson, R., "Electricity production and cooling energy savings from installation of a building-integrated photovoltaic roof on an office building". *Energy and Buildings*, 56(0), (2013), pp. 210-220.
4. Buso, S., "Tecniche di MPPT e di anti-islanding per impianti fotovoltaici", Phd Lecture, (2013).
5. Chen, F., Wittkopf, S.K., Khai Ng, P. and Du, H., "Solar heat gain coefficient measurement of semi-transparent photovoltaic modules with indoor calorimetric hot box and solar simulator", *Energy and Buildings*, 53(0), (2012), pp. 74-84.
6. Chen, Y., Athienitis, A.K. and Galal, K., "Modeling, design and thermal performance of a BIPV/T system thermally coupled with a ventilated concrete slab in a low energy solar house: Part 1, BIPV/T system and house energy concept", *Solar Energy*, 84(11), (2010), pp. 1892-1907.
7. Corgnati, S.P., Perino, M. And Serra, V., "Experimental assessment of the performance of an active transparent façade during actual operating conditions", *Solar Energy*, 81(8), (2007), pp. 993-1013.
8. Cucchiella, F., D'adamo, I., Gastaldi, M. And Koh, S.C.L., "Renewable energy options for buildings: Performance evaluations of integrated photovoltaic systems", *Energy and Buildings*, 55(0), (2012).pp. 208-217.
9. Del Col, D., "Concentrating photovoltaics", Phd Lecture, (2013).
10. EN 13363, Part 2 - "Solar protection devices combined with glazing", (2005).
11. Frontini, F., "Daylight and Solar Control in Buildings", Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, (2009).
12. Frontini, F., Munari Probst, M.C., Scognamiglio, A., Roecker, C., Farkas, K., Maturi, L. And Zanetti, I., "Solae energy system in architecture". Report T.41.A.2: IEA SHC Task 41 Solar energy and Architecture, (2012).
13. Hammond, G.P., Harajli, H.A., Jones, C.I. And Winnett, A.B., "Whole systems appraisal of a UK Building Integrated Photovoltaic (BIPV) system": Energy, environmental, and economic evaluations. *Energy Policy*, 40(0), (2012), pp. 219-230.
14. Henze, N., Glotzbach, T., Misara, S., Roos, M. And Schultz, B., "Characterisation of photovoltaic modules for building integration", (2011).
15. ISO 15099, "Thermal performance of windows, doors and shading devices - Detailed calculations, (2003).
16. Jelle, B.P. and Breivik, C., "The Path to the Building Integrated Photovoltaics of Tomorrow". *Energy Procedia*, 20(0), (2012), pp. 78-87.
17. Jelle, B.P. and Breivik, C., "State-of-the-art Building Integrated Photovoltaics". *Energy Procedia*, 20(0), (2012), pp. 68-77.
18. Maurer, C. and KUHN, T.E., "Variable g value of transparent façade collectors". *Energy and Buildings*, 51(0), (2012), pp. 177-184.
19. Misara, S., Henze, N. And Sidelev, A., "Thermal Characteristics of BIPV (U-Value and g-value)", (2011).
20. Miyazaki, T., Akisawa, A. And Kashiwagi, T., "Energy savings of office buildings by the use of semi-transparent solar cells for windows". *Renewable Energy*, 30(3), (2005), pp. 281-304.
21. Ordenes, M., Marinovski, D.L., Braun, P. And Rüther, R., "The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil". *Energy and Buildings*, 39(6), (2007), pp. 629-642.

22. Parretta, A., Sarno, A., Tortora, P., Yakubu, H., Maddalena, P., Zhao, J. And Wang, A., "Angle-dependent reflectance measurements on photovoltaic materials and solar cells", *Optics Communications*, 172(1–6), (1999), pp. 139-151.
23. Polysolar, *Guide to BIPV*. Polysolar Ltd, (2012).
24. PV Resources, 2013-last update, "Building Integrated Photovoltaics - BIPV". Available: <http://www.pvresources.com/BIPV.aspx> [05/13, 2013].
25. Roberts, S. And Guariento, N., "Building integrated photovoltaics/a handbook. Germany: Birkhäuser", (2009).
26. Sharples, S. And Radhi, H., "Assessing the technical and economic performance of building integrated photovoltaics and their value to the GCC society", *Renewable Energy*, 55(0), (2013), pp. 150-159.
27. Socomec, "Guida tecnica fotovoltaico", (2011).
28. UNI EN 410, "Determinazione delle caratteristiche luminose e solari delle vetrate" (2000).
29. Wang, Y., Tian, W., Ren, J., Zhu, L. and Wang, Q., "Influence of a building's integrated-photovoltaics on heating and cooling loads". *Applied Energy*, 83(9), (2006), pp. 989-1003.
30. Yoo, S. and Lee, E.,. Efficiency characteristic of building integrated photovoltaics as a shading device. *Building and Environment*, 37(6), (2002), pp. 615-623.
31. Zanoni, E., "Physics of semiconductors", Phd Lecture Università di Padova, (2012).
32. Energy Plus InputOutput Reference: The Encyclopedic Reference to EnergyPlus Input and Output. US Department of Energy.