

Università degli Studi di Padova
Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica
Tesi di Laurea Magistrale

ANALISI, REALIZZAZIONE E VERIFICA SPERIMENTALE
DI UN SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO A FILM D'ACQUA
PER PANNELLI FOTOVOLTAICI

Relatore: Prof.ssa Anna Stoppato
Correlatore: Ing. Valerio Rosania

Laureando: Matteo Cazzola
Matricola: 1014090-IEN

Anno Accademico 2012/2013

INDICE

INTRODUZIONE	1
---------------------------	---

CAPITOLO 1

Il fotovoltaico	3
1.1 Radiazione solare e fenomeni correlati	3
1.2 L'atmosfera terrestre	5
1.3 Storia del fotovoltaico	6
1.4 Celle fotovoltaiche	10
1.5 Influenza della temperatura sulle prestazioni.....	12
1.6 Riflessione della radiazione solare.....	15
1.7 Impianti fotovoltaici.....	17

CAPITOLO 2

Raffreddamento di moduli fotovoltaici: benefici, criticità, esperienze documentate.	21
2.1 Benefici del raffreddamento	21
2.2 Esperienze documentate.....	22
2.2.1 Raffreddamento tramite film d'acqua che scorre frontalmente al pannello	22
2.2.2 Raffreddamento tramite flusso d'acqua che fluisce per gravità sul retro del modulo	28
2.2.3 Raffreddamento frontale del pannello con ground water tunneling del fluido	31
2.3 Test di affidabilità dei moduli fotovoltaici.....	33

CAPITOLO 3

Progetto sperimentale di raffreddamento di ForGreen S.p.A.	36
3.1 Il progetto.....	36
3.2 Caratteristiche del campo fotovoltaico	37

3.3 Informazioni climatiche sul sito di installazione	38
3.4 Il sistema di raffreddamento	41
3.5 Risultati prove sperimentali.....	42
3.6 Analisi energetica sulla base dei dati rilevati.....	46
3.7 Analisi economica sulla base dei dati rilevati	47
3.8 Analisi dei consumi d'acqua	49

CAPITOLO 4

Analisi teorica e simulazione del raffreddamento con film d'acqua continuo

.....	51
4.1 Premessa all'analisi teorica.....	51
4.2 Il modello di scambio termico stazionario	51
4.2.1 Relazioni per il calcolo della temperatura di esercizio dei pannelli e confronto con il modello realizzato	53
4.3 Scambio termico con film d'acqua	57
4.3.1 Descrizione del fenomeno	57
4.3.2 Modello di scambio termico con film d'acqua	59
4.4 Modello termico transitorio del pannello	61
4.4.1 L'analogia elettrotermica.....	62
4.4.2 Il software PSpice	64
4.4.3 Descrizione del modello utilizzato	64

CAPITOLO 5

Apparato sperimentale	69
5.1 Premessa	69
5.2 I componenti	69
5.2.1 Il pannello fotovoltaico: caratteristiche e installazione	70
5.2.2 La portata d'acqua per il sistema di raffreddamento	71
5.2.3 Il sistema di raffreddamento	72
5.2.4 Fari alogeni: simulazione indoor della radiazione solare	76
5.2.5 Il sistema di recupero dell'acqua.....	81
5.2.6 Ventilatore la per simulazione del vento.....	82
5.2.7 Il sistema di rilevamento della temperatura	83

5.3 L'apparato sperimentale completo	84
--	----

CAPITOLO 6

Analisi sperimentale	85
6.1 Considerazioni all'analisi sperimentale	85
6.2 Verifica della formazione del film d'acqua continuo	85
6.3 Verifica sperimentale del modello stazionario e transitorio	92
6.3.1 Prove sperimentali: pannello fotovoltaico soggetto a un gradino di irraggiamento	92
6.3.2 Prove sperimentali: raffreddamento continuo con acqua dalla condizione riscaldato	96
6.3.3 Prove sperimentali: verifica dei transitori termici post-raffreddamento	101
6.4 Analisi termica con irraggiamento superiore non uniforme	109
6.4.1 Prove sperimentali: raffreddamento continuo con acqua, dalla condizione riscaldato.	110
6.5 Analisi e confronto dei cicli on-off per il raffreddamento del pannello fotovoltaico.....	114
6.5.1 Analisi e verifica sperimentale del ciclo 100-350[s] proposto da ForGreen S.p.a.	114
6.5.2 Analisi e verifica sperimentale del ciclo 60-270[s]	119
6.5.3 Confronto tra cicli on-off: 100-350[s] vs 60-270[s].....	122
6.5.4 Analisi e verifica sperimentale del ciclo 60-270[s] con portata specifica 0.03[l/s m ²]: aggiunta di un terzo microirrigatore alla linea.	124

CAPITOLO 7

Recupero ed evaporazione dell'acqua nelle prove sperimentali	129
7.1 Recupero dell'acqua di raffreddamento: dati raccolti durante le prove sperimentali	129
7.2 Valutazione evaporazione acqua	133
7.2.1 Verifica dei dati sperimentali con equazioni di Carrier e M.T.Pauken.	135
7.3 Recupero dell'acqua nel campo fotovoltaico di riferimento: possibilità e criticità	137

CAPITOLO 8

Valutazione di convenienza del raffreddamento sulla base dei dati

sperimentali	140
8.1 Convenienza energetica	140
8.1.1 Consumo elettrico della pompa	140
8.1.2 Energia addizionale prodotta	142
8.1.3 Valutazione energetica: parametri d'interesse	143
8.2 Convenienza economica.....	144
8.2.1 Entrate monetarie per la produzione addizionale di energia	144
8.2.2 Costi investimento iniziale	145
8.2.3 Costi di alimentazione elettrica della pompa	145
8.2.4 Costo dell'acqua utilizzata	145
8.2.5 Payback economico	146
8.3 Analisi energetica dati sperimentali	146
8.3.1 Analisi del ciclo di riferimento.....	147
8.4 Valutazione prestazione stagionale	149
8.5 Valutazione complessiva ipotesi d'impianto	150
8.5.1 Prelievo acqua dal pozzo senza impianto di recupero.....	150
8.5.2 Prelievo acqua dal pozzo con impianto di recupero.....	152

CAPITOLO 9

Conclusioni	156
9.1 Conclusioni dello studio	156
9.2 Evoluzioni future.....	158

BIBLIOGRAFIA	160
---------------------------	-----

INTRODUZIONE

Il settore del fotovoltaico è in continua evoluzione, il che porterà negli anni a venire alla commercializzazione di pannelli fotovoltaici sempre più efficienti e performanti sotto molti punti di vista, non solo energetici.

Ma un punto fermo che influenza e influenzerà il corretto funzionamento delle celle fotovoltaiche è la diminuzione pressoché lineare del rendimento all'aumentare della temperatura di esercizio. Questo effetto è maggiormente evidente nei momenti in cui la produzione elettrica dovrebbe essere massima, ovvero nelle ore centrali della giornata, le più calde. La problematica è stata analizzata da molteplici studi e nel mercato le soluzioni proposte sono diverse anche se interessano solo i nuovi modelli; tali soluzioni infatti, necessitano di una modifica alla struttura del pannello effettuabile solo nella fase di realizzazione dello stesso.

Con queste premesse, il presente studio si pone come obiettivo lo studio, la realizzazione e la verifica sperimentale di un sistema di raffreddamento per installazioni fotovoltaiche già realizzate, che utilizzi acqua come fluido di scambio facendola fluire sulla superficie frontale del pannello.

In letteratura i fenomeni di scambio termico con film d'acqua sono stati studiati e verificati da diversi autori, ma l'effettiva realizzazione di un sistema di raffreddamento non è stata completamente affrontata, in particolare sotto l'aspetto economico, che risulta non trascurabile qualora si volesse commercializzare tale sistema. Dagli studi è emerso che, oltre ai benefici termici che porta lo scambio termico con acqua, la presenza di uno strato continuo che scorre superiormente al vetro di un modulo fotovoltaico può dar luogo ad un incremento delle prestazioni ottiche fino al 3%. Da queste considerazioni si evidenzia un sicuro interesse per il presente studio sia nell'aspetto energetico, sia in quello economico.

Ai fini dello studio si tengono conto dei risultati ottenuti da un precedente lavoro di tesi, analizzandoli e verificando la veridicità degli stessi. Le prove sono state effettuate presso il laboratorio di Macchine del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università degli Studi di Padova.

La collaborazione di For Green S.p.A., azienda operante nel settore delle energie rinnovabili, ha permesso di realizzare lo studio su un pannello fotovoltaico, del medesimo modello di quelli utilizzati in un campo fotovoltaico preso come riferimento. Questo permetterà un confronto sperimentale con un progetto già avviato dall'azienda.

Nello studio verranno posti in evidenza anche gli aspetti ambientali, dai quali non è possibile prescindere in quanto un uso eticamente corretto e controllato della risorsa idrica è un punto di partenza fondamentale nel nostro presente e nel futuro.

CAPITOLO 1

Il fotovoltaico

1.1 Radiazione solare e fenomeni correlati

La radiazione solare è l'energia radiante emessa nello spazio cosmico dal Sole; essa viene generata a partire da reazioni termonucleari che avvengono nel nucleo solare le quali producono onde elettromagnetiche di varia frequenza che si propagano nello spazio a velocità caratteristiche. Una parte di essa raggiunge il limite esterno dell'atmosfera terrestre e si definisce costante solare, ovvero il flusso di energia radiante che incide un'area unitaria perpendicolare ai raggi all'esterno dell'atmosfera terrestre. La costante è pari 1367 W/m^2 , ma si tratta di un valore medio poiché la distanza Terra-Sole varia periodicamente nel corso dell'anno. L'atmosfera, inoltre, causa fenomeni quali assorbimento e dispersione dell'energia radiante, che si modifica sia nel contenuto energetico, sia nella composizione spettrale. Per caratterizzare questo effetto si definisce la massa d'aria (air mass AM) la quale corrisponde alla lunghezza relativa del percorso della radiazione diretta attraverso l'atmosfera. Tale parametro assume valore nullo se si considera la radiazione extra atmosferica, unitario se si considera la radiazione a livello del mare ovvero quando lo spessore di atmosfera standard è attraversato dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre. Alle latitudini europee si fa riferimento a spettri di radiazione AM1,5. Si riporta la Figura 1.1 che evidenzia gli spettri solari confrontandoli con lo spettro di emissione di un corpo nero.

La radiazione che giunge al suolo può essere distinta nelle componenti diretta, diffusa e di albedo le quali sommate costituiscono la radiazione totale; la distinzione è direttamente correlata alle condizioni meteorologiche: con cielo sereno prevale la componente diretta, al contrario con cielo coperto prevale la diffusa. La componente di albedo è legata alla riflessione della radiazione da parte del suolo o oggetti verso il punto di interesse.

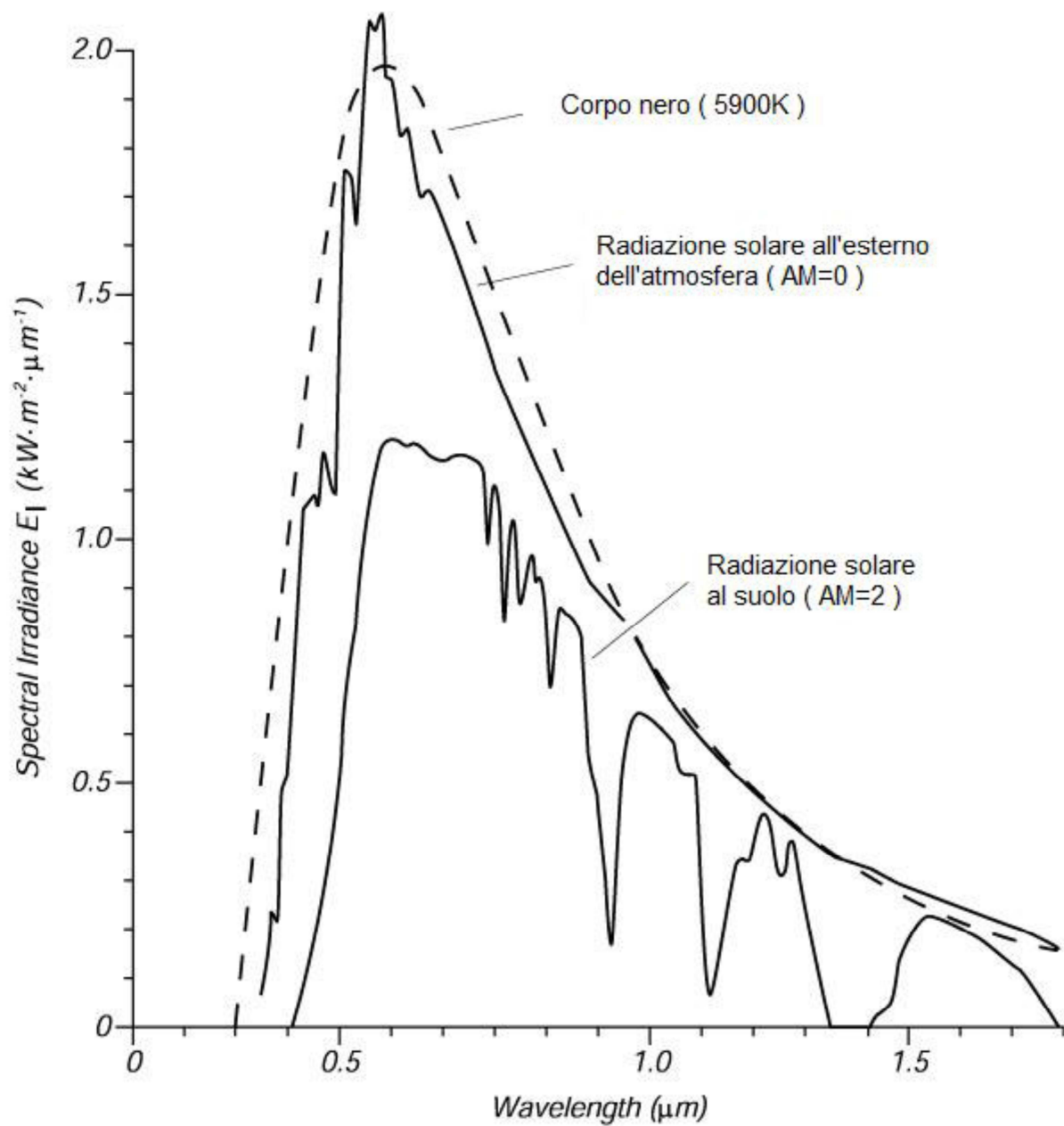


Figura 1.1: Spettro solare extratmosferico, spettro solare al suolo e spettro di emissione del corpo nero a 5900[K]

1.2 L'atmosfera terrestre

L'atmosfera terrestre è l'involucro di gas che riveste il pianeta Terra. Ha una struttura piuttosto complessa e risulta divisa in più strati, chiamati sfere, che in ordine di altezza sono: troposfera, stratosfera, mesosfera, termosfera, ionosfera, esosfera. La suddivisione è dovuta all'inversione del gradiente termico; tra due sfere, dove ha luogo l'inversione del segno del gradiente, si trova una superficie di discontinuità, chiamata pausa.

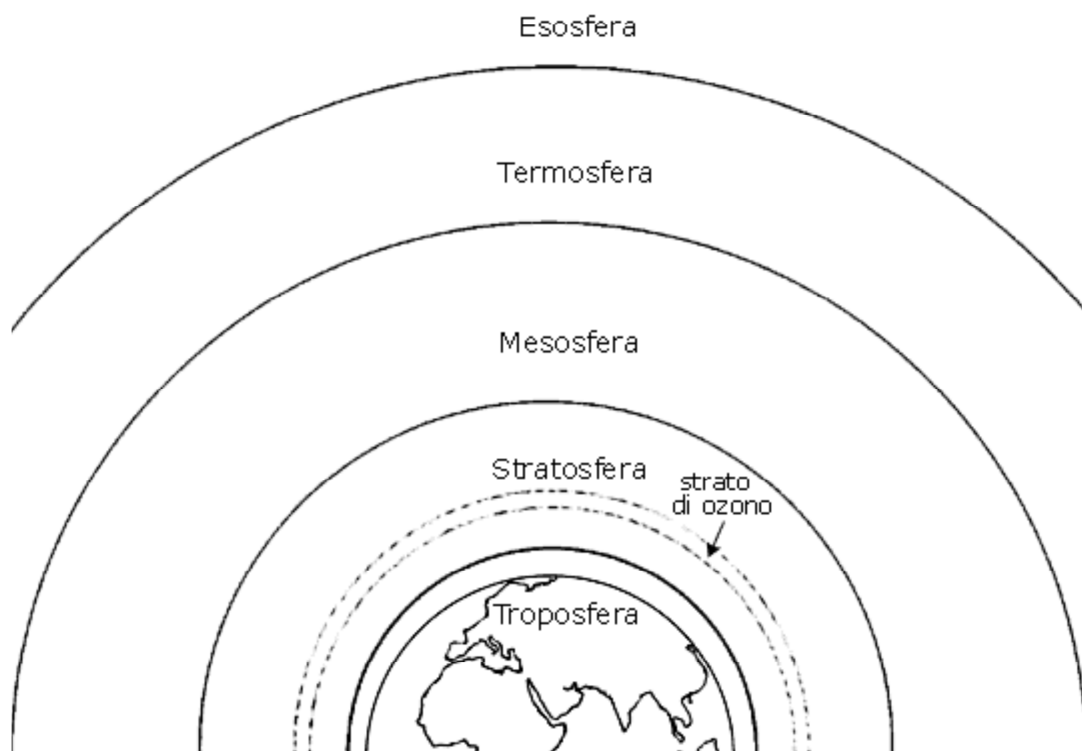


Figura 2.1: Convenzionale suddivisione degli strati atmosferici

Come esposto nel paragrafo precedente, l'atmosfera genera fenomeni di assorbimento e dispersione dell'energia radiante che sono correlabili all'iterazione con precisi componenti dell'atmosfera:

- le molecole di O₂, H₂O, CO₂, CH₄, N₂O nella troposfera sono le principali cause di assorbimento della radiazione infrarossa;

- le molecole di O₃ (ozono) nella stratosfera sono la principale causa di assorbimento della radiazione ultravioletta;
- la ionosfera (che appartiene parzialmente sia alla termosfera che alla mesosfera) è ricca di gas parzialmente ionizzati, i quali riflettono totalmente la radiazione con frequenza oltre un valore detto critico.

L'atmosfera, inoltre, attenua la radiazione nel suo cammino fino al suolo in diversa proporzione a seconda della lunghezza d'onda della stessa a causa del fenomeno detto scattering di Rayleigh: esso consiste in un processo di collisione tra la luce di alcune lunghezze d'onda e le molecole atmosferiche (ed allo stesso fenomeno è tra l'altro dovuta la percezione del colore blu del cielo).

Da queste brevi considerazioni possiamo affermare che la radiazione che giunge al suolo, e alla superficie dei pannelli per il nostro caso studio, viene modificata sia energeticamente che spettralmente.

1.3 Storia del fotovoltaico [1]

Le attuali applicazioni fotovoltaiche sono il risultato di una lunga serie di progressi scientifici e tecnologici che sarebbe molto lungo esporre in maniera completa. E' possibile citare Edmond Becquerel come pioniere assoluto nell'osservazione dell'effetto fotovoltaico avvenuta nel 1839, seppure l'oggetto di studio fosse naturalmente molto diverso dalle applicazioni odierne, trattandosi di una cella elettrolitica con elettrodi diversamente illuminati. In anni successivi, il fenomeno dell'effetto fotoelettrico fu osservato in diversi contesti sperimentali da numerosi ricercatori tra i quali W. Smith, W.G. Adams, R.E Day, H.Hertz, W.Hallwachs. Tuttavia, l'effetto osservato restò privo di una spiegazione teorica solida fino a che A. Einstein risolse il problema nel 1905 con l'elaborazione della teoria dell'effetto fotoelettrico, che gli valse il premio Nobel per la fisica nel 1921. La spiegazione di tale effetto ha avuto importanti implicazioni nelle successive teorie della fisica moderna, ed ha costituito la base per la comprensione dei fenomeni d'interazione tra la radiazione luminosa e la materia, tra cui si annovera appunto la conversione fotovoltaica dell'energia solare.

Gli studi sui materiali semiconduttori, su cui si basano anche le celle fotovoltaiche, si intensificarono nei primi anni del '900 e portarono a brillanti risultati tra cui la realizzazione del transistor a giunzione nel 1949 da parte di W. Shockley. Il periodo pionieristico degli studi e delle esperienze sull'effetto fotovoltaico si può considerare concluso nel 1953 con l'ideazione della cella fotovoltaica al silicio monocristallino da parte di alcuni ricercatori dei Laboratori Bell (Figura 1.3).



Figura 1.3 Daryl Chaplin, Calvin Fuller, and Gerald Pearson al lavoro ai laboratori Bell

Negli anni '50 iniziò la produzione di celle fotovoltaiche per le applicazioni aerospaziali. L'Aeronautica e l'Esercito statunitensi seguirono con grande interesse lo sviluppo della cella solare dei laboratori Bell, poiché si riteneva che il fotovoltaico potesse costituire la fonte energetica ideale per i satelliti artificiali orbitanti attorno alla Terra. In effetti, le prime installazioni su satelliti di sistemi di alimentazione elettrica mista – batteria e fotovoltaico – si rivelarono un successo, riuscendo ad alimentare le apparecchiature per lungo tempo.



Figura 1.4: Satellite artificiale alimentato da moduli fotovoltaici

Nel 1961, in occasione della prima Conferenza Internazionale delle Nazioni Unite sulle Fonti di Energia Nuove e Rinnovabili svoltasi a Roma, vennero presentate numerose opere sullo stato dell'arte e sulle prospettive del fotovoltaico. Negli anni 1965-70 vennero sviluppati procedimenti per produrre silicio policristallino, meno costosi ed energivori di quelli per il monocristallino, oltre a celle a solfuro di Cadmio e arseniuro di Gallio. La tecnologia era tuttavia ancora troppo costosa per gli usi terrestri, e lo rimase fino ai primi anni '70, quando l'industria petrolifera iniziò a servirsene in luoghi non raggiunti dalle linee elettriche: pannelli fotovoltaici vennero usati al posto di ingombranti e poco durevoli batterie sulle piattaforme petrolifere off-shore e nei campi di estrazione degli idrocarburi per alimentare le luci di segnalazione, sistemi attivi di protezione dalla corrosione e altre apparecchiature. Dopo la crisi petrolifera del '73 furono realizzate le prime celle al silicio amorfo, e nel frattempo le celle solari erano ormai diventate fonte energetica abituale per i satelliti artificiali (come è ancora oggi).

Negli stessi anni si sperimentavano pellicole sottili al silicio cristallino, e tutta una gamma di nuovi materiali: CIS, CdTe, InP, Zn₃P₂, Cu₂Se, WSe₂, GaAs, ZnSiAs. Si può affermare come le ricerche sul fotovoltaico da una parte ebbero beneficio dall'esplosione della tecnologia elettronica e del mercato a questa correlato, dall'altra produssero nuove conoscenze a beneficio della stessa industria microelettronica.

Di pari passo con lo sviluppo di nuove tecnologie, il fotovoltaico prese piede nel campo delle telecomunicazioni, ovviando al problema di trasportare carburante o batterie in zone impervie o isolate dove erano presenti ripetitori, degli ausili per la

navigazione (fari costieri e boe isolate) e dei dispositivi di segnalazione sulle lunghe linee ferroviarie.

Molto importanti anche dal punto di vista umanitario furono le stazioni di pompaggio d'acqua di falda installate in Africa a partire dagli anni '70-'80 con alimentazione solare, che ad oggi continuano ad essere una risorsa fondamentale per le popolazioni residenti in zone non raggiunte dalle reti dell'energia elettrica. Negli anni '90 vennero realizzate le prime celle a tripla giunzione con rendimento notevolmente elevato e successivamente le celle a film sottile, che tanto interesse stanno suscitando in tempi odierni. I primi impianti domestici con potenza di qualche kW iniziavano a comparire più numerosi sui tetti delle case dei paesi sviluppati, tra cui l'Italia. Le successive incentivazioni varate dagli Stati favorirono la crescita delle installazioni su piccola e larga scala. Per quanto riguarda le più recenti incentivazioni in Italia, nel 2005 fu varato il cosiddetto "Primo conto energia"; negli anni seguenti le modalità di incentivazione sono state aggiornate e il mercato del fotovoltaico ha osservato una forte crescita, tanto che all'inizio dell'anno 2012 è stata superata la potenza di picco di 12GW [2] installata nel Paese.



Figura 1.5: Esempi di attuali installazioni fotovoltaiche, su edificio e a terra

1.4 Celle fotovoltaiche

Si riporta una breve introduzione sulle celle fotovoltaiche e le loro caratteristiche con particolare attenzione ai fenomeni legati alla temperatura, punto di partenza del presente studio.

Una cella fotovoltaica, nella configurazione semplificata di Figura 1.6, è costituita dalla giunzione tra un materiale semiconduttore di tipo p e uno di tipo n racchiusi tra due conduttori collegati in un circuito chiuso.

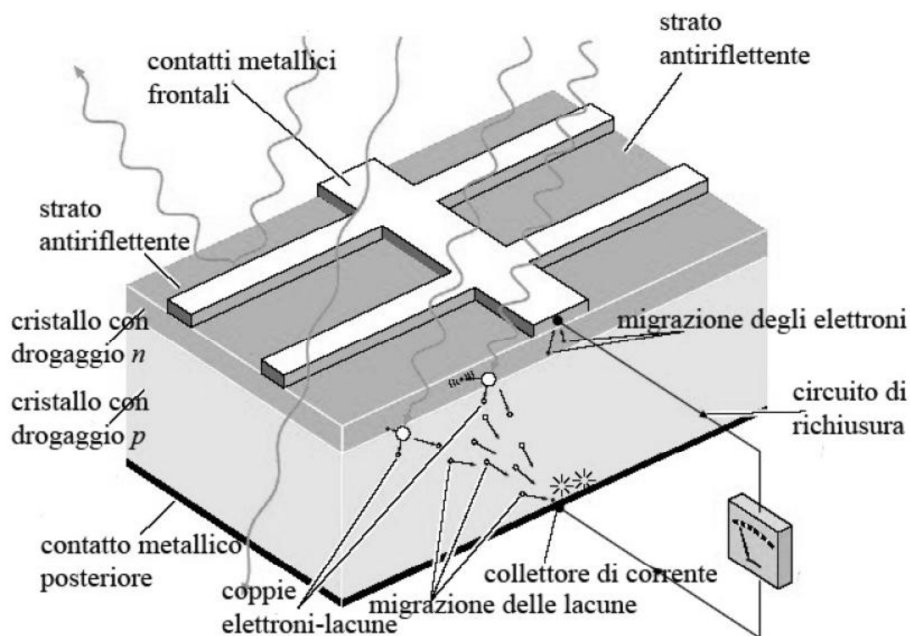


Figura 1.6: Schema semplificato di una cella fotovoltaica

La giunzione tra i due semiconduttori drogati produce un campo elettrico in grado di separare le cariche elettriche create dall'assorbimento della radiazione solare. Quando un fotone con energia sufficiente incide sulla cella, si crea una coppia elettrone-lacuna. Il campo elettrico presente spingerà gli elettroni verso il semiconduttore di tipo n e le lacune verso il semiconduttore di tipo p. Il flusso di cariche così generato diviene energia elettrica.

Dal punto di vista elettrico la cella non illuminata è assimilabile a un diodo se si guarda la caratteristica elettrica; in queste condizioni la tensione e la corrente sono legate dalla tipica relazione esponenziale valida per la giunzione p-n.

In ipotesi di cella illuminata la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna, per cui il comportamento della cella può essere rappresentato da un circuito equivalente costituito da un generatore di corrente in parallelo ad un diodo e ad altri elementi parassiti, caratteristici della cella [3].

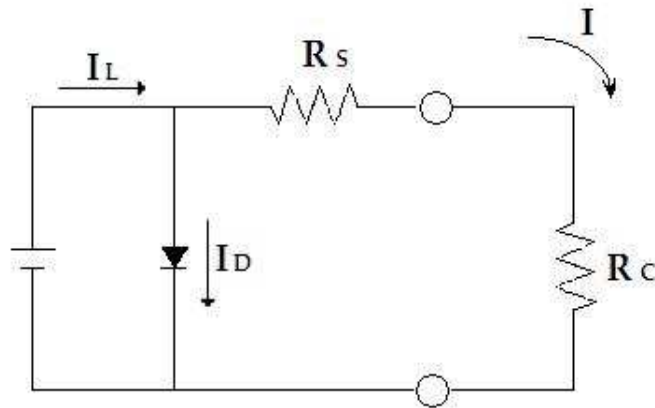


Figura 1.7: circuito equivalente di una cella fotovoltaica

La corrente I_L è strettamente legata al flusso di fotoni incidenti sulla superficie della cella.

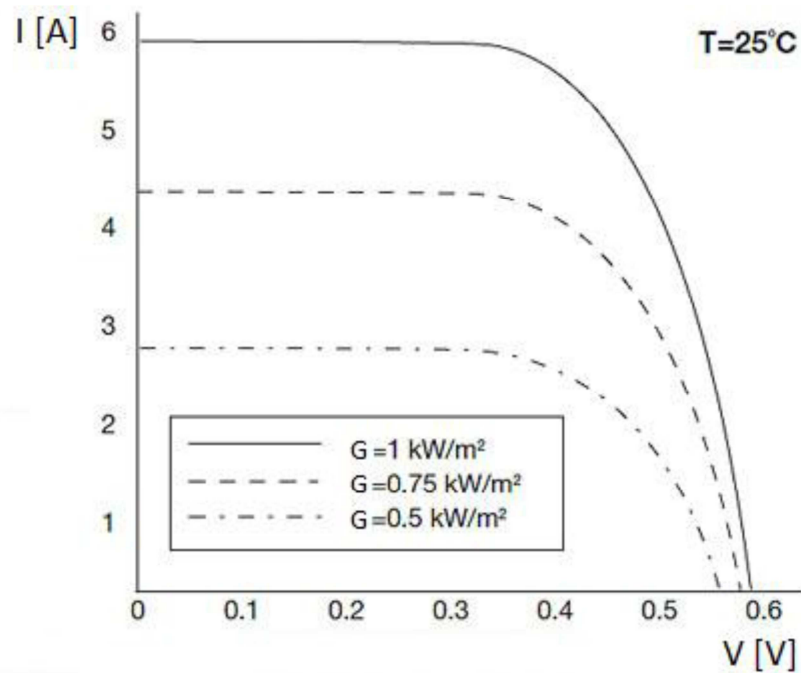


Figura 1.8: Caratteristica elettrica esterna di una cella fotovoltaica a diversi valori di irraggiamento

Il diodo rappresenta il comportamento della giunzione dei materiali semiconduttori, e descrive la ricombinazione interna alla cella. R_s rappresenta la resistenza parassita della cella che comprende la resistenza degli strati di silicio e la resistenza ohmica dei contatti metallici, mentre nella resistenza R_c si conteggia il carico collegato.

1.5 Influenza della temperatura sulle prestazioni [3, 4, 5]

La temperatura è un parametro fisico non trascurabile per le applicazioni fotovoltaiche, in quanto influenza direttamente le prestazioni. L'effetto principale della temperatura sui moduli fotovoltaici deriva dalla dipendenza da essa della tensione di circuito aperto V_{oc} :

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}(T_{STC}) + \frac{dV_{oc}}{dT} \cdot (T_c - T_{STC}) \quad (1.1)$$

Il parametro T_{STC} corrisponde alla temperatura della cella nelle Standard Test Conditions (secondo IEC 61215) ovvero le condizioni in cui si abbia irraggiamento di 1000 [W/m²], AM=1.5 e temperatura di 25°C. Il valore di T_c è la generica temperatura della cella. Indicativamente, in una cella al silicio all'aumento della temperatura di giunzione corrisponde una diminuzione della tensione a vuoto di circa 0.4[%/°C].

Anche la corrente di corto circuito è influenzata dalla temperatura, in misura inferiore rispetto alla tensione; all'aumento di temperatura corrisponde un debole aumento di tale corrente, quantificabile in +0.07[%/°C].

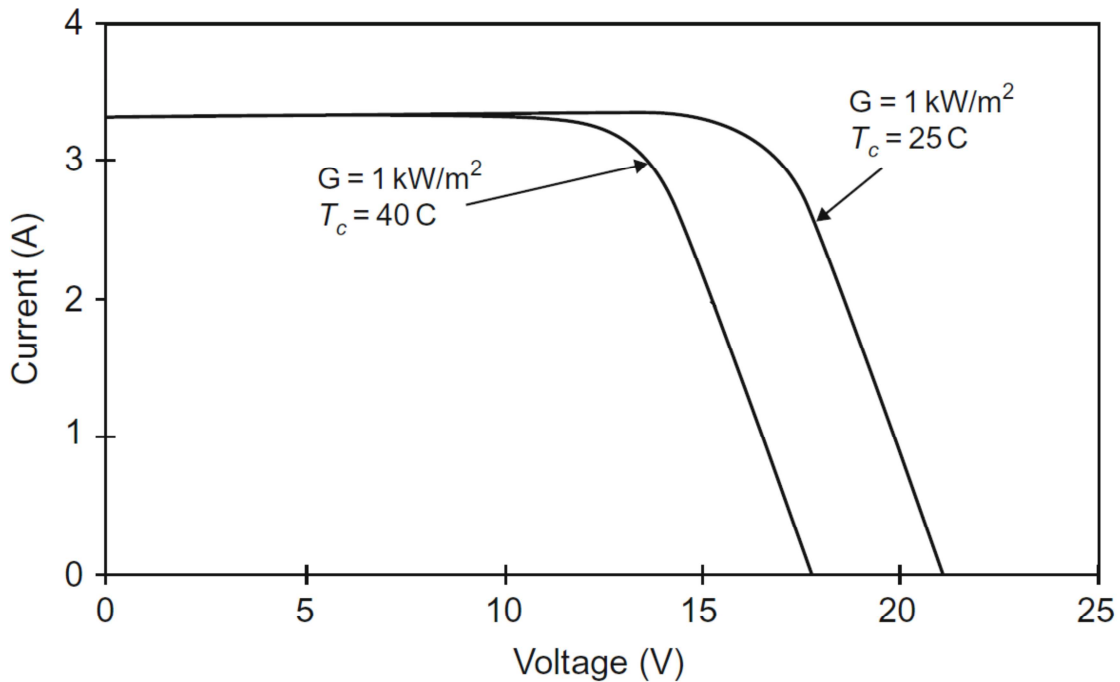


Figura 1.8: Caratteristica elettrica esterna di una cella al silicio a diversi valori di temperatura

Nel grafico precedente si può notare come la prevalente conseguenza dell'aumento della temperatura, sia la diminuzione della tensione di circuito aperto, mentre l'aumento della corrente sia molto limitato.

L'effetto globale della modificazione della caratteristica elettrica è una diminuzione del rendimento con l'aumentare della temperatura. L'andamento del rendimento è principalmente funzione della temperatura, anche se risente in minore misura di altri parametri come l'intensità di radiazione G [W/m^2] e la sua distribuzione spettrale. Una relazione che tiene conto anche della intensità della radiazione è la seguente:

$$\eta = \eta_{ref} [1 - \beta(T_c - T_{ref}) + \gamma \cdot \log_{10} G] \quad (1.2)$$

Il coefficiente β è il coefficiente di temperatura della cella mentre il coefficiente γ è il coefficiente di radiazione solare; quest'ultimo termine, tuttavia, è poco rilevante e viene quasi sempre trascurato semplificando l'espressione del rendimento alla seguente:

$$\eta = \eta_{ref} [1 - \beta(T_c - T_{ref})] \quad (1.3)$$

La (1.3) rappresenta il tipico andamento lineare per l'efficienza elettrica delle celle fotovoltaiche. Il coefficiente β può essere assunto generalmente con buona approssimazione pari a -0.4 [%/°C] in tutto il campo di temperatura. Si riportano in tabella 1.1 alcuni valori del coefficiente di temperatura tratti da letteratura in merito.

β [°C ⁻¹]	Note	Riferimento
0,0041	Mono-Si	Evans and Florschuetz (1977)
0,0038	Average of Sandia cells	OTA (1978)
(0,0032-0,046)	Commercial cells	OTA (1978)
0,003	Mono-Si	Truncellito and Sattolo (1979)
0,0041	PV/T System	Mertens (1979)
0,004	PV/T System	Hegazy (2000)
0,0026	a-Si	RETScreen (2001)
0,004	Poly-Si	RETScreen (2001)
0,0045	Mono-Si	Chow (2003)

Tabella 1.1: Coefficiente di temperatura β per diverse tipologie di cella

La citata norma IEC 61215 fornisce, oltre alla definizione delle STC, la definizione della NOTC (Normal Operating Temperature Cell), parametro riportato in tutti i datasheet forniti dai costruttori. Si tratta della temperatura di circuito aperto dei moduli a irraggiamento di 800 [W/m²], temperatura ambiente di 20 [°C] e velocità del vento di 1 [m/s].

In generale si può affermare che le condizioni standard (STC) indicate per i moduli fotovoltaici non siano rappresentative delle condizioni di esercizio sul campo. La temperatura operativa dei moduli infatti può salire spesso anche di 30 [°C] rispetto alla temperatura delle STC (25 [°C]). La NOCT dà invece una stima migliore temperatura di esercizio, anche se in ogni caso le condizioni per la velocità del vento e altri parametri ambientali assunti per la NOCT non sono

sempre riscontrate nel campo, naturalmente soggetto alla variabilità delle condizioni atmosferiche.

Alcuni studi [6, 9] riportano come la temperatura del modulo possa variare dal più basso valore della temperatura ambiente, all'alba, a 30°C oltre il più alto valore di temperatura ambiente, nel pomeriggio dei giorni sereni. Questo può comportare una perdita di energia prodotta stimabile nel 25% rispetto ad un modulo mantenuto nelle STC.

1.6 Riflessione della radiazione solare [7]

La radiazione che colpisce il lato superiore di un modulo fotovoltaico viene parzialmente riflessa, in percentuale variabile a seconda delle condizioni. Per un modulo che viene colpito perpendicolarmente dalla radiazione solare si possono stimare perdite per riflessione dell'ordine del 4-5%. Tuttavia, per la maggior parte del tempo in un impianto fotovoltaico l'angolo tra la normale alla superficie e la direzione della radiazione differisce da zero, e ciò comporta un incremento della perdita per riflessione.

La totale energia persa in un giorno per fissato angolo di inclinazione del modulo dipende dalla latitudine, dal rapporto tra radiazione diffusa e diretta, dal trattamento della superficie e dall'accoppiamento degli indici di rifrazione tra gli strati componenti il modulo.

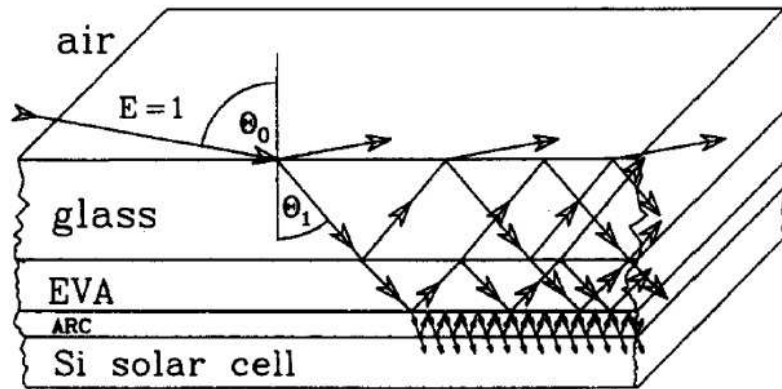


Figura 1.9: Percorso della radiazione solare in una cella fotovoltaica costituita da materiali usuali

Indicativamente si può affermare che la totale perdita per riflessione accumulata durante il giorno può rientrare nel range 8-15% per i sistemi fotovoltaici tradizionali, e può assumere valori superiori per sistemi installati a facciata.

Come già accennato nell'introduzione allo studio, uno strato d'acqua che scorre sopra al vetro di un modulo fotovoltaico può dare luogo ad un incremento delle prestazioni ottiche fino al 3%, dato il favorevole accoppiamento degli indici di rifrazione tra i mezzi attraversati dalla radiazione [8].

1.7 Impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare l'energia solare e trasformarla in energia elettrica, sfruttabile dall'utente.

Il fulcro dell'impianto è il pannello fotovoltaico (Figura 1.10).

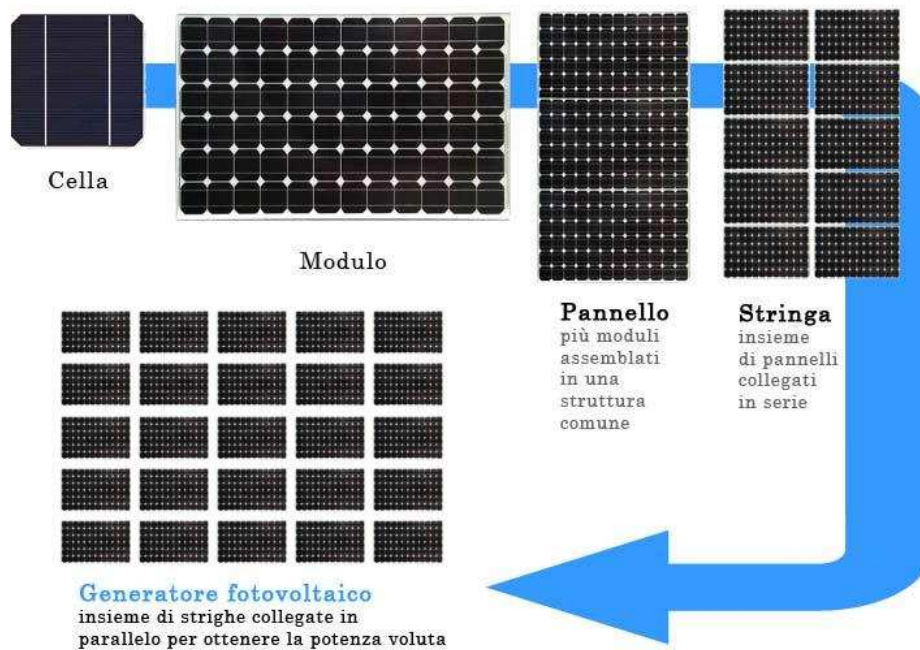


Figura 1.10: Nomenclatura convenzionale dei componenti di un generatore fotovoltaico

Una prima classificazione degli impianti può essere legata alla connessione in rete o in isola:

- *impianti isolati (stand-alone o off-grid)*: l'energia prodotta alimenta direttamente un carico elettrico e la parte in eccedenza è generalmente assorbita da accumulatori, che la rendono disponibile all'utenza nelle ore in cui la produzione è insufficiente o nulla (es. in condizioni atmosferiche di nuvolosità o di notte). Questo tipo di sistema è diffuso e conveniente per le zone prive di linee elettriche.

Usualmente è quindi installato in località isolate dove la rete di potenza è distante, come aree rurali o off-shore islands; tuttavia può risultare utile anche in città nelle situazioni in cui è scomodo o troppo costoso portare l'elettricità dalla rete (es. lampioni, rilevatori di parametri atmosferici, segnaletica stradale orizzontal luminosa).

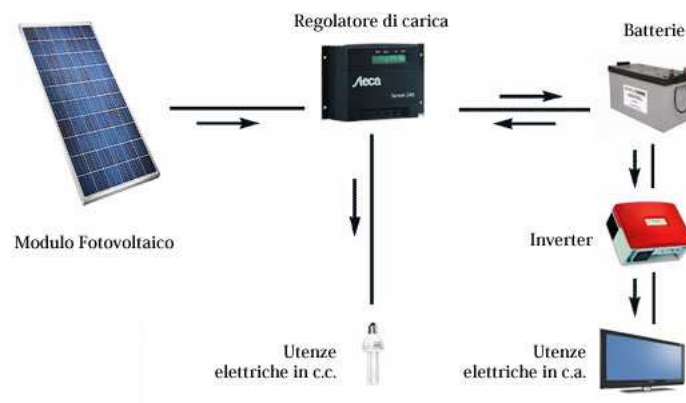


Figura 1.11: Esempio di impianto stand-alone

Il sistema di accumulo può essere costituito da batterie ricaricabili al piombo-acido, nickel-cadmio o ioni di litio(Li-ion). Ulteriori innovative tecnologie di accumulo sono disponibili: si rimanda alla letteratura scientifica in materia per ulteriori approfondimenti.

- *impianti connessi alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected):*
l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata (220V 50Hz in Europa) per alimentare il carico locale e/o immessa nella rete pubblica di distribuzione.

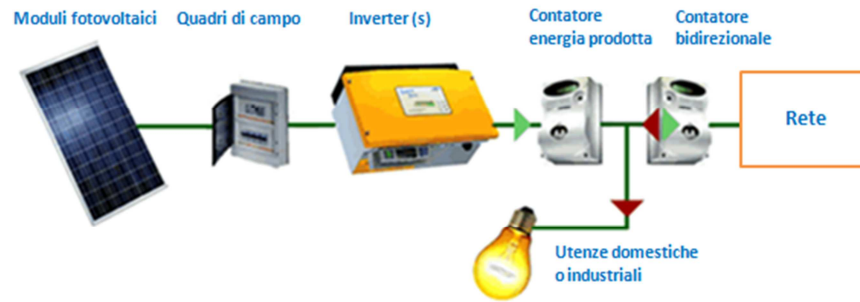


Figura 1.12: Esempio di impianto grid-connected

Ulteriore classificazione per gli impianti è quella basata sulla modalità di installazione che può essere effettuata in edifici, in altre strutture (es. pensiline, barriere protettive, ecc.) o su supporti a terra. Nel caso degli edifici, i pannelli possono essere montati sul tetto o integrati nell'edificio, nel qual caso si usa spesso il diffuso acronimo BIPV (Building Integrated Photovoltaics).

Infine, la potenza complessiva dell'impianto è ulteriore parametro di classificazione, potendo variare entro un range molto ampio a seconda dell'applicazione.

Si riporta uno schema a blocchi riassuntivo che evidenzia i componenti d'impianto e la loro rispettiva posizione:

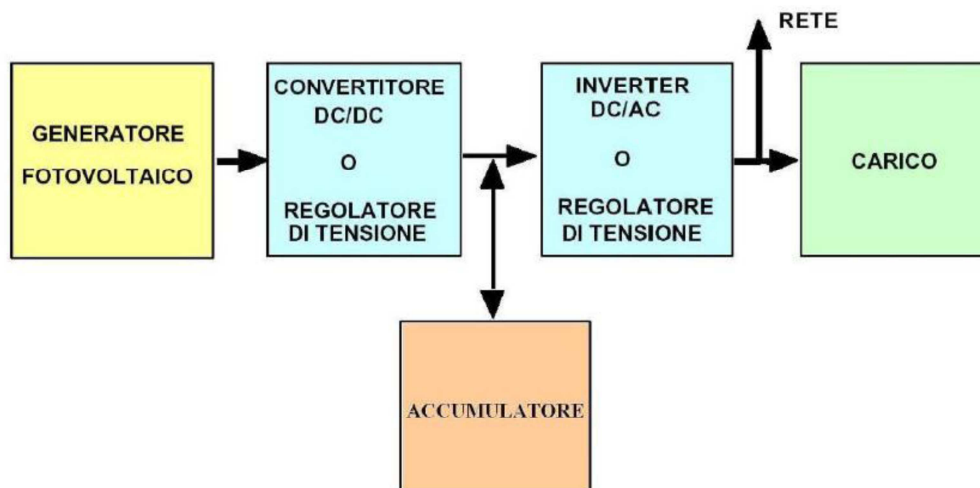


Figura 1.13: Schema a blocchi di un generico impianto fotovoltaico

Non è rappresentato, ma è importante citare la presenza del MPPT (Maximum Power Point Tracker) che ad ogni istante legge i valori di tensione e corrente, ne calcola il prodotto e, provocando piccole variazioni nei parametri di conversione (duty cycle), è in grado di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza oppure no. A seconda del responso agisce ancora sul circuito per portare l'impianto in tale condizione ottimale.

CAPITOLO 2

Raffreddamento di moduli fotovoltaici: benefici, criticità, esperienze documentate.

2.1 Benefici del raffreddamento

L'effetto utile associato a una minore temperatura di esercizio della cella fotovoltaica è l'incremento del suo rendimento elettrico. Come detto nel capitolo precedente esiste una relazione pressoché lineare tra incremento di temperatura della cella fotovoltaica e decadimento del rendimento elettrico. Questo avviene nel momento della giornata in cui potenzialmente la produzione sarebbe maggiore con evidenti svantaggi energetici, economici per l'utenza e ambientali per il mancato apporto fornito dalla fonte rinnovabile.

Le tipologie di raffreddamento possibili sono molteplici e il mondo industriale propone tutt'ora pannelli fotovoltaici retro-raffreddati con serpentine d'acqua o fluidi frigoriferi, da associare ove possibile, a una pompa di calore. Quest'ambito, come precisato nell'introduzione, esula dal presente studio in quanto si è voluto approfondire la problematica sull'esistente ovvero sui pannelli nei quali non è possibile effettuare modifiche strutturali.

In questo ambito le soluzioni proposte prevedono l'utilizzo di acqua direttamente sulla superficie del pannello, sotto forma di film o spray; come documentato nello studio [7] la presenza di acqua porta a un aumento anche delle caratteristiche ottiche in quanto ridurrebbe la riflessione della radiazione solare. In termini elettrici si otterrebbe un aumento del 3% della produzione, secondo il modello teorico dell'autore. Effettuando prove sperimentali sulla corrente di corto circuito (indipendente da temperatura) si è verificato che l'incremento reale è del 1,5%, valore inferiore rispetto a quello teorico inizialmente proposto.

Il raffreddamento dei moduli presenta dunque un doppio vantaggio: aumento del rendimento elettrico dei moduli e, per alcune tipologie di impianti, aumento delle prestazioni ottiche che si riflette positivamente sul rendimento elettrico complessivo.

2.2 Esperienze documentate

In letteratura sono presenti molteplici studi che analizzano le possibilità di raffreddamento di moduli fotovoltaici; se ne riporta una descrizione di quelli che maggiormente hanno fornito spunti di analisi, per il presente studio.

2.2.1 Raffreddamento tramite film d'acqua che scorre frontalmente al pannello [8]

L'articolo citato relaziona uno studio effettuato presso i PV-Labs di Rio de Janeiro dal prof. S.Krauter, il quale ha effettuato una sperimentazione sulle potenzialità del raffreddamento di moduli fotovoltaici tramite un film d'acqua che scorre sulla superficie frontale del pannello.

Per la prova sono stati utilizzati due moduli uguali, del tipo Siemens M 55, di cui uno viene raffreddato, mentre il secondo no. Il film d'acqua è prodotto mediante una linea di 12 ugelli posizionati sulla parte superiore del modulo. L'acqua proviene da una piccola tanica (50 [l]) collocata sopra il modulo, rifornita a propria volta da un grande serbatoio sottostante da cui l'acqua viene pompata con una portata approssimativa di 2 [l/min].



Figura 2.1: Vista dei due pannelli; si nota la tanica posta sopra il pannello da raffreddare e l'acqua sulla superficie frontale

La portata d'acqua scorre sulla superficie del modulo e crea un film di spessore di circa 1 mm, secondo quanto riportato nell'articolo. Con riferimento all'area della superficie del modulo, il consumo specifico d'acqua risulta essere di $4.4 \text{ [l/(min m}^2\text{)]}$.



Figura 2.2: Dettaglio degli ugelli utilizzati; si vede il film d'acqua che scorre sulla superficie.

La radiazione è misurata da un piranometro sullo stesso piano dei moduli, e la temperatura ambiente è misurata all'ombra, mentre altri sensori di temperatura (Pt100) sono installati nel retro dei due moduli, dove si stima le temperature siano circa 1.5 [°C] superiori rispetto al lato esterno vetro del modulo. La velocità del vento è misurata 30 [cm] al di sopra dei moduli, ed il pannello viene fatto lavorare al punto di massima potenza.

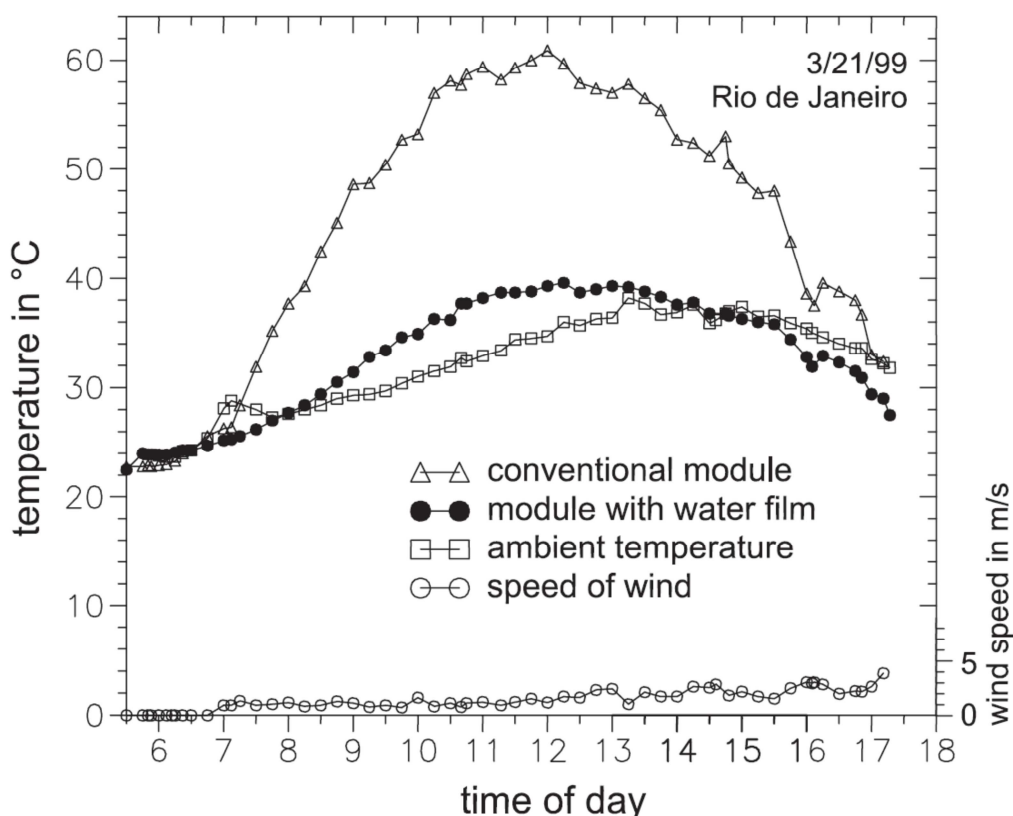


Figura 2.3: Andamento durante il giorno di velocità del vento, temperatura ambiente e temperatura dei due moduli.

I dati vengono acquisiti durante la giornata ad intervalli di 15 minuti; le condizioni meteorologiche della giornata sono di sereno. Il rapido scorrimento del fluido sulla superficie del pannello garantisce che l'aumento di temperatura dell'acqua sia molto contenuto, e il contributo dell'evaporazione all'asportazione di calore concorre a conseguire l'effetto desiderato. L'evaporazione specifica registrata è di 0.016 [l/(min m²)], ovvero poco meno di 1 [l/(h m²)].

La temperatura di esercizio della cella raffreddata è ridotta in maniera significativa rispetto a quella del modulo di riferimento, con un picco di 22[°C] di differenza tra i due (figura 2.3).

Il rendimento e di conseguenza la potenza risultano aumentati, e si stima una extraprodotto energetica, senza detrarre il consumo elettrico della pompa, di circa il 10.3% per l'intera giornata (figura 2.5).

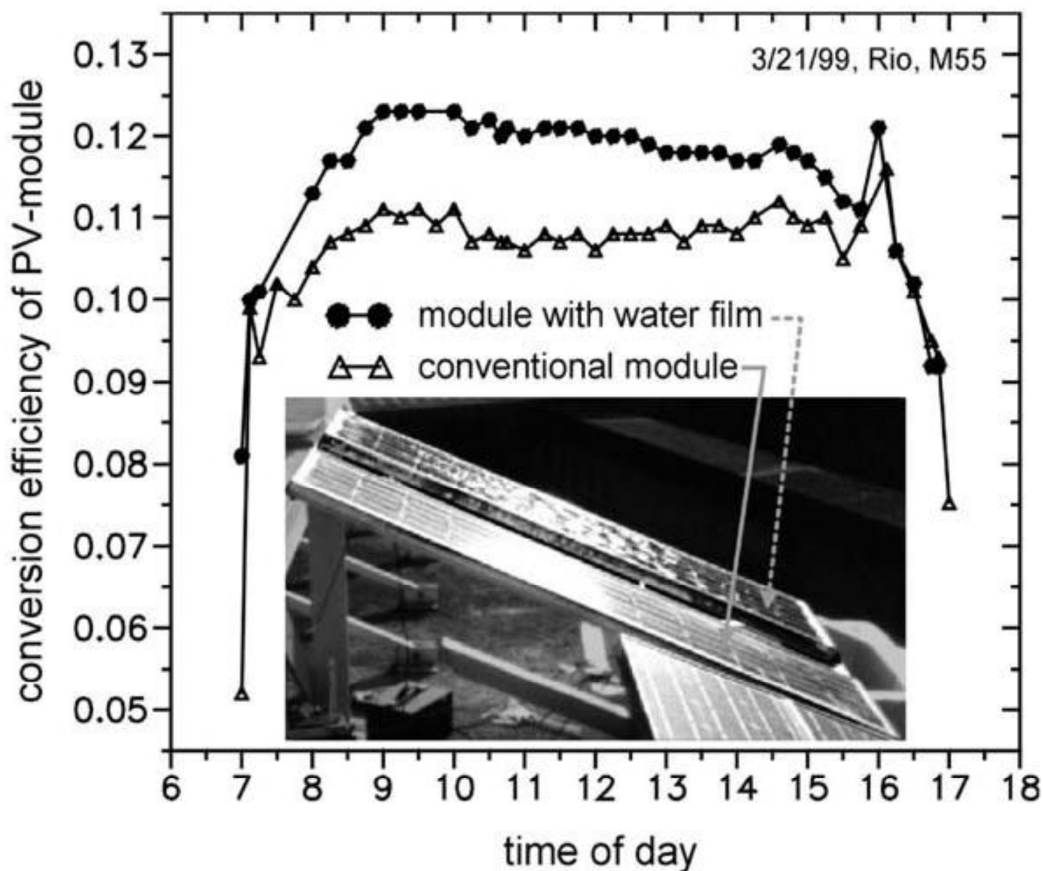


Figura 2.4: Andamento del rendimento dei pannelli durante la giornata

Le misure della corrente di corto circuito, che si può ritenere praticamente indipendente dalla temperatura, indicano che la presenza del film d'acqua migliora la prestazione ottica del modulo di circa l' 1.5%, meno di quanto l'autore dello studio aveva stimato analiticamente (3%). Una possibile spiegazione per la discrepanza è ricercata nella non omogeneità dello spessore del film sulla superficie e/o nelle proprietà di assorbimento della radiazione da parte dell'acqua.

Nella sperimentazione descritta si è fatto uso di una piccola pompa a basso costo, con efficienza prossima al 15%; l'energia assorbita da tale pompa fa sì che non sia giustificato da un punto di vista energetico l'utilizzo del film d'acqua, dato che il bilancio energetico risulta negativo.

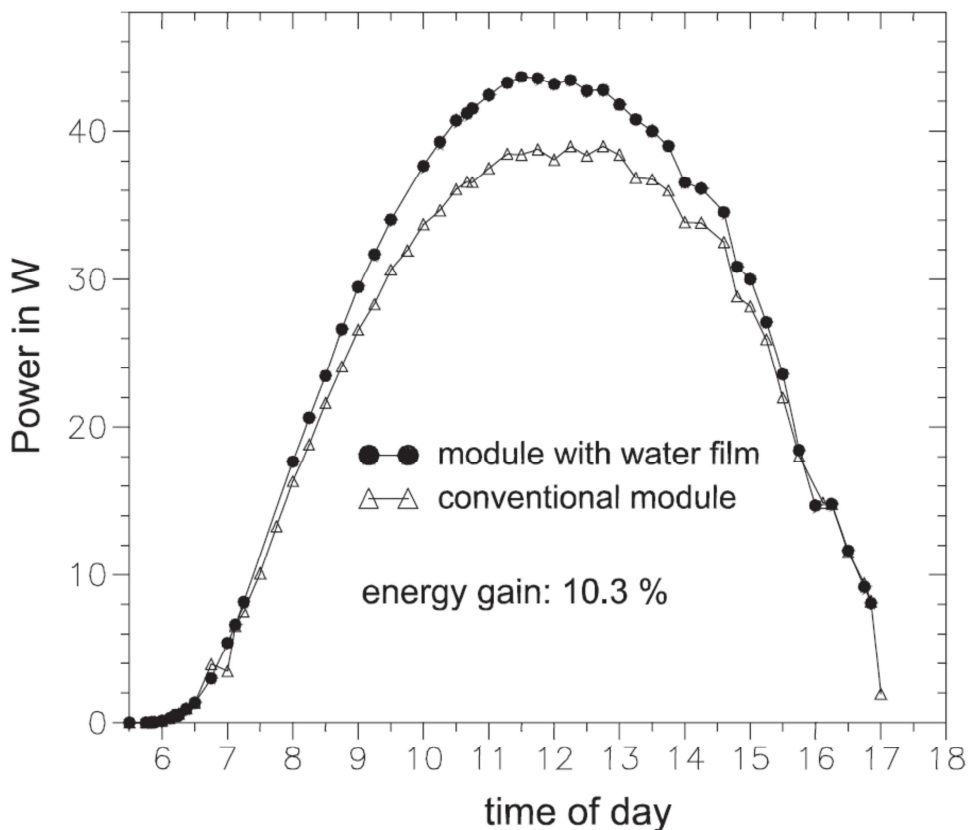


Figura 2.5: Andamento della potenza in uscita dai due moduli, durante la giornata

A seguito dei risultati ottenuti sono state analizzate dal prof. Krauter alcune alternative sperimentali, in maniera da realizzare una migliore prestazione energetica complessiva.

Si è realizzato un sistema costituito di 6 moduli Siemens M55(figura 2.6), che alimentano una pompa centrifuga ad alta efficienza movimentata da un motore DC del tipo brushless.

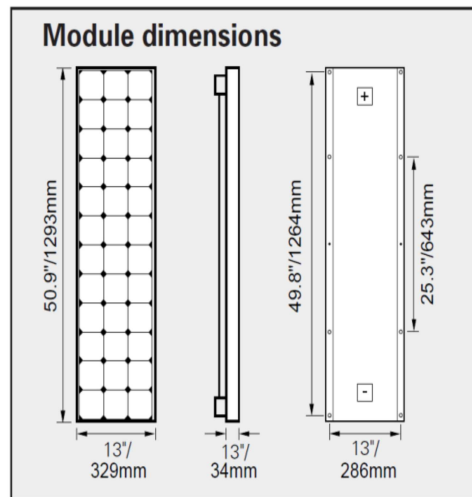


Figura 2.6: Caratteristiche geometriche dei pannelli Siemens M55

La pompa fornisce una prevalenza di 4[m] e una portata di 17[m³/h], di cui solo l' 1.4% dell'acqua pompata è utilizzata per il raffreddamento, mentre la restante si ipotizza essere destinata ad altro uso, per esempio irrigazione. I pannelli sono disposti in due file affiancate di tre pannelli ciascuna (dimensioni complessive di circa 0.66[m] x 3.9[m]), e l'acqua di raffreddamento fluisce da 24 ugelli sui due moduli posti più in alto, per poi discendere lungo i restanti. Questo sistema realizza un bilancio energetico positivo, e il guadagno di energia netto è quantificato in circa l'8% rispetto a un generatore fotovoltaico delle stesse dimensioni, ma non raffreddato. Un aumento della taglia del generatore a 8 moduli M55 può portare a un bilancio netto di energia del +9%, stando a quanto riportato nell'articolo. Non sono riportate nello studio valutazioni di tipo economico che prendano in considerazione i costi di investimento e di esercizio dell'impianto raffrontati alle maggiori entrate garantite. Una nota è invece dedicata all'effetto estetico dato dalla presenza del film d'acqua corrente, che si dice essere piacevole alla vista, e ben integrabile con il design di strutture architettoniche, che potrebbe godere della presenza di questo effetto dinamico.

2.2.2 Raffreddamento tramite flusso d'acqua che fluisce per gravità sul retro del modulo [10]

Un diverso sistema di raffreddamento a fluido è stato studiato da E. Wilson della School of Engineering University of Technology, Jamaica, nel 2007: nello studio pubblicato si descrive una installazione sperimentale in cui l'acqua è fatta scorrere sul retro di una cella fotovoltaica, e vengono comparati i risultati di un modello numerico con le sperimentazioni sul campo.

Il liquido è fatto circolare senza l'ausilio di una pompa, sfruttando una differenza di altezza tra sorgente e scarico, come si può avere derivando una portata d'acqua da un fiume o torrente oppure accumulando acqua piovana in un serbatoio elevato. Questo sistema, pur avendo applicazione naturalmente limitata alle situazioni in cui si dispone di una sorgente o stoccaggio di acqua sufficientemente elevata rispetto al campo, presenta il vantaggio di eliminare completamente le spese di energia legate al pompaggio del fluido. L'apparato sperimentale è costituito di un accumulo situato ad altezza superiore rispetto al modulo; l'acqua è prelevata da tale stoccaggio, fatta fluire per gravità attraverso il modulo dal basso verso l'alto e infine scaricata.

Il retro del modulo è stato chiuso in maniera da poter far circolare l'acqua in una cavità di spessore 1.5 cm e i terminali elettrici sono stati protetti dal contatto con il fluido tramite sigillante siliconico.

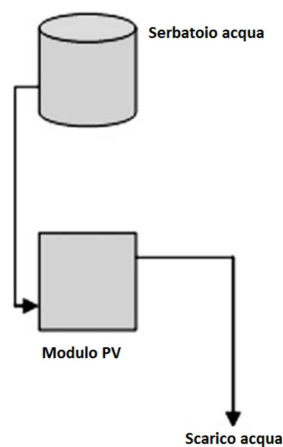


Figura 2.7: Schema dell'apparato sperimentale utilizzato

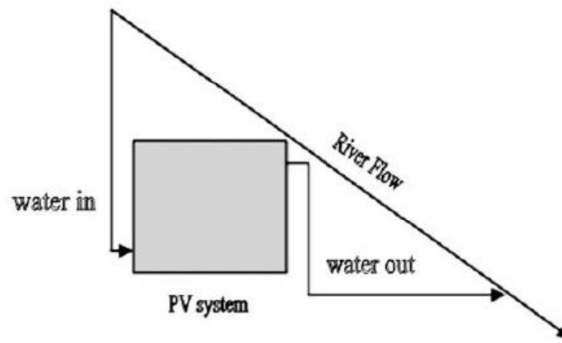


Figura 2.7: Possibile applicazione del sistema proposto

La temperatura di ingresso del fluido nel modulo si può ritenere costante, non essendovi previsto ricircolo, ma lo scarico diretto o reimmissione nel corso d'acqua. Il modulo è stato installato all'aperto in una posizione priva di qualsiasi ombreggiamento, e l'acqua di raffreddamento è stata fatta scorrere non appena il modulo ha raggiunto la massima temperatura, corrispondente a 62-68[°C] nelle condizioni locali. Questa operazione è stata ripetuta più volte, ed i risultati mostrano che è possibile tenere il modulo ad una temperatura molto prossima (entro 2[°C]) alla temperatura del fluido di raffreddamento, realizzando un salto di temperatura che può spingersi a 32[°C], come si può vedere in figura 2.17.

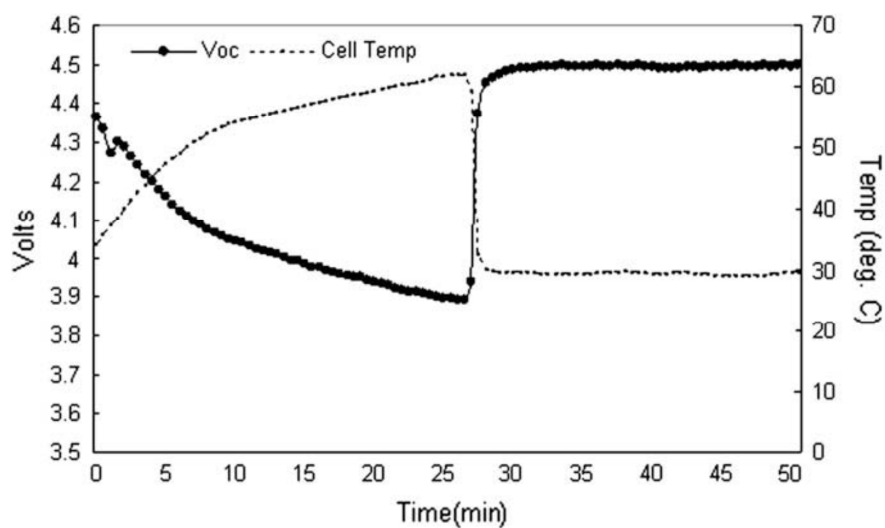


Figura 2.8: Andamento della temperatura e della tensione in uscita del modulo raffreddato; il sistema di raffreddamento è attivato al minuto 25.5.

A seconda della portata adottata, il tempo in cui il modulo si porta al regime stazionario raffreddato è variabile, ma comunque piuttosto breve (compreso tra circa 30 [s] e 3[min]). Lo studio individua la portata specifica ottimale, nelle ipotesi di modulo esposto alla massima insolazione e trasformazione integrale dell'energia solare in calore, nel valore di $7.2 [l/(min m^2)]$.

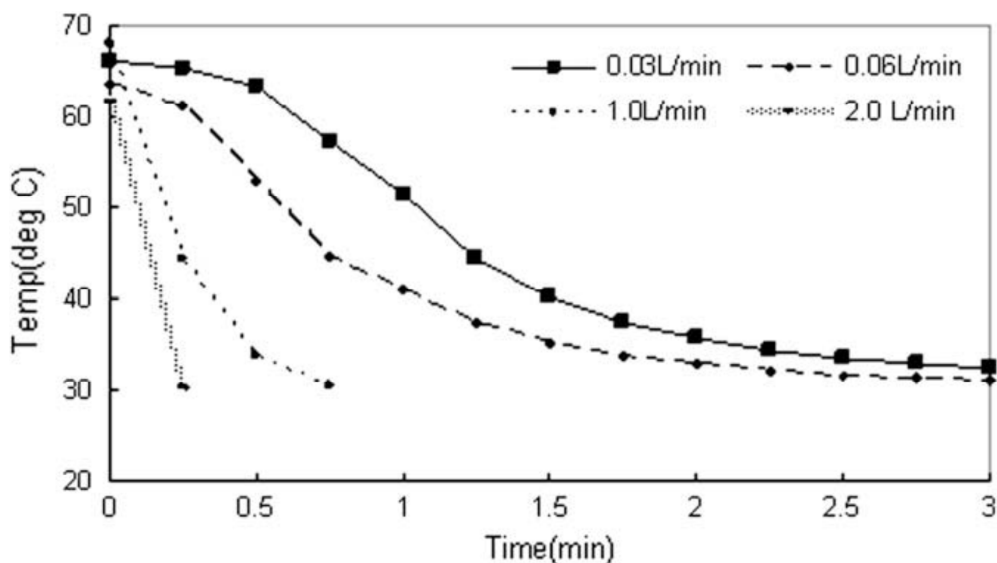


Figura 2.9: Andamento della temperatura del pannello a diversi valori di portata d'acqua

L'incremento di energia prodotta ottenuto grazie al raffreddamento del modulo è stimabile in 12.8% rispetto al caso senza raffreddamento; è opportuno notare che tale percentuale costituisce un guadagno netto di energia, non essendovi spese per il pompaggio. L'autore in conclusione sottolinea come la semplicità sia uno dei punti di forza del sistema, che trova applicazione nelle località dove ci sia disponibilità d'acqua a quota superiore all'impianto; non è presente una analisi dei costi che determini la fattibilità economica dell'installazione descritta.

2.2.3 Raffreddamento frontale del pannello con ground water tunneling del fluido [11]

Uno studio a cura di Ponnappalli Chaitanya Sai e Potuganti Prudhvi prende in esame un sistema di raffreddamento con film d'acqua che scorre frontalmente al pannello. Particolarità dello studio è il ricircolo dell'acqua, la quale viene fatta circolare in un circuito chiuso nel quale il fluido scambia calore con il terreno a una certa profondità; tale sistema viene chiamato ground water tunneling. Le tubazioni sotterranee sono costituite di materiale ad alta conduttività termica, in maniera da incrementare lo scambio di calore. Le tubazioni sono poste a una profondità per la quale la temperatura resta pressoché costante durante l'anno, ovvero circa 2-3[m] sotto la superficie a seconda delle caratteristiche locali del sottosuolo.

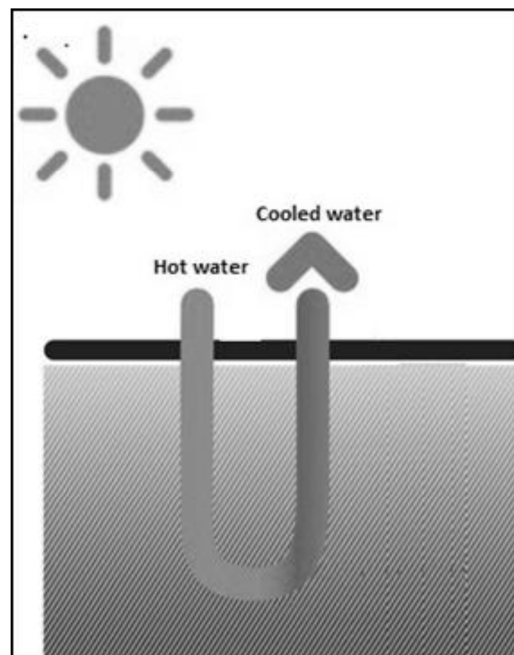


Figura 2.10: Scambio termico dell'acqua con il sottosuolo

Le sonde interrante sono progettate in maniera da ottenere il massimo trasferimento termico per unità di lunghezza, ed il percorso delle stesse è studiato al fine di ottimizzarne le prestazioni.

L'incremento della produzione di energia può essere consistente, e la spesa energetica è legata alla pompa di circolazione del fluido di raffreddamento. Gli autori effettuano delle valutazioni sulla convenienza del sistema riferendosi ad un generatore fotovoltaico composto di 32 pannelli del tipo FS-380 da 80[W] della First Solar, per una potenza complessiva di 2.56[kW] di picco.

Vengono assunti un diametro per i tubi pari a 0.05[m] ed una profondità delle sonde di 4 [m]; la potenza della pompa risulta essere di 36[W]. La stima dell'incremento della produzione energetica tiene conto che i pannelli possano raggiungere la temperatura di 66[°C], mentre il fluido di raffreddamento si mantiene alla temperatura di 25[°C]. E' considerato che lo stato stazionario termico venga raggiunto e i pannelli si mantengano alla temperatura costante di 35[°C], garantendo così una potenza addizionale di 200[W] rispetto al caso non ci sia raffreddamento.

Un'ulteriore potenza addizionale di 25[W] è associata alla diminuzione delle perdite per riflessione consentita dalla presenza del film d'acqua; si raggiunge così una potenza addizionale complessiva di 225[W], a fronte di un consumo elettrico della pompa di 36[W].

Gli autori sottolineano come i valori assunti siano stati scelti in vantaggio di sicurezza; è stato stimato un incremento netto del 7.5% nella produzione di energia. Una nota riguarda la disposizione dei pannelli in relazione al mantenimento del film d'acqua: se la dimensione del generatore PV parallela alla velocità del fluido è incrementata ponendo più pannelli in successione, sarà richiesta meno energia di pompaggio perché l'acqua pompata per il pannello superiore scorrerà anche su quello inferiore, ma saranno negativamente influenzate l'uniformità del film e la temperatura del fluido, che subisce un maggiore incremento. La configurazione geometrica del sistema andrebbe dunque opportunamente valutata.

Lo studio si conclude con una valutazione economica dell'installazione per un impianto da 1 [MW], per il quale si stima l'investimento possa rientrare economicamente in un tempo di circa 6 mesi; gli autori auspicano quindi possa essere svolta una più approfondita ricerca sul tema, in maniera da poter ottimizzare il sistema e realizzare delle installazioni sugli impianti fotovoltaici.

2.3 Test di affidabilità dei moduli fotovoltaici

E' lecito domandarsi se la presenza di un film continuo d'acqua sulla superficie del pannello possa danneggiare in qualche modo la struttura del pannello stesso; normalmente i pannelli sono soggetti alle intemperie (pioggia, vento, grandine), ma le quantità e i modi in cui l'acqua si riversa sul pannello, non sono paragonabili a quelle ipotizzate negli studi presentati.

Si riportano dunque una serie di test che i moduli fotovoltaici di qualità devono superare prima di essere messi in commercio, analizzando il livello di resistenza ai fenomeni sopra citati [12, 13]:

- *Accessibility test*: resistenza sempre superiore a 1[MΩ] tra apparecchiatura di prova e parti del modulo in esame.
- *Cut susceptibility*: soddisfacimento dei requisiti di prova di isolamento dopo un taglio netto sul film posteriore del modulo.
- *Impulse voltage test*: resistenza ad un impulso ad alta tensione, definita a seconda delle caratteristiche del modulo.
- *Dielectric withstand test*: resistenza alla tensione di prova di 2000[V] DC + 4 x max tensione del sistema a STC per 1 minuto.
- *Wet leakage test*: prova del modulo contro la penetrazione dell'umidità in condizioni operative di bagnato (pioggia, rugiada, nebbia, neve sciolta), per evitare corrosione, dispersioni a terra e rischio di folgorazione. Il modulo è sommerso in una vasca poco profonda in maniera tale siano coperte tutte le superfici ad eccezione dei contatti e delle scatole di derivazione, che non sono progettati l'immersione. Una tensione di prova viene applicata tra i connettori in cortocircuito e il fluido fino alla tensione massima di sistema del modulo per 2 minuti. Si misura la resistenza di isolamento che dev'essere superiore a un valore stabilito.
- *Hot-Spot test*: esposizione di 5 ore a radiazione > 700 [W/m²] nella peggiore condizione di temperatura.
- *Reverse current overload test*: resistenza a una corrente inversa pari al 135% della sovracorrente massima del modulo per 2 ore.

- *Module breakage test*: impatto di un corpo di test del peso di 45.5[kg] (limite sui frammenti, $A < 6.5 \text{ cm}^2$)
- *Thermal cycling test*: 200 cicli tra le temperature di $-40[^\circ\text{C}]$ e $+85[^\circ\text{C}]$, con escursioni rapide e soste di circa dieci minuti alle temperature estreme.
- *Humidity Freeze Test*: 10 cicli da $-40[^\circ\text{C}]$ a $+85[^\circ\text{C}]$, con RH 85%.
- *Damp Heat*: 1000 h alla temperature di $+85[^\circ\text{C}]$, a 85% RH.

I test elencati non rappresentano la totalità dei test eseguiti; per il dettaglio si può fare riferimento alla normativa di settore.

Come detto in precedenza le quantità e le modalità con cui l'acqua viene a contatto con il pannello sono diverse; nel caso del film d'acqua il contatto acqua-pannello è più frequente rispetto a quanto si verificherebbe in assenza dell'impianto di raffreddamento (per la pioggia) ed è imposta una oscillazione tra temperatura stazionaria di regime raffreddato e stazionaria di regime non raffreddato per un elevato numero di volte. Non sono presenti specifici studi che documentino se ciò possa avere implicazioni negative sulla resistenza o sulle prestazioni del modulo a lungo termine, a causa delle sollecitazioni limitate ma ripetute a cui esso è sottoposto. Tuttavia, almeno sul breve termine, si ritiene ragionevole di poter escludere tale eventualità ; si può notare infatti come in particolare il superamento del “thermal cycling test” e del “wet leakage test” garantiscano la resistenza del modulo in condizioni ben più critiche di quelle che verosimilmente si verificano durante l'attività dell'impianto di raffreddamento, per quanto concerne stress termici ed isolamento elettrico.

Si deve inoltre evidenziare come l'evaporazione dell'acqua di raffreddamento possa portare alla deposizione dei sali disciolti con formazione di residui sulla superficie del pannello; in contrapposizione lo scorrere del fluido può contribuire alla rimozione della polvere e quindi alla pulizia del pannello, con effetto simile a quello della pioggia. L'effetto complessivo di questi fenomeni, certamente legato alla specifica situazione per quanto riguarda il contenuto salino dell'acqua e la configurazione dell'ambiente circostante andrebbe ulteriormente indagato.

Oltre ai depositi sopra citati sarebbe interessante studiare l'effetto della permanenza sulla superficie vetrata di gocce d'acqua in evaporazione, le quali potrebbero agire da concentratore della radiazione solare (effetto “lente”)

e sottoporre a sollecitazione le celle. E' lecito ritenere che la situazione sia analoga a quella successiva alla cessazione di una pioggia, per quanto riguarda la presenza di residui di liquido. Ciò che differenzia i due casi è la radiazione solare: nel caso della precipitazione atmosferica, in genere, la radiazione solare è molto bassa data la copertura nuvolosa del cielo, a differenza del caso di raffreddamento dei pannelli dove la radiazione si mantiene costante ed elevata durante tutto il periodo. Il fenomeno costituisce dunque una potenziale sollecitazione non prevista dai test riportati.

In questa sede, tuttavia, non è possibile procedere a ulteriori valutazioni in merito a quanto esposto in questo paragrafo; si fa notare, in ogni caso, come gli studi analizzati in letteratura non associno alcuna criticità a quanto sopra discusso.

CAPITOLO 3

Progetto sperimentale di raffreddamento di ForGreen S.p.A. [14]

3.1 Il progetto

A inizio dell'anno 2012 è stato avviato da ForGreen S.p.A. un progetto per l'installazione di un sistema di raffreddamento sperimentale in un campo fotovoltaico della potenza di picco di circa 1[MW] situato nel comune di Ugento (Le), in Puglia.

Lo scopo dell'installazione è principalmente quello di raccogliere dati in merito alle potenzialità del raffreddamento dei moduli, per valutare la eventuale possibilità successiva di estenderne l'applicazione ad altri impianti.

L'impianto fotovoltaico in questione è stato scelto per la presenza di condizioni particolarmente favorevoli, ovvero la possibilità di attingere acqua da un pozzo già esistente per utilizzo irriguo, e la configurazione climatica della regione, che gode di temperature elevate in estate e condizioni meteorologiche di sereno prevalente nella bella stagione.



Figura 3.1: Posizione geografica dell'impianto sperimentale di ForGreen S.p.A.

3.2 Caratteristiche del campo fotovoltaico

La potenza complessiva del campo è di circa 1[MW]. I pannelli installati sono prodotti da X GROUP S.p.A., modello XG60P, composti ciascuno di 60 celle, l'area complessiva del modulo è all'incirca di 1,6[m²] e la potenza di picco corrisponde a 220[W].

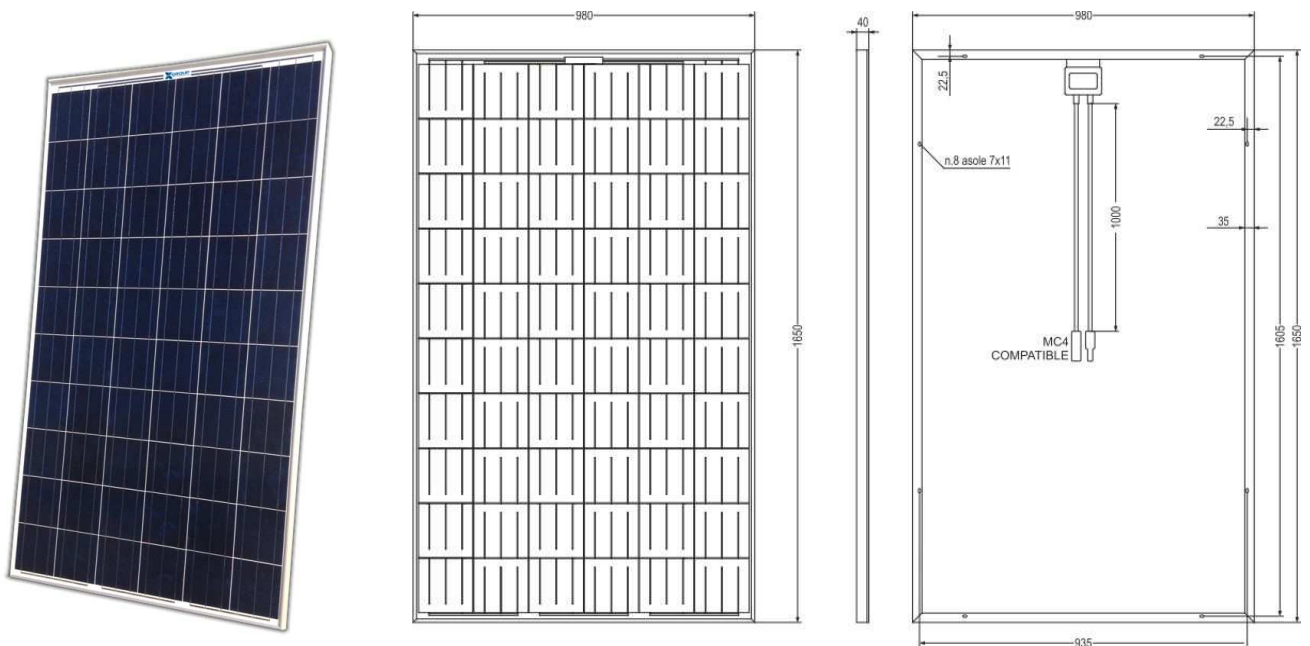


Figura 3.2: Caratteristiche estetiche e geometriche dei pannelli fotovoltaici utilizzati

Il campo può essere suddiviso in più sezioni, tenendo conto che sono presenti 3 inverter di uguale potenza, a ciascuno dei quali sono allacciati 9 gruppi di pannelli denominati filari, composti di 168 moduli ciascuno. L'intero campo conta in totale 4536 moduli, che coprono un'area di oltre 7000 [m²], mentre la superficie complessiva del terreno su cui è installato l'impianto si aggira sui 25000 [m²]. L'inclinazione dei pannelli è di 30° con orientazione a Sud.



Figura 3.3: Veduta del campo fotovoltaico; Si identificano le strutture assemblate di 6x4 pannelli, denominate *vele*, che affiancate compongono i *filari*.

Il campo dispone di strumentazioni per la misura della radiazione solare sul piano dei pannelli, della temperatura dei moduli e delle grandezze elettriche; un sistema di monitoraggio permette l'accesso a questi parametri da remoto, in maniera che sia possibile rilevare le condizioni di esercizio ed eventuali anomalie in tempo reale. La radiazione solare è rilevata con una cella fotovoltaica di riferimento, in silicio monocristallino, alimentata con tensione 24[V] DC ed avente uscita nel range 0-10[V] DC. I sensori di temperatura sono costituiti da termoresistenze Pt100.

3.3 Informazioni climatiche sul sito di installazione

Come detto in precedenza, la scelta del sito è stata effettuata per le caratteristiche climatiche del luogo. A tal proposito si riportano i dati storici reperibili per la stazione meteorologica di Presicce (Le), la più prossima al sito di installazione [18].

E' possibile conoscere per ciascun anno i valori medi mensili delle temperature massime e minime giornaliere. Sono illustrati nella successiva figura per ciascun mese dell'anno la media di tali valori calcolata per gli anni di cui sono disponibili i dati. Della medesima località si riportano i dati storici pluviometrici.

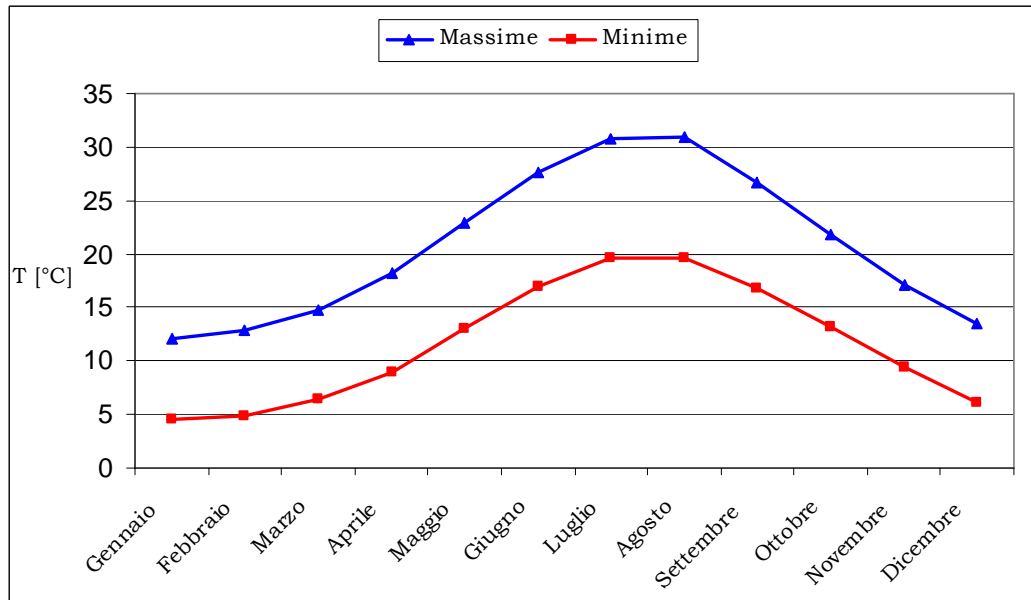


Figura 3.4: Andamento medio storico delle temperature medie massime e minime mensili nella località di Presicce (Le)

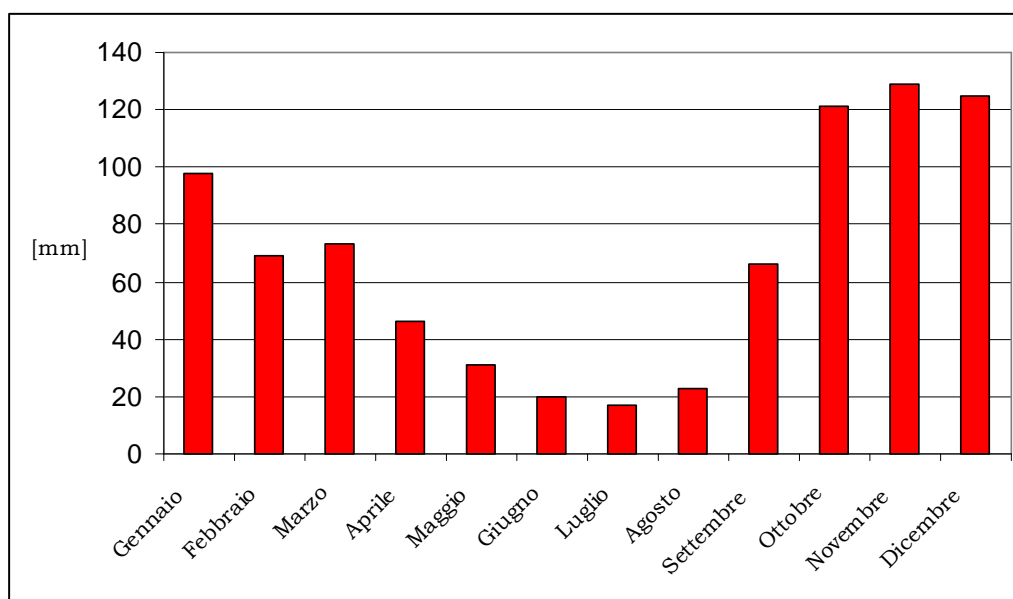


Figura 3.5: Valori medi storici delle precipitazioni atmosferiche mensili nella località di Presicce(Le Per quanto riguarda le velocità del vento non sono disponibili dati storici completi per la stazione meteorologica di Presicce; si riportano, a titolo indicativo, i dati della velocità media mensile per la città di Bari nell'anno 2009.

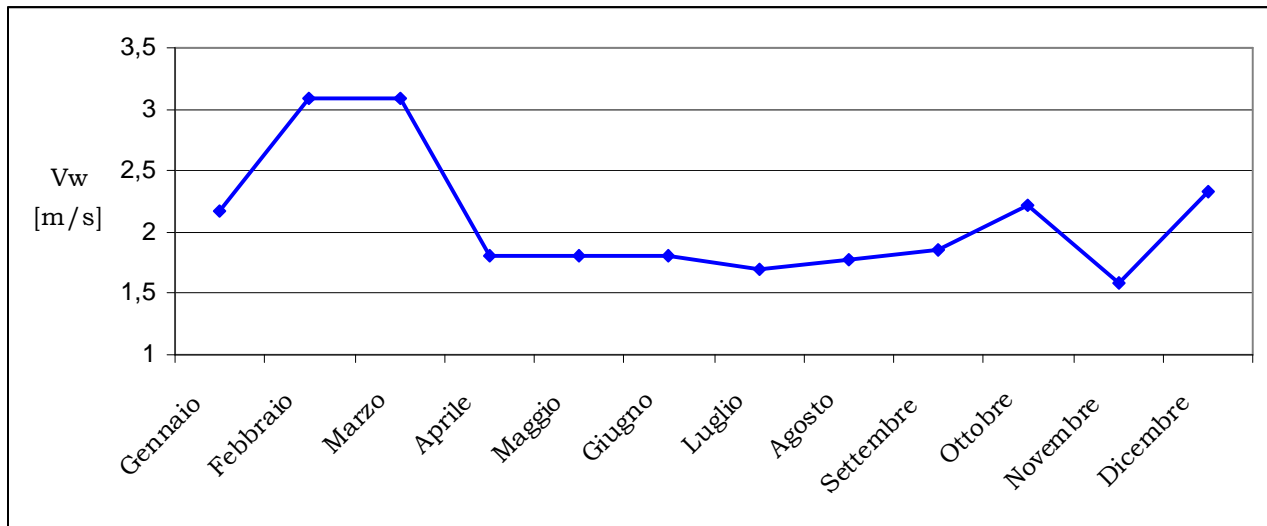


Figura 3.6: Valori medi mensili della velocità del vento nella stazione di rilevamento di Bari, anno 2009

Sono di ausilio alla caratterizzazione climatica della località di installazione dell'impianto, i dati raccolti dai sensori presenti sul campo fotovoltaico oggetto di studio. Si riportano a titolo di esempio le grandezze misurate in una giornata serena di giugno 2012:

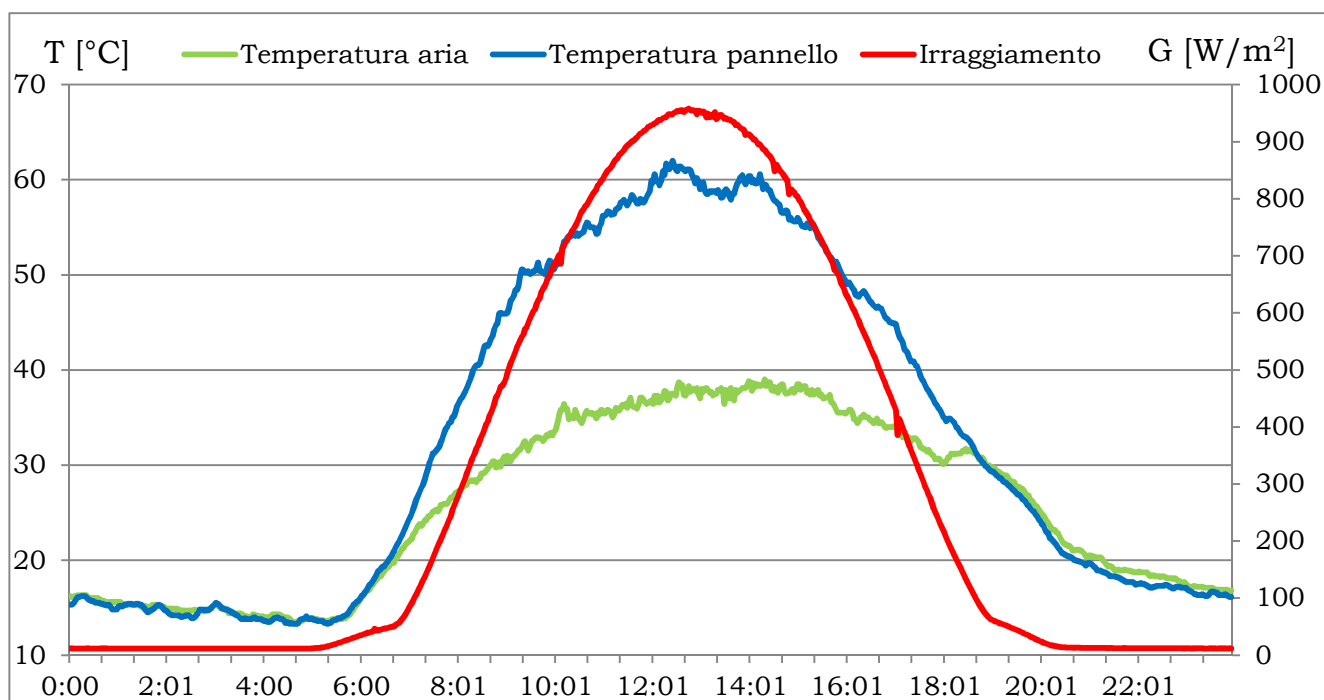


Figura 3.7: Andamento della temperatura dell'aria, temperatura del pannello e irraggiamento nella giornata 08/06/2012, nel campo fotovoltaico di riferimento.

E' possibile notare l'andamento dell'irraggiamento e della temperatura dell'aria nel corso delle 24 ore. Interessanti ai fini del raffreddamento sono i valori assunti delle temperature delle celle fotovoltaiche durante il giorno, riportate in figura insieme alle altre grandezze

3.4 Il sistema di raffreddamento

Il sistema di raffreddamento è stato installato su due filari a cui corrisponde una potenza di picco di circa 74[kW], ed è stato realizzato mediante l'utilizzo di materiale professionale per impianti di irrigazione.

Una serie di irrigatori a torretta, 7 per ogni filare, sono stati posizionati in maniera tale da poter bagnare più pannelli. L'acqua viene prelevata con l'ausilio di una pompa da un pozzo a profondità di 110[m] circa, e inviata in una

tubazione principale in polietilene, dalla quale vengono derivate tubazioni secondarie del diametro di un pollice, sempre dello stesso materiale, che portano l'acqua alle torrette. La portata d'acqua complessiva è di circa 0,625[l/s] per filare ovvero di circa $2,3 \cdot 10^{-3}$ [l/s·m²] per unità di area dei moduli fotovoltaici. La singola torretta in condizioni ottimali è in grado di coprire con il fluido un semicerchio di raggio di 10 metri circa. La disposizione dei pannelli rende necessario porre la torretta ad un'altezza di circa 2 metri da terra per ottenere l'effetto desiderato, e questo comporta una maggiore influenza delle condizioni di ventosità sull'efficacia del sistema di raffreddamento.

La temperatura dell'acqua prelevata dal pozzo durante le prove è stata pressoché costante e pari a 14[°C], senza influenza delle condizioni esterne su di essa, data la profondità del punto di prelievo.

3.5 Risultati prove sperimentali

Il sistema di raffreddamento è stato testato sul campo nelle giornate del 15 e 16 marzo 2012; da questa data ForGreen non ha più effettuato prove. La giornata era serena e l'irraggiamento medio rilevato durante le prove è stato di 960,8 [W/m²].

Durante le prove è stata monitorata la temperatura di due pannelli del gruppo raffreddato e di un pannello del gruppo non raffreddato, ed inoltre sono state registrate le grandezze elettriche in uscita dal complesso di pannelli.

In una serie di test preliminari, si sono valutati l'andamento di temperatura in relazione al tempo di accensione della pompa, l'incremento di potenza conseguito e i tempi di risposta del pannello alla sollecitazione termica.

Di seguito si mostra l'andamento delle temperature rilevato su due dei moduli raffreddati a confronto con l'andamento della temperatura di un modulo non raffreddato. I dati sono relativi alle seguenti prove:

- accensione prolungata della pompa;
- serie di tre cicli on-off uguali tra loro, con fase di on della pompa di 100[s] seguita da un periodo di off di circa 350[s].

Questa sequenza di on-off è risultata essere la più conveniente secondo quanto stimato da ForGreen durante i test preliminari.

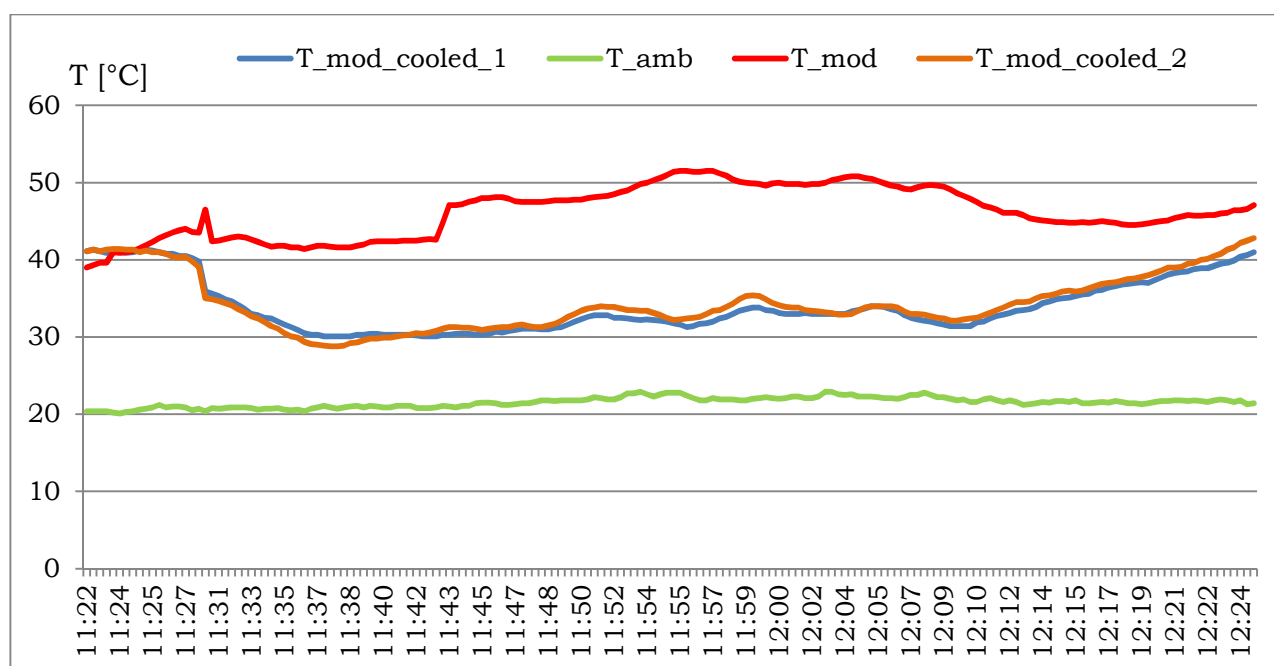


Figura 3.8: Andamenti di temperatura ambiente, temperatura dei moduli raffreddati e non raffreddati, rilevati sul campo fotovoltaico di Ugento(Le) durante il funzionamento del sistema di raffreddamento.

Da una prima analisi si nota che nonostante la temperatura ambiente non fosse elevata (attorno ai 20°C) il decremento di temperatura ottenuto è consistente.

Dal punto di vista elettrico l'effetto positivo si riscontra sulla potenza prodotta che nelle sezioni raffreddate presenta un incremento:

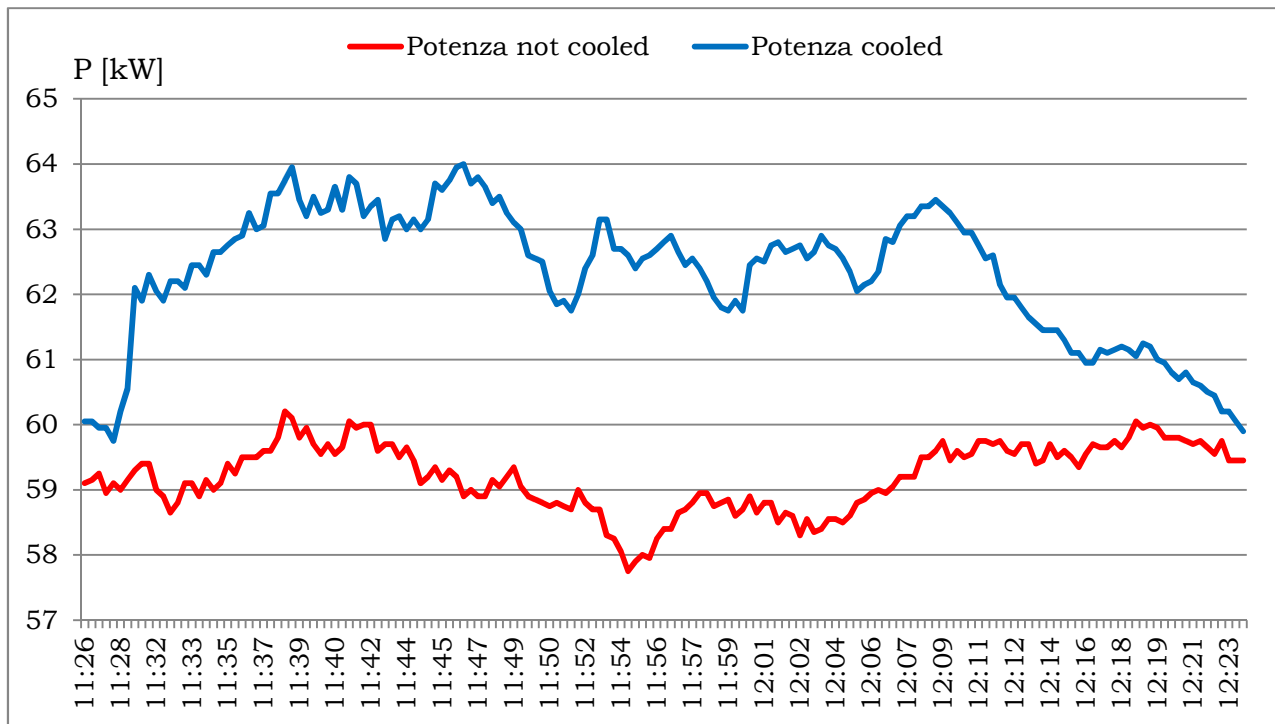


Figura 3.9: Andamento della potenza in uscita dalle sezioni raffreddata e non raffreddata, rilevato sul campo fotovoltaico di Ugento(Le) durante il funzionamento del sistema di raffreddamento

E' importante sottolineare come la potenza in uscita sia dipendente anche dalle condizioni atmosferiche al contorno (irraggiamento, vento); per ottenere una reale quantificazione dell'effetto benefico ottenuto si considera l'incremento percentuale di potenza:

$$\Delta P_{\%} = \frac{P_{cooled} - P_{not\ cooled}}{P_{not\ cooled}} \quad (3.1)$$

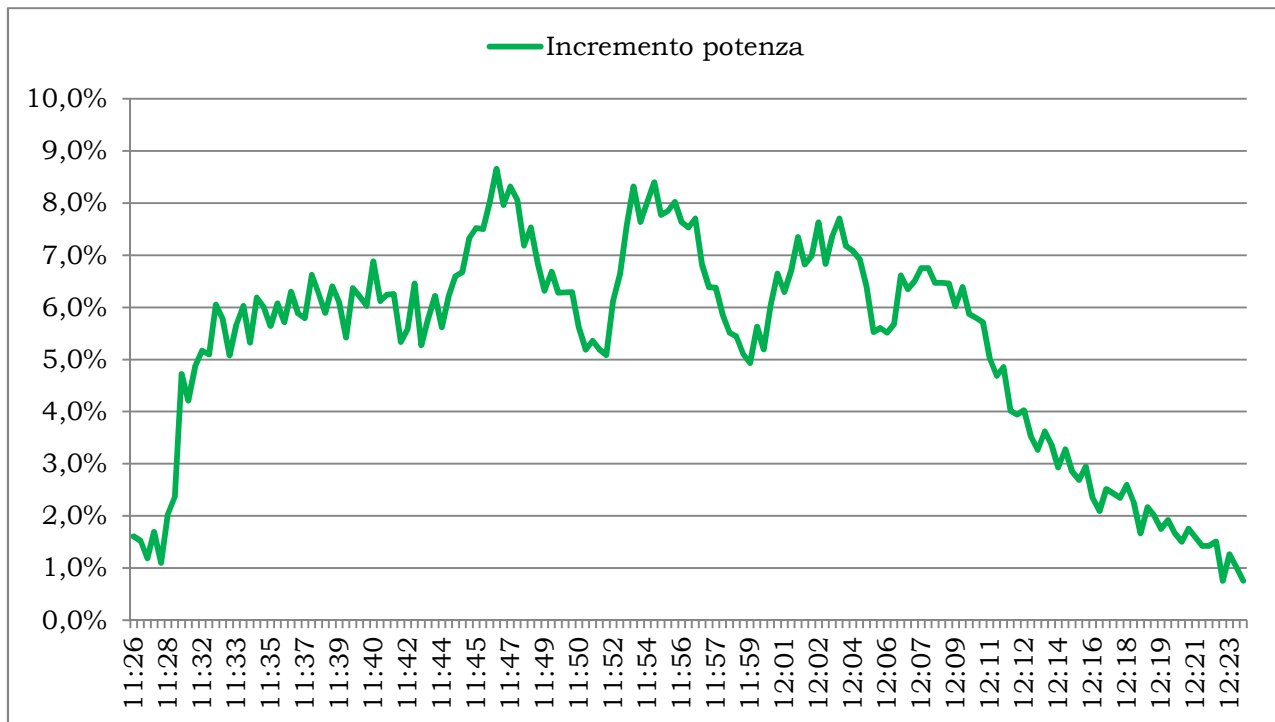


Figura 3.10: Andamento dell'incremento di potenza in uscita dalla sezione raffreddata rispetto alla non raffreddata, rilevato sul campo fotovoltaico di Ugento(Le) durante il funzionamento del sistema di raffreddamento.

Nella parte centrale del grafico si possono individuare 3 picchi di incremento, dovuti ai rispettivi cicli di lavaggio dei pannelli previsti nelle prove. I valori massimi superano l'8% e l'incremento medio di potenza nell'intervallo di tempo contenente i cicli di lavaggio regolari si aggira sul 6,5%.

La lettura dei dati rilevati sul campo deve tener conto del fatto che la superficie bagnata è piuttosto grande, mentre i sensori di temperatura sono collocati su pochi singoli pannelli. Data la non uniformità della distribuzione del fluido sui pannelli raffreddati, dovuta a effetti di turbolenza e addensamenti locali della dispersione di gocce nell'aria, si riscontrano degli sfasamenti temporali tra la minima temperatura registrata e il massimo incremento di potenza. Questo effetto è dovuto al fatto che la potenza elettrica in uscita è rilevata per l'intero settore del campo mentre la temperatura sui singoli moduli, che possono non rispecchiare istantaneamente la situazione media del gruppo di pannelli.

3.6 Analisi energetica sulla base dei dati rilevati

Basandosi sui dati rilevati nella giornata del 16 marzo 2012 si vuole effettuare una analisi energetica del sistema proposto. L'analisi è approssimativa essendo stata effettuata una sola prova, in determinate condizioni difficilmente ripetibili. L'assorbimento della pompa durante le fasi di accensione è risultato pari a 6.5[kW]; essendo la pompa già presente nel pozzo, non sono noti all'azienda i dati di targa. L'incremento di potenza medio nell'intervallo dei cicli di lavaggio regolari è stato all'incirca del 6,5% come precedentemente esposto. Ciò corrisponde nelle condizioni di esercizio (in cui la potenza media dei due filari non raffreddati è pari all'incirca a 59.20[kW]) ad un incremento medio di potenza di 3.85 [kW]. Pertanto, essendo il tempo di accensione della pompa pari al 22,2% del totale, in un'ora si può stimare un consumo di 1.44[kWh] ed una produzione addizionale di energia di 3.85[kWh], per un bilancio energetico positivo netto di 2.41[kWh]. Dunque l'incremento di energia prodotta al netto del consumo della pompa, è pari al 4,1% per l'intervallo considerato. I calcoli esposti sono riferiti a prove effettuate in giornate del mese di marzo; è lecito aspettarsi un notevole miglioramento delle prestazioni energetiche del sistema nei mesi estivi, quando la temperatura a cui si portano i moduli non raffreddati raggiunge i massimi valori. Sfortunatamente ad oggi (Gennaio 2013) non sono più state effettuate prove dunque un confronto con i dati rilevati in marzo non è stato ancora possibile.

3.7 Analisi economica sulla base dei dati rilevati

Si effettua un'analisi economica del sistema di raffreddamento, prendendo come base i dati rilevati sul campo. Si farà riferimento per i calcoli al caso in cui il sistema fosse applicato a tutti i pannelli allacciati ad un inverter, aventi potenza di picco complessiva di circa 333[kW], poiché si dispone di un preventivo di costo dettagliato per l'installazione del sistema di raffreddamento su tale porzione del campo. Il costo complessivo a carico di ForGreen S.p.A. per l'installazione su 9 filari (1 inverter) del sistema descritto in precedenza, considerando che la pompa ed il pozzo sono già presenti, è stato preventivato in 5500[€] + I.V.A. . Il prelievo dell'acqua dal pozzo ha un costo fisso annuo per tasse quantificabile in circa 500[€]. Inoltre si deve tenere conto che sarà necessaria una manutenzione ordinaria dell'impianto (pulizia dei filtri, svuotamento sistema idraulico) stimabile in circa 500[€] l'anno. Il regime di incentivazione del campo prevede il riconoscimento di un incentivo P_i di 0,353[€/kWh] per l'energia prodotta, mentre la vendita dell'energia avviene al prezzo P_v di 0,08[€/kWh]. Per la stima dell'energia addizionale prodotta sono necessarie delle assunzioni: si possono ipotizzare per il sistema di raffreddamento un tempo di funzionamento medio di 6 ore al giorno per i 6 mesi più caldi dell'anno; sulla base di quanto rilevato nei test di marzo 2012, si può pensare di poter ottenere con il sistema di raffreddamento una produzione di energia addizionale complessiva media del 7,5% circa durante le ore di funzionamento del sistema. La stima dell'energia che sarebbe prodotta in assenza di raffreddamento durante le ore di funzionamento del sistema, sulla base della quale si calcherà poi la addizionale, è effettuata in maniera semplificata. Si assume che la produzione annua di energia elettrica per unità di potenza di picco dell'impianto corrisponda a 1400[kWh/kWp], valore verosimile per la località di installazione; di questa, da una analisi dei dati di produzione, si può supporre che il 65% venga prodotta nei 6 mesi più caldi dell'anno. Inoltre, nella giornata media di tale periodo si può riscontrare che il 75% circa dell'energia giornaliera viene prodotto nelle 6 ore centrali, in cui è opportuno azionare il sistema di raffreddamento. Per quanto descritto, si può complessivamente stimare una produzione di energia addizionale ΔE_y di circa

17000 [kWh] complessivi annui. In termini economici, l'entrata monetaria annua è pari a:

$$R_y = (P_i + P_v) \cdot \Delta E_y \cong 7350[\text{€}] \quad (3.2)$$

Il consumo elettrico annuo della pompa E_p , che viene alimentata mediante linea in bassa tensione, viene stimato a partire dai dati disponibili dalle prove sul campo, proporzionando il consumo alla potenza di picco raffreddata nei due casi. Sovrastimando i consumi con cicli da 100s ON – 250s OFF si ottengono circa 10 attivazioni orarie che nei 6 mesi si traducono in circa 2000 kWh di consumi.

In termini economici il costo C_{ey} , calcolabile noto che l'acquisto di energia elettrica avviene al prezzo approssimativo P_a di 0,20[€/kWh], è di:

$$C_{ey} = E_p \cdot P_a \cong 400[\text{€}] \quad (3.3)$$

Complessivamente, detraendo all'entrata monetaria il costo per l'energia elettrica acquistata, la tassa per la fruizione dell'acqua di pozzo e il costo per la manutenzione, si ha un'entrata netta di circa 5950[€]. Ciò consente di recuperare l'investimento in un tempo molto breve, inferiore a 18 mesi. Si tenga inoltre conto che l'ipotesi di mantenere in esercizio per 6 mesi l'anno l'impianto di raffreddamento può essere modificata estendendo il periodo di funzionamento, fino anche ad 8 mesi l'anno in località come quella in cui è installato l'impianto sperimentale.

3.8 Analisi dei consumi d'acqua

Risulta importante per le valutazioni energetico-ambientali determinare il consumo d'acqua del sistema di raffreddamento; un consumo d'acqua eccessivo, per quanto performante possa essere, non può essere tollerato. Il bilancio ambientale cadrebbe in difetto.

L'acqua nebulizzata dalle torrette viene completamente dispersa od evaporata durante il funzionamento del sistema, in quanto nell'attuale configurazione non è previsto il recupero dell'acqua di raffreddamento che viene lasciata cadere nel terreno sottostante. Una stima approssimativa del volume d'acqua annuo necessario si può effettuare in riferimento ai dati di consumo esposti nel paragrafo 3.3. Si prende in esame il caso di applicazione del raffreddamento a tutti i pannelli allacciati ad un inverter, della potenza di picco di 333[kW], come fatto in precedenza. Considerando le ipotesi di funzionamento già adottate (6 ore al giorno per 6 mesi all'anno e ciclo on-off di 100[s]-350[s]) si ha un tempo complessivo annuo di accensione della pompa t_a di 14400[min]; la portata media specifica per unità di area q_s è pari a 0,14 [l/(min m²)], e l'area A dei pannelli è di circa 2420[m²]. Il volume d'acqua complessivo annuo V_y è pari a:

$$V_y = (q_s \cdot A \cdot t_a) / \rho \cong 4880 \text{ [m}^3\text{]} \quad (3.4)$$

La quantità di acqua annualmente necessaria per raffreddare la porzione di impianto considerata è elevata. Un confronto con i volumi d'acqua piovana che annualmente si riversano sul campo fornisce maggiore completezza ai dati ottenuti. Assumendo una precipitazione annua mm_y pari a 650[mm], ovvero 650[l/(m² anno)], si stima il volume d'acqua piovana V_p che mediamente investe l'area della proiezione sul suolo della superficie dei pannelli considerata. Questo valore è interessante per un successivo confronto con i dati ottenuti dalle prove in laboratorio in cui era previsto un recupero dell'acqua, a valle dei pannelli.

Analiticamente si ha:

$$V_p = (mm_y \cdot A \cdot \cos 30^\circ) / \rho \cong 1360 \text{ [m}^3\text{]} \quad (3.5)$$

La quantità d'acqua piovana annua, teoricamente raccogliabile sulla superficie dei pannelli, è inferiore alla consumata dall'impianto di raffreddamento (meno di 1/3). Il volume d'acqua consumato è all'incirca pari, invece, alla quantità d'acqua piovana che cade annualmente sulla superficie lorda della porzione considerata dell'impianto (comprensiva di pannelli e terreno) pari a circa 8350[m²], sulla quale si riversa una precipitazione annua quantificabile in circa 5400[m³].

CAPITOLO 4

Analisi teorica e simulazione del raffreddamento con film d'acqua continuo

4.1 Premessa all'analisi teorica

La temperatura di esercizio dei moduli fotovoltaici è il parametro fondamentale da rilevare in via sperimentale; esso dipende da molteplici fattori quali radiazione solare, temperatura ambiente, direzione e intensità del vento, caratteristiche del pannello e condizioni di installazione.

Nello studio teorico [14] dal quale il presente studio è partito, si è proposto un modello di scambio termico in regime stazionario e un modello di scambio termico in regime transitorio, quest'ultimo basato sull'analogia elettrotermica. Questi due modelli avevano come obiettivo la determinazione della temperatura di esercizio dei moduli fotovoltaici.

In questa sede non saranno approfonditi nel dettaglio i modelli ma saranno fornite le nozioni necessarie a comprendere le scelte effettuate nella successiva analisi sperimentale.

4.2 Il modello di scambio termico stazionario

In regime stazionario la variazione temporale delle grandezze fisiche è nulla.

Il modello stazionario risulta dunque di fondamentale importanza per capire le potenzialità del raffreddamento, ma è essenziale sottolineare come il modello possa essere applicato solo per un periodo di tempo limitato. Questo perché i parametri ambientali che influiscono sullo scambio termico sono in continua evoluzione temporale.

Secondo il modello, la temperatura di ciascun punto è costante nel tempo, e ciò è possibile se il bilancio termico del volume di controllo è nullo, ovvero la quantità di calore assorbito in ciascun istante dal corpo è pari a quella ceduta. Nel seguito ci si concentrerà sul bilancio termico, che è parte integrante di quello energetico.

$$q_{in} = q_{out} \quad (4.1)$$

Nel caso di pannello non raffreddato, il calore assorbito è quello legato alla radiazione solare (q_{sol}), mentre quello in uscita dal sistema è dissipato per convezione con l'aria esterna (q_{conv}) e irraggiamento con le superfici (q_{rad}).

Nel caso di raffreddamento tramite film d'acqua si somma al calore in uscita (q_{out}) un termine che tiene conto dello scambio di calore con il fluido (q_w).

L'analisi ipotizza trascurabili i trasferimenti di calore per conduzione dovuti ai supporti metallici dei pannelli montati a terra, data la piccola area dei punti di contatto.

$$q_{sol} = q_{conv} + q_{rad} + (q_w) \quad (4.2)$$

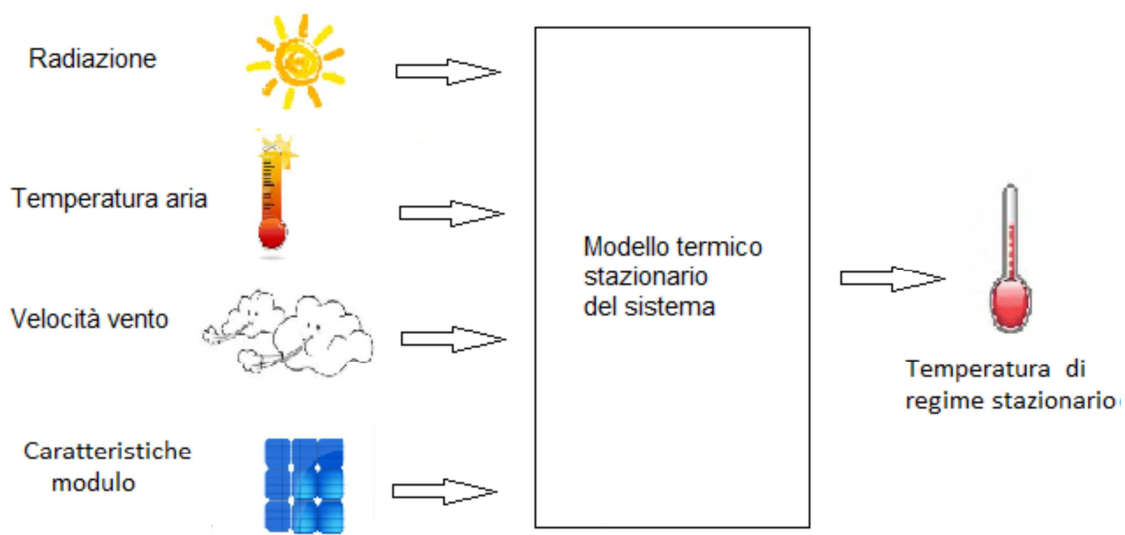


Figura 4.1: Rappresentazione schematica dei parametri in ingresso e uscita per il modello di scambio termico del pannello senza raffreddamento

La temperatura, unica incognita del modello, viene determinata per successive approssimazioni come il valore di temperatura che uguaglia i due membri del bilancio.

4.2.1 *Relazioni per il calcolo della temperatura di esercizio dei pannelli e confronto con il modello realizzato*

Il modello termico realizzato permette di determinare la temperatura del pannello nei due casi di non raffreddato e raffreddato. In letteratura sono presenti molte relazioni per la valutazione della temperatura di esercizio dei moduli; sono state introdotte alcune di queste relazioni per effettuare dei confronti tra i risultati del modello e quelli delle relazioni reperibili in letteratura. Si è posta particolare attenzione nella scelta delle equazioni da utilizzare, poiché sono state sviluppate per una specifica tipologia di montaggio (o integrazione architettonica se su edifici) e tipologia di pannello. Nello studio [14] sono state scelte per il confronto le formule che maggiormente si adattano al caso in esame. Esse esplicitano la temperatura della cella T_c in funzione principalmente dei parametri ambientali, ovvero radiazione solare G , temperatura ambiente T_a e velocità del vento V_w [15]:

$$T_c = 3.81 + 0.0282 \cdot G + 1.31 \cdot T_a - 1.65 \cdot V_w \quad (4.3)$$

$$T_c = T_a + 0.028 \cdot G - 1.00 \quad \text{valida per } 1.00 < V_w < 1.5 \text{ [m/s]; } 0 < T_a < 35 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (4.4)$$

$$T_c = T_a + \alpha \cdot G \cdot (1 + \beta \cdot T_a) \cdot (1 - \gamma \cdot V_w) \quad (4.5)$$

$$T_c = 0.028 \cdot G + 0.943 \cdot T_a - 1.528 \cdot V_w + 4.3 \quad (4.6)$$

Si riporta una serie di grafici nei quali si mettono in relazione le equazioni sopra riportate con l'equazione del modello al variare dei parametri ambientali di riferimento.

- variazione irraggiamento G , con $T_a=25[^\circ\text{C}]$ e $V_w=1[\text{m/s}]$

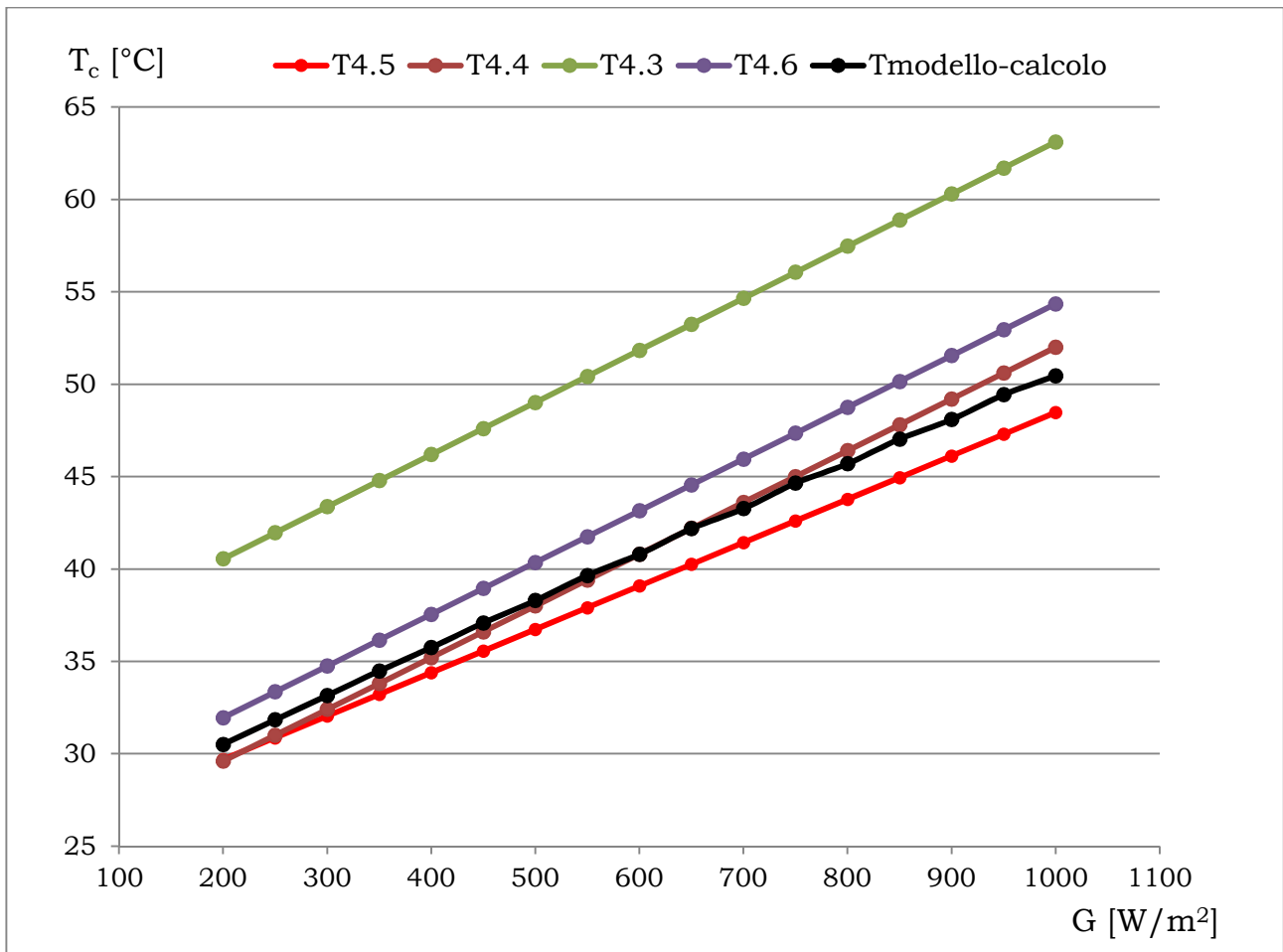


Figura 4.2: Temperatura di cella al variare dell'irraggiamento, con altri parametri fissati secondo il modello di scambio termico realizzato e le relazioni descritte.

- variazione velocità vento V_w , con $G=800[W/m^2]$ e $T_a=25[^\circ C]$

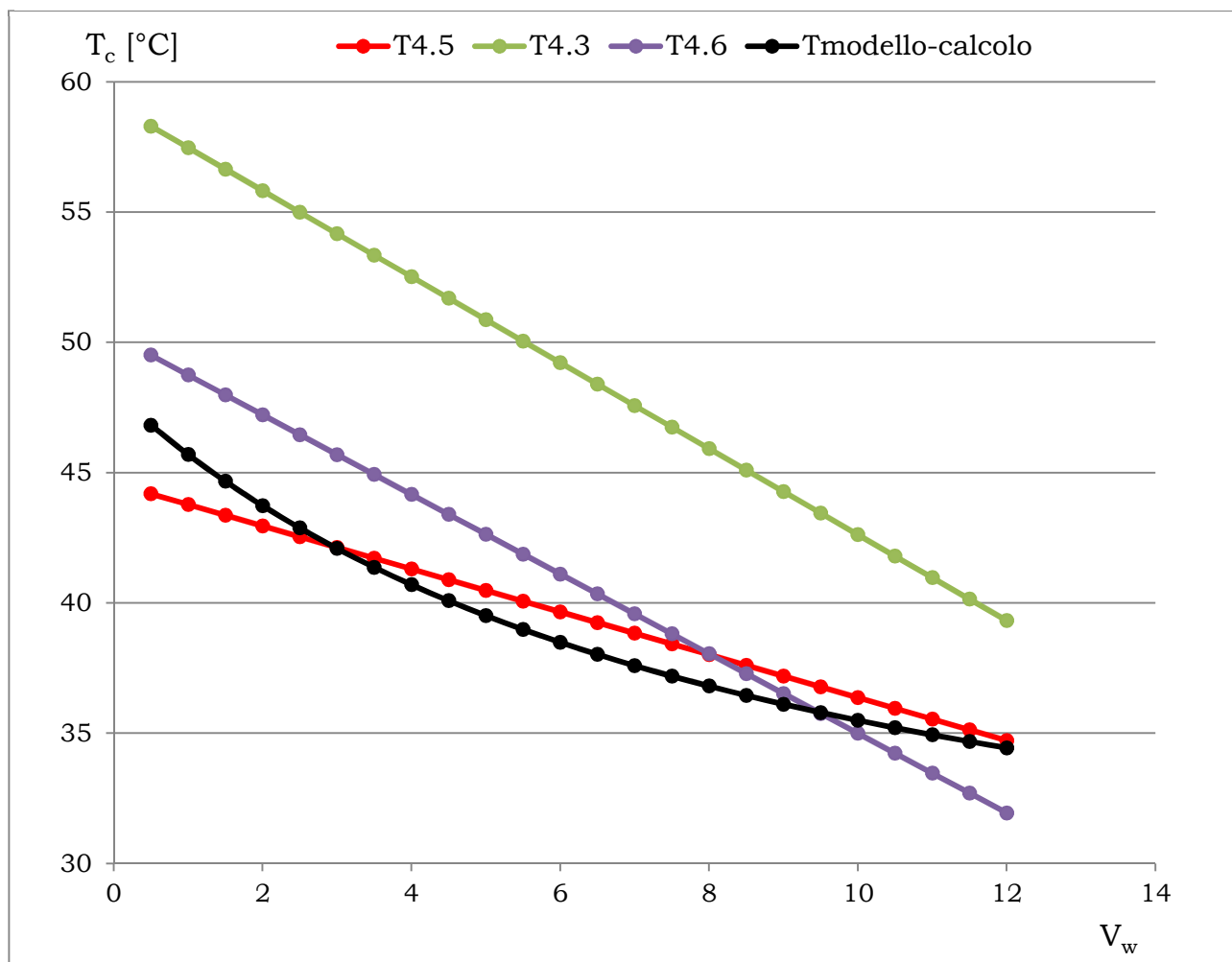


Figura 4.3: Temperatura di cella al variare della velocità del vento, con altri parametri fissati secondo il modello di scambio termico realizzato e le relazioni descritte.

- variazione temperatura aria T_a , con $G=800[\text{W}/\text{m}^2]$ e $V_w=1[\text{m}/\text{s}]$

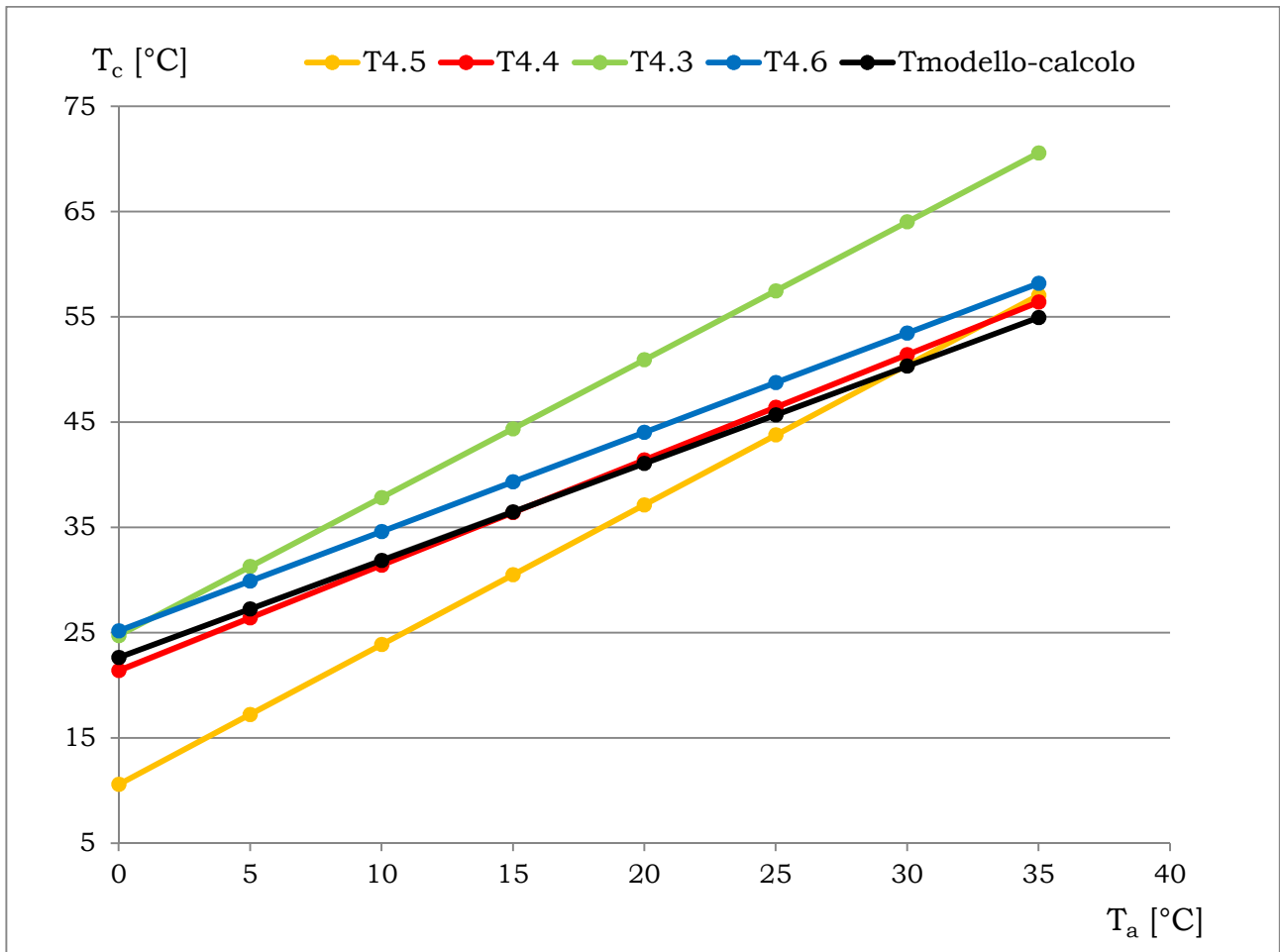


Figura 4.4: Temperatura di cella al variare della temperatura dell'aria, con altri parametri fissati secondo il modello di scambio termico realizzato e le relazioni descritte.

Dai grafici riportati si nota come l'andamento della curva relativa al modello di calcolo sia coerente con le curve rilevate dalle equazioni di letteratura, ad eccezione della relazione (4.4) la quale si discosta non solo dal modello, ma anche dalle altre relazioni. Escludendo quest'ultima relazione dal calcolo, l'errore medio sulla base dei risultati del modello stazionario è del 6%, valore accettabile date le condizioni di variabilità dei parametri in gioco.

4.3 Scambio termico con film d'acqua

Si vuole ora descrivere e analizzare il fenomeno dello scambio termico tra una lastra piana e un film d'acqua continuo che scorre sulla medesima. Quest'analisi risulta essenziale per comprendere appieno i fenomeni legati al raffreddamento dei pannelli fotovoltaici tramite film d'acqua.

4.3.1 Descrizione del fenomeno

L'analisi dei fenomeni legati alla convezione esterna, ovvero i moti in cui il fluido non è completamente confinato, risulta molto complessa e fornisce risultati attendibili solo per casi molto semplici.

Per ottenere i parametri di interesse si ricorre all'uso di parametri adimensionali i quali mettono in correlazione simulazioni numeriche o sperimentali sul fenomeno. Una volta ricavato il coefficiente convettivo h dal numero di Nusselt, si può calcolare il flusso termico con la formula di Newton:

$$q'' = h \cdot (T_{surface} - T_{\infty}) \quad (4.7)$$

dove T_{∞} è la cosiddetta temperatura indisturbata a monte che corrisponde alla temperatura che avrebbe il fluido senza la presenza del corpo. Consideriamo il moto di un fluido incomprimibile a proprietà termofisiche costanti che si muove parallelamente ad una lastra piana.

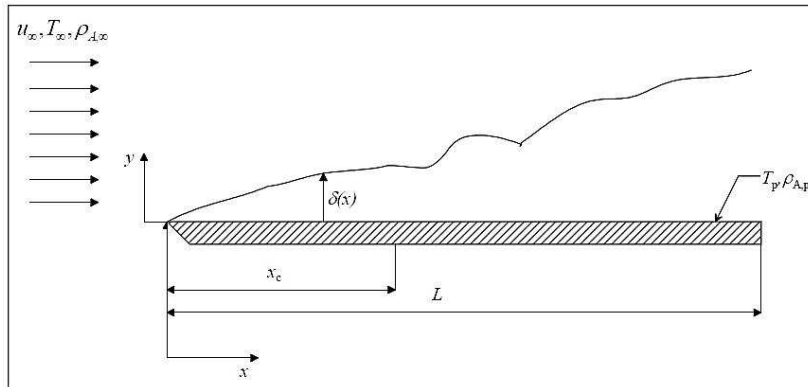


Figura 4.5: Deflusso parallelo su lastra piana

Lo strato δ vicino alla superficie, sede di forti gradienti di velocità e sforzi tangenziali, è detto strato limite. Tale strato si mantiene in condizioni laminari fino a una distanza critica dal bordo di ingresso, x_c ; da questo punto in poi il moto comincerà a diventare turbolento. Questo avviene per un numero di Reynolds critico superiore a: [16]

$$Re_x > 5 \cdot 10^5 \quad (4.8)$$

Nella zona turbolenta vicino alla parete il moto rimane comunque laminare; questa zona viene definita sottostrato laminare (SSL).

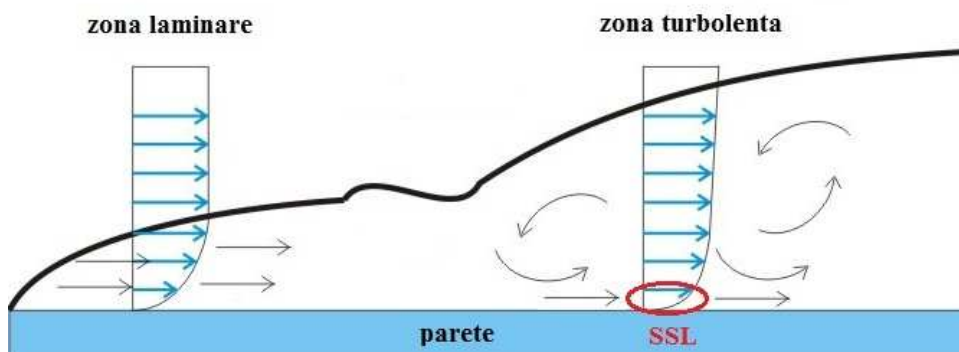


Figura 4.6: Dettaglio delle configurazioni fluidodinamiche

4.3.2 Modello di scambio termico con film d'acqua

Nella zona laminare il numero di Nusselt locale vale:

$$Nu_x = \frac{h_x \cdot x}{\lambda} = 0.332 \cdot Re_x^{0.5} \cdot Pr^{0.33} \quad Pr \geq 0.6 \quad (4.9)$$

Per valori medi si ricava:

$$\overline{Nu} = \frac{\overline{h} \cdot L}{\lambda} = 0.664 \cdot Re_L^{0.5} \cdot Pr^{0.33} \quad Pr \geq 0.6 \quad (4.10)$$

Nella regione turbolenta il numero di Nusselt locale vale:

$$Nu_x = 0.0296 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.33} \quad (4.11)$$

Per valutare il valore medio di Nusselt bisogna tenere conto che fino a x_c il flusso è laminare, pertanto si rende necessario integrare lungo la lunghezza le grandezze. Risulta dunque:

$$\overline{Nu} = (0.037 \cdot Re_L^{0.8} - 871) \cdot Pr^{0.33} \quad (4.12)$$

La relazione è valida nelle seguenti condizioni:

$$\begin{aligned} 0.6 &\leq Pr \leq 6.0 \\ 5 \cdot 10^5 &\leq Re_L \leq 10^8 \\ Re_{x_c} &= 5 \cdot 10^5 \end{aligned} \quad (4.13)$$

In letteratura esistono poi molte altre correlazioni al variare del numero di Reynolds e di quello di Prandtl. Anche in questo caso attenzione va prestata al ruolo della lunghezza caratteristica, che in questo caso è determinata similmente a quanto già fatto per la convezione naturale.

$$Re = \frac{u \cdot L}{\nu} \quad (4.14)$$

La difficoltà maggiore, per i moti di questo tipo, è la valutazione della velocità u ; non è, infatti, di facile previsione l'area della sezione di deflusso. Riferendoci al caso studiato, si pensi al film d'acqua che scorre sulla superficie del pannello: sono note le dimensioni in direzione perpendicolare al moto e la portata di fluido. Restano incognite le variabili velocità e spessore del film influenzate da molteplici parametri e dall'iterazione tra forze d'attrito, di gravità e inerzia la cui valutazione risulta complessa. Nel seguito del presente studio si darà ampio spazio alla valutazione di questi fenomeni grazie alle prove sperimentali effettuate.

In prima approssimazione lo studio ha assunto che il film resti costante lungo tutta la lunghezza caratteristica del pannello e ne ha ricavato lo spessore ricorrendo al concetto di altezza critica, valida per i moti esterni. Riferendosi alla sezione rettangolare:

$$y_c = \sqrt[3]{\frac{Q^2}{g \cdot B^2}} \quad (4.15)$$

dove Q è la portata volumetrica e B indica usualmente la larghezza della sezione di deflusso.

Il moto è laminare su tutta la lunghezza del pannello; nella fase sperimentale verrà analizzata la disuniformità del campo di moto in prossimità della zona in cui si crea il film, fenomeno molto difficile da valutare analiticamente.

4.4 Modello termico transitorio del pannello

Le ipotesi al modello stazionario sono difficilmente riscontrabili nella realtà delle installazioni fotovoltaiche in quanto i parametri subiscono variazioni continue e non completamente prevedibili.

Oltre ai già citati parametri ambientali si deve tener conto, per esempio, dell'inerzia termica del pannello; la radiazione solare nell'arco della giornata varia più o meno sensibilmente e la risposta del pannello presenta un certo ritardo.

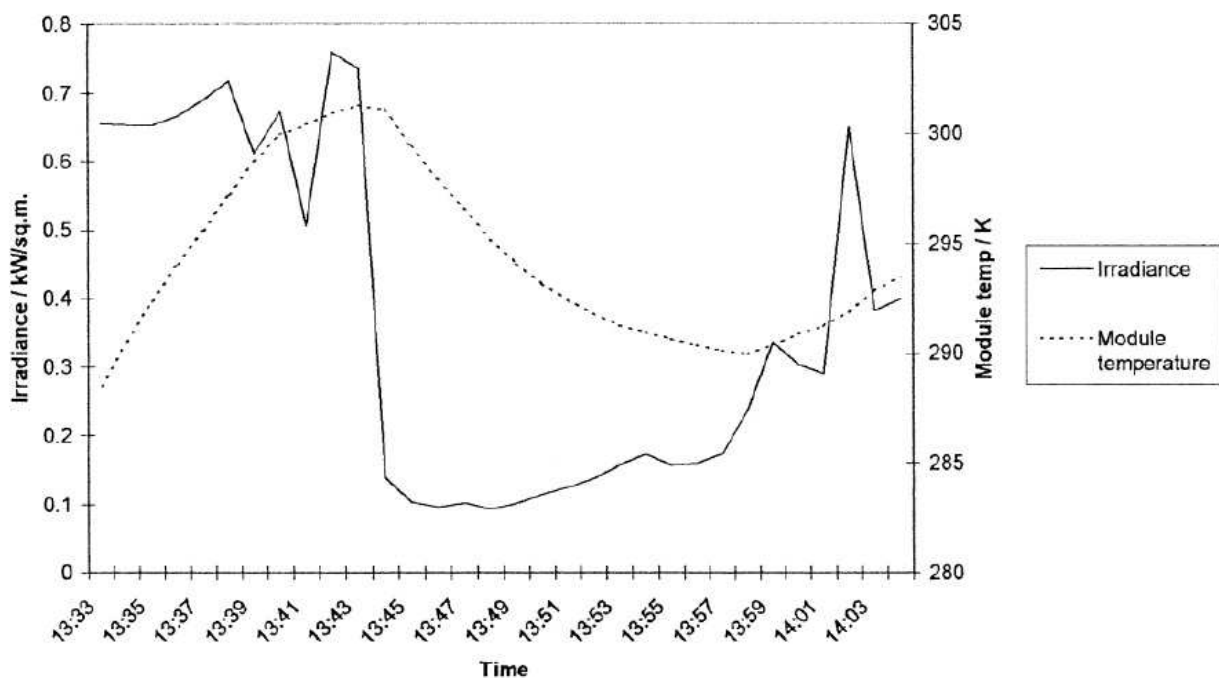


Figura 4.7: Esempio di evoluzione nel tempo dell'irraggiamento e temperatura del modulo fotovoltaico.

Si vede dunque che gli andamenti sono diversi e non direttamente proporzionali tra loro; si rende quindi necessario correlare i due fenomeni. Più in generale, si cerca di valutare la risposta nel tempo della temperatura del pannello alle variazioni di parametri a cui è soggetto. Lo specifico caso necessita anche di uno studio alla risposta a cicli di on-off, ovvero l'accensione-spegnimento del sistema di irraggiamento.

4.4.1 L'analogia elettrotermica

L'analogia elettrotermica è un metodo di analisi di fenomeni fisici basato sull'osservazione che molti di questi presentano equazioni formalmente simili.

Per esempio, a partire dall'equazione per lo scambio termico conduttivo ottenuto dalla legge di Fourier:

$$q_x = \frac{\lambda \cdot A}{s} \cdot \Delta T \quad (4.16)$$

Il termine λ [W/(m K)] rappresenta la conducibilità termica del materiale soggetto al flusso di calore, A [m²] ne rappresenta l'area e s [m] lo spessore. A tale legge è possibile associare la legge di Ohm per la conduzione elettrica; sostituendo alla potenza termica l'intensità di corrente, alla temperatura la differenza di potenziale e al termine $\frac{\lambda \cdot A}{s}$ la resistenza elettrica si ottiene:

$$i = \frac{1}{R} \cdot \Delta V \quad (4.17)$$

La resistenza termica può essere scritta come:

$$R_t = \frac{s}{\lambda \cdot A} \quad (4.18)$$

Dunque un generico materiale, ad area unitaria, offrirà maggiore resistenza termica tanto più elevato sarà il suo spessore e tanto minore sarà la sua conducibilità termica. Tali considerazioni possono essere estese anche allo scambio convettivo, utilizzando il coefficiente di scambio convettivo h :

$$R_t = \frac{1}{h \cdot A} \quad (4.19)$$

Un altro importante elemento da considerare nell'analogia è la capacità termica, ovvero la capacità di un corpo di immagazzinare calore:

$$C_{th} = \rho \cdot c \cdot A \cdot s \quad (4.20)$$

Oltre ai simboli già citati in precedenza, si ha ρ [kg/m³] densità del materiale, c [J/(kg K)] capacità termica specifica del materiale. La capacità termica viene relazionata alla capacità elettrica e dunque per essa valgono le relazioni di quest'ultima.

L'analisi dello scambio termico di uno strato solido piano con condizioni al contorno convettive (caso di un pannello fotovoltaico) utilizzando considerazioni di primo principio, porta ad affermare che il flusso convettivo è uguale al flusso conduttivo. Dal punto di vista dell'analogia elettrotermica:

$$q_{i-esimo} \equiv i_{j-esima} \quad (4.21)$$

Le resistenze sono attraversate dalla stessa corrente, dunque sono in serie; l'analisi del problema porta a risolvere una serie di resistenze in serie tra loro.

Per ulteriori approfondimenti si veda lo studio [14]. Riassumendo si ha:

Grandezza termica	Grandezza elettrica
salto termico ΔT	differenza di potenziale ΔV
potenza termica q	intensità di corrente i
area A	area A
lunghezza L	lunghezza L
conducibilità termica λ	conducibilità elettrica σ
capacità termica ρc	capacità elettrica C

Tabella 4.1: Grandezze termiche e rispettiva analogia elettrica

4.4.2 Il software PSpice

Il modello transitorio è stato implementato da PSpice, software presente nel pacchetto SPICE [17] (Simulation Program Integrated with Circuit Emphasis) messo a punto a metà degli anni '70 nell'Università di Berkeley, per essere eseguito da potenti elaboratori e negli anni oggetto di continui miglioramenti.

Si tratta di un software che permette le simulazioni di sistemi e circuiti a partire dalla creazione grafica degli stessi nella schermata Schematics.

Lo schema viene realizzato inserendo nella schermata i componenti prelevati dalle librerie. Per individuare un componente si accede alle librerie e si scorre l'elenco che compare o si scrive il nome del componente (o anche parte di esso). Dopo aver selezionato il componente desiderato, si preme Place e ci si porta nella zona lavoro nel foglio lavoro: per muovere il componente lo si seleziona e trascina con il mouse nel punto desiderato. Finché il componente è selezionato è possibile modificarlo in termini di posizione e caratteristiche. Importante, a tal proposito, sarà il setup dei generatori di corrente e di tensione, come sarà chiarito in seguito. Una volta posizionati i componenti sul foglio di lavoro si tracciano i collegamenti con il mouse le linee dei conduttori. E' fondamentale la corretta disposizione dei nodi e la chiusura delle maglie, oltre alla presenza del riferimento a massa. In seguito si devono indicare quali sono le grandezze di interesse che verranno poi visualizzate: ciò viene fatto attraverso i cosiddetti markers (dall'omonimo menù) che vanno posizionati nel nodo di interesse.

Prima di avviare la simulazione è necessario definire il tipo di simulazione richiesta, impostandola dal menù Setup. Qui compaiono i vari tipi di analisi ed è possibile selezionare la modalità di interesse. Nel presente studio si sono utilizzate le seguenti due modalità:

- *Bias Point Detail*: va a determinare il punto di lavoro in DC del circuito (è abilitato per default);
- *Transient*: fa l'analisi in regime transitorio, fornendo la risposta nel tempo. Si possono specificare i parametri dell'analisi a seconda del risultato che si desidera ottenere.

Una volta abilitate e settate le analisi da eseguire, si può passare all'esecuzione dell'analisi vera e propria dal menu Simulate. Con ciò viene eseguita l'analisi, che crea il file di output e lancia l'applicazione Probe che riporta graficamente l'andamento della grandezza di interesse. L'applicazione Probe oltre a visualizzare l'andamento grafico richiesto permette di utilizzare una serie di applicazioni utili a determinare varie grandezze sul circuito in esame; tra queste è possibile esportare i dati sotto forma di tabella, così da poterli visualizzare ed elaborare con un'applicazione di calcolo su foglio elettronico, come fatto nel presente lavoro.

4.4.3 Descrizione del modello utilizzato

Come precedentemente esposto, il modello è basato sull'associazione di resistenza e capacità termica a ciascuno degli strati componenti il pannello fotovoltaico. Si è assunta per semplicità un'area di $1\text{ [m}^2\text{]}$ per il pannello, dato che dal punto di vista termico il comportamento è idealmente indipendente da essa. Si riportano le resistenze e capacità termiche dei diversi strati così come riportate nello studio [14].

Strato	Resistenza termica [K/W]	Capacità termica [J/K]
Vetro copertura	$1.6667 \cdot 10^{-3}$	4500
ARC	$3.125 \cdot 10^{-9}$	0.1658
Cella fotovoltaica	$1.5203 \cdot 10^{-6}$	354.92
Eva	$1.4286 \cdot 10^{-3}$	1003.2
Contatto posteriore	$4.219 \cdot 10^{-8}$	24.30
Tedlar	$5 \cdot 10^{-4}$	150.0

Tabella 4.2 : Resistenze e capacità termiche associate a ciascuno strato componente il pannello fotovoltaico

Note le ipotesi semplificative al modello [14], in particolare la trascurabilità della resistenza associata alla radiazione solare, si riporta il circuito termico equivalente realizzato:

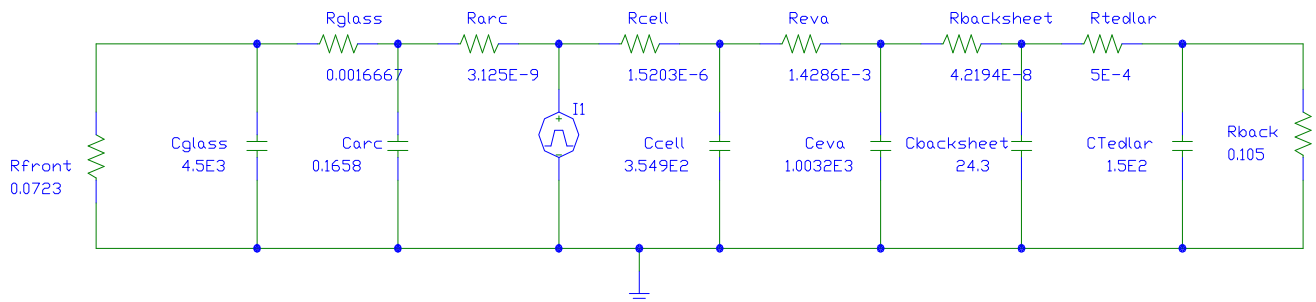


Figura 4.8: Circuito termico equivalente realizzato per il modulo fotovoltaico non raffreddato. Si possono notare le resistenze e capacità termiche associate a ciascuno strato, oltre al generatore di corrente che impone, nell'analogia elettrotermica, il flusso termico generato dalla radiazione solare

Il circuito riportato risulta di particolare interesse per lo studio legato ai fenomeni di radiazione solare, dunque a tutta la fase pre-raffreddamento. E' sufficiente infatti modificare il valore di output fornito dal generatore di corrente, rappresentativo della radiazione solare. Qualora le condizioni di ventosità venissero a cambiare sarà necessario modificare le resistenze convettive lato aria. Per studiare i fenomeni di scambio termico in presenza del sistema di raffreddamento è necessario modificare il circuito introducendo nuovi elementi. Si è creato dunque un circuito equivalente per il caso raffreddato con la possibilità di scegliere l'istante di disinserzione del sistema di raffreddamento, al fine di studiare il transitorio. Ciò è possibile grazie all'utilizzo di interruttori che escludono la resistenza di convezione con l'acqua e inseriscono quella lato aria nel lato frontale del pannello nel momento della disattivazione del sistema di raffreddamento. Inoltre, nella pratica si verifica spesso che la temperatura dell'acqua sia inferiore a quella dell'aria; si inserisce perciò un generatore ideale di tensione che permette di imporre il desiderato salto di tensione (temperatura nell'analogia).

Il circuito è il seguente:

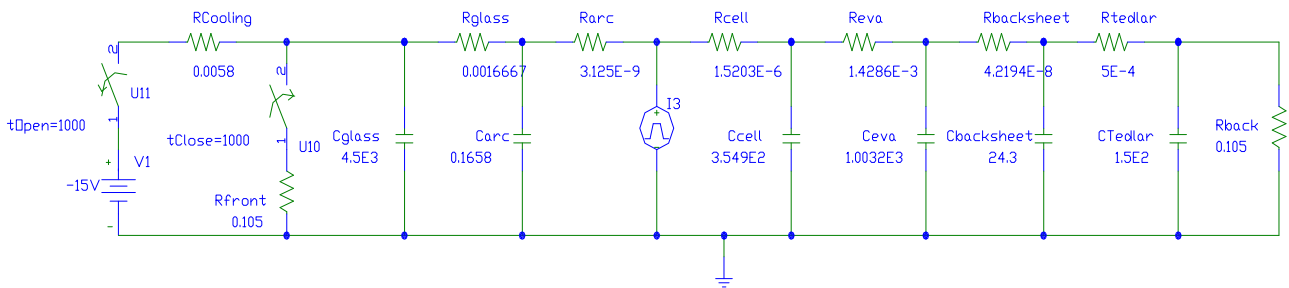


Figura 4.9 Circuito termico equivalente realizzato per il modulo fotovoltaico, con possibilità di inserzione del raffreddamento a film. Si può notare il generatore di tensione che impone, nell'analogia elettrotermica, la differenza di temperatura tra acqua di raffreddamento e ambiente. Sono inoltre presenti gli interruttori a tempo, che includono nel circuito la resistenza termica del raffreddamento al tempo stabilito.

L'interruttore che esclude la resistenza lato aria è normalmente aperto, mentre quello del ramo contenente la resistenza lato acqua è normalmente chiuso. Entrambi gli interruttori effettuano lo switch nel medesimo istante. Naturalmente basta invertire la tipologia degli interruttori per studiare la situazione opposta, ovvero l'inserzione del sistema di raffreddamento. Per studiare il fenomeno termico è opportuno annullare la resistenza dell'interruttore chiuso (assegnata di default dal software) dato che questo non è un componente fisico presente nella struttura del pannello, ma soltanto un ausilio per il controllo dell'istante di inserzione delle resistenze.

Il progetto sperimentale di ForGreen S.p.a. prevedeva l'utilizzo di cicli on-off; risulta interessante studiare, con il modello transitorio, le diverse configurazioni di cicli proposte. E' stato necessario dunque complicare il circuito poiché non esiste nella versione di PSpice utilizzata un componente interruttore i cui switch siano programmabili dall'utente. Si è allora ricorsi all'utilizzo di interruttori comandati in tensione opportunamente collocati nel circuito, collegati a un generatore ideale di tensione, del quale è possibile scegliere la forma d'onda di uscita. Si riesce così a comandare gli switch dell'interruttore secondo gli obiettivi preposti.

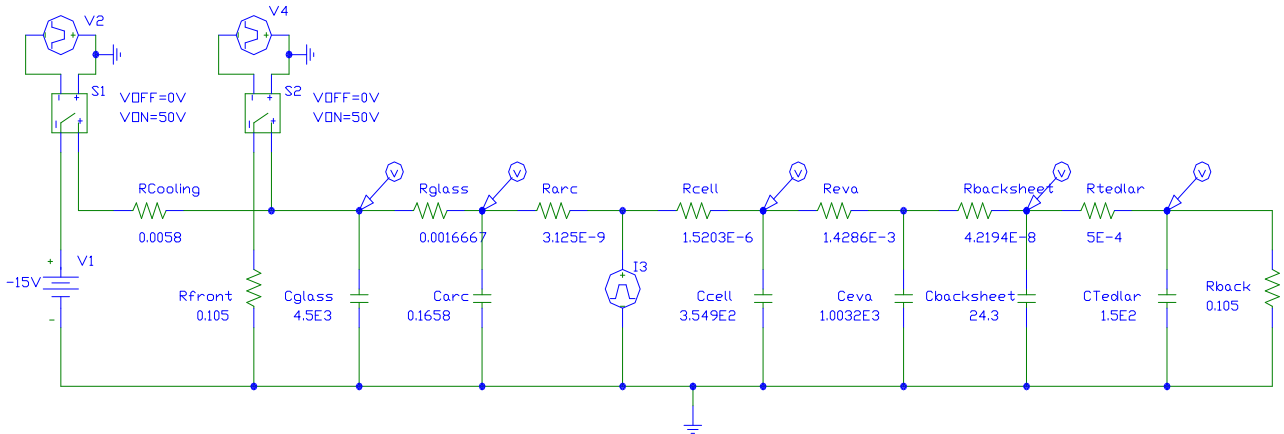


Figura 4.10: Circuito termico equivalente realizzato per il modulo fotovoltaico, con possibilità di imporre cicli di raffreddamento secondo logica on-off temporizzata.

Il modello presentato verrà utilizzato nel confronto sperimentale successivo, per verificarne l'attendibilità rispetto alle reali condizioni di scambio termico.

Per un maggiore approfondimento del modello presentato si faccia riferimento allo studio citato; è importante ricordare che i risultati ottenuti dalle simulazioni si riferiscono alla temperatura ambiente che perciò deve essere sommata per ottenere il valore effettivo di temperatura della cella del pannello fotovoltaico.

CAPITOLO 5

Apparato sperimentale

5.1 Premessa

Obbiettivo dello studio è analizzare e testare il raffreddamento tramite film d'acqua di un pannello fotovoltaico. L'apparato sperimentale costituito nei mesi di lavoro è frutto di un'attenta analisi del fenomeno esposta nei capitoli precedenti, unita al compromesso economico che questo tipo di installazioni devono necessariamente tenere in considerazione per essere poi proposte al mercato.

Ciò non ha influito sulla scelta della componentistica che è di ottima qualità e garantisce la reale possibilità di effettuare l'installazione con una durata sicuramente vantaggiosa. Laddove si è potuto, senza che le prove perdessero di qualità, si sono scelti materiali già presenti in laboratorio utilizzati per altri scopi in passato, ma la cui funzionalità è stata fondamentale.

Queste scelte, dal punto di vista etico, sono molto importanti perché in un'epoca dove il consumismo porta a un acquisto sfrenato del nuovo e le disponibilità economiche dell'università sono limitate, il presente studio ha puntato al riciclo e al risparmio grazie anche alla bravura e all'ingegno dei tecnici di laboratorio che hanno collaborato alla realizzazione dell'apparato.

5.2 I componenti

I paragrafi che seguono portano una descrizione di tutti i componenti, illustrando specifiche e quant'altro sia stato utile ai fini dello studio.

5.2.1 Il pannello fotovoltaico: caratteristiche e installazione

Il pannello utilizzato per le prove è stato fornito da ForGreen S.p.A. ed è del medesimo modello presente nel campo fotovoltaico di Ugento (Le). Il pannello è prodotto da X GROUP S.p.A., modello XG60P; è composto da 60 celle di silicio policristallino, l'area complessiva del modulo è all'incirca $1,6[m^2]$ e la potenza di picco corrisponde a $220[W]$. Le caratteristiche geometriche sono riportate nella Figura 3.2, nel rispettivo Capitolo 3. Ulteriori caratteristiche elettriche sono riportate nei datasheet reperibili dal sito internet della ditta produttrice.

Il pannello è stato posto su un banco già presente in laboratorio riadattato all'uso grazie a 2 staffe poste nella parte inferiore che lo inclinano di 30° rispetto all'orizzontale, riproducendo le condizioni di installazione del campo di Ugento (Le). Il pannello poggia sulla superficie del banco con il telaio di alluminio di cui è composto; il telaio alza il pannello di circa $40 [mm]$ rispetto alla sua superficie posteriore, limitando ai bordi di alluminio il contatto diretto tra pannello e banco. Il pannello è fissato tramite asta di legno e due viti passanti che sfruttano i fori superiori già presenti nel telaio di alluminio. La foto illustra quanto esposto:



Figura 5.1: Particolare dell'installazione del pannello fotovoltaico presso il Dipartimento di Ingegneria Industriale



Figura 5.2: Vista frontale dell'installazione del pannello fotovoltaico sul banco inclinato

Il pannello è stato posizionato sulla grata al di sopra della vasca d'acqua utilizzata per le prove idrauliche di laboratorio e nei pressi di un rubinetto d'acqua al quale collegare successivamente il sistema di raffreddamento.

5.2.2 *La portata d'acqua per il sistema di raffreddamento*

L'acqua utilizzata durante la prova proviene da una tubazione con rubinetto a sfera, collegata alla tubazione principale del laboratorio e proveniente dall'acquedotto cittadino di Padova.

Al fine di collegare il sistema di raffreddamento è stato avvitato un riduttore nel quale è presente un ulteriore rubinetto a sfera.



Figura 5.3: Particolare del sistema di derivazione dell'acqua: si riconoscono i 2 rubinetti a sfera e il raccordo per il tubo collettore.

La pressione rilevata con un manometro direttamente avvitato al riduttore, si attesta ai 2,5[bar]. Sono state effettuate diverse prove durante la giornata e il valore variava di qualche decimo di bar, oscillazione tollerabile ai fini del presente studio. Si è inoltre rilevata la portata del rubinetto per verificare che fosse compatibile con le richieste di raffreddamento: i risultati sono stati ampiamente raggiunti, ben oltre i valori richiesti dalle simulazioni teoriche sviluppate nello studio [14].

La temperatura dell'acqua in uscita è mediamente di 14[°C].

5.2.3 *Il sistema di raffreddamento*

La scelta del sistema di raffreddamento è stata fatta a partire da considerazioni tecniche (efficacia), economiche (prezzo) e versatilità (varie soluzioni).

Dagli studi citati nel Capitolo 2 si è riscontrata la necessità di avere degli ugelli, in numero e forma variabile. Si è scelto dunque di utilizzare i sistemi di irrigazione a goccia prodotti dall'azienda Claber, leader internazionale dell'innovazione, della facilità d'utilizzo e dell'eco-sostenibilità nei prodotti per l'irrigazione e il giardinaggio.

Si sono dunque acquistati tutti i componenti necessari a realizzare una linea di irrigazione: presa rubinetto filettato, raccordi presa-tubo, tubo collettore, raccordo ad angolo, microirrigatori e tappo di fine tubo.

Si riportano le caratteristiche tecniche dei componenti principali:

- Tubo collettore: tubo in polietilene, $\varnothing=13-16$ [mm], flessibile, antialghe, resistente agli sbalzi termici e alla radiazione solare. I datasheet reperiti dal sito ufficiale Claber, indicano una portata di $0,292$ [l/s] a $2,5$ [bar].



Figura 5.4: Tubo collettore utilizzato nelle prove sperimentali

- Microirrigatori da 90° : sono ugelli da avvitare direttamente al tubo previa foratura con specifica fustella foratubo di precisione. Sono resistenti ad ogni condizione atmosferica. La tenuta idraulica si è dimostrata molto buona essendo commercializzati per pressioni fino a $2,5$ [bar]. I datasheet indicano una portata di 0.017 [l/s] a 2.5 [bar] e 0.016 [l/s] a 2.0 [bar].

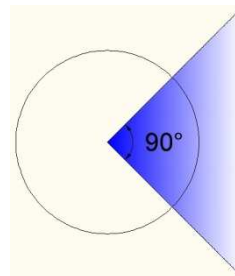


Figura 5.5: Microirrigatore con angolo di apertura di 90° utilizzato nelle prove sperimentali

Si è scelto di utilizzare i suddetti microirrigatori in quanto l'angolo di apertura di 90° risulta il più efficace per bagnare la superficie limitata del singolo pannello, evitando inutili dispersioni laterali. Tuttavia Claber commercializza microirrigatori da 360° e 180°: questi potrebbero trovare applicazione in un'ipotetica installazione nel campo fotovoltaico di riferimento, dove un'eventuale dispersione laterale del singolo potrebbe essere sfruttata positivamente dal pannello adiacente. Si renderebbero necessarie ulteriori considerazioni; è ipotizzabile una diminuzione nei costi di installazione ma è necessario verificarne l'efficacia in termini di scambio termico acqua-superficie pannello.

Il tubo collettore, con i relativi microirrigatori collegati, è stato fissato al bordo superiore del pannello fotovoltaico a mezzo di fissa tubo utilizzati in ambito di impiantistica elettrica: il costo irrisorio, la compatibilità con il tubo collettore utilizzato e la comprovata resistenza ai fenomeni atmosferici hanno contribuito alla scelta. Inizialmente si è pensato di attaccare quest'ultimi a mezzo di scotch biadesivo ma le prove hanno subito portato a scartare questa ipotesi: la 'forza' adesiva sollecitata dalle condizioni di esercizio, non era sufficiente. Successivamente si è provato ad utilizzare del silicone sigillante: la durata si è limitata a qualche prova nonostante si fosse aspettato il tempo necessario alla completa asciugatura. Scartate le prime due ipotesi si è scelto di praticare dei piccoli fori sul bordo superiore e laterale del pannello sfruttando così l'efficacia dell'accoppiamento vite-bullone. I fissa tubi presentavano già un foro, si è trattato di scegliere solo la vite compatibile. Praticati i fori, con le giuste attenzioni per non danneggiare la delicata struttura del pannello, e serrato l'accoppiamento si è subito riscontrata l'efficacia in termini di resistenza e durata; si sono posizionati 4 fissa tubi equidistanziati tra loro nel bordo superiore e 2 nel bordo laterale.



Figura 5.6: Particolare del sistema di fissaggio per l'impianto di raffreddamento

Le prove sperimentali sono state condotte variando in numero e posizione i microirrigatori e sostituendo ad ogni prova il tratto di tubo collettore (circa 1[m]) posto nel bordo superiore del pannello. Questa operazione è risultata agevole grazie al raccordo a gomito che permetteva un rapido montaggio/smontaggio del suddetto tratto.



Figura 5.7: Raccordo a gomito del sistema di raffreddamento. Si riconoscono gli ugelli Claber posizionati nel bordo superiore.

Inizialmente le prove sono state effettuate avvitando direttamente il microirrigatore al tubo collettore ma ciò portava ad avere un getto d'acqua che non incideva correttamente sulla superficie ma tendeva a compiere una parabola che oltrepassava la superficie del pannello.

Questo problema è dovuto alla posizione del tubo collettore che si trova al di sotto dello spigolo superiore del pannello; ciò limita la rotazione del tubo per orientare correttamente i microirrigatori. Non essendo possibile con il sistema di fissaggio utilizzato alzare di qualche millimetro il tubo così da guadagnare qualche grado di rotazione, si sono introdotte delle astine che alzavano di circa 20[mm] i microirrigatori e permettevano di inclinarli in modo che il getto d'acqua incidesse completamente e correttamente sulla superficie del pannello.



Figura 5.8: Particolare del microirrigatore Claber, con astina per migliorare la posizione del getto. La posizione adottata durante le prove prevedeva il completo appoggio della astina di supporto al bordo del pannello così da alzare il punto di contatto getto-pannello.

5.2.4 Fari alogeni: simulazione indoor della radiazione solare

Lo studio è stato effettuato nei mesi invernali (novembre-marzo) dunque per le mutabili condizioni climatiche, si è preferito svolgere le simulazioni all'interno.

Si è deciso dunque di riprodurre fisicamente la radiazione solare partendo da una analisi delle metodologie utilizzate nelle esperienze documentate in letteratura.

In tal senso l'uso della radiazione solare era indirizzata ad ottenere una temperatura del pannello sufficientemente elevata per poter studiare i fenomeni di scambio termico con sufficiente attendibilità; analisi dello spettro della radiazione generata dalle lampade alogene non sono state effettuate, ma si ritiene che ciò non fosse necessario ai fini dello studio. Analisi di questo tipo sarebbero da effettuare qualora si volesse verificare sperimentalmente anche l'extra produzione elettrica ottenibile.

Sono presenti diversi studi che riportano simulazioni indoor della radiazione solare con diverse tipologie di fari. In particolare nello studio di S.C. Solanki, Swapnil Dubey e Arvid Tiwari [19] sono stati effettuati test indoor per verificare lo scambio di calore tra la superficie posteriore di un pannello fotovoltaico con dell'aria in convezione forzata in un guscio di legno. Per simulare la radiazione solare sono stati utilizzati 16 fari alogeni da 500 [W] di potenza, distribuiti secondo una matrice 4x4 e posizionati sopra i pannelli, ottenendo temperature di cella molto elevate, superiori ai 70°C.



Figura 5.9: Apparato sperimentale utilizzato nello studio [19] per riprodurre la radiazione solare

Lo studio di Qinglong Meng, Yuan Wang e Linhua Zhang [20] riporta l'analisi e la realizzazione di un simulatore solare; nello specifico gli studiosi dopo un'attenta analisi dei requisiti richiesti dalla ASTM (American Society for Testing and Materials) e dalla IEC (International Electrotechnical Commission) scelgono di utilizzare le lampade a scarica in quanto presentano caratteristiche di emissione paragonabili alla radiazione solare. Nello studio viene citato l'uso di lampade alogene nei precedenti simulatori solari, senza esprimerne giudizio negativo; la scelta delle lampade a scarica è dettata dall'interesse anche economico in questa tipologia di simulatore, infatti viene riportato un dettaglio della spesa prevista.



Figura 5.10: Simulatore solare utilizzato nello studio [20]

Infine lo studio di Fanzghi Chen, Stephen K. Wittkopf, Poh Khai Ng e Hui Du [21] presenta un'analisi del fattore solare per pannelli fotovoltaici semi-trasparenti per applicazioni in edilizia. Lo studio utilizza un'unica lampada a scarica, come consigliato dalla SERIS's, azienda certificatrice per pannelli fotovoltaici, sita a Singapore. Gli studi fin qui presentati avevano obiettivi simili a quelli prefissati dal presente studio dunque la scelta effettuata si può ritenere corretta.

Nel laboratorio del Dipartimento di Ingegneria industriale erano già presenti 4 fari alogeni della Osram, modello SLV1000 utilizzati per un precedente lavoro di ricerca; se ne riportano le caratteristiche ottenute da una ricerca in rete:

Potenza [W]	Tensione alimentazione [V]	Flusso luminoso [lumen]	Temperatura di colore [K]
1000	230	33000	3400

Tabella 5.1: Caratteristiche elettriche e ottiche dei fari alogeni Osram SLV1000



Figura 5.11: Faro alogeno Osram SLV1000 utilizzato nelle prove sperimentali

Come si può osservare dall'immagine, le lampade sono dotate di un vetro frontale, che da ricerche bibliografiche è risultato uno schermo UV; del durante il presente studio il vetro è stato rimosso garantendo così la totalità dello spettro di radiazione. La lampada alogena è alloggiata in una cavità di materiale plastico riflettente e irradia uniformemente negli 80° di apertura massima del faro.

Posizionando una singola lampada, al centro del pannello, a una distanza perpendicolare alla superficie di circa $1[m]$, si ottiene un irraggiamento di circa $500[W/m^2]$. In ulteriori prove sono state utilizzate 2 lampade disponendole come da Figura 5.13, ottenendo un irraggiamento di poco superiore ai $1000[W/m^2]$ nelle parte superiore e inferiore del pannello.

Nella medesima figura è evidenziata l'area centrale in cui si sommano gli effetti di irraggiamento delle due sorgenti luminose; di questo sarà tenuto conto nelle successive analisi sperimentali.

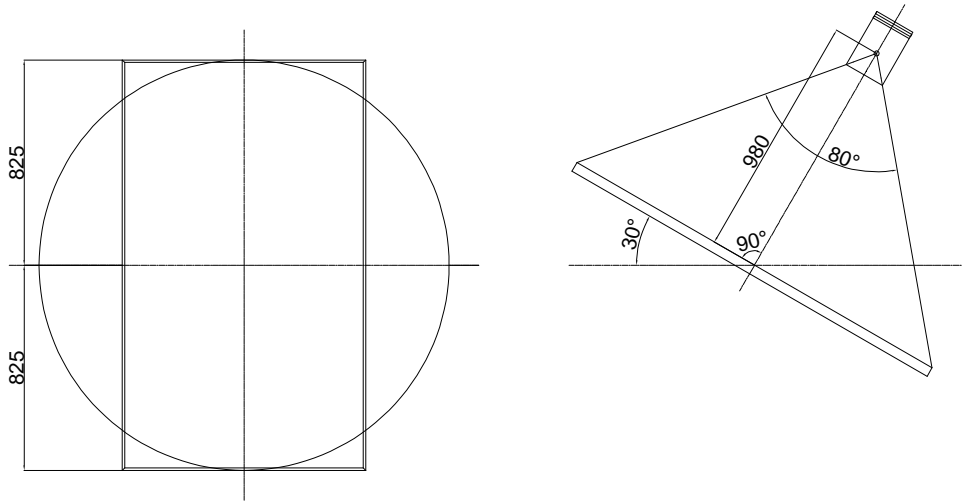


Figura 5.12: Rappresentazione geometrica della disposizione utilizzata nel caso di faro alogeno singolo

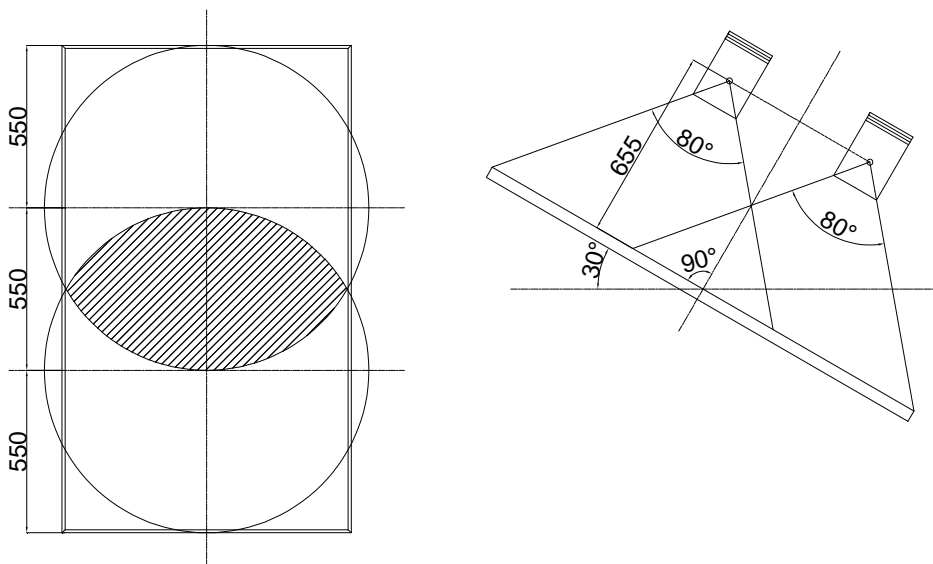


Figura 5.13: Rappresentazione geometrica della disposizione utilizzata nel caso di 2 fari alogeni; in tratteggio l'area interessata dal doppio effetto di radiazione.

Le lampade sono state posizionate grazie ad appositi cavalletti telescopici riadattati per gli obiettivi dello studio grazie a un profilato di alluminio che manteneva nella posizione centrale la lampada.

5.2.5 *Il sistema di recupero dell'acqua*

Il sistema di raffreddamento utilizzato sfrutta una portata d'acqua, che in parte evapora e in parte lambisce tutta la superficie del pannello per poi cadere dal bordo inferiore. Si è dunque studiato un sistema di recupero dell'acqua da porre alla base del pannello recuperando così l'acqua che in altre condizioni andrebbe persa. Questo permetterà di confrontare sperimentalmente i valori ottenuti dalle analisi teoriche del fenomeno dell'evaporazione e determinare l'effettivo quantitativo d'acqua recuperabile; il dato sarà molto importante nel successivo bilancio ambientale ed economico del sistema.

Questo sistema è valido per un pannello singolo disposto come nelle figure allegate; nei capitoli successivi si analizzerà il caso del campo fotovoltaico studiato che presenta un maggior numero di pannelli e quindi una problematica di recupero maggiore.

Utilizzando dei materiali di scarto già sagomati, si sono uniti 2 pezzi con silicone e staffe di supporto, costruendo così una grondaia dalla lunghezza opportuna. Sfruttando poi dei profili di alluminio si è costruito il sostegno ponendo attenzione all'inclinatura necessaria a far scorrere l'acqua (circa 5°).

Sin dalle prime prove si è reso necessario aumentare l'altezza della bordatura della grondaia in quanto il flusso d'acqua raggiungeva una velocità tale da oltrepassare il bordo superiore. Per semplicità si è inserito un pannello di plexiglas posizionato come in figura.

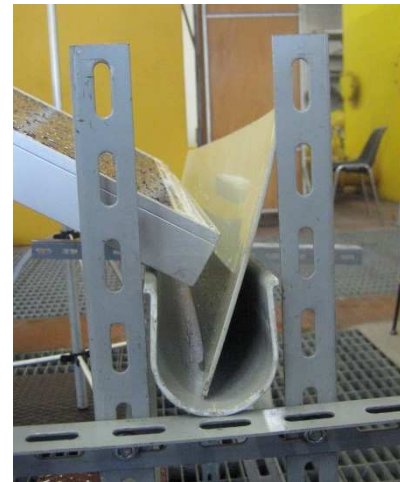


Figure 5.14 e 5.15: Sistema di recupero dell'acqua predisposto per le analisi sperimentali

5.2.6 Ventilatore la per simulazione del vento

Per simulare le condizioni di ventosità opportuna si è utilizzato un ventilatore per ambienti residenziali con 3 velocità variabili. Lo si è posto a distanza tra asse ventilatore-centro pannello di 1.5[m] e a una altezza che consentisse al flusso d'aria di interagire con tutta la superficie del pannello. La velocità del vento è stata rilevata tramite apparecchiatura elettronica in corrispondenza del centro del pannello; se ne riportano i risultati:

Posizione cursore	Velocità flusso aria [m/s]
1	1.2
2	4.1
3	5.7

Tabella 5.2: Velocità flusso aria generato dal ventilatore, rilevata sperimentalmente

5.2.7 Il sistema di rilevamento della temperatura

La rilevazione della temperatura è stata effettuata tramite sonde PT100 a contatto con la superficie posteriore del pannello. Le sonde sono state posizionate in due punti del pannello, una superiormente ove il film d'acqua si manteneva continuo, e una inferiormente dove il film (tranne per il caso a portata elevata) non si manteneva. Questo ha permesso di valutare le eventuali differenze di temperatura tra celle del medesimo pannello, consentendo valutazioni termiche più approfondite. Le temperature di cella T_{c_up} e T_{c_down} riportate nei capitoli successivi sono state valutate a partire dalla seguente equazione che lega la temperatura retro-pannello con la temperatura di cella [24]:

$$T_c = T_{back} + \frac{G}{1000} \cdot \Delta T \quad (5.1)$$

Dove G rappresenta la radiazione [W/m^2] sul piano del pannello e ΔT è dato a seconda del tipo di impianto: nel caso studio il valore è pari a $3[^\circ C]$.

Non essendo possibile acquisire direttamente a PC i dati di temperatura rilevati durante le prove, si è dovuto utilizzare un sistema di video ripresa dello schermo della sonda. Il sistema in fase di rielaborazione necessita di tempi lunghi, ma le informazioni non perdono di qualità.

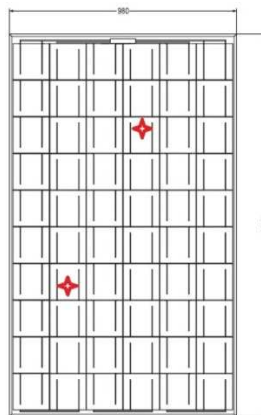


Figura 5.16: Vista frontale schematizzata del pannello; in rosso i punti in cui sono state applicate le PT100 nel retro del pannello

5.3 L'apparato sperimentale completo

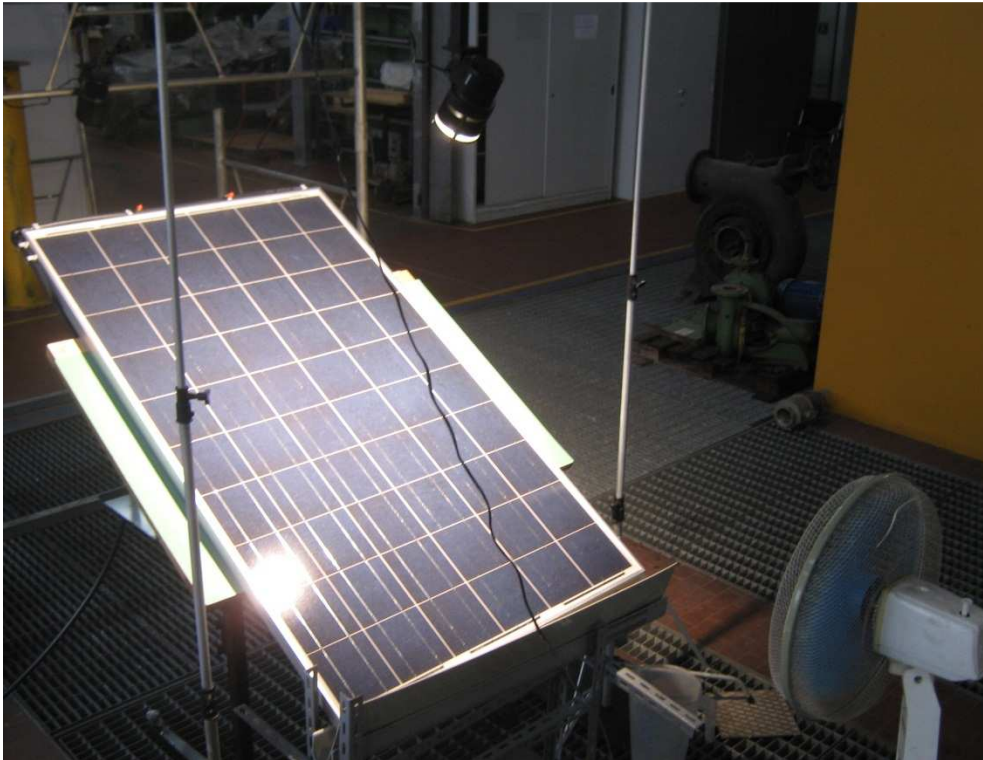


Figura 5.18: Vista laterale dell'apparato sperimentale. Si riconoscono a partire dal basso: il ventilatore, il sistema di recupero dell'acqua, i cavalletti telescopici, il pannello fotovoltaico, il banco di sostegno, gli ugelli con il tubo collettore e il faro alogeno.

CAPITOLO 6

Analisi sperimentale

6.1 Considerazioni all'analisi sperimentale

In questo capitolo verranno descritte le prove effettuate sul pannello fotovoltaico, svolte presso il laboratorio di macchine di Ingegneria industriale. Come già detto nel Capitolo 5 le prove sono indoor per cui i parametri ambientali quali temperatura ambiente T_a e umidità relativa UR si possono ritenere costanti durante la singola prova; durante la giornata la temperatura ambiente variava dai 15 ai 18[°C] dunque ad ogni prova è stato necessario aggiornare la temperatura ambiente per la valutazione dello scambio termico. Anche la temperatura dell'acqua T_w utilizzata per il raffreddamento si può ritenere costante a un valore prossimo ai 14[°C] essendo prelevata dall'acquedotto cittadino di Padova. Ciò che è stato variato durante le prove è: portata d'acqua q_w variando il numero di ugelli, velocità del vento v_v variando la velocità del ventilatore, irraggiamento I variando il numero di lampade e i tempi di azionamento del sistema di raffreddamento tramite opportuni cicli di on-off. Durante le prove il sistema di illuminazione a tubi al neon del laboratorio è stato spento per non interferire sull'effettiva radiazione ricevuta dal pannello. Inoltre gli effetti della radiazione solare indiretta proveniente dall'esterno sono ritenuti trascurabili essendo le giornate delle prove caratterizzate da cielo coperto.

6.2 Verifica della formazione del film d'acqua continuo

Nella prima fase sperimentale si è cercato di riprodurre il film d'acqua continuo, a partire dai valori di portata ottenuti dallo studio [14]; il valore di portata specifica ritenuta energeticamente sostenibile è pari a 0.02[l/s m²].

Per ottenere la suddetta portata specifica sono stati utilizzati 2 microirrigatori Claber a 90°, i quali forniscono nel complesso una portata di 0.033[l/s]. I due microirrigatori sono stati posizionati affinché l'angolo di apertura potesse coprire la totalità della superficie.

La portata si è dimostrata sin da subito non sufficiente per creare un film continuo su tutta la superficie; il film si forma inizialmente su una superficie molto limitata di qualche centimetro di lunghezza dall'estremità superiore del pannello per poi rompersi andando a formare tanti piccoli fili d'acqua che corrono fino alla base lasciando praticamente asciutta buona parte della superficie. La totalità della superficie è comunque interessata da goccioline d'acqua che giungono per effetto del rimbalzo sulla superficie del getto in uscita dall'irrigatore e per effetto della rottura dei fili d'acqua di cui si accennava prima.

La rottura del film che inizialmente si forma nella zona del getto è probabilmente legata alla superficie non perfettamente liscia del pannello fotovoltaico che potrebbe contribuire a esercitare una sorta di attrito sul film d'acqua che scorre. Al tatto infatti il vetro di copertura presenta una sensibile ruvidità che certo non è paragonabile a un vetro normale. La portata è molto limitata e dunque l'acqua non ha la forza per superare questo attrito che porta alla rottura del film.

Nelle immagini seguenti si evidenzia chiaramente quanto fin qui esposto:



Figura 6.1: Distribuzione di una portata d'acqua pari a 0.02[l/s m²] sulla superficie del pannello. Si evidenzia il film nella prima parte e i fili d'acqua che si formano dopo la rottura del film; tutto intorno le goccioline d'acqua che interessano la totalità della superficie

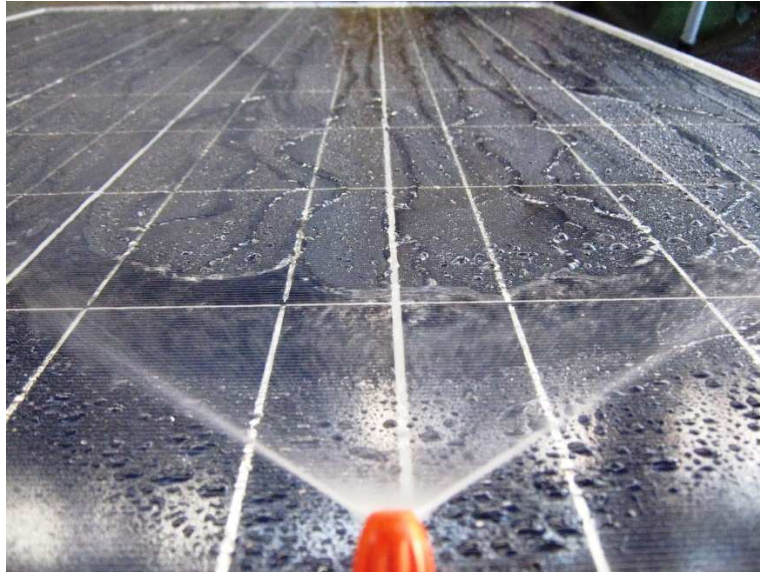


Figura 6.2: Particolare del getto d'acqua visto dal microirrigatore. Si evidenziano i fili d'acqua che si mantengono fino al bordo inferiore.

Una volta che viene interrotta la portata d'acqua rimangono sulla superficie del pannello una serie di goccioline che contribuiscono al mantenimento della condizione "raffreddato" fino alla loro completa evaporazione. La foto che segue, oltre a questo, evidenzia come le celle a contatto con il bordo superiore non godano totalmente della portata d'acqua. Le foto riportate sono state scattate in assenza di vento; eseguendo alcune prove con il vento simulato si è verificato che le celle non interessate dai getti venivano comunque bagnate per effetto della turbolenza indotta dal vento che portava a una maggior dispersione del getto. Tale problematica può essere risolta anche adottando microirrigatori Claber con angolo di apertura da 180°.



Figura 6.3: Fase post-interruzione della porta d'acqua. Si evidenziano le zone superiori completamente asciutte e le goccioline disperse sul resto della superficie.

Verificato che la portata non è sufficiente per creare un film si è deciso di aumentare il numero di ugelli con lo scopo di determinare il valore di portata necessario per ottenere un film d'acqua continuo dal bordo superiore fino al bordo inferiore. Di seguito si riportano alcune foto delle prove effettuate, limitando alla didascalia la descrizione.



Figura 6.4: Prova con 6 microirrigatori in cui la portata risulta triplicata rispetto al caso iniziale; si ha miglioramento del film nella prima parte ma la rottura del film avviene comunque prima di metà superficie



Figura 6.5: Prova con ugelli differenti. La soluzione è stata scartata sin da subito in quanto il film è si uniforme ed è meno influenzato dagli effetti superficiali ma si restringe molto dopo la prima cella formando dei fili d'acqua come nei casi precedenti. Il consumo d'acqua è elevato e non è giustificato da effetti positivi.

Dopo svariate prove la soluzione che si è rivelata la più efficiente per la realizzazione del film è stata quella con 9 ugelli equidistanziati (3 per ognuno dei 4 macrosettori tra i supporti). Con questa soluzione la portata specifica si attesta a $0.09[l/s\ m^2]$. Il quantitativo d'acqua che si riversa è elevato e da alcune misure sperimentali si è potuto verificare che il film presenta spessore di $1.5[mm]$ valore verificato anche dai calcoli teorici del modello stazionario (altezza critica pari a $1.3[mm]$). Il film si mantiene lungo tutta la superficie del pannello garantendo quindi un raffreddamento uniforme e continuo. Nella pagina seguente sono riportate due foto che illustrano la prova sperimentale.



Figura 6.6: Formazione del film d'acqua sulla superficie del pannello fotovoltaico con 9 ugelli; portata specifica $0.09[1/s\ m^2]$

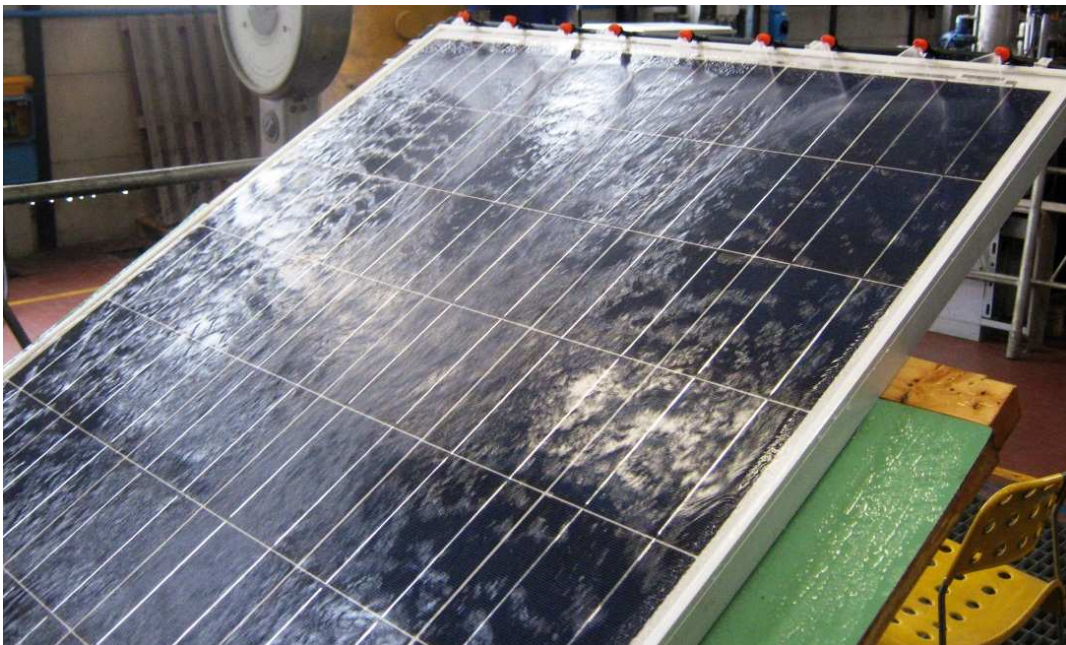


Figura 6.7: Formazione del film d'acqua sulla superficie del pannello fotovoltaico con 9 ugelli; si nota l'uniformità del film sulla superficie.

Come già osservato da S.Krauter nel suo studio [8] la vista del film è esteticamente piacevole e un suo utilizzo ben si adatterebbe in installazioni architettoniche. Si è osservato inoltre che una volta interrotto il flusso d'acqua non rimangono molte goccioline sulla superficie, anzi al tatto alcuni punti risultano perfettamente asciutti. Questo fenomeno è di sicuro interesse in quanto l'evaporazione delle goccioline sulla superficie rilascia depositi salini ben visibili, che potrebbero influenzare negativamente l'efficienza ottica del pannello. Nel caso a film l'effetto è limitato, anzi si può affermare che il film genera un effetto pulente della superficie da depositi più consistenti (sabbia, polvere ecc.).

Per completare l'analisi si è verificato se l'inclinazione del pannello potesse influire sulla formazione del film: alle nostre latitudini l'inclinazione ottimale per l'effetto fotovoltaico si attesta nell'intorno dei 30°, ma nei paesi più prossimi all'equatore l'inclinazione cala proporzionalmente alla latitudine.

L'apparato sperimentale permetteva di modificare l'inclinazione del pannello fino a un valore di circa 15°. I test effettuati non hanno evidenziato miglioramenti visibili, il film si forma come nei casi precedenti solo con la portata specifica di 0.09[l/s m²]. Si nota solo il prevedibile calo della velocità con la quale l'acqua fluisce lungo la superficie del pannello. Questo calo risulta evidente nella zona inferiore del pannello mentre nella superiore la pressione dell'acqua in uscita mantiene l'acqua ad una velocità sostenuta. Volendo ampliare le considerazioni a un campo fotovoltaico come quello di ForGreen si può affermare come l'utilizzo di un film d'acqua a cascata tra pannelli adiacenti sia più difficoltoso. Nell'ipotesi a 30° l'acqua aveva velocità tale da poter superare brillantemente il bordo inferiore del pannello fluendo di conseguenza nel pannello subito sotto; con inclinazione di 15° sarebbero necessari ulteriori sistemi di tenuta pannello-pannello specie nei lati esterni dove a causa della bassa velocità l'acqua potrebbe essere indotta a fluire verso l'esterno. Questa è un'ipotesi che sarebbe interessante verificare sperimentalmente.

6.3 Verifica sperimentale del modello stazionario e transitorio

Nella prima fase della sperimentazione si sono voluti verificare sperimentalmente i due modelli presentati nel Capitolo 4, analizzandone attendibilità ed errore percentuale rispetto al caso sperimentale. Si sono effettuate alcune serie di prove variando le condizioni al contorno, citate nel paragrafo 6.1.

6.3.1 Prove sperimentali: pannello fotovoltaico soggetto a un gradino di irraggiamento

Inizialmente si è effettuata l'analisi del transitorio di riscaldamento del pannello a partire dalla condizione ambiente.

Condizioni al contorno			
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]
18	470	0	21.3

Tabella 6.1: Dati relativi alla prova con gradino di irraggiamento

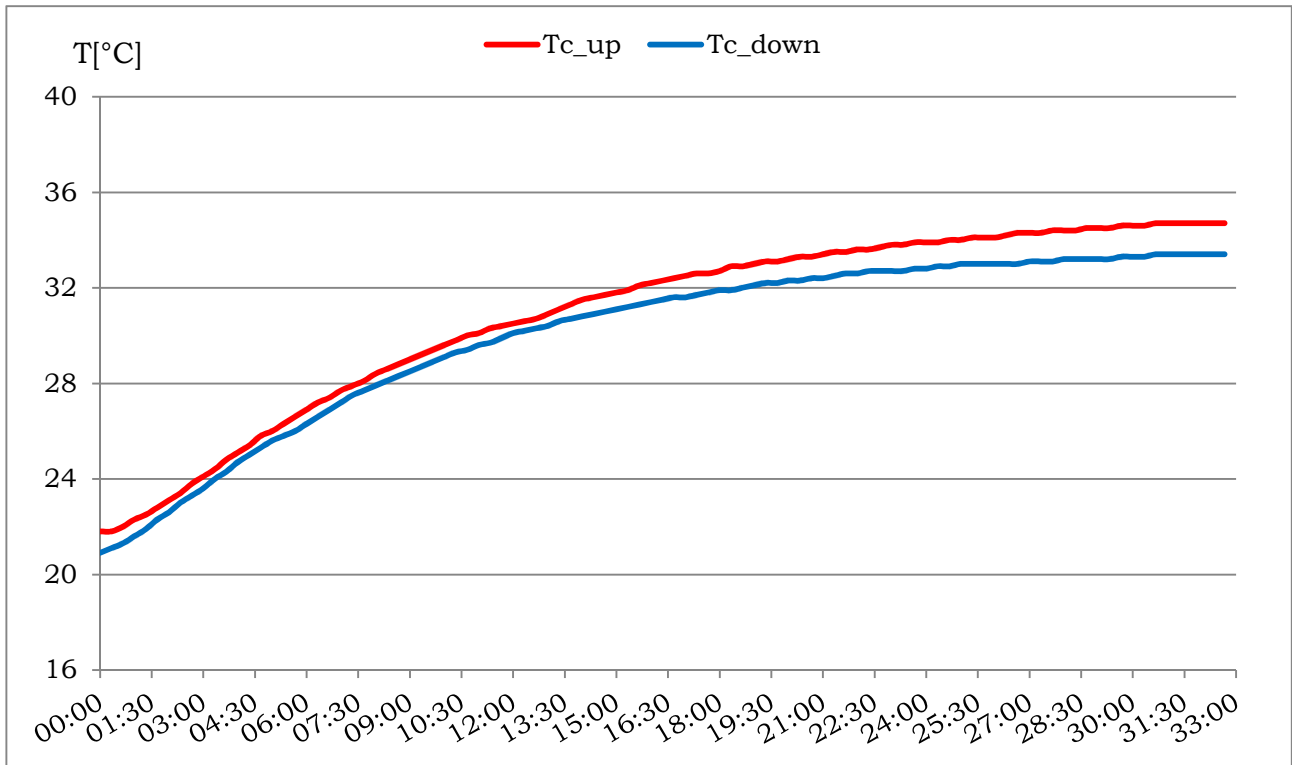


Grafico 6.1: Rilevazione sperimentale della temperatura di cella del pannello fotovoltaico soggetto a un gradino di irraggiamento.

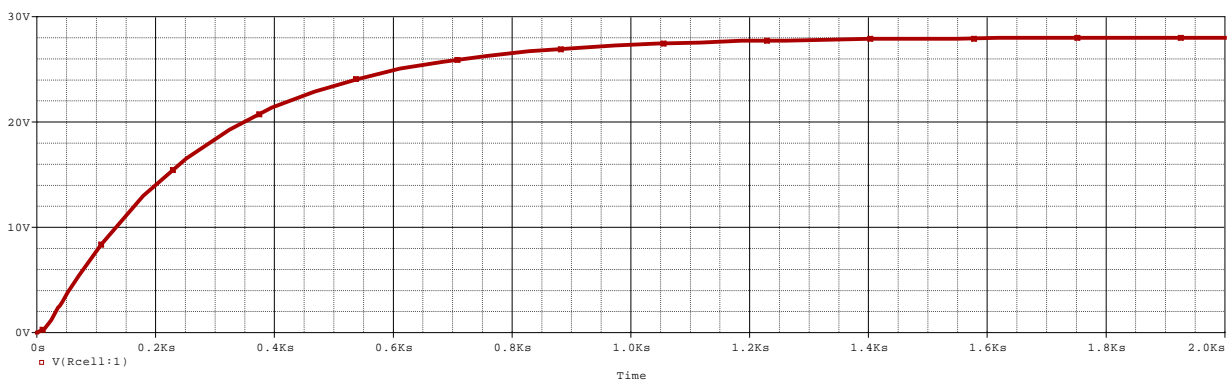


Grafico 6.2: Andamento della temperatura di cella del pannello fotovoltaico soggetto a un gradino di irraggiamento, ottenuto con simulazione PSpice.

Modello termico stazionario	Modello termico transitorio	Analisi sperimentale
T_{cella} [°C]	T_{cella} [°C]	$T_{cella\ media}$ [°C]
30.8	45.8	34.1

Tabella 6.2: Confronto tra le temperature di cella ottenute dai due modelli termici e dall'analisi sperimentale nel caso di gradino di irraggiamento.

I transitori si attestano in entrambi i casi (modello transitorio e analisi sperimentale) in circa 29 minuti dunque il modello transitorio riproduce le condizioni reali. Le medesime considerazioni non si possono fare per le temperature: il modello transitorio sovrastima la temperatura di fine transitorio rispetto al caso sperimentale (>25%). Questo risultato conferma quanto detto nello studio [14] ; le cause si possono ricercare nell'aver trascurato la resistenza termica radiativa nel modello. La differenza di temperatura tra stazionario e sperimentale è di circa 3[°C] valore che conferma la bontà del modello.

Successivamente si è azionato il ventilatore per simulare il vento garantendo quindi una velocità frontale costante di 4[m/s].

Condizioni al contorno			
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]
19	470	4	23.2

Tabella 6.3: Dati relativi alla prova con gradino di irraggiamento e vento frontale costante

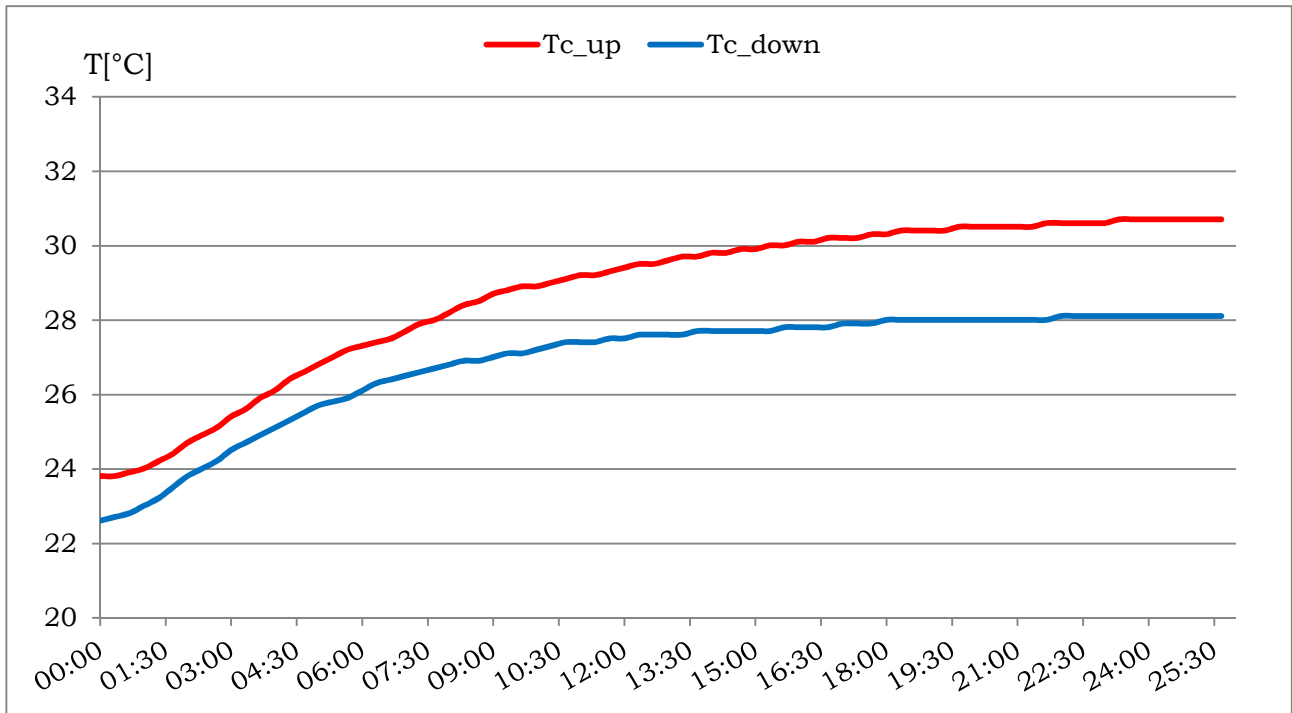


Grafico 6.3: Rilevazione sperimentale della temperatura di cella del pannello fotovoltaico soggetto a un gradino di irraggiamento e vento frontale costante.

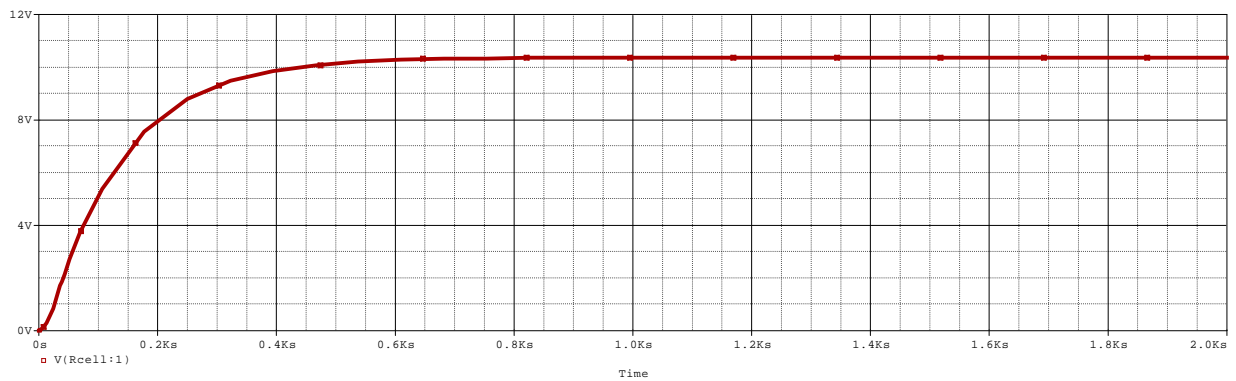


Grafico 6.4: Andamento della temperatura di cella del pannello fotovoltaico soggetto a un gradino di irraggiamento e vento frontale costante, ottenuto con simulazione PSpice.

Modello termico stazionario	Modello termico transitorio	Analisi sperimentale
$T_{\text{cella}} [^{\circ}\text{C}]$	$T_{\text{cella}} [^{\circ}\text{C}]$	$T_{\text{cella media}} [^{\circ}\text{C}]$
26.4	29.4	29.5

Tabella 6.3: Confronto tra le temperature di cella ottenute dai due modelli termici e dall'analisi sperimentale nel caso di gradino di irraggiamento con vento frontale costante.

A differenza del caso precedente le temperature di fine transitorio presentano valori molto simili tra loro (errore del 0.3% nel caso transitorio-sperimentale) permettendo di confermare la bontà del modello realizzato dallo studio .. confermando nuovamente i risultati e le considerazioni dello studio.

Il modello stazionario presenta una differenza di circa $3[^{\circ}\text{C}]$ molto probabilmente dovuta ad alcune ipotesi non conformi alla realtà sperimentale, nel calcolo del coefficiente di convezione forzata. Il transitorio nel modello transitorio risulta più rapido di circa 7 minuti rispetto al caso sperimentale.

6.3.2 *Prove sperimentali: raffreddamento continuo con acqua dalla condizione riscaldato*

Si è verificata l'attendibilità del modello una volta azionato il sistema di raffreddamento. In questo caso sono state utilizzate due portate specifiche differenti: la prima pari a $0.02[1/\text{s m}^2]$ scelta come la più performante in termini di bilancio energetico dallo studio [14] e la seconda pari a $0.09[1/\text{s m}^2]$ verificata sperimentalmente e necessaria per la creazione del film continuo sulla superficie. Una volta che il pannello si portava in condizioni stazionarie post-riscaldamento, si azionava il sistema di raffreddamento in modo continuativo verificando la minima temperatura raggiunta dal pannello.

Condizioni al contorno					
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]	q_w [l/s m ²]	T_w [°C]
17.5	470	0	33.9	0.02	14

Tabella 6.4: Dati relativi alla prova con raffreddamento continuo del pannello

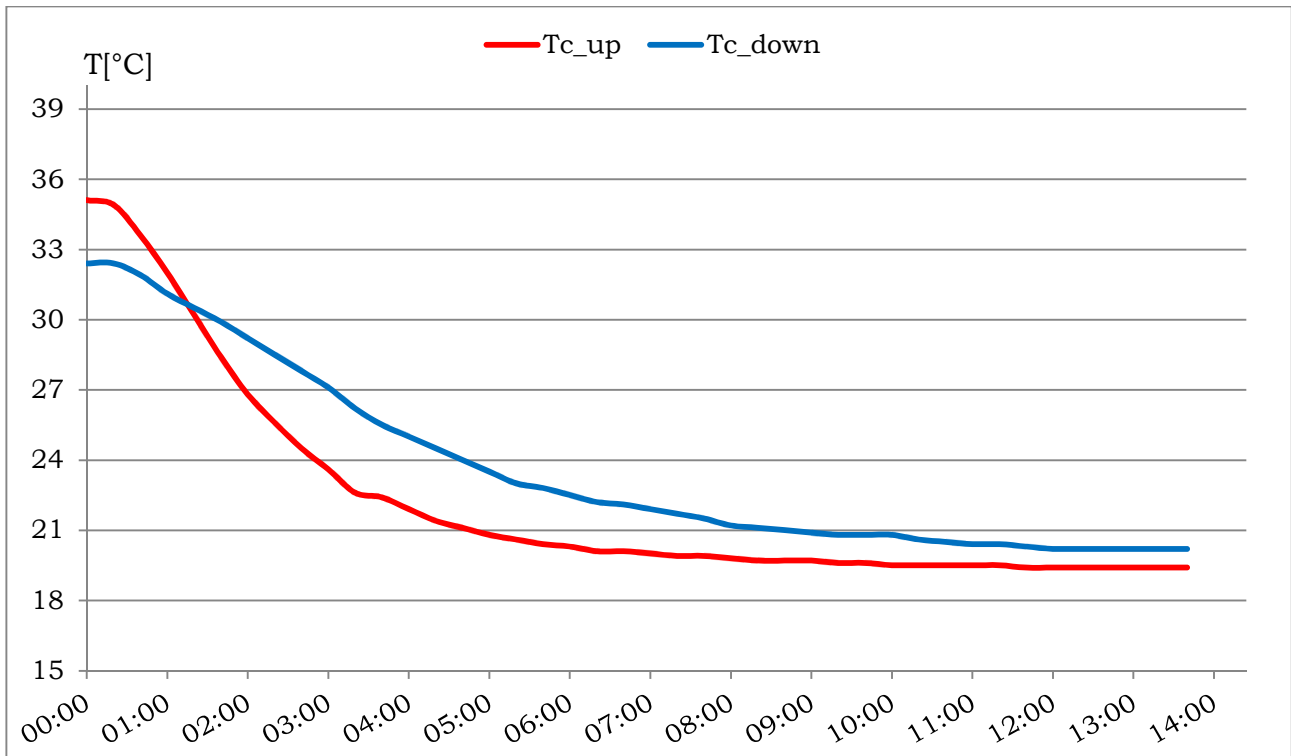


Grafico 6.5: Andamenti della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico soggetto a un raffreddamento continuo, con portata specifica di 0.02[l/s m²].

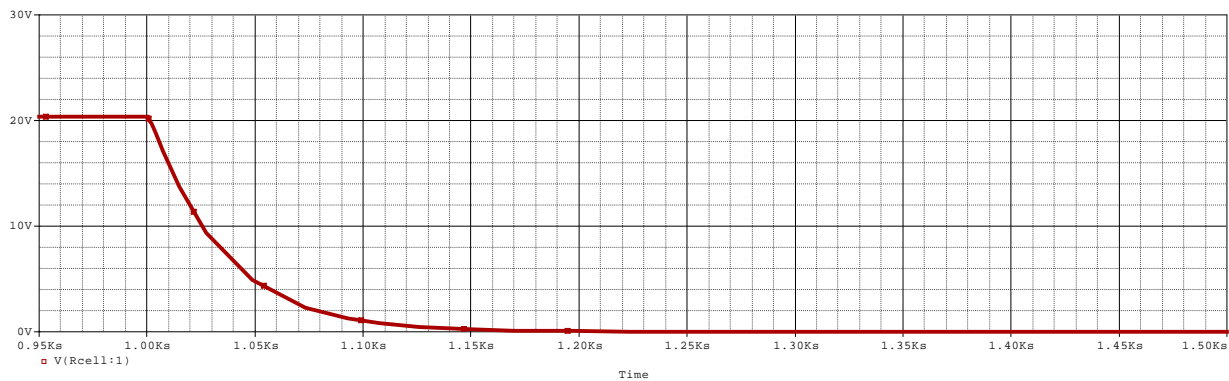


Grafico 6.6: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di raffreddamento continuo con portata specifica di $0.02[1/s\ m^2]$. Il raffreddamento inizia a $1.0[ks]$.

Modello termico stazionario	Modello termico transitorio	Analisi sperimentale
$T_{cella}\ [^{\circ}C]$	$T_{cella}\ [^{\circ}C]$	$T_{cella\ media}\ [^{\circ}C]$
16.3	17.6	19.8

Tabella 6.5: Confronto tra le temperature di cella ottenute dai due modelli termici e dall'analisi sperimentale per raffreddamento continuo con portata specifica di $0.02[1/s\ m^2]$.

La discordanza nei parametri è dovuta principalmente alla non completa uniformità del film del caso sperimentale che porta ad avere un valore di temperatura superiore rispetto al caso teorico stazionario e transitorio. La non uniformità del film è ben evidenziata nel grafico dove gli andamenti delle temperature sono diversi ed evidenziano una differenza di temperatura up-down fino a $4[^{\circ}C]$. L'errore massimo si attesta al 17.7% (stazionario-sperimentale). Il modello transitorio e sperimentale si differenziano per un errore del 11.1%.

Il transitorio di raffreddamento del modello transitorio risulta molto rapido (circa 5 minuti) a differenza del caso reale che si può ritenere concluso non prima di 12 minuti. Le differenze sono nuovamente imputabili alla non uniformità del film d'acqua sulla superficie del pannello che rallenta il raffreddamento globale del pannello. Nel punto di rilevamento *up* il film si mantiene per tutta la durata della prova; la curva rossa del grafico conferma che in 5 minuti il transitorio ha raggiunto valori di temperatura prossimi alla condizione di stazionarietà

(20.8[°C]). Questa osservazione conferma quanto ipotizzato sulle cause dei differenti transitori.

Nella successiva prova si utilizzerà una portata di 0.09[l/s m²] che garantisce un film continuo:

Condizioni al contorno					
T _{amb} [°C]	I [W/m ²]	V _v [m/s]	T _{c,media start} [°C]	q _w [l/s m ²]	T _w [°C]
17.5	470	0	33.8	0.09	14

Tabella 6.6: Dati relativi alla prova con raffreddamento continuo del pannello

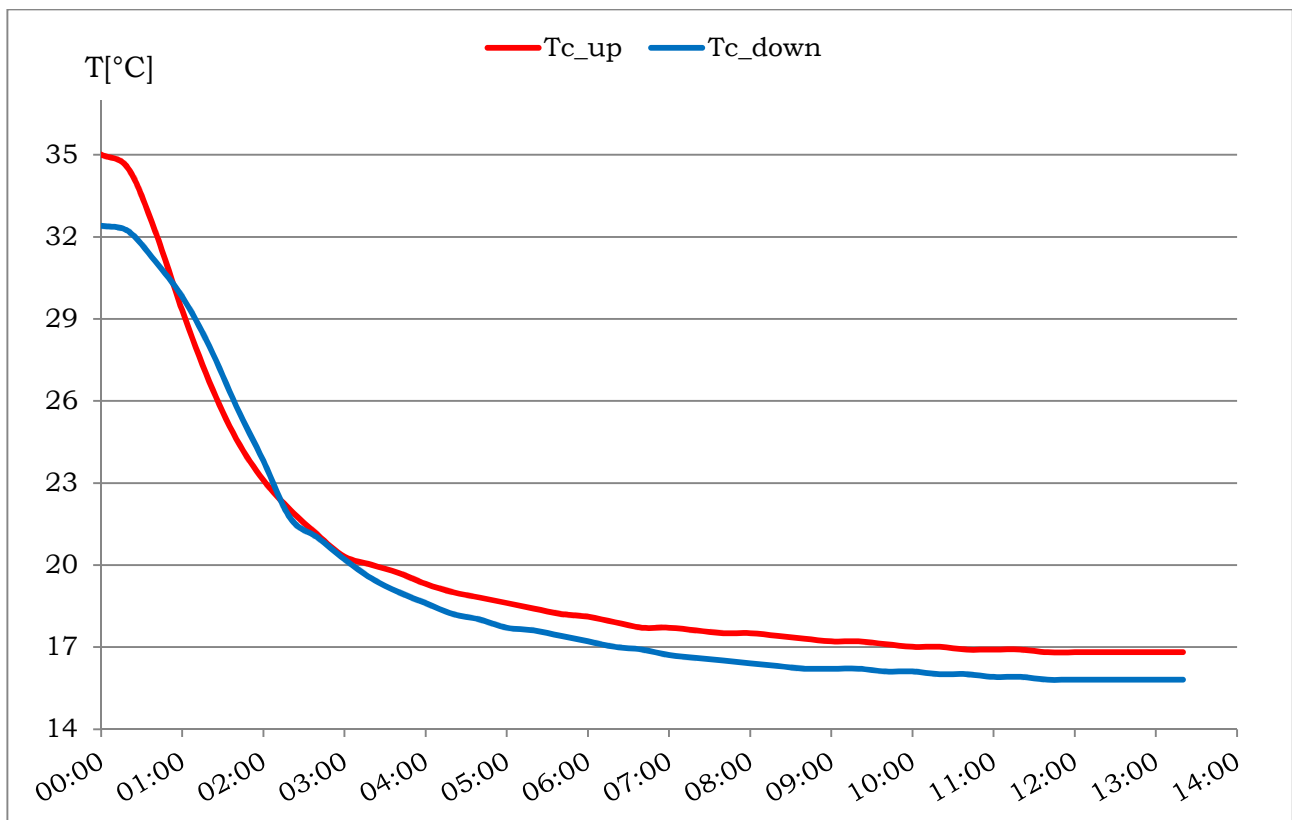


Grafico 6.7: Andamenti della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico soggetto a un raffreddamento continuo, con portata specifica di 0.09[l/s m²].

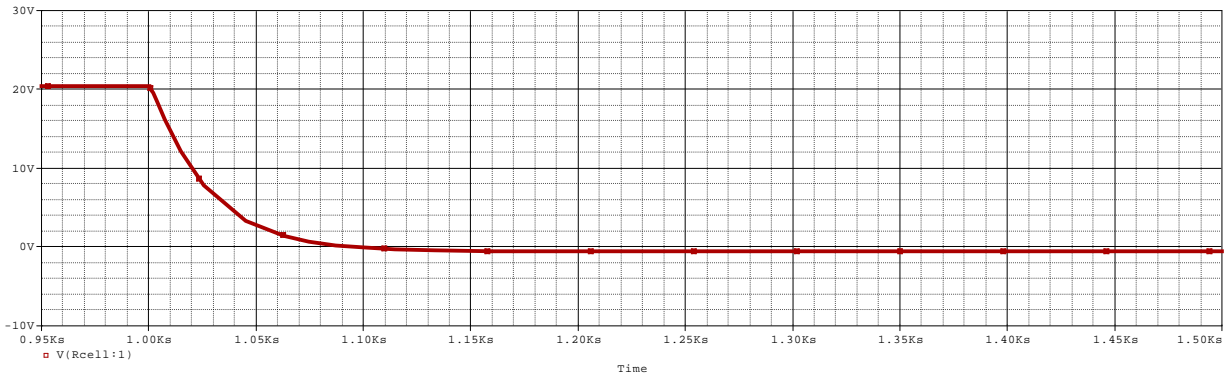


Grafico 6.8: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di raffreddamento continuo con portata specifica di $0.09[l/s\ m^2]$.

Modello termico stazionario	Modello termico transitorio	Analisi sperimentale
$T_{cella}\ [^{\circ}C]$	$T_{cella}\ [^{\circ}C]$	$T_{cella\ media}\ [^{\circ}C]$
15.9	16.7	16.3

Tabella 6.7: Confronto tra le temperature di cella ottenute dai due modelli termici e dall'analisi sperimentale per raffreddamento continuo con portata specifica di $0.09[l/s\ m^2]$.

Come lecito aspettarsi le temperature del modello termico transitorio e sperimentale assumono valori inferiori rispetto al caso precedente per effetto della portata d'acqua, più che quadruplicata. Inoltre le curve presentano andamenti pressoché simili il che è dovuto alla maggiore omogeneità del film d'acqua sulla superficie che garantisce un raffreddamento uniforme. Come nel caso precedente i transitori sono molto diversi tra loro. L'errore massimo rispetto all'analisi sperimentale si attesta al 2% dunque per alti valori di portata i modelli sono attendibili e possono essere utilizzati per simulazioni con margine di errore limitato.

6.3.3 Prove sperimentali: verifica dei transitori termici post-raffreddamento

In questa serie di prove si è voluto verificare il tempo necessario al pannello per riportarsi nella condizione iniziale post-riscaldamento, azionando il sistema di raffreddamento per un tempo utile di 120[s]. Queste prove hanno permesso una serie di valutazioni sui tempi di ON-OFF da applicare al sistema di raffreddamento qualora venisse applicato al campo fotovoltaico di riferimento. Non è infatti possibile pensare di azionare il sistema di raffreddamento in modo discontinuo in quanto l'obiettivo del sistema dev'essere il mantenimento di una condizione raffreddata nel periodo di interesse (verosimilmente nelle ore più calde della giornata). Per mantenere questa condizione è necessario conoscere il transitorio termico del pannello dopo il raffreddamento.

Una prima indicazione sui tempi dei transitori viene fornita sempre dallo studio [14]: il raffreddamento risulta essere un processo molto rapido, mentre la successiva risalita termica ai valori iniziali presenta andamento esponenziale con tempi maggiori. Come nelle prove precedenti si sono confrontati i risultati ottenuti con il modello transitorio in PSpice verificandone l'attendibilità anche per questa tipologia di prova. Nei grafici viene evidenziato il momento in cui la portata d'acqua viene interrotta attraverso una retta perpendicolare tratteggiata.

Condizioni al contorno					
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]	q_w [l/s m ²]	T_w [°C]
18	470	0	34.0	0.02	14

Tabella 6.8: Dati relativi alla prova di raffreddamento e successivo transitorio

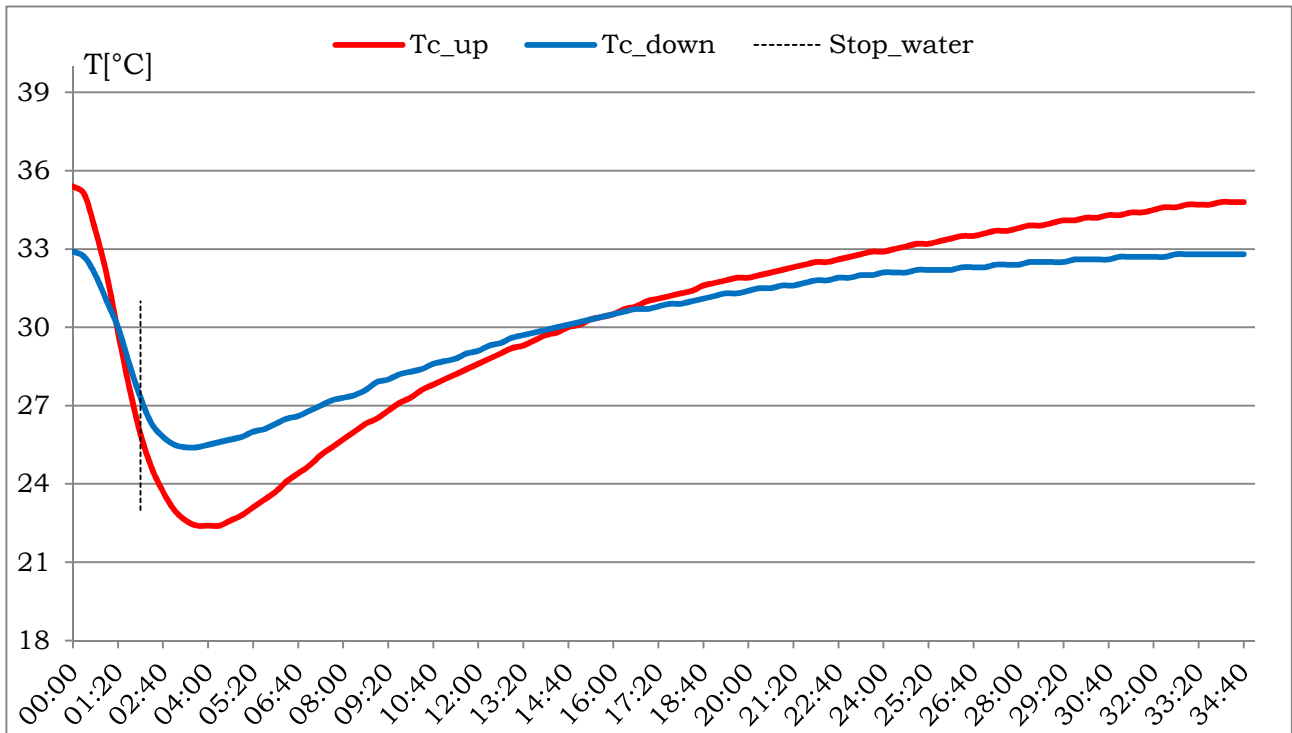


Grafico 6.9: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a raffreddamento per 120[s] con portata specifica di 0.02[l/s m²].

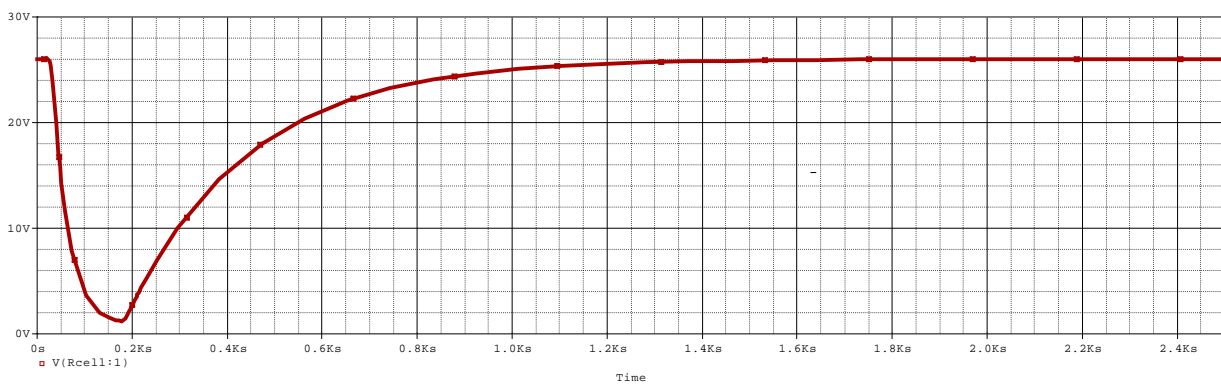


Grafico 6.10: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di raffreddamento per 120[s] con portata specifica di 0.02[l/s m²].

Modello termico transitorio	Analisi sperimentale	Errore
$T_{\text{cella_minima}}$ [°C]	$T_{\text{cella media_minima}}$ [°C]	[%]
18.3	23.9	23.4

Tabella 6.9: Confronto tra le temperature di cella ottenute dai due modelli termici e dall'analisi sperimentale nel caso di raffreddamento per 120[s] con portata specifica di 0.09[l/s m²].

Come già osservato nelle precedenti prove il pannello presenta temperature di cella non omogenee a causa della disuniformità del film. Il transitorio di raffreddamento sperimentale è più lento rispetto alla simulazione con PSpice. Inoltre nel caso sperimentale il transitorio di raffreddamento prosegue per altri 120[s] dopo l'interruzione della portata d'acqua fino a portarsi a una temperatura minima che mantiene per circa 40[s] prima di risalire. Nel modello PSpice il transitorio di raffreddamento prosegue dopo l'interruzione per soli 60[s] e una volta raggiunta la temperatura minima, la risalita è immediata. Il successivo transitorio di riscaldamento si differenzia nei 2 casi di circa 3 minuti.

Nella successiva prova si utilizza una portata di 0.09[l/s m²] erogandola per 120[s] come nel caso precedente:

Condizioni al contorno					
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{\text{c_media start}}$ [°C]	q_w [l/s m ²]	T_w [°C]
18.0	470	0	34.2	0.09	14.0

Tabella 6.10: Dati relativi alla prova di raffreddamento e successivo transitorio

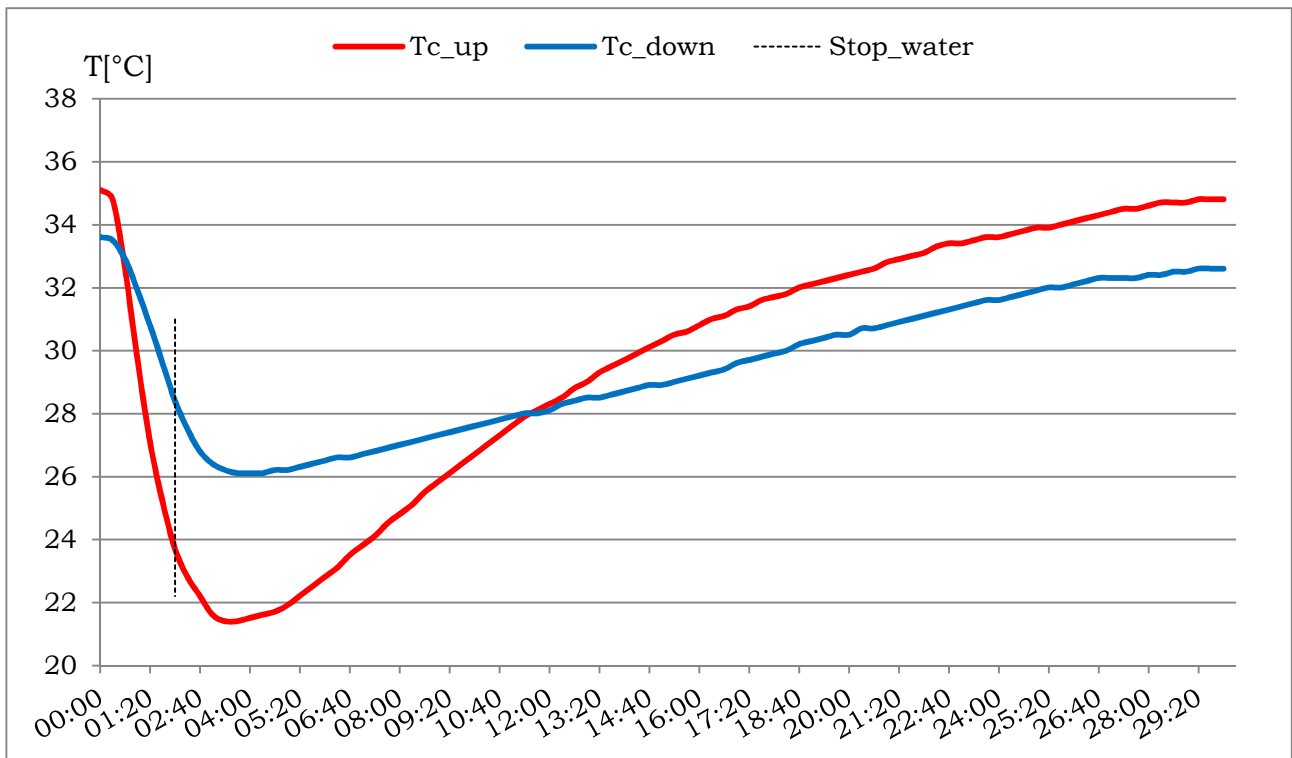


Grafico 6.10: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a raffreddamento per 120[s] con portata specifica di 0.09[l/s m²].

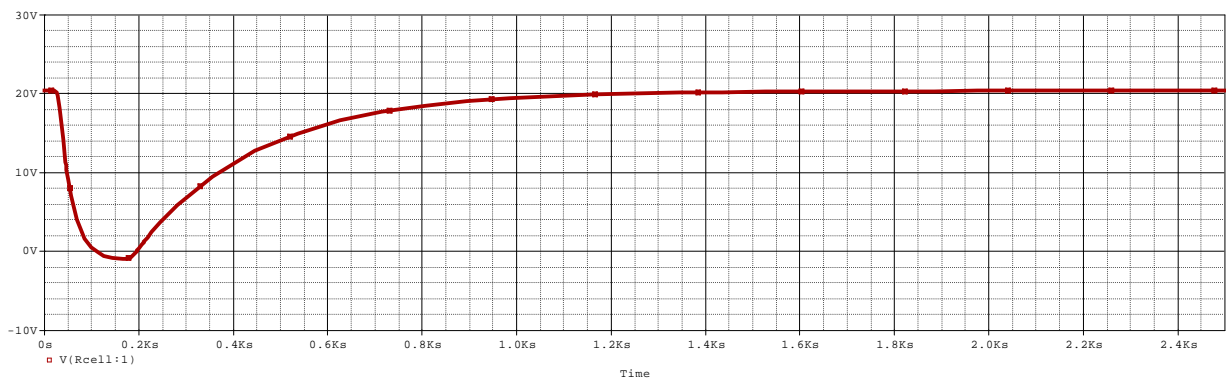


Grafico 6.11: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di raffreddamento per 120[s] con portata specifica di 0.09[l/s m²].

Modello termico transitorio	Analisi sperimentale	Errore
$T_{\text{cella_minima}} [^{\circ}\text{C}]$	$T_{\text{cella_media_minima}} [^{\circ}\text{C}]$	[%]
17.0	23.7	28.2

Tabella 6.11: Confronto tra le temperature di cella ottenute dai due modelli termici e dall'analisi sperimentale nel caso di raffreddamento per 120[s] con portata specifica di 0.09[l/s m²].

Le temperature minime di cella rilevate sperimentalmente presentano una differenza di 5[°C]; tale valore è dovuto al fatto che il film che si forma inizialmente non è continuo ed uniforme bensì frammentato e necessita di una fase di transitorio. Le cause possono essere ricercate nella temperatura superficiale e nella rugosità del pannello: si è verificato infatti che al momento dell'azionamento del pannello l'acqua risulta frenata nella discesa rompendosi in molte righe che corrono coprendo una superficie di pochi millimetri. Il fenomeno si attenua man mano che il raffreddamento prosegue fino a scomparire dopo diversi minuti. Nel caso in esame essendo il tempo di raffreddamento limitato ai 120[s] il film non riesce a raggiungere un'adeguata uniformità, come confermano le differenze di temperatura rilevate. Confrontando i valori di temperatura *up* con i valori ottenuti dalla simulazione con PSpice si verifica che i transienti di discesa e successiva risalita, risultano i medesimi, mentre le temperature minime si differenziano di circa 3[°C].

Si riportano ora le prove effettuate con una velocità del vento costante di 4[m/s] omettendo i commenti in quanto sono valide le medesime considerazioni delle due prove appena presentate; si riscontra solo una maggiore aderenza al modello in PSpice rispetto alle precedenti prove.

- Portata specifica 0.02 [l/s m²]

Condizioni al contorno					
T _{amb} [°C]	I [W/m ²]	V _v [m/s]	T _{c_media start} [°C]	q _w [l/s m ²]	T _w [°C]
15	470	4	26.1	0.02	14

Tabella 6.12: Dati relativi alla prova di raffreddamento e successivo transitorio

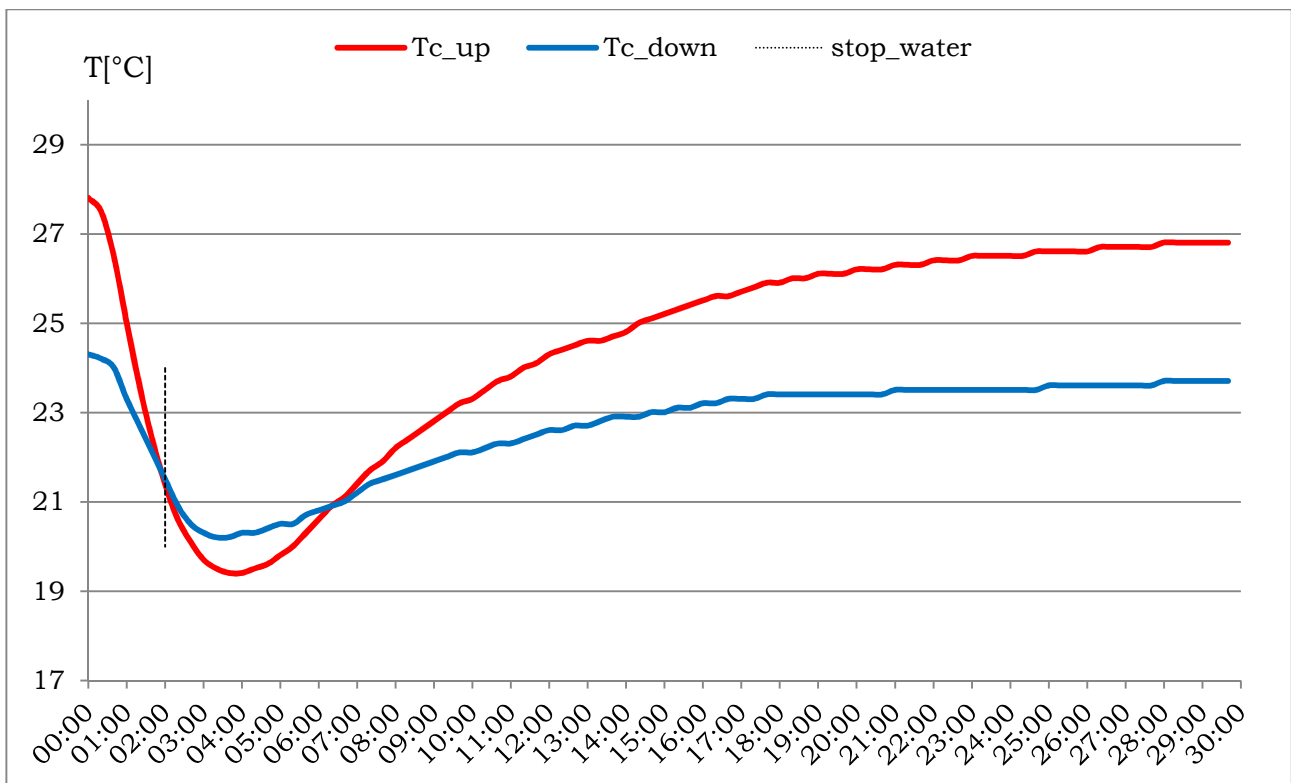


Grafico 6.12: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a raffreddamento per 120[s] con portata specifica di 0.02[l/s m²] e vento costante 4[m/s].

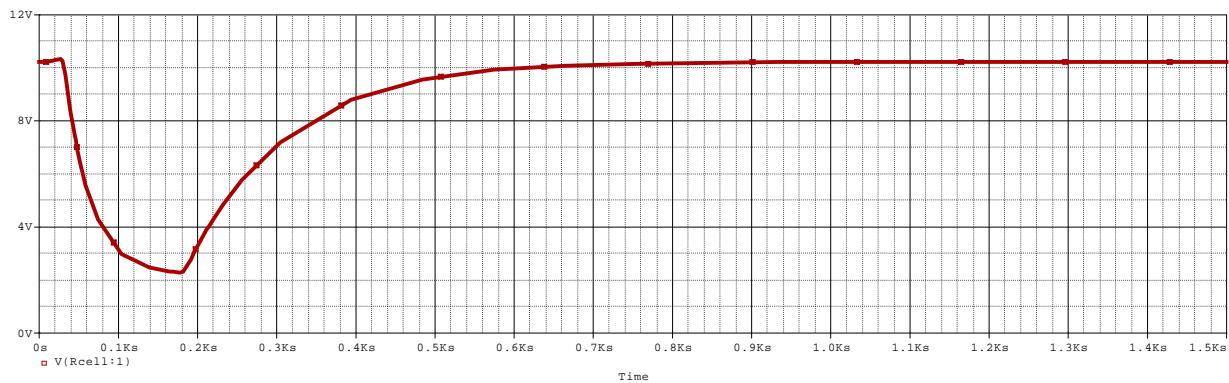


Grafico 6.13: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di raffreddamento per 120[s] con portata specifica di $0.02\text{[l/s m}^2\text{]}$ e vento costante 4[m/s] .

Modello termico transitorio	Analisi sperimentale	Errore
$T_{\text{cella_minima}} \text{ [}^\circ\text{C]}$	$T_{\text{cella media_minima}} \text{ [}^\circ\text{C]}$	[%]
17.3	19.8	12.6

Tabella 6.13: Confronto tra le temperature di cella ottenute dai due modelli termici e dall'analisi sperimentale con portata specifica di $0.02\text{[l/s m}^2\text{]}$ e vento costante 4[m/s] .

- Portata specifica $0.09 \text{ [l/s m}^2\text{]}$

Condizioni al contorno					
$T_{\text{amb}} \text{ [}^\circ\text{C]}$	$I \text{ [W/m}^2\text{]}$	$V_v \text{ [m/s]}$	$T_{\text{c_media start}} \text{ [}^\circ\text{C]}$	$q_w \text{ [l/s m}^2\text{]}$	$T_w \text{ [}^\circ\text{C]}$
19	470	4	29.6	0.09	14

Tabella 6.14: Dati relativi alla prova di raffreddamento e successivo transitorio

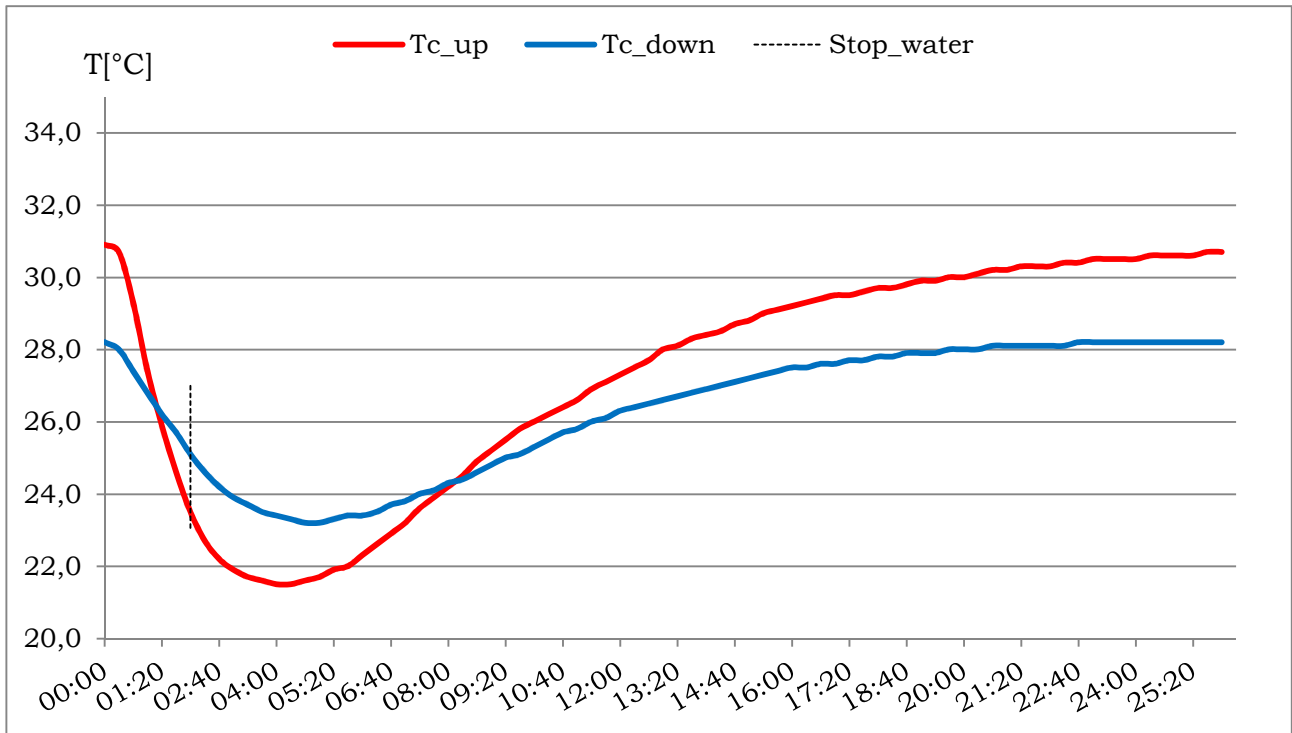


Grafico 6.14: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a raffreddamento per 120[s] con portata specifica di $0.09[l/s\ m^2]$ e vento costante $4[m/s]$.

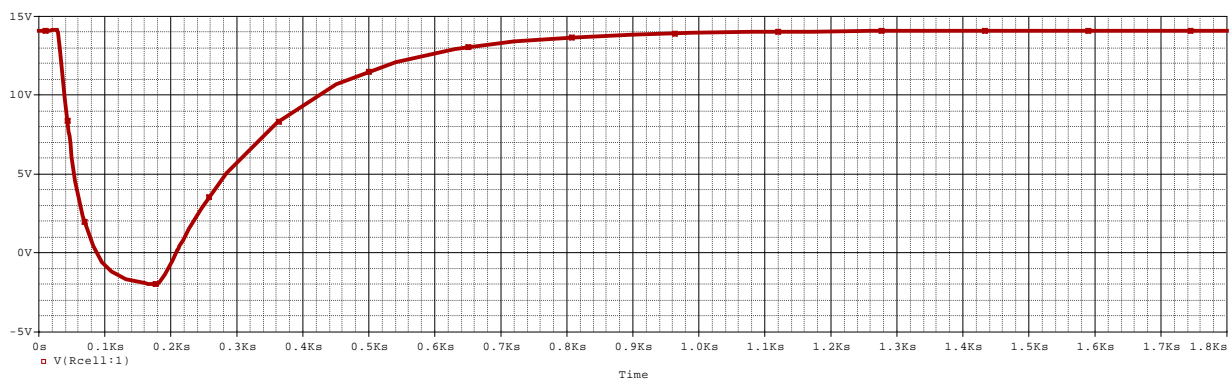


Grafico 6.15: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di raffreddamento per 120[s] con portata specifica di $0.09[l/s\ m^2]$ e vento costante $4[m/s]$.

Modello termico transitorio	Analisi sperimentale	Errore
$T_{\text{cella_minima}} [^{\circ}\text{C}]$	$T_{\text{cella media_minima}} [^{\circ}\text{C}]$	[%]
18	22.3	19.2

Tabella 6.15: Confronto tra le temperature di cella ottenute dai due modelli termici e dall'analisi sperimentale con portata specifica di $0.09[\text{l/s m}^2]$ e vento costante $4[\text{m/s}]$.

6.4 Analisi termica con irraggiamento superiore non uniforme

Le prove fin qui illustrate prevedevano l'utilizzo di un solo faro, dunque un irraggiamento uniforme prossimo ai $500[\text{W/m}^2]$; ciò ha permesso di effettuare delle prove da confrontare con il modello stazionario e transitorio proposto.

Il valore di radiazione non è elevato se paragonato ai livelli di radiazione solare in giornate di cielo sereno. Si sono effettuate quindi delle prove con radiazione superiore, prossima ai $1000[\text{W/m}^2]$ grazie all'utilizzo di una seconda lampada. La disposizione delle due lampade, come illustrato nel capitolo 5 non permetteva di ottenere una radiazione uniforme su tutta la superficie; sarebbe stato necessario un numero maggiore di lampade disposte a matrice come presentato nello studio [19]. Ciò non ha permesso un confronto con i modelli presentati, ma si è voluto ugualmente effettuare delle prove per verificare gli effetti termici del raffreddamento con temperature di cella più elevate.

Il valore di $I [\text{W/m}^2]$ riportato nelle tabelle è il valore nei punti di rilevazione *up* e *down*.

6.4.1 Prove sperimentali: raffreddamento continuo con acqua, dalla condizione riscaldato.

Condizioni al contorno					
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]	q_w [l/s m ²]	T_w [°C]
20	1050	0	59.3	0.02	14

Tabella 6.16: Dati relativi alla prova di raffreddamento continuo

Le condizioni al contorno della prova in esame sono da considerarsi le più critiche.

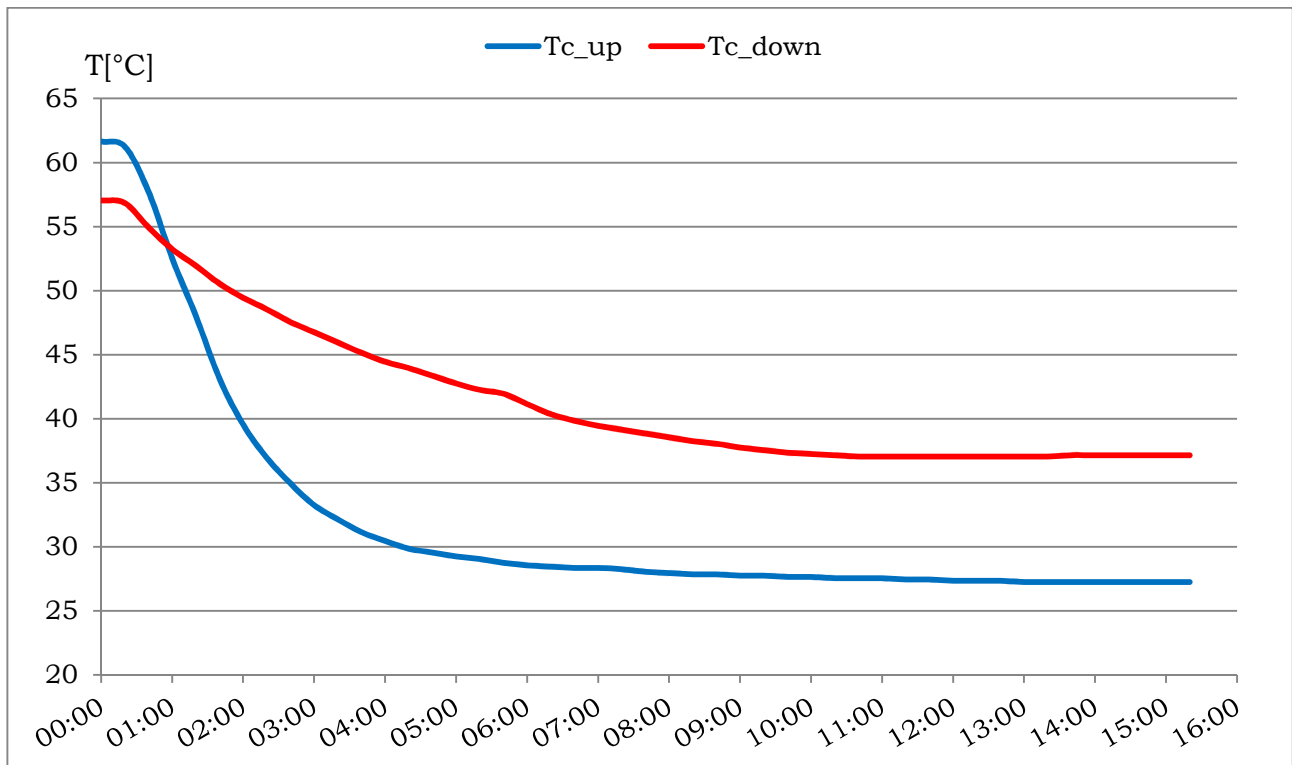


Grafico 6.16: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a raffreddamento continuo con irraggiamento prossimo ai 1000[W/m²]

L'andamento della temperatura nei due punti di rilevazione presenta differenze molto elevate, basti osservare la temperatura di fine transitorio: la temperatura di cella *up* è pari a 27.2[°C] mentre la *down* risulta di 10[°C] più alta, ovvero 37.2[°C]. Questa differenza non è sostenibile in un pannello che dovrebbe essere nella condizione raffreddato in tutta la sua superficie. I rendimenti ne sarebbero molto influenzati. Interessante sarà verificare i cicli on-off nelle successive prove per capire che livello di temperatura questa portata è in grado di sostenere e con quali tempi di ciclo.

La prova successiva mantiene le medesime condizioni al contorno ma si utilizza la portata specifica maggiore:

Condizioni al contorno					
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]	q_w [l/s m ²]	T_w [°C]
20	1050	0	59.2	0.09	14

Tabella 6.17: Dati relativi alla prova di raffreddamento continuo

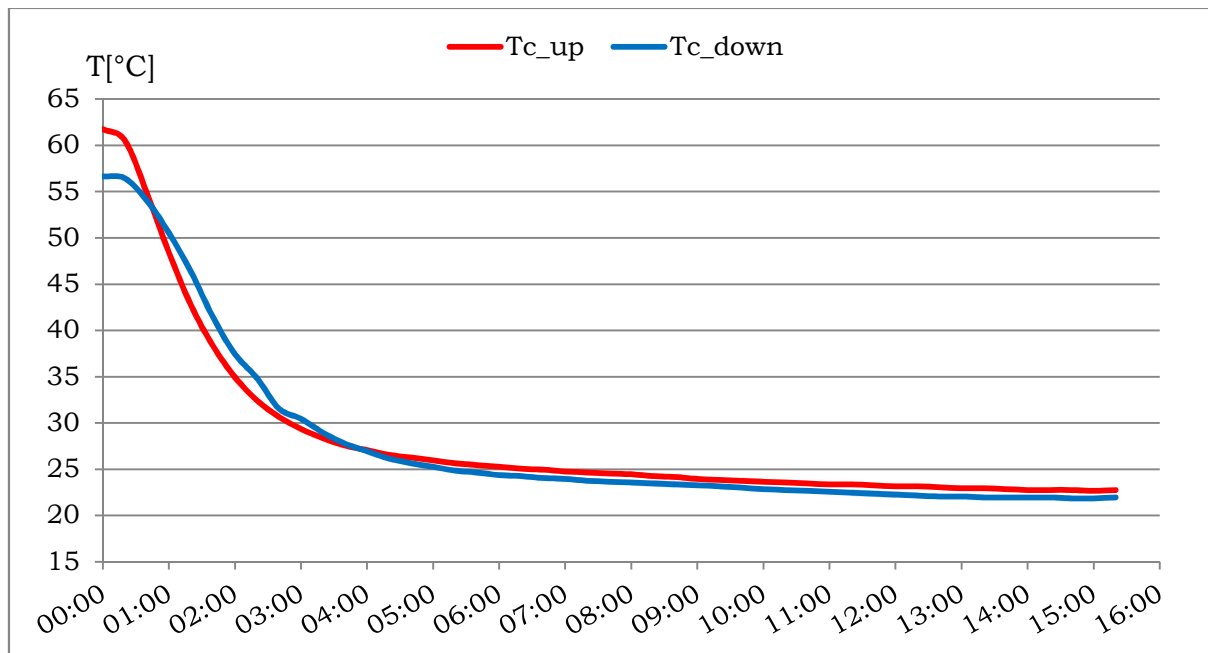


Grafico 6.17: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a raffreddamento continuo con irraggiamento prossimo ai 1000[W/m²]

La differenza rispetto al caso precedente è evidente in quanto la differenza tra le temperature di fine transitorio è di soli $0.8[^\circ\text{C}]$, inoltre le temperature minime presentano valori inferiori, specie nel punto *down* (circa $15[^\circ\text{C}]$ in meno). Il sistema di raffreddamento con portata specifica di $0.09[\text{l/s m}^2]$ è efficiente anche in condizioni di particolare criticità e permette di raffreddare efficacemente la totalità della superficie. Interessante sarà verificarne la sostenibilità in quanto la portata totale che si riversa è davvero elevata: per ottenere la condizione raffreddato sono stati utilizzati circa $135[\text{l}]$. Si è osservato infine che la formazione del film non è immediata, la portata d'acqua inizialmente è molto frammentata sulla superficie del pannello ed è visibile l'evaporazione dell'acqua in quanto si genera del vapore in molte zone del pannello. Dopo circa un minuto il film prende forma e si mantiene. Le cause di questo effetto sono imputabili all'elevata temperatura superficiale del pannello.

Si riporta ora una prova per la verifica del transitorio post-raffreddamento con portata specifica di $0.09[\text{l/s m}^2]$ per l'analisi del transitorio e successiva valutazione per i tempi di ciclo da adottare:

Condizioni al contorno					
T_{amb} [$^\circ\text{C}$]	I [W/m^2]	V_v [m/s]	$T_{\text{c_media start}}$ [$^\circ\text{C}$]	q_w [l/s m^2]	T_w [$^\circ\text{C}$]
19	1050	0	59.6	0.09	14

Tabella 6.18: Dati relativi alla prova di raffreddamento e successivo transitorio

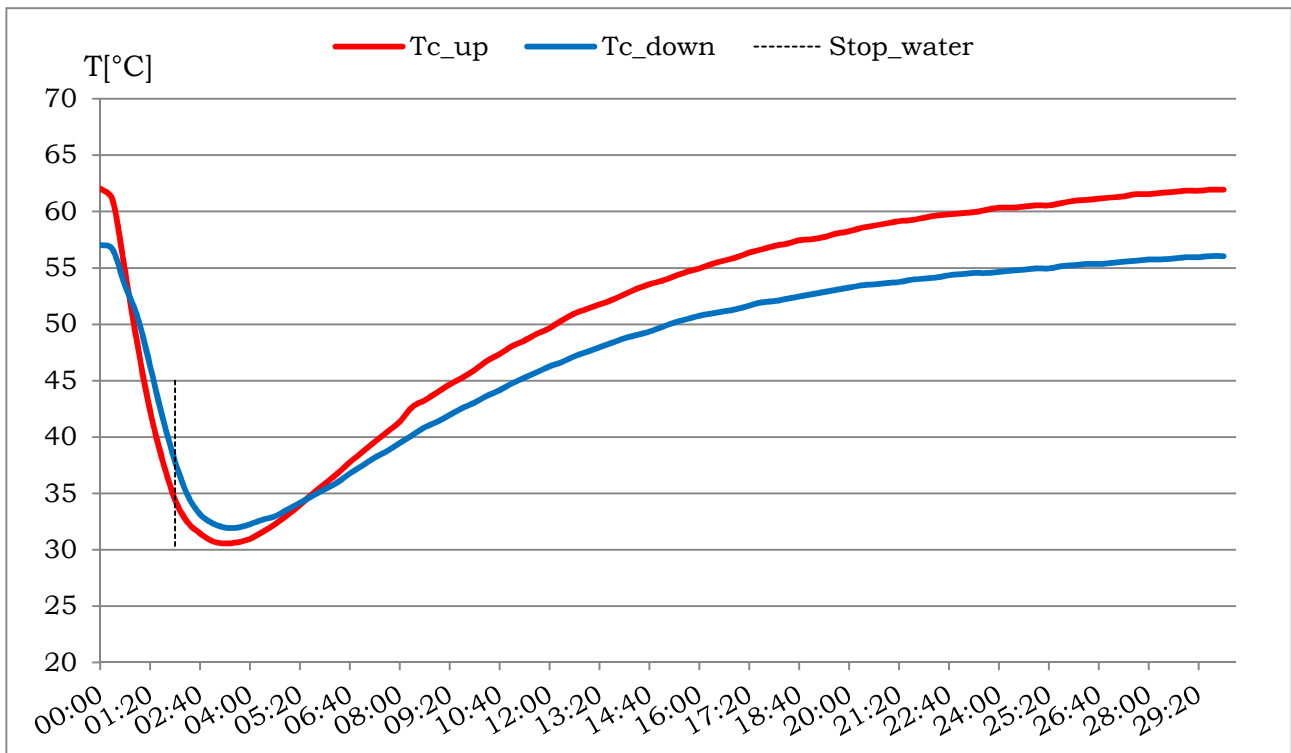


Grafico 6.18: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a raffreddamento per 120[s] con portata specifica di 0.09[l/s m²] e irraggiamento prossimo ai 1000[W/m²]

L'andamento è molto simile a quello presentato nel grafico 6.14, la maggiore differenza è nel salto di temperatura più elevato. In entrambi i casi il transitorio di post-riscaldamento è di circa 27 minuti. Dunque l'effetto benefico del raffreddamento è maggiore nel caso di elevate temperature di cella. Questa è una verifica molto importante in quanto le condizioni di esercizio presentano valori nella maggior parte dei casi molto simili a quelli appena proposti.

Nel capitolo successivo verranno presentati i dati relativi al recupero dell'acqua, ma è interessante fornire il dato della temperatura dell'acqua recuperata: 22[°C].

Il salto termico di 8[°C] rispetto alla T_w iniziale è elevato se si considera che l'acqua fluisce per pochi secondi sulla superficie del pannello. Interessante sarà il valore di temperatura che si andrà a rilevare nel primo ciclo relativo ai cicli di raffreddamento, valore che ci si aspetta sarà molto elevato.

6.5 Analisi e confronto dei cicli on-off per il raffreddamento del pannello fotovoltaico

Obbiettivo del raffreddamento è mantenere una condizione raffreddato nel periodo più critico della giornata ovvero nelle ore più calde della giornata. Come verificato dalle precedenti prove sperimentali il raffreddamento è un processo veloce, mentre il successivo riscaldamento presenta tempi più lunghi. Per mantenere la condizione raffreddato è necessario quindi trovare un intervallo di tempo che ottimizzi la temperatura del pannello evitandone valori elevati e che garantisca un consumo d'acqua sostenibile e giustificato dall'incremento di rendimento che il raffreddamento comporta.

Anche per questa tipologia di prova si è voluto riportate il grafico ottenuto con la simulazione in PSpice cercando ulteriore conferma per la verifica del modello.

6.5.1 *Analisi e verifica sperimentale del ciclo 100-350[s] proposto da ForGreen S.p.a.*

La ForGreen dalle analisi sul campo consiglia un ciclo da 100[s] di on e 350[s] di off. Le analisi riportate nel capitolo 3 evidenziano un rendimento globale più che soddisfacente. Si vuole quindi verificare la bontà del ciclo adottato da ForGreen qualora venisse installato il sistema proposto da questo studio.

Sfortunatamente ForGreen non ha più effettuato prove sul campo e i valori dei parametri al contorno sono molto diversi rispetto alle condizioni presenti in laboratorio. Si è cercato dunque di analizzare il ciclo sulla base dei dati presenti in laboratorio verificando se i tempi fossero idonei per mantenere la condizione raffreddato come verificato in parte da ForGreen.

Condizioni al contorno					
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]	q_w [l/s m ²]	T_w [°C]
17	470	0	34.3	0.02	14

Tabella 6.19: Dati relativi alla prova con ciclo di raffreddamento 100-350[s]

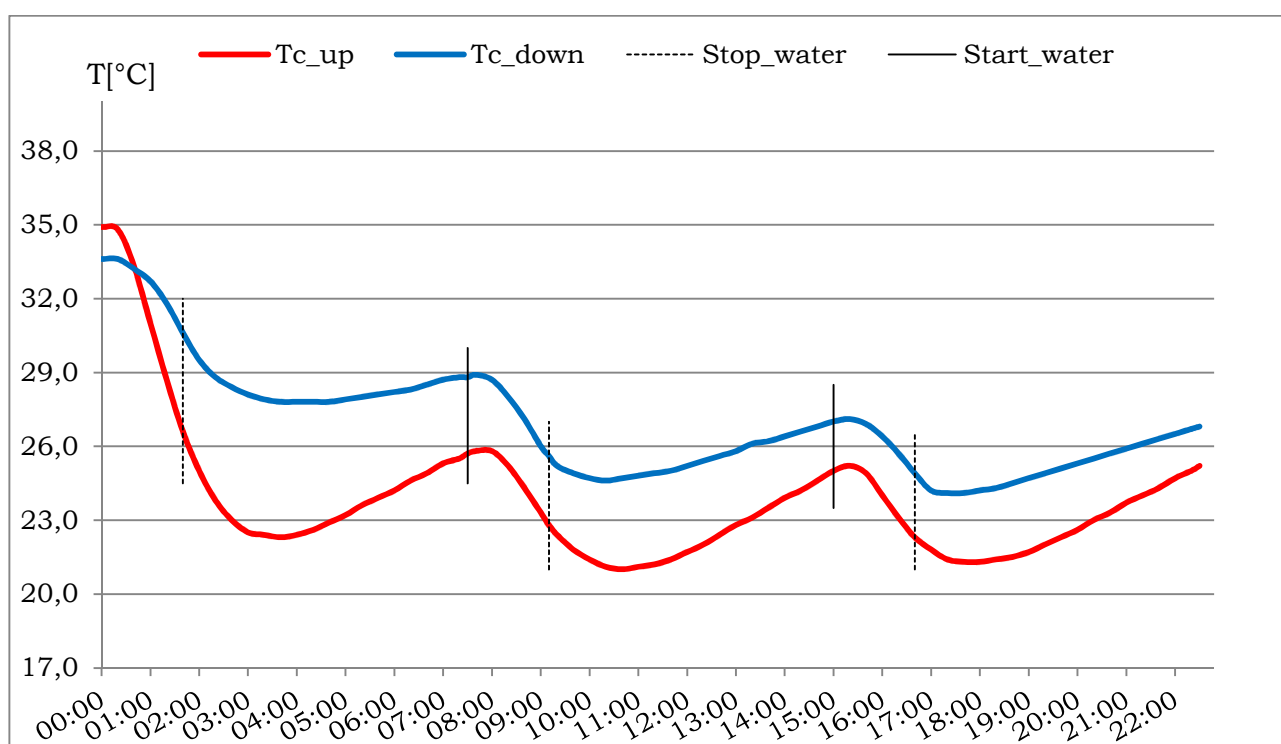


Grafico 6.19: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a ciclo di raffreddamento 100-350[s].

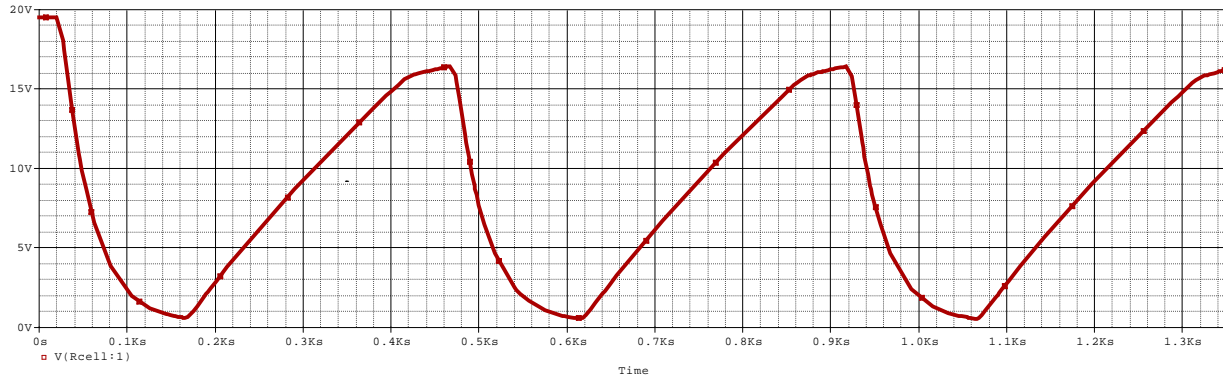


Grafico 6.20: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di cicli di raffreddamento 100-350[s].

Come nel paragrafo precedente sono stati evidenziati i punti di interruzione della portata; inoltre per questo specifico caso si è evidenziato il punto di inizio raffreddamento con una retta perpendicolare continua. Questo permette una visione ancora più chiara dei transitori di raffreddamento e riscaldamento.

Dopo il primo ciclo di on in cui la temperatura del pannello decresce di 10[°C] nel punto *up*, il raffreddamento permette di mantenere la temperatura di cella nel range 21.5-25.7[°C] con un'oscillazione di 5[°C]. Il dato è sicuramente positivo, ma nel caso di una giornata estiva particolarmente calda potrebbe non essere sufficiente in quanto il riscaldamento post-raffreddamento potrebbe essere più rapido portando la cella a una temperatura più elevata. Come già osservato l'utilizzo di una portata di 0.02[l/s m²] genera elevate differenze di temperatura nei due punti del pannello e in particolare il punto *down* risente in modo inferiore dei benefici del raffreddamento; graficamente ciò è confermato dalla curva relativa che ha un andamento più 'piatto' rispetto alla curva *up*.

E' interessante verificare il medesimo ciclo introducendo il vento:

Condizioni al contorno					
T _{amb} [°C]	I [W/m ²]	V _v [m/s]	T _{c_media start} [°C]	q _w [l/s m ²]	T _w [°C]
18	470	4	28.1	0.02	14

Tabella 6.20: Dati relativi alla prova con cicli raffreddamento e vento costante frontale

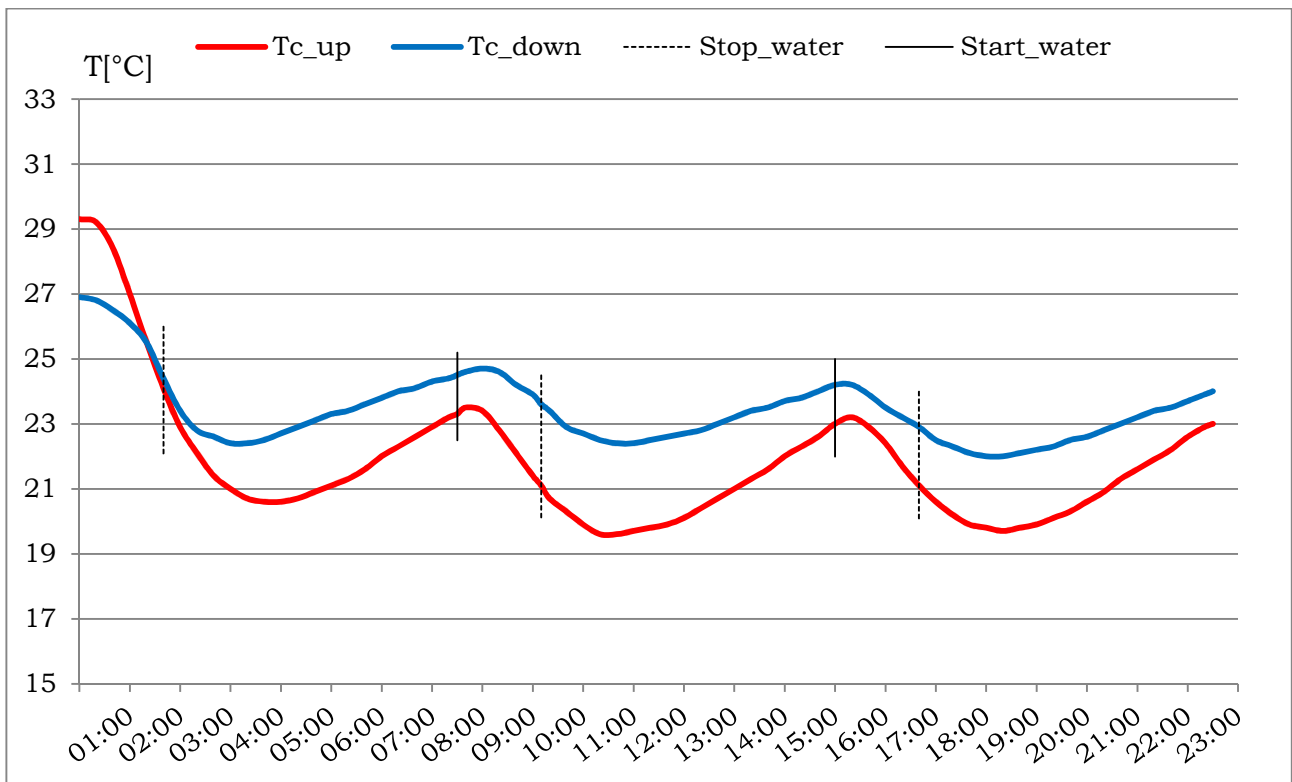


Grafico 6.21: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a cicli di raffreddamento 100-350[s] e vento costante frontale.

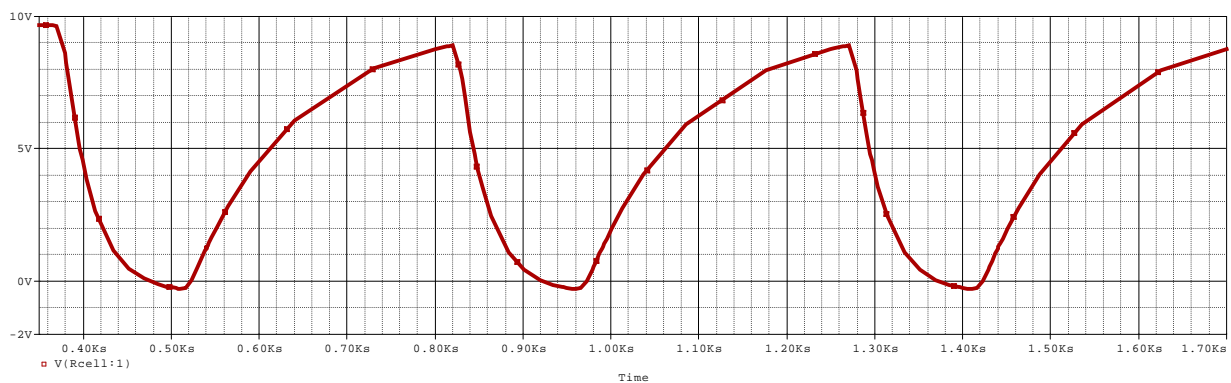


Grafico 6.22: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di cicli di raffreddamento 100-350[s] e vento frontale costante.

Rispetto al caso precedente l'introduzione del vento non modifica molto le curve; la curva *down* risente in modo leggermente inferiore dei benefici del raffreddamento risultando più appiattita. Particolare differenza si può notare invece negli andamenti ottenuti dalla simulazione con PSpice che nel secondo caso nella fase di post-raffreddamento sono più esponenziali; ciò è imputabile a un minore salto di temperatura tra fase raffreddato-riscaldato.

Le medesime analisi si effettuano con la portata che garantisce il film ovvero $0.09 [l/s m^2]$.

Condizioni al contorno					
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]	q_w [l/s m ²]	T_w [°C]
18	470	4	28.2	0.09	14

Tabella 6.21: Dati relativi alla prova con cicli di raffreddamento

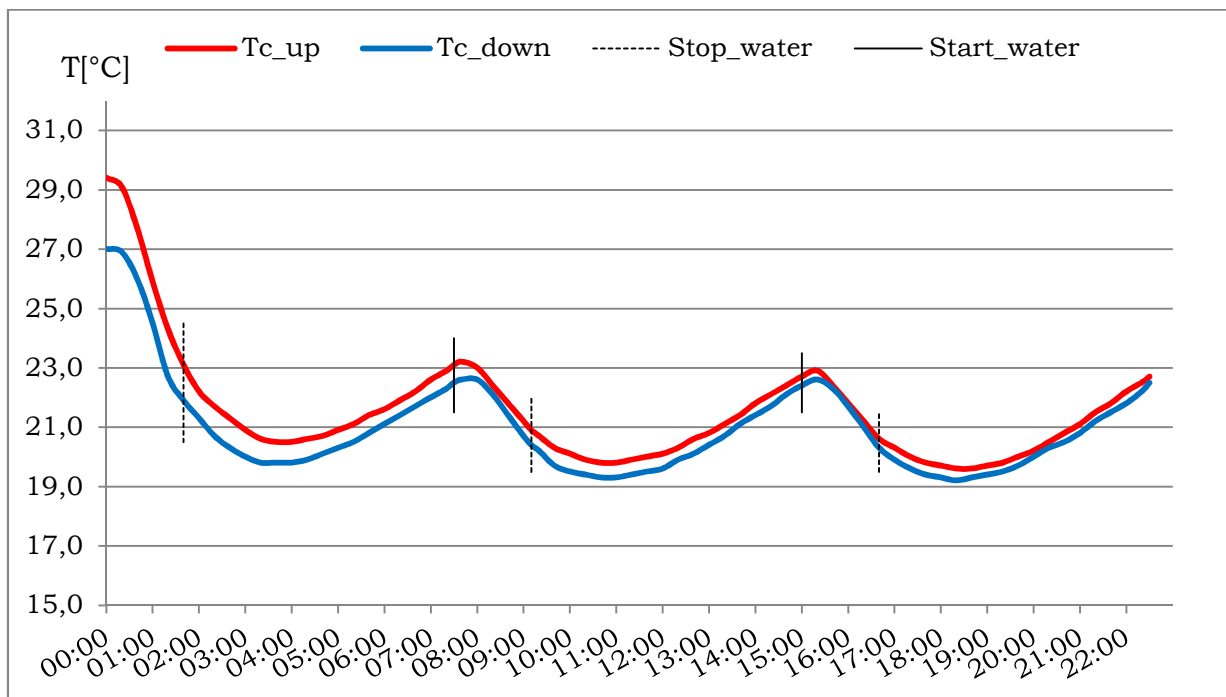


Grafico 6.23: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a cicli di raffreddamento 100-350[s] con portata specifica $0.09 [l/s m^2]$

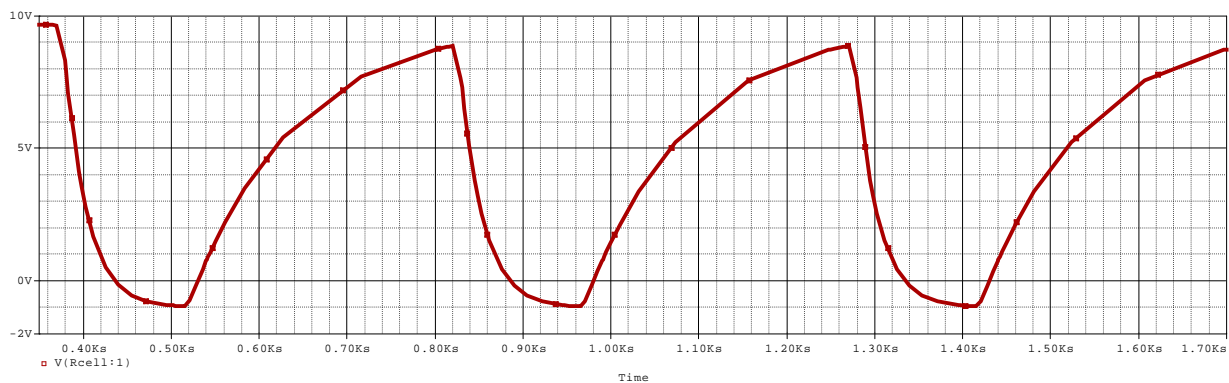


Grafico 6.24: Andamento della temperatura di cella ottenuto con simulazione PSpice nel caso di cicli di raffreddamento con portata specifica $0.09[l/s\ m^2]$

Come lecito aspettarsi l'andamento delle curve *up-down* risulta in buona parte coincidente con differenze di molto inferiori al grado centigrado. Questo riconferma ancora una volta quanto il raffreddamento a film sia una soluzione ottimale per un raffreddamento uniforme; è bene ricordare che il consumo d'acqua è elevato (per questa prova sono stati consumati 54[l] d'acqua).

6.5.2 Analisi e verifica sperimentale del ciclo 60-270[s]

Mantenere la condizione raffreddato richiede una scelta efficiente ed efficace dei tempi relativi alla fase di on e off. La proposta di ForGreen 100-350[s] è sicuramente vantaggiosa e lo prova anche l'analisi economica riportata nel capitolo 3. Ma per alcune condizioni al contorno particolarmente critiche potrebbe non essere sufficiente, ovvero il riscaldamento post-raffreddamento potrebbe essere più elevato portando il pannello a subire elevati stress termici.

Partendo da questo punto si è deciso di testare il ciclo con nuovi tempi di on-off: 60[s] per la fase di on, 270[s] per la fase di off. Rispetto al caso precedente il ciclo è più rapido, 330[s] totali rispetto ai 450[s] del precedente quindi nell'arco di 1

ora viene ripetuto per 11 volte. Questo garantisce che il pannello venga ‘bagnato’ più volte anche se con durata inferiore.

Inoltre la fase di off viene allungata se parificata con il tempo di on: nel primo caso la fase di off era 3.5 volte la fase di on, in questo caso 4.5 volte. In termini energetici questo significa minor consumo da parte dell’eventuale pompa a monte dell’impianto.

Premesso ciò si andrà a verificare l’efficacia anche dal punto di vista termico.

Si effettuano le prove con le medesime portate utilizzate nel caso 100-350[s] ovvero $0.02[1/s\ m^2]$ e $0.09[1/s\ m^2]$. Si riportano gli andamenti relativi alle prove 60-270[s], seguirà poi un confronto grafico tra le T_c media dei due casi (100-35 vs 60-270) dal quale si evidenzieranno benefici e criticità osservate.

- Portata specifica $0.02[1/s\ m^2]$

Condizioni al contorno					
T_{amb} [°C]	I [W/m ²]	V_v [m/s]	$T_{c_media\ start}$ [°C]	q_w [1/s m ²]	T_w [°C]
18	470	4	28.2	0.02	14

Tabella 6.22: Dati relativi alla prova con cicli di raffreddamento

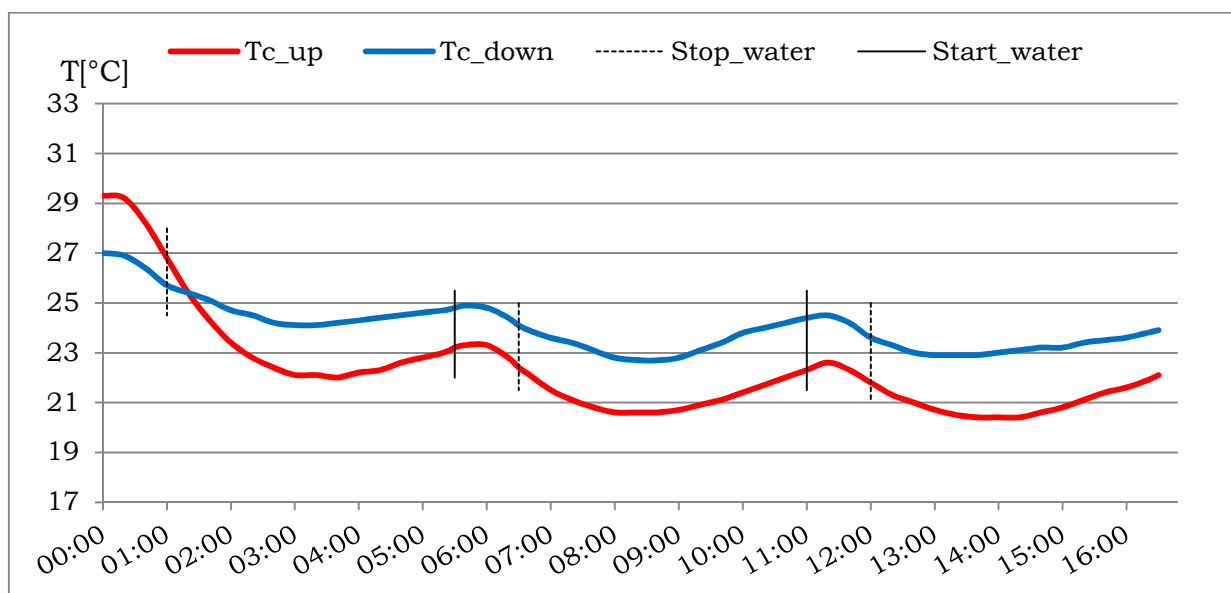


Grafico 6.25: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a cicli di raffreddamento 60-270[s]

- Portata specifica 0.09[l/s m²]

Condizioni al contorno					
T _{amb} [°C]	I [W/m ²]	V _v [m/s]	T _{c_media start} [°C]	q _w [l/s m ²]	T _w [°C]
18	470	4	28.1	0.09	14

Tabella 6.23: Dati relativi alla prova con cicli di raffreddamento

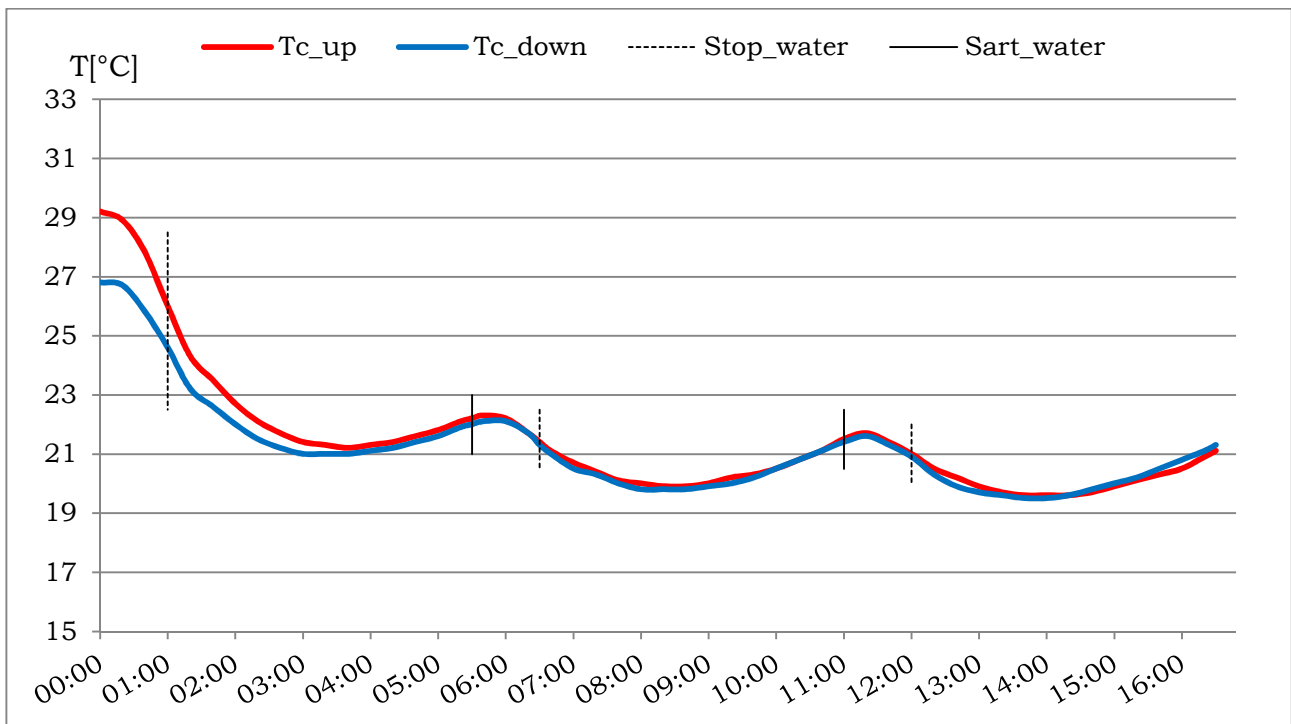


Grafico 6.26: Andamento della temperatura di cella nella parte superiore e inferiore del pannello fotovoltaico, soggetto a cicli di raffreddamento 60-270[s]

6.5.3 Confronto tra cicli on-off: 100-350[s] vs 60-270[s]

- Confronto con portata specifica 0.09 l/s m^2

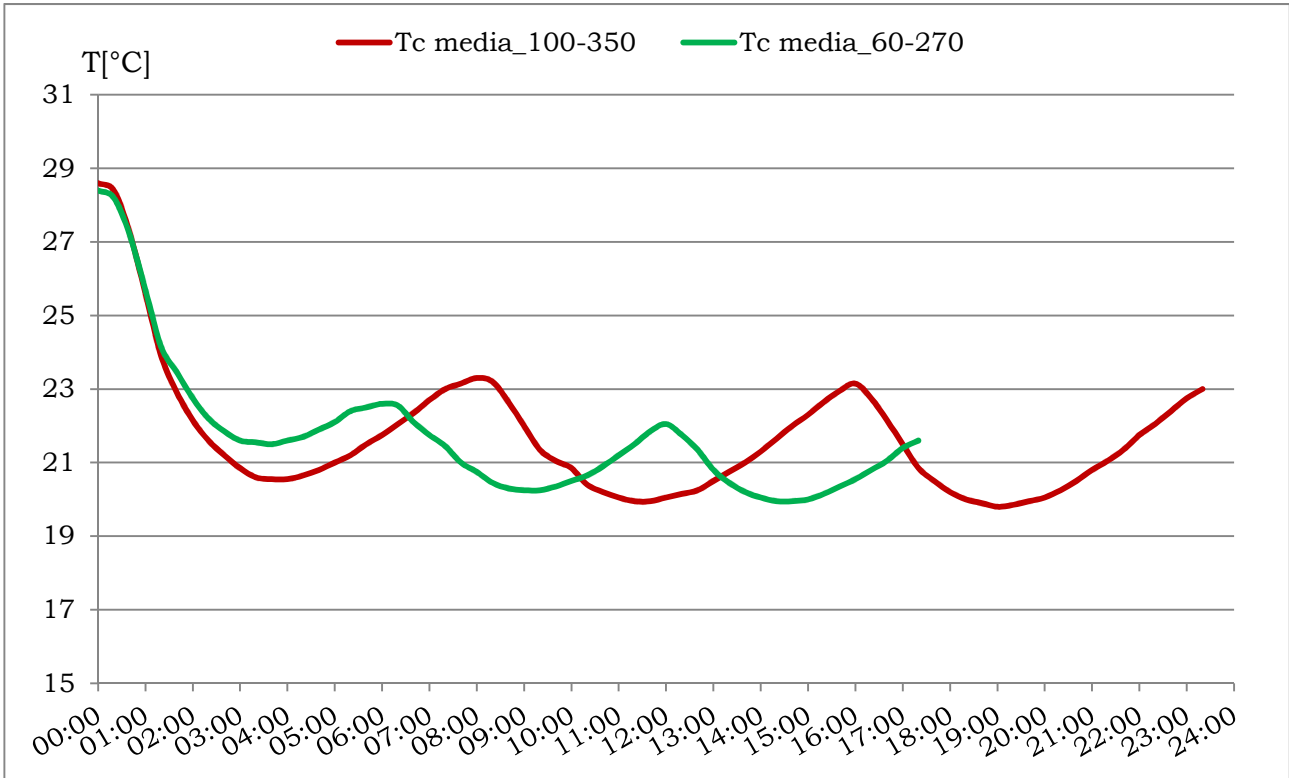


Grafico 6.27: Confronto tra gli andamenti della temperatura media di cella tra i cicli 100-350[s] e 60-270[s] con irraggiamento 470 W/m^2 e vento frontale costante 4 m/s .

Il grafico evidenzia che l'intervallo di temperatura tra le fasi riscaldato-raffreddato nel caso di ciclo 60-270[s] è pari a $2 \text{ }^\circ\text{C}$, metà del caso 100-350[s]. Questo è sicuramente il dato più importante che si evince dall'analisi e permette di garantire al pannello un minor stress termico così da mantenerlo entro un range di temperatura minore. Se inizialmente il raffreddamento del ciclo 100-350 è maggiore, si può verificare graficamente come la temperatura minima raggiunta venga successivamente raggiunta anche con il ciclo 60-270.

- Confronto con portata specifica $0.02[l/s\ m^2]$

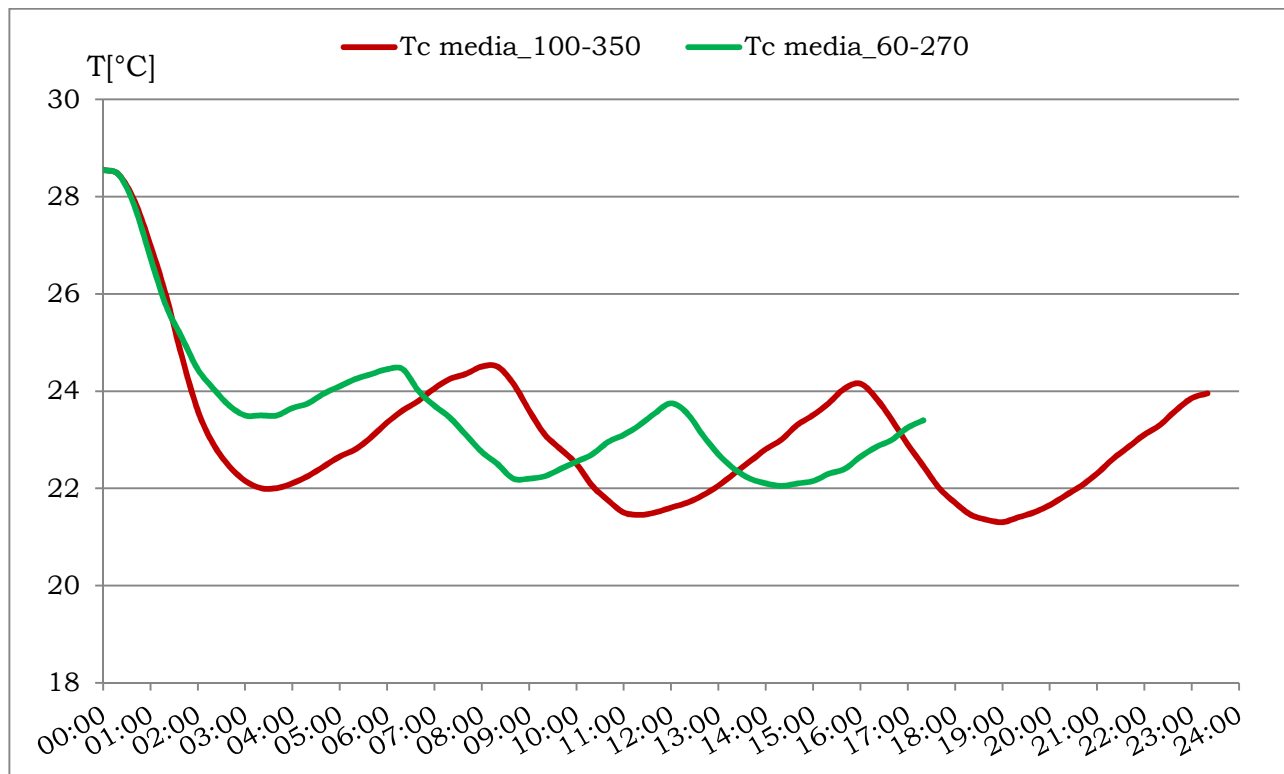


Grafico 6.28: Confronto tra gli andamenti della temperatura media di cella tra i cicli 100-350[s] e 60-270[s] con irraggiamento $470[W/m^2]$ e vento frontale costante $4[m/s]$.

In questo caso gli effetti benefici non sono così marcati come nel caso precedente. Lo stress termico è sicuramente inferiore nel caso 60-270 essendo il range di temperatura inferiore del caso 100-350, ma il confronto tra le temperature medie dei due cicli evidenzia un sensibile beneficio in termini termici con il ciclo 100-350. La temperatura media infatti è pari a $23[°C]$, mentre nel ciclo 60-270 è pari a $23.6[°C]$. Lo scarto percentuale è del 2.5%, molto limitato comunque.

Essendo lo scarto limitato si è provato ad abbassare la temperatura media del ciclo 60-270[s] aggiungendo un microirrigatore Claber alla linea. Nel paragrafo successivo si effettueranno le verifiche a riguardo.

6.5.4 *Analisi e verifica sperimentale del ciclo 60-270[s] con portata specifica 0.03[l/s m²]: aggiunta di un terzo microirrigatore alla linea.*

Al fine di ottimizzare il ciclo proposto si è provato ad aggiungere un microirrigatore alla linea di irrigazione posta nel bordo superiore del pannello, ottenendo una portata specifica pari a 0.03[l/s m²]. Da un rapido confronto con lo studio [14] tale portata è risultata energeticamente sostenibile.

Una volta posizionati correttamente i 3 microirrigatori sul nuovo tratto di tubo si sono effettuate le medesime prove effettuate con 2 microirrigatori cercando di mantenere costanti le condizioni al contorno. Non viene riportato il caso con 9 microirrigatori in quanto in questa analisi si cerca la soluzione ottimale per il raffreddamento puntando al risparmio della risorsa idrica che con 9 microirrigatori non sarebbe garantito.

Di seguito si riporta il confronto tra le temperature di cella medie.

- Confronto con irraggiamento a 470[W/m²] e vento nullo

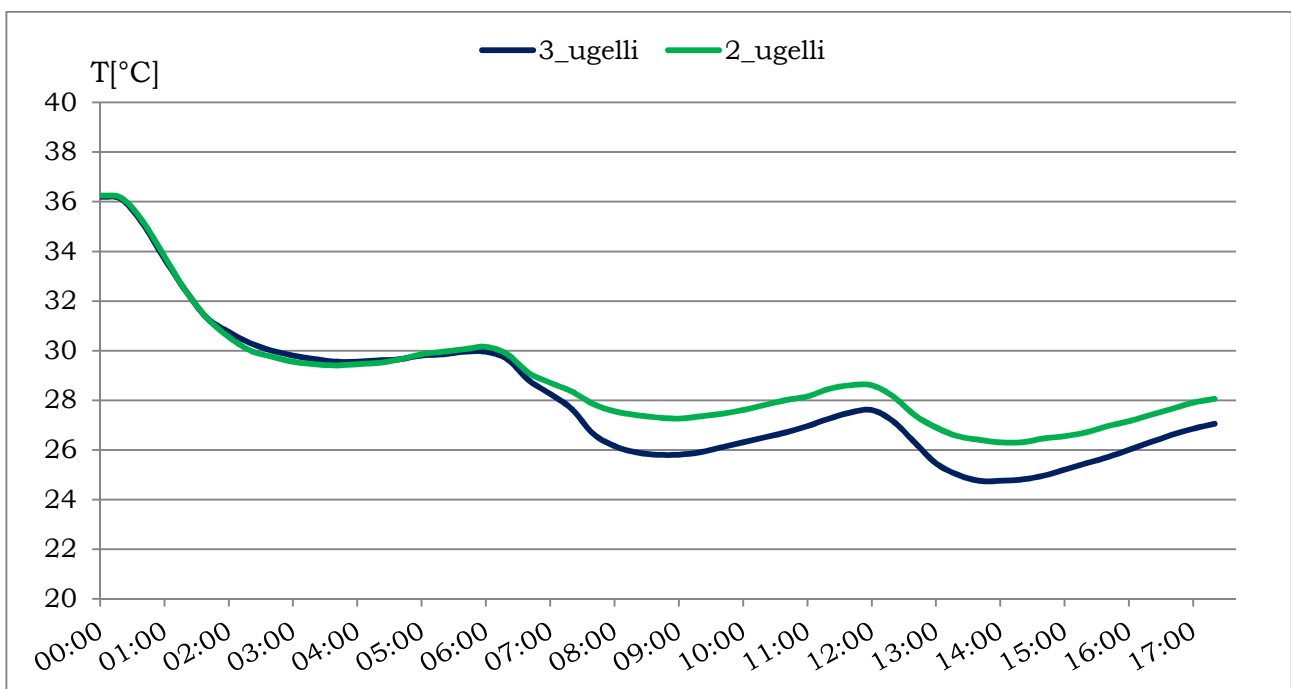


Grafico 6.29: Confronto tra gli andamenti della temperatura media di cella per le due soluzioni adottate con irraggiamento 470[W/m²] e vento nullo.

La soluzione con 3 microirrigatori garantisce una temperatura media di cella durante i cicli di 28.1°C garantendo circa un grado centigrado in meno della soluzione con 2 microirrigatori, 28.9°C .

- Confronto con irraggiamento a $470[\text{W}/\text{m}^2]$ e vento frontale costante $4[\text{m}/\text{s}]$

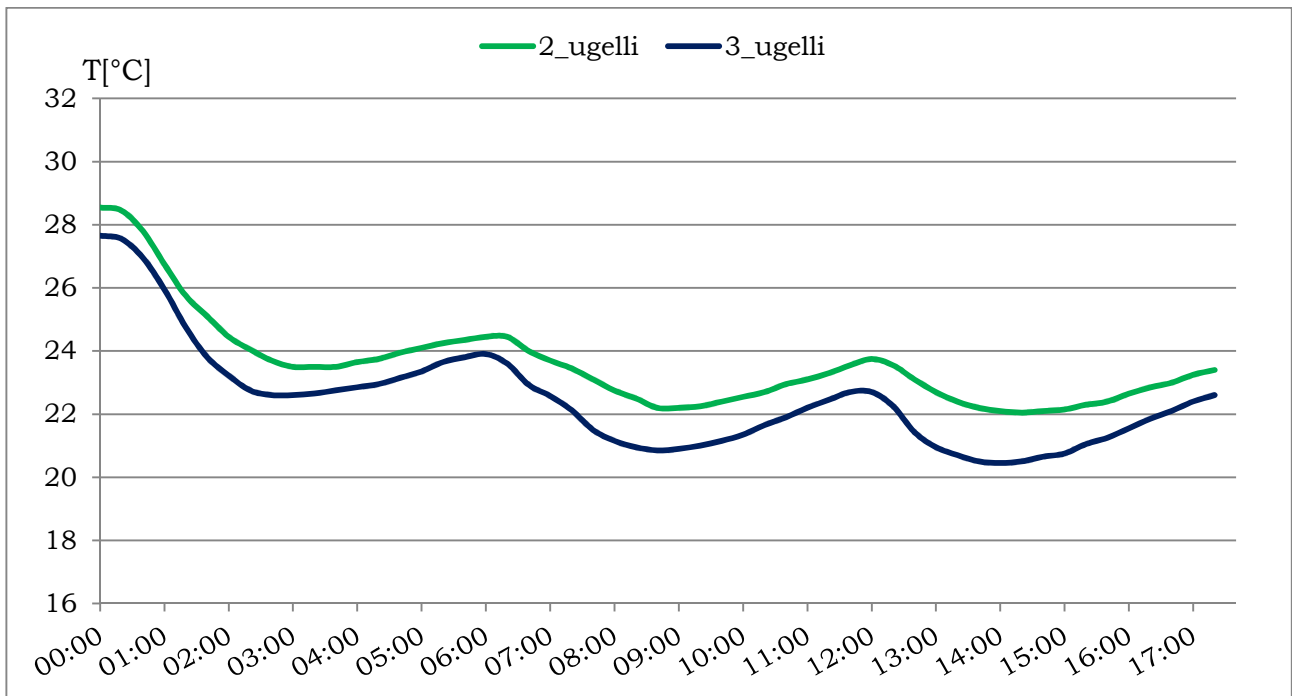


Grafico 6.30: Confronto tra gli andamenti della temperatura media di cella per le due soluzioni adottate con irraggiamento $470[\text{W}/\text{m}^2]$ e vento frontale costante $4[\text{m}/\text{s}]$.

Rispetto al caso precedente la temperatura media di cella presenta una differenza leggermente più marcata. Interessante sarà la verifica nel caso di irraggiamento elevato, prossimo ai $1000[\text{W}/\text{m}^2]$.

- Confronto con irraggiamento a $1050[\text{W}/\text{m}^2]$ e vento nullo: criticità

Prima di confrontare i valori della temperatura media di cella con irraggiamento elevato è necessario sottolineare come gli andamenti della temperatura di cella del pannello siano molto diversi, dunque la media risulta molto influenzata dalle alte temperature rilevate nel punto *down* dove l'effetto del raffreddamento è molto limitato. A titolo di esempio si riporta il ciclo 60-270[s] nel caso di irraggiamento pari a $1050[\text{W}/\text{m}^2]$ e vento nullo, ovvero nelle condizioni critiche. Si utilizzano per il raffreddamento 2 ugelli:

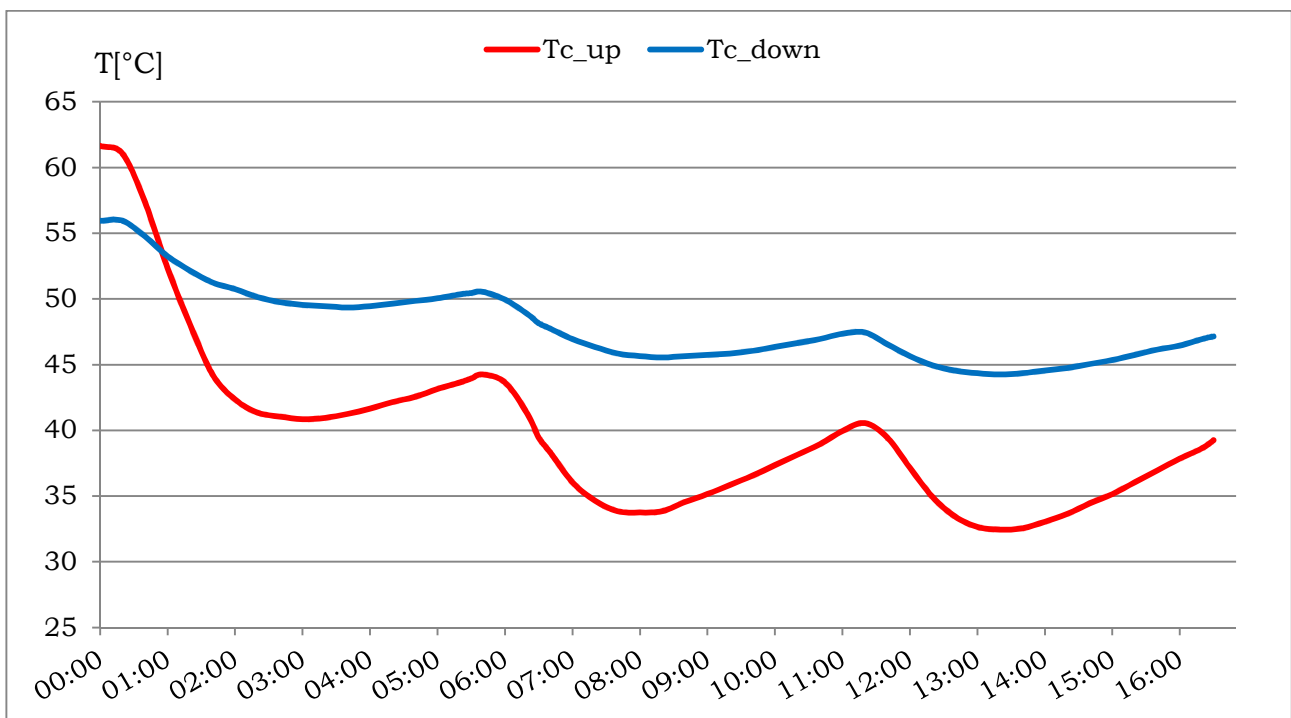


Grafico 6.31: Andamenti della temperatura di cella nei due punti di rilevazione con raffreddamento ciclo 60-270[s] in condizioni critiche; 2 ugelli.

Come si evince dal grafico la differenza di temperatura all'interno del pannello è molto elevata; il presente grafico si riferisce alla prova con 2 microirrigatori, è lecito aspettarsi un miglioramento utilizzando un terzo microirrigatore, come verrà confermato dal grafico successivo relativo alla medesima prova ma con 3 microirrigatori:

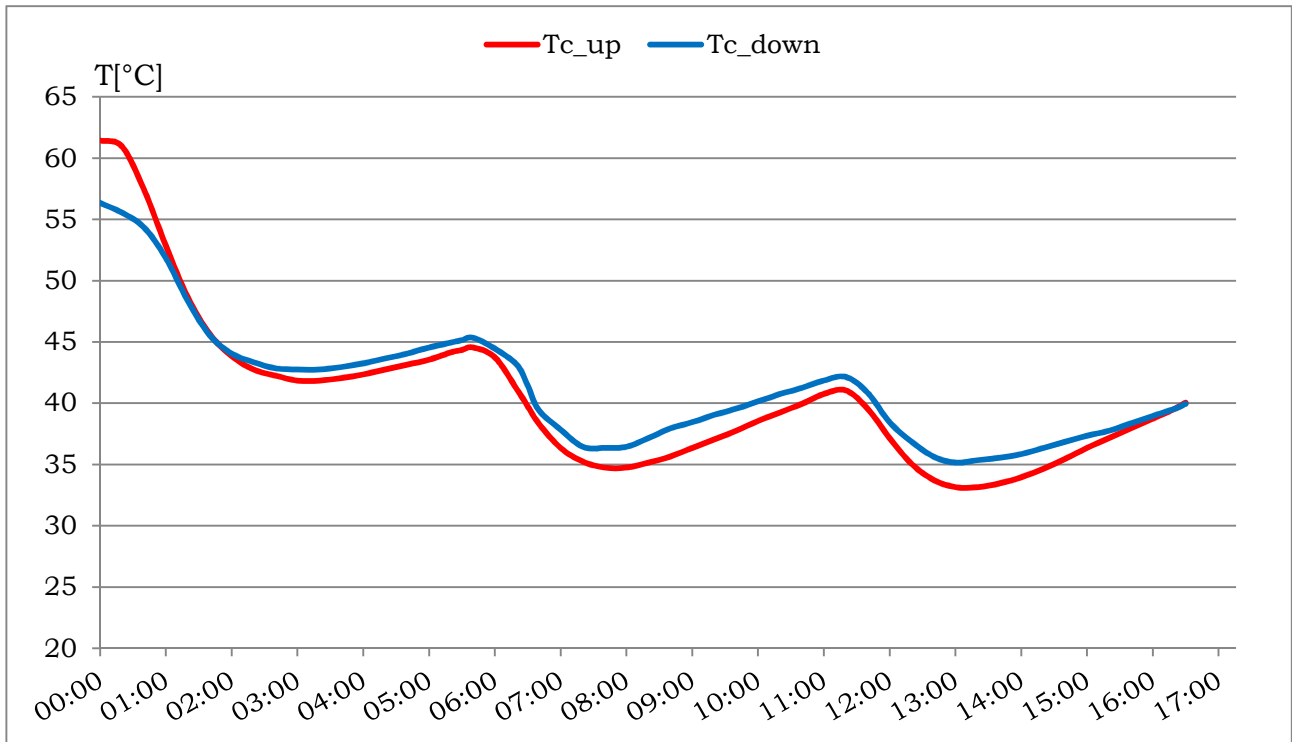


Grafico 6.32: Andamenti della temperatura di cella nei due punti di rilevazione con raffreddamento ciclo 60-270[s] in condizioni critiche; 3 ugelli.

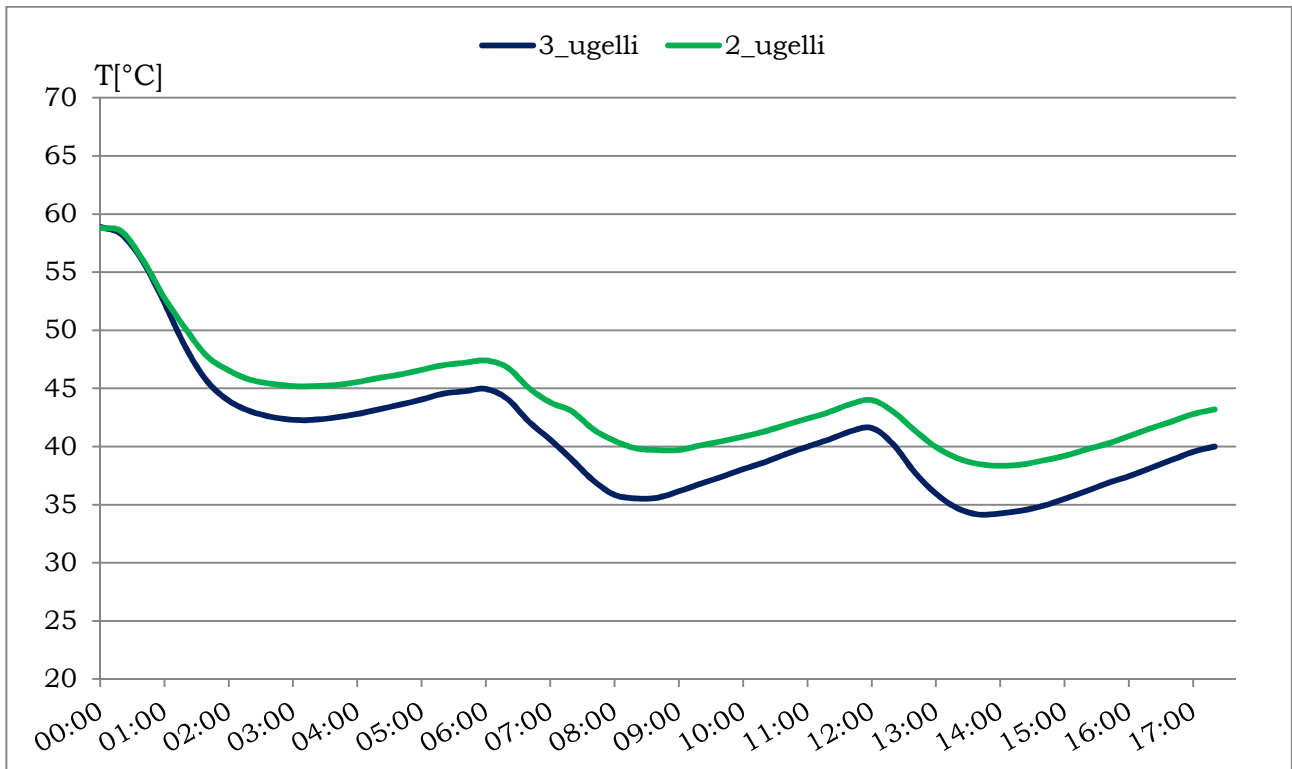


Grafico 6.33: Confronto tra gli andamenti della temperatura media di cella per le due soluzioni adottate con irraggiamento $1050[W/m^2]$ e vento nullo: condizioni critiche.

Utilizzando i 3 microirrigatori si ottiene una temperatura media durante i cicli di $3[^\circ C]$ inferiore rispetto al caso con 2 ugelli. Questo risultato positivo dovrà essere confermato anche dagli aspetti economico-energetici analizzati nei prossimi capitoli prima di poter ritenere la soluzione davvero efficiente.

- Confronto con irraggiamento $1050[W/m^2]$ e vento frontale costante $4[m/s]$

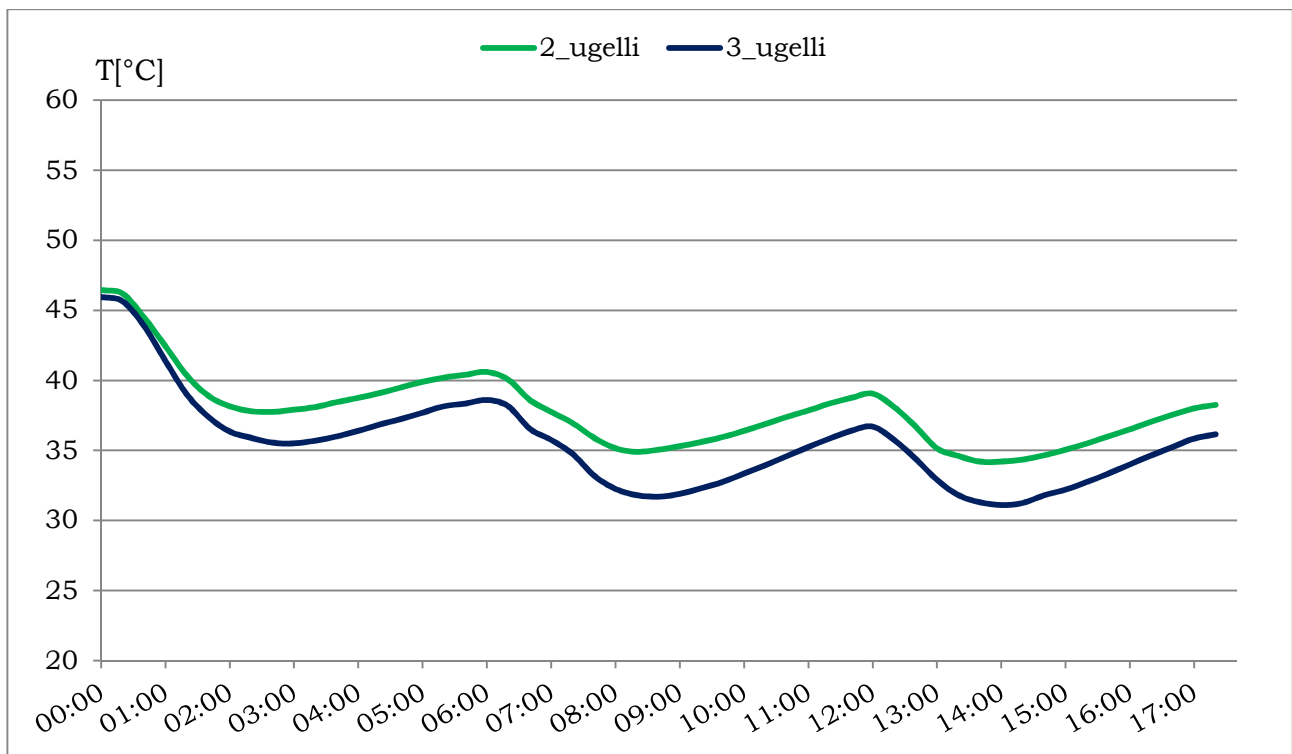


Grafico 6.34: Confronto tra gli andamenti della temperatura media di cella per le due soluzioni adottate con irraggiamento $1050[W/m^2]$ e vento frontale costante $4[m/s]$.

CAPITOLO 7

Recupero ed evaporazione dell'acqua nelle prove sperimentali

7.1 Recupero dell'acqua di raffreddamento: dati raccolti durante le prove sperimentali

Durante le prove sperimentali grazie al sistema di recupero dell'acqua è stato possibile determinare con discreta precisione il quantitativo d'acqua recuperabile ad ogni prova. Grazie a una pendenza minima di 5° la grondaia permetteva all'acqua in caduta di fluire verso un recipiente graduato (max 6[l]). In alcune prove in cui il quantitativo d'acqua utilizzato era molto elevato si è ricorso a una bacinella più grande e successivamente si procedeva al travaso, 6[l] alla volta. In questa fase erano inevitabili alcune perdite, seppur minime e quindi facilmente valutabili.

Nelle condizioni critiche di funzionamento si è voluto inoltre misurare la temperatura alla quale si portava l'acqua dopo la prima fase di ciclo, ovvero nella fase di maggior scambio termico. Di seguito si riportano le tabelle con i dati rilevati. I simboli utilizzati hanno il seguente significato: u numero ugelli-microirrigatori utilizzati e v velocità del vento frontale.

- Prove con irraggiamento pari a $470[\text{W}/\text{m}^2]$

	Prova sperimentale	Acqua erogata [l]	Acqua recuperata [l]	Acqua evaporata-dispersa [l]	Perdita
1	Ciclo 100-350 -- 2u v0	9,90	9,25	0,65	6,6%
2	Ciclo 100-350 -- 2u v2	9,90	9,05	0,85	8,6%
3	Ciclo 100-350 -- 9u v2	44,60	41,80	2,80	6,3%
4	Ciclo 60-270 -- 2u v2	5,94	5,40	0,54	9,1%
5	Ciclo 60-270 -- 2u v0	5,94	5,65	0,29	4,9%
6	Ciclo 60-270 -- 3u v2	8,91	8,15	0,76	8,5%
7	Ciclo 60-270 -- 3u v0	8,91	8,30	0,61	6,8%
8	Ciclo 60-270 -- 9u v2	26,70	25,30	1,40	5,2%
9	Ciclo 60-270 -- 9u v0	26,70	25,70	1,00	3,7%

Tabella 7.1: Dati relativi al recupero dell'acqua per i cicli a irraggiamento $470[\text{W}/\text{m}^2]$

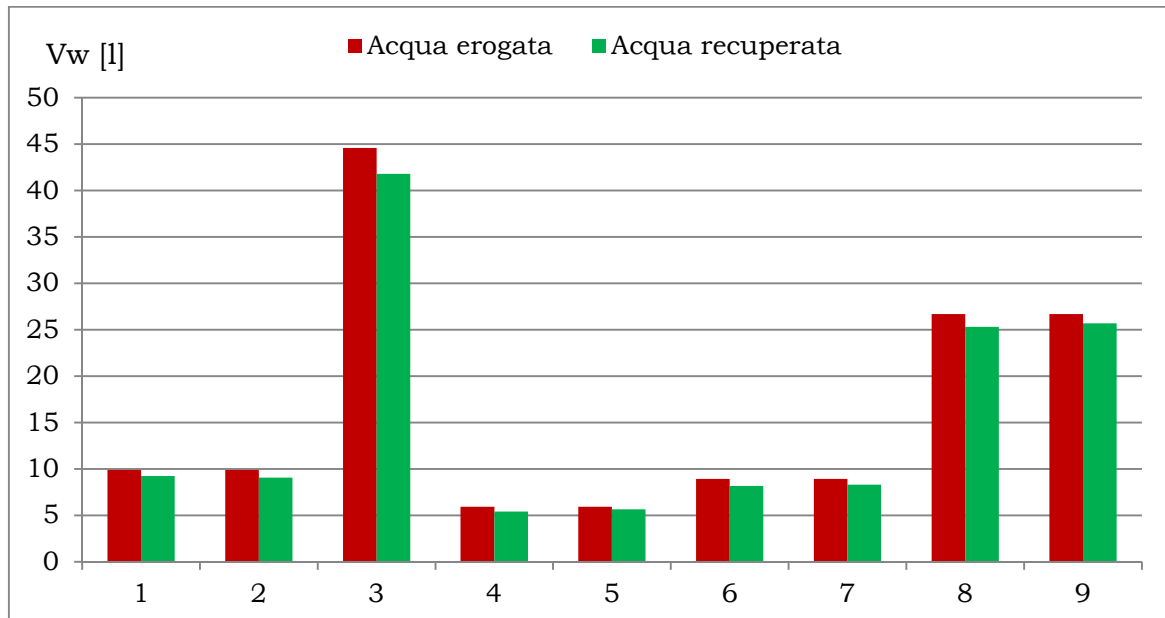


Grafico 7.1: Istogramma di confronto tra le quantità d'acqua erogate e quelle recuperate nelle singole prove sperimentale. Per i numeri in ascissa si faccia riferimento alla Tabella 7.1.

- Prove con irraggiamento pari a $1050[\text{W}/\text{m}^2]$

	Prova sperimentale	T_{w_inizio} [°C]	$T_{w_media_rec}$ [°C]	Acqua erogata [l]	Acqua recuper. [l]	Acqua evaporata - dispersa [l]	Perdita
1	Ciclo 60-270 -- 3u v0	14,0	26,0	8,91	8,10	0,81	9.1%
2	Ciclo 60-270 -- 3u v4	14,0	23,0	8,91	8,15	0,76	8.5%
3	Ciclo 60-270 -- 9u v0	14,0	22,5	26,70	25,10	1,60	6,0%
4	Ciclo 60-270 -- 9u v4	14,0	21,5	26,70	25,10	1,60	6,0%
5	Ciclo 60-270 -- 2u v0	14,0	28,0	5,94	5,30	0,64	10.8%
6	Ciclo 60-270 -- 2u v4	14,0	24,5	5,94	5,40	0,54	9.1%

Tabella 7.2: Dati relativi al recupero dell'acqua per i cicli a irraggiamento $1050[\text{W}/\text{m}^2]$

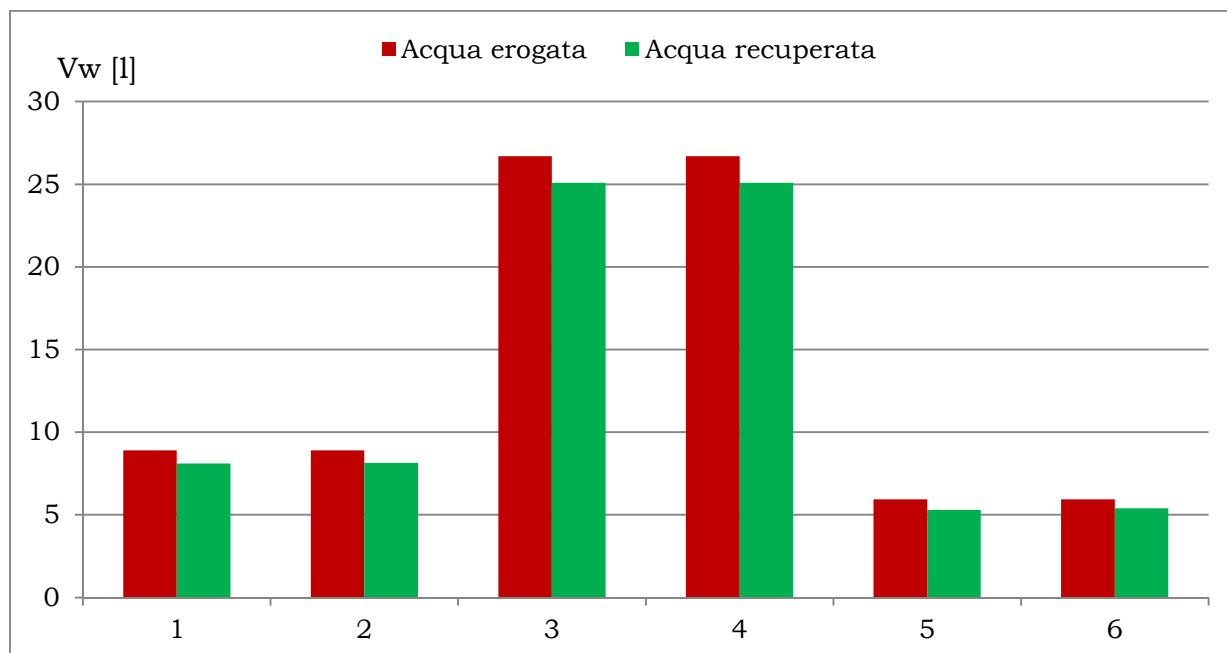


Grafico 7.2: Isogramma di confronto tra le quantità d'acqua erogate e quelle recuperate nelle singole prove sperimentale. Per i numeri in ascissa si faccia riferimento alla Tabella 7.2.

I dati ottenuti evidenziano come il quantitativo d'acqua recuperato è elevato anche nei casi con condizioni al contorno critiche. La massima perdita percentuale è del'10% circa e si riscontra in due casi: elevato irraggiamento con portata specifica di $0.02[l/s\ m^2]$ ove la perdita è principalmente imputabile all'evaporazione essendo elevata la temperatura superficiale del pannello, e nel caso di elevata velocità del vento con portata specifica sempre di $0.02[l/s\ m^2]$.

Durante le prove con velocità del vento frontale costante si è osservato come la maggiore perdita fosse dovuta all'acqua che veniva trascinata dal vento: il getto d'acqua che incideva sulla superficie a causa dell'elevata pressione permetteva la formazione di goccioline disperse in aria che a causa del vento venivano trasportate oltre il bordo superiore del pannello.

La temperatura dell'acqua recuperata nelle prove con irraggiamento di circa $500[W/m^2]$ è risultata di qualche grado maggiore rispetto alla temperatura alla quale veniva erogata. Situazione molto diversa nel caso con irraggiamento prossimo ai $1000[W/m^2]$: nel caso di raffreddamento con 2 microirrigatori la temperatura dell'acqua al termine del primo ciclo di raffreddamento da 60[s] è risultata pari a $31[^\circ C]$. L'acqua ha subito un incremento di $17[^\circ C]$ valore molto elevato se consideriamo un'eventuale stoccaggio dell'acqua recuperata. Inoltre tale valore non permetterebbe una reimmissione in un pozzo in quanto il ΔT sarebbe troppo elevato. E' importante sottolineare che questo valore è relativo al primo di ciclo di raffreddamento ovvero con temperatura del pannello massima. In ipotesi di utilizzo del presente sistema di raffreddamento in una giornata tipica estiva è possibile evitare questo problema programmando il raffreddamento sin dal mattino impedendo al pannello di raggiungere una temperatura elevata tale da riscaldare eccessivamente l'acqua. Tale fenomeno è comunque legato esclusivamente al primo ciclo di raffreddamento, dunque l'aumento relativo di temperatura dell'acqua si potrebbe ritenere trascurabile

7.2 Valutazione evaporazione acqua

In letteratura, gli studi aventi per oggetto la valutazione del fenomeno dell'evaporazione di un fluido in aria ferma sono numerosi, mentre più difficile è individuarne nel caso una corrente d'aria si muova al di sopra del fluido.

Per il caso in esame si farà riferimento a due formule di origine sperimentale [22] come suggerito e verificato dallo studio [14].

La prima è la formula di Carrier, attualmente utilizzata nei calcoli per la valutazione dei carichi latenti degli impianti di condizionamento dell'aria e dell'evaporazione in piscine o bacini d'acqua. L'equazione risulta confermata in diverse sperimentazioni ed il campo di validità per la velocità dell'aria è compreso tra circa 0[m/s] e 7[m/s]. Il tasso di evaporazione J [g/(m² h)] si esprime:

$$J = (95 + 83.7 \cdot V_v) \cdot \frac{P_w - P_a}{h_w} \quad (7.1)$$

Il termine h_w [J/kg] è l'entalpia di vaporizzazione dell'acqua, ricavabile da tavole delle proprietà termofisiche dei fluidi o da correlazioni. La velocità del vento è espressa con V_v [m/s]. Le pressioni P_w e P_a [Pa] sono rispettivamente la pressione di saturazione alla temperatura dell'acqua e la pressione di vapore nell'aria. Nota l'umidità relativa e la temperatura dell'aria, il secondo termine si calcola:

$$P_a = \rho \cdot P_{sat}(t_a) \quad (7.2)$$

La pressione di saturazione ad una data temperatura t [°C] si può ricavare da tabulazioni oppure dalla formula:

$$P_{sat} = 611.85 \cdot e^{\frac{17.502 \cdot t}{240.9 + t}} \quad (7.3)$$

La seconda relazione presa in considerazione per la valutazione dell'evaporazione è l'equazione sperimentale ricavata da M.T. Pauken. Eccetto le pressioni che sono espresse in [kPa], i rimanenti termini hanno il medesimo significato:

$$J = a \cdot (P_w - P_a)^b \quad (7.4)$$

$$a = 74.0 + 97.97 \cdot V_v + 24.91 \cdot V_v^2$$

$$b = 1.22 - 0.19 \cdot V_v + 0.038 \cdot V_v^2$$

I risultati delle due equazioni sono in buon accordo tra loro. Per una verifica completa si faccia riferimento sempre allo studio [14].

Entrando più nel dettaglio della specifica applicazione del raffreddamento a film, è necessario assumere una temperatura media dell'acqua per valutare la pressione di vapore. La temperatura del fluido, infatti, aumenterà lungo la direzione del flusso sul pannello, dato che assorbirà calore dallo stesso realizzando il desiderato effetto di raffreddamento. In prima approssimazione si assume quindi come temperatura per il calcolo della pressione di saturazione la media t^* tra temperatura di ingresso t_i e di uscita t_u del fluido. Nota la t_i e indicato con q il calore asportato dal fluido, si ha:

$$t_u = t_i + \frac{q}{m \cdot c_p} \quad (7.5)$$

dove le grandezze m e q sono riferite ad un'area unitaria. La temperatura media di riferimento sarà pari a:

$$t^* = \frac{t_u + t_i}{2} \quad (7.6)$$

Si noti che il valore della t^* non si discosta significativamente da quello della temperatura di ingresso a regime stazionario termico raggiunto in buona parte dei casi, mentre ci si potrà aspettare una temperatura più elevata, e di conseguenza una maggiore evaporazione durante il transitorio termico di accensione dell'impianto di raffreddamento.

7.2.1 *Verifica dei dati sperimentali con equazioni di Carrier e M.T.Pauken*

I dati sperimentali relativi alle quantità d'acqua recuperata verranno confrontati con i valori ottenuti dalle due equazioni relative all'evaporazione appena presentate nel caso di irraggiamento pari a $1050[\text{W}/\text{m}^2]$. Si limita l'analisi alle sole condizioni critiche in quanto sono quelle più influenzate dal fenomeno dell'evaporazione, quindi le più importanti da analizzare anche in prospettiva di un futuro utilizzo della presente tecnologia nel campo fotovoltaico di riferimento che data la sua posizione geografica risente particolarmente dei fenomeni legati all'elevata radiazione solare.

Il tasso di evaporazione verrà calcolato per ogni ciclo di raffreddamento sulla temperatura di cella rilevata all'accensione del sistema di raffreddamento. Ciò è necessario in quanto come precedentemente esposto il tasso di evaporazione nel primo di ciclo di raffreddamento (condizioni di pannello riscaldato) sarà sicuramente maggiore del tasso di evaporazione dell'ultimo ciclo, quando il pannello è già in una condizione di raffreddato. Si è inoltre assunta costante la temperatura dell'acqua di raffreddamento ($14[^\circ\text{C}]$) anche se è verosimile un suo riscaldamento all'interno del tubo nei momenti di fermo ciclo.

	J [l/min m ²] <i>primo ciclo on</i>		J [l/min m ²] <i>secondo ciclo on</i>		J [l/min m ²] <i>terzo ciclo on</i>		Evaporazione totale calcolata [l]	Evaporazione + dispersione rilev. [l]	Dispersione [l]
	Pauken	Carrier	Pauken	Carrier	Pauken	Carrier			
Prova sperimentale							Carrier	Analisi sperimentale	Carrier
Cicli 60-270 -- 3u v0	0,0206	0,0218	0,0099	0,0120	0,0082	0,0102	0,0712	0,81	0,7388
Cicli 60-270 -- 3u v2	0,0947	0,0573	0,0648	0,0402	0,0585	0,0365	0,2168	0,76	0,5432
Cicli 60-270 -- 9u v0	0,0047	0,0065	0,0029	0,0043	0,0026	0,0040	0,0240	1,60	1,5760
Cicli 60-270 -- 9u v2	0,0343	0,0222	0,0262	0,0172	0,0245	0,0162	0,0898	1,60	1,5102
Cicli 60-270 -- 2u v0	0,0467	0,0428	0,0223	0,0233	0,0174	0,0190	0,1376	0,64	0,5024
Cicli 60-270 -- 2u v2	0,1762	0,1026	0,1166	0,0697	0,1058	0,0634	0,3811	0,54	0,1589

Tabella 7.3: Valutazione dell'evaporazione d'acqua nei cicli 60-270[s] con irraggiamento 1050[W/m²] con la formula di Pauken e in particolare con la formula di Carrier per il confronto con i dati sperimentali.

Dalla Tabella 7.3 si evidenzia come in condizioni di elevata ventosità e bassa portata d'acqua l'evaporazione risulti più marcata rispetto agli altri casi. In generale è il vento il parametro che più influenza l'evaporazione delle portate d'acqua che si riversano sulla superficie del pannello; sempre il vento è il maggior responsabile delle dispersioni d'acqua sopra e a lato del pannello.

Queste osservazioni permettono di affermare che il sistema a film risente in modo limitato dell'evaporazione quando non c'è vento e dunque è molto importante prevedere un sistema di recupero efficace che limiti le dispersioni a valle del pannello. Ampliando le considerazioni al campo fotovoltaico di riferimento, il vento potrebbe costituire valore aggiunto al raffreddamento: il quantitativo d'acqua disperso potrebbe essere sfruttato positivamente dai pannelli adiacenti, creando quindi un sistema aggiuntivo di raffreddamento a spray che interesserebbe la totalità delle superfici del pannello.

7.3 *Recupero dell'acqua nel campo fotovoltaico di riferimento: possibilità e criticità*

Nelle prove sperimentali si è adottato un sistema di recupero molto semplice, veloce da realizzare che garantiva un buon recupero dell'acqua, anche in condizioni di elevata portata. Nel caso del campo fotovoltaico di riferimento il problema del recupero diventa più complesso. Non è possibile infatti adottare la soluzione utilizzata nelle prove sperimentali, sono necessarie delle valutazioni e modifiche sostanziali.

La prima problematica riguarda la distanza dei pannelli adiacenti che costituiscono la *vela* (si veda il Capitolo 3). I pannelli non sono uniti tra loro, vi è uno spazio vuoto di 10[mm] circa; ciò non permetterebbe al film, proveniente dal pannello superiore, di raggiungere il pannello sottostante cadendo quindi a terra senza possibilità di recupero. Questa prima problematica potrebbe essere risolta utilizzando un sigillante siliconico per unire fisicamente i due pannelli

permettendo al film d'acqua di fluire fino all'ultimo pannello posto alla base per poi esser recuperata.

La grondaia utilizzata nelle prove è stata installata lungo il lato corto del pannello con un'inclinazione di 5° . Tale grondaia asserviva a un singolo pannello, nel caso del campo fotovoltaico sarebbe impensabile utilizzarne 6 per ogni vela (vi sono 6 pannelli per vela lungo il lato parallelo al terreno); bisognerebbe predisporre altrettanti recipienti/invasi di recupero. Conviene ipotizzare un'unica grondaia apportando dei miglioramenti costruttivi.

Le vele sono costituite da 6 pannelli lungo il lato parallelo al terreno, per un totale di 10[m] circa di lunghezza. Mantenendo l'inclinazione sperimentalmente verificata di 5° , la grondaia risulterebbe lunga 10,1[m] circa e distante dal bordo inferiore del pannello estremo destro, 0.9[m] circa.

Come osservato dalle prime prove, la velocità con la quale l'acqua giunge al bordo inferiore del pannello è elevata, si rende necessaria quindi una barriera di contenimento, rialzata rispetto al bordo inferiore del pannello. Tale barriera convoglierebbe l'acqua nella grondaia e si estenderebbe per tutta la lunghezza della vela e per tutta l'area evidenziata in seguito. Si può ipotizzare di costruirla in plexiglas o policarbonato, materiale economico e resistente alle condizioni atmosferiche.

La soluzione presentata può essere implementata qualora vi fosse una vasca di recupero interrata sotto il pannello in quanto l'altezza da terra del bordo inferiore del pannello è inferiore a 0.9[m]. Inoltre il lavoro di manodopera sarebbe più lungo in quanto oltre alla realizzazione della grondaia si renderebbe necessaria la costruzione della barriera di contenimento.

Semplificando il tutto si potrebbe eliminare la grondaia e allungare la barriera di contenimento fino a terra. L'idea è presentata nella successiva figura:

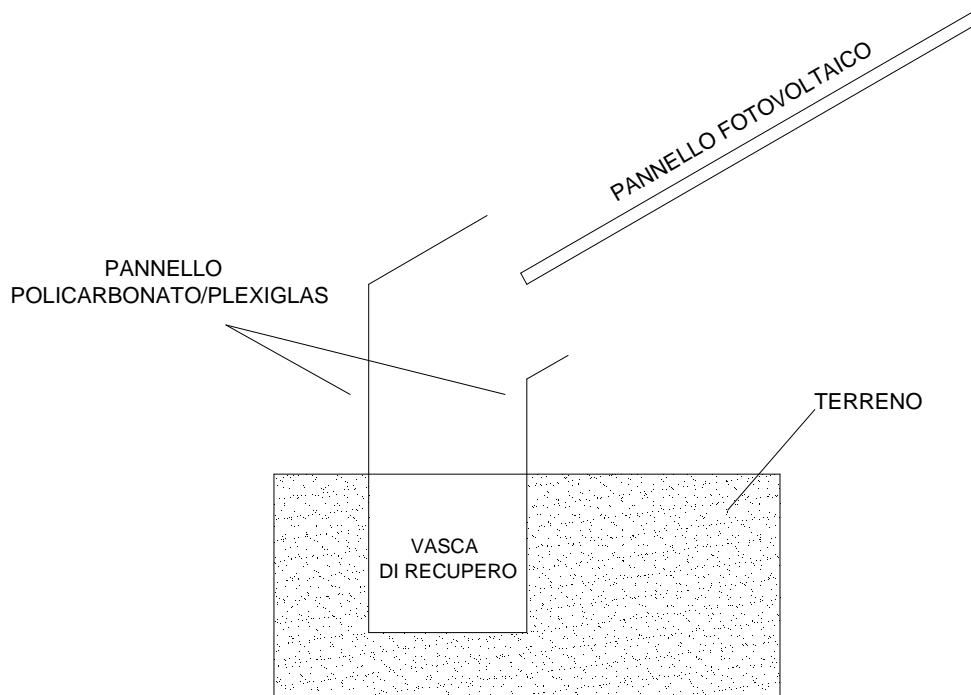


Figura 7.1: Rappresentazione schematica di un possibile sistema di recupero dell'acqua da installare su ogni filare.

L'acqua verrebbe recuperata in una vasca dalle dimensioni indicative di $0.5 \times 70 \times 0.5$ [m] per un volume complessivo di 17.5 [m³]. Nel capitolo successivo si giustificheranno le misure adottate.

La pompa del filare o della linea di filare entrerebbe in azione una volta che il livello dell'acqua recuperata ha raggiunto il livello massimo, riducendone e ottimizzandone quindi l'utilizzo. Inoltre le barriere poste da entrambi i lati garantiscono la protezione da eventuali polveri che potrebbero cadere nella vasca.

CAPITOLO 8

Valutazione di convenienza del raffreddamento sulla base dei dati sperimentali

8.1 Convenienza energetica

Affinché sia possibile considerare il sistema di raffreddamento energeticamente conveniente, si deve garantire che l'energia addizionale prodotta grazie al raffreddamento sia superiore a quella impiegata per il suo esercizio.

Il consumo elettrico principale imputabile al funzionamento del sistema è legato alla pompa che deve fornire la prevalenza necessaria a vincere le perdite di carico continue e localizzate del circuito e il salto geodetico da superare. L'energia addizionale sarà invece prodotta grazie all'incremento di rendimento realizzato rispetto alle tradizionali condizioni di esercizio dell'impianto.

8.1.1 Consumo elettrico della pompa

La valutazione della prevalenza [Pa] che la pompa deve fornire è legata alla conoscenza della configurazione geometrica del sistema idraulico. Parametri di interesse saranno la variazione di quota geodetica del fluido, le perdite di carico continue e localizzate. Analizzando in termini di pressione si ha:

$$\Delta P_{tot} = \Delta P_{geo} + \Delta P_{pc} + \Delta P_{pl} \quad (8.1)$$

Il primo termine si calcola:

$$\Delta P_{geo} = \gamma \cdot \Delta h \quad (8.2)$$

dove Δh varia in base alla posizione della sezione di prelievo (pozzo interrato, bacino ecc).

Il secondo termine è strettamente legato alla configurazione geometrica dell'impianto, in particolare si esprime con un coefficiente che dipende dalla lunghezza delle tubazioni L , dal diametro delle stesse e dalla portata che fluisce all'interno. Il coefficiente viene fornito dai costruttori delle tubazioni.

$$\Delta P_{pc} = \left(\frac{\Delta P_c}{L}\right) \cdot L \quad (8.3)$$

Infine, le perdite di carico localizzate si verificano in corrispondenza a variazioni di percorso o resistenze al moto dell'acqua. A circuito idraulico noto, si possono individuare le sedi delle perdite localizzate, e a seconda della tipologia si quantificano le perdite di pressione sulle stesse. Si determina quindi un coefficiente k da specifiche tabulazioni a seconda del tipo di irregolarità (curva, brusco allargamento, ecc) e si calcola la caduta di pressione relativa alla irregolarità:

$$\Delta P_{pl} = k \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \quad (8.4)$$

Nota la prevalenza ΔP_{tot} [Pa] è immediato determinare la potenza elettrica che deve essere fornita dalla pompa per mantenere in moto il fluido alla portata Q [m³/s] con un rendimento complessivo della pompa η :

$$P = \frac{Q \cdot \Delta P_{tot}}{\eta} \quad [W] \quad (8.5)$$

Nota ora la potenza elettrica che la pompa assorbe durante la fase di accensione si può ricavare l'energia elettrica richiesta dal sistema nel periodo di esercizio. Per fare ciò occorre conoscere la configurazione del ciclo di raffreddamento ovvero i tempi delle fasi di on e off. Definiamo una durata percentuale del periodo di accensione come:

$$D\% = \frac{T_{on}}{T_{off} + T_{on}} \quad (8.6)$$

L'energia richiesta dal pompaggio per la configurazione scelta espressa in [kWh] si esprime come:

$$E_p = \frac{P \cdot D\%}{1000} \quad (8.7)$$

8.1.2 *Energia addizionale prodotta*

Il raffreddamento dei pannelli rispetto comporta un incremento di rendimento che permette di produrre un'energia addizionale rispetto alle condizioni di funzionamento normale. Definito il coefficiente di temperatura del rendimento β , la differenza di temperatura ΔT (media temporale) tra stazionario raffreddato e non raffreddato, e A l'area dei pannelli, l'incremento di rendimento si esprime:

$$\Delta\eta = \beta \cdot \Delta T \cdot \eta_{rif} \quad (8.8)$$

L'incremento di potenza conseguente è:

$$\Delta P = \Delta\eta \cdot G \cdot A \quad [W] \quad (8.9)$$

In ipotesi di irraggiamento pressoché costante l'incremento di energia espresso in [kWh] è pari a:

$$\Delta E = \frac{\Delta P}{1000} \quad (8.10)$$

8.1.3 Valutazione energetica: parametri d'interesse

Si hanno ora a disposizione elementi sufficienti per valutare il bilancio energetico netto del sistema in esercizio, che deve essere positivo affinché ci sia convenienza nel raffreddare i pannelli secondo le modalità ipotizzate. L'energia oraria addizionale netta (gain) [kWh] si esprime, in coerenza con la simbologia adottata:

$$E_g = \Delta E - E_p \quad (8.11)$$

E' interessante determinare il rapporto tra l'energia addizionale netta oraria e l'energia che sarebbe prodotta in un'ora dai generatori fotovoltaici in assenza di raffreddamento. Quest'ultima viene calcolata tenendo conto del rendimento che i pannelli realizzerrebbero a temperatura di regime stazionario non raffreddato. Il valore dell'energia oraria, esprimendo G in [kWh/(h m²)], sarà:

$$E_{nr} = \eta_{nr} \cdot G \cdot A \quad (8.12)$$

Il rendimento in ipotesi di funzionamento non raffreddato è legato ai parametri già evidenziati in precedenza a cui si aggiunge un rendimento a una temperatura di cella di riferimento fornito dal costruttore e reperibile nei datasheet:

$$\eta_{nr} = \eta_{rif} \cdot [1 - \beta \cdot (T_{nr} - T_{rif})] \quad (8.13)$$

Il rapporto tra energia addizionale netta oraria e energia prodotta in condizioni *nr* risulta:

$$R_{add\ netta} = \frac{E_g}{E_{nr}} \quad (8.14)$$

Tale parametro è interessante per capire l'effettivo beneficio del raffreddamento rispetto a una condizione non raffreddata.

8.2 Convenienza economica

Il sistema di raffreddamento sarà conveniente dal punto di vista economico se è in grado di garantire entrate monetarie superiori ai costi di installazione e esercizio dello stesso. I costi in esercizio sono legati al consumo della pompa, alla manutenzione e all'utilizzo dell'acqua.

8.2.1 Entrate monetarie per la produzione addizionale di energia

Le entrate garantite dall'impianto sono legate alla cessione alla rete elettrica dell'energia addizionale prodotta e al relativo incentivo per la produzione da fonte rinnovabile fotovoltaica. La loro determinazione è legata al tipo di contratto stipulato per la cessione e il conseguente regime di incentivazione. Il meccanismo introdotto nell'agosto 2012 prevede il pagamento al proprietario di una tariffa detta onnicomprensiva: il suo valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Nel caso una porzione dell'energia elettrica venga autoconsumata viene corrisposto per ogni [kWh] prodotto e non immesso in rete una somma inferiore.

Prima dell'introduzione del Quinto Conto Energia, era previsto un incentivo fisso per ogni kWh prodotto a prescindere dal fatto che l'energia fosse autoconsumata o ceduta alla rete; in quest'ultimo caso all'incentivo si sommava l'entrata legata alla vendita dell'energia. Il regime incentivante era sicuramente vantaggioso e questo ha portato a un incremento degli impianti fotovoltaici, specie di grandi dimensioni. Il campo fotovoltaico di riferimento è soggetto a quest'ultimo regime incentivante.

E' importante sottolineare che per entrambi vale la considerazione che un [kWh] prodotto dal fotovoltaico comporta per il proprietario una entrata complessiva maggiore della spesa che avrebbe per l'acquisto della stessa quantità di energia dalla rete. Ciò ha una importante implicazione per il sistema oggetto di studio: se anche al limite il bilancio energetico dell'impianto di raffreddamento fosse nullo, quello economico potrebbe essere comunque positivo, rendendo

l'energia totale addizionale prodotta un parametro principe. Di seguito si farà riferimento a R_e [€/kWh] per identificare l'entrata monetaria.

8.2.2 *Costi investimento iniziale*

Il costo dell'investimento iniziale può essere determinato sommando i costi dei singoli componenti e della manodopera necessaria alla realizzazione dell'installazione. I componenti essenziali sono: la pompa, l'eventuale sistema d'accumulo d'acqua, le tubazioni di trasporto della stessa e i corpi di getto (ugelli-microirrigatori), cablaggi elettrici, sistema di controllo e sensori. Il costo di investimento iniziale sarà indicato nel seguito con il termine C_i [€].

8.2.3 *Costi di alimentazione elettrica della pompa*

Il termine C_p [€/kWh], rappresentante il costo di alimentazione elettrica per unità di energia assorbita, sarà proporzionato alle esigenze di pompaggio determinate in fase di progettazione. Tale costo sarà pari al costo dell'acquisto dell'energia nel caso l'energia addizionale venga venduta completamente e la pompa venga separatamente alimentata; sarà nullo se l'alimentazione avviene con parte dell'energia addizionale prodotta dai generatori fotovoltaici. In termini di costi di esercizio il presente costo sarà il più importante da limitare.

8.2.4 *Costo dell'acqua utilizzata*

Il costo associabile all'acqua utilizzata dal sistema di raffreddamento, può essere molto variabile a seconda della specifica situazione. Se si tratta di acqua piovana raccolta e accumulata il costo per unità di volume fluido utilizzato può essere

considerato nullo, così come nel caso si possa prelevare acqua da un corso d'acqua o da un pozzo. Negli ultimi due casi è tuttavia possibile siano presenti dei costi fissi dovuti ad autorizzazioni e concessioni al prelievo. Il costo dell'acqua è indicato con C_w [€/l].

8.2.5 Payback economico

Detta ΔE_j [kWh] la totale energia elettrica addizionale prodotta e completamente venduta nel giorno j -esimo, E_{pj} [kWh] l'energia assorbita dalla rete per il pompaggio e V_j [l] il volume d'acqua consumata nel giorno stesso, il sistema raggiungerà il payback economico, in prima approssimazione senza attualizzare le somme, il giorno d tale per cui si abbia:

$$C_i = \sum_{d=1}^j (\Delta E_j R_e - E_{pj} C_p - V_j C_w - C_f) \quad (8.15)$$

Non essendo possibile prevedere i parametri in gioco su base giornaliera si effettuerà il calcolo su base annua, conoscendo nel dettaglio i valori medi stagionali. L'equazione risulterà molto semplificata, ma ugualmente attendibile.

8.3 Analisi energetica dati sperimentali

Le prove sperimentali hanno fornito utili indicazioni sulle portate specifiche da utilizzare e sui cicli on-off da implementare per mantenere in una condizione di raffreddato il pannello fotovoltaico, ammettendone un'oscillazione di temperatura in un range definito.

Le analisi riportate nel Capitolo 6 hanno individuato nel ciclo 60[s] on e 270[s] off come il più performante in termini di mantenimento di una temperatura media di

cella, ottimizzandone secondo un primo calcolo approssimativo anche i consumi. Tale ciclo verrà ora analizzato più nel dettaglio dal punto di vista energetico aggiungendo delle considerazioni sperimentali non prescindibili perché verificate durante le prove sperimentali. Si tenga presente che l'analisi si riferisce a precise condizioni ambiente; nei paragrafi successivi si analizzerà le potenzialità del sistema considerando delle prestazioni medie stagionali.

8.3.1 *Analisi del ciclo di riferimento*

Si ipotizza di estendere le condizioni rilevate durante le prove a tutto il campo fotovoltaico di riferimento: con un irraggiamento di $1050[\text{W}/\text{m}^2]$, temperatura ambiente di 19°C e velocità del vento nulla, la temperatura di cella media a regime permanente è pari a $58.9[^\circ\text{C}]$.

Definite le condizioni in cui il sistema si trova ad operare si determina il consumo di energia legato alla pompa. I pannelli presenti in un filare sono 168, di cui solo 42 saranno interessati dall'installazione del sistema di raffreddamento; si ipotizza infatti che i pannelli siano sigillati tra loro e che possa realizzarsi la cascata del film d'acqua dal pannello superiore a quello inferiore. Le prove sperimentali prevedevano l'utilizzo di 3 microirrigatori per pannello lungo il lato corto mentre nelle condizioni reali in cui si trovano i pannelli, il sistema di raffreddamento verrà applicato sul lato lungo del pannello. Per questo motivo e per il fatto che il quantitativo d'acqua che si riversa non può essere considerato uniformemente distribuito è necessario prevedere l'utilizzo di 5 microirrigatori per garantire l'uniformità di bagnatura del pannello garantendo le condizioni di cui sopra. Questo dato è ottenuto mediante proporzione. La portata di ogni filare sarà pari a $3.5[\text{l}/\text{s}]$ ovvero $94.5[\text{l}/\text{s}]$ di portata totale d'impianto.

Essendo la portata elevata si ipotizza di utilizzare 3 pompe, una ogni 9 filari collegati al medesimo inverter, che dovranno garantire una portata di $31.5[\text{l}/\text{s}]$ ciascuna. Il potenza totale ipotizzando una geometria d'impianto semplificata ma cautelativa è pari a circa $228[\text{kW}]$.

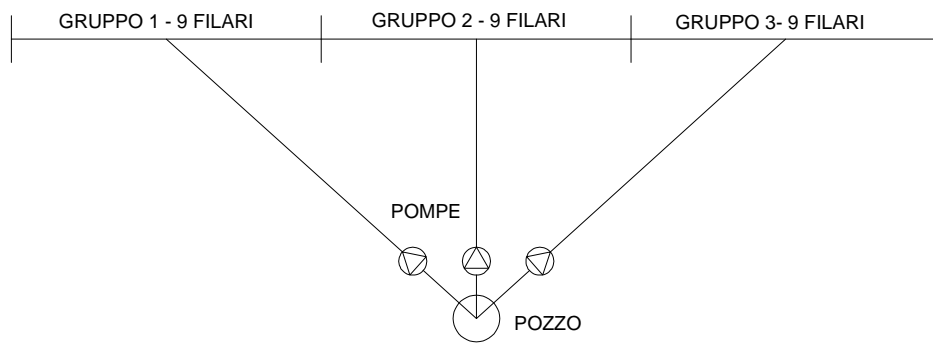


Figura 8.1: Disposizione ipotetica dell'impianto con 3 pompe che coprono ciascuna 9 filari (ogni filare 168 pannelli)

Nelle condizioni di ciclo suddette il consumo di energia per il funzionamento della pompa è pari a 41.5[kWh] e si ottiene un incremento di rendimento del 1.18% (in base alla temperatura media raggiunta dalla cella dopo 3 cicli di raffreddamento dalla condizione di regime permanente riscaldato). In termini di energia addizionale prodotta si ottengono 86.7[kWh] e il bilancio risulta positivo con una produzione addizionale netta pari a 45.2[kWh]. Il dato è molto significativo in termini energetici e costituisce un importante risultato dello studio. Bisogna verificare che a questo sia corrisposto un ritorno economico dell'investimento fatto in tempi opportuni.

Si effettua la medesima analisi nel caso di irraggiamento inferiore, circa 500[W/m²] sulla base dei dati sperimentali ottenuti durante le prove. Come nel caso precedente la temperatura dell'aria è 19[°C], vento nullo, mentre la temperatura di cella media a regime permanente è pari a 36.2[°C].

In queste ipotesi il bilancio risulta negativo, l'energia addizionale prodotta di 40.8[kWh] non compensa l'energia richiesta dal sistema di pompaggio che dev'essere quindi acquistata dalla rete. Sarà interessante verificare se l'autoconsumo garantirà un'entrata sufficiente per compensare il costo d'impianto.

8.4 Valutazione prestazione stagionale

Per valutare in maniera completa le potenzialità del sistema di raffreddamento è necessario effettuare una analisi delle prestazioni nell'arco della stagione.

Innanzitutto si cercherà di determinare i parametri di riferimento, che essendo molto variabili durante l'anno saranno di difficile valutazione; questo porterà inevitabilmente a degli errori che possono essere limitati solamente scegliendo dei valori il più cautelativo possibile.

Si farà riferimento quindi ai parametri percentuali $R_{add\ netta}$ e R_{add} ottenuti dalle precedenti simulazioni e definiti al paragrafo 8.1.3. Si assumerà inoltre un numero di ore annue, indicato con N_y , di funzionamento del sistema (comprehensive delle fasi di on ed off della pompa). Per la valutazione dell'energia prodotta nel caso non raffreddato, che è la base su cui si calcola l'incremento di energia, si devono altresì assumere delle ipotesi, riguardanti l'irraggiamento medio sul piano dei pannelli e la temperatura media del modulo non raffreddato durante le ore di funzionamento del sistema di raffreddamento.

Noti i parametri necessari al calcolo, si ottengono come segue i valori per energia addizionale (ΔE_y) e addizionale netta (E_{gy}) annue, relative ad un'area unitaria:

$$\Delta E_y = \frac{R_{add} \cdot \eta_{nr} \cdot \bar{G} \cdot N_y}{1000} \quad [kWh/m^2\text{anno}] \quad (8.16)$$

$$E_{gy} = \frac{R_{add\ netta} \cdot \eta_{nr} \cdot \bar{G} \cdot N_y}{1000} \quad [kWh/m^2\text{anno}] \quad (8.17)$$

La variabile η_{nr} assume il valore medio temporale del rendimento del modulo non raffreddato durante le h ore, calcolato sulla base della temperatura media

Ottenuti i valori delle due energie addizionali, si procede ad una stima delle entrate monetarie garantite dalla energia addizionale prodotta; il calcolo dipende esclusivamente dal regime di incentivazione dell'impianto. Ovvero se l'impianto è stato installato prima dell'agosto 2012 e quindi non è soggetto al Quinto Conto Energia, le entrate saranno pari alla somma dei due termini seguenti,

ove P_i [€/kWh] è l'incentivo legato alla produzione e P_v [€/kWh] è l'incentivo legato alla vendita in rete dell'energia addizionale netta:

$$R_e = \Delta E_y \cdot P_i + E_{gy} \cdot P_v \quad [€/m^2 \text{ anno}] \quad (8.18)$$

Nel caso l'impianto sia soggetto al Quinto Conto Energia si ha:

$$R_e = (\Delta E_y - E_{gy}) \cdot P_a + E_{gy} \cdot P_o \quad [€/m^2 \text{ anno}] \quad (8.19)$$

Una tariffa onnicomprensiva P_o [€/kWh] viene riconosciuta per l'energia prodotta ed immessa in rete, mentre si ha un premio P_a [€/kWh] per l'energia autoconsumata.

Per la valutazione delle prestazioni stagionali del raffreddamento a film sarà poi utile quantificare il volume d'acqua annualmente evaporato/disperso. Per fare questo, assunto un valore medio temporale per il tasso di evaporazione J [l/(m² h)], la stima è immediata nota l'area complessiva A dell'impianto:

$$V_{evap} = J \cdot A \cdot D\% \cdot N_y \quad (8.20)$$

8.5 Valutazione complessiva ipotesi d'impianto

8.5.1 *Prelievo acqua dal pozzo senza impianto di recupero*

Il primo passo è la valutazione dei costi d'impianto sulla base del layout presentato in Figura 8.1. Si premette che molti dei costi sono una stima sulla base di una ricerca in rete e da un confronto con il precedente studio, dunque sono soggetti a errore.

Il costo delle tre pompe è stimabile in 4500[€]; le tubazioni posizionate sul bordo superiore del pannello (diametro 75[mm]) hanno un costo stimabile in 1[€/m], mentre le tubazioni principali (diametro 225[mm]) hanno un costo stimabile di 4[€/m]. Il sistema di raffreddamento è costituito da 5670 microirrigatori dal costo unitario di 0.15[€] a cui si aggiungono 2000[€] di componentistica varia (raccordi, gomiti ecc). Ipotizzando la costruzione di supporti verticali alle tubazioni poste sul bordo del pannello si ipotizza una spesa di 3500[€]. La manodopera è stimabile in un 40% del costo totale garantendo così un preventivo cautelativo. Con queste ipotesi e trascurando per ora il sistema di recupero dell'acqua, il costo totale C_i è pari a 20800[€].

Si vanno ora a stimare i valori medi stagionali secondo quanto riportato al paragrafo precedente. Nel tempo di funzionamento dell'impianto di raffreddamento, si assume un valore di 700[W/m²] di irraggiamento medio sul piano dei pannelli; tale valore è stato ricavato dall'elaborazione di una serie di dati rilevati sul campo. Si ipotizza che l'impianto funzioni per 7 ore al giorno per 6 mesi l'anno per un totale di 1260[h]. Bisogna poi assumere dei valori per le percentuali R_{add} e $R_{add\ netta}$: sulla base dei risultati ottenuti nelle due configurazioni di irraggiamento (470 e 1050[W/m²]), si assumono i valori di 6.9% e 2.3% per un impianto con rendimento di riferimento dei pannelli pari a 13.5%. La temperatura media stagionale si assume pari a circa 45[°C], dunque il rendimento del modulo non raffreddato sarà pari a 12.4%.

Con le ipotesi assunte il termine ΔE_y è pari a circa [kWh/m² anno], mentre il termine E_{gy} è pari a [kWh/m² anno].

Prendendo a riferimento una tariffa incentivante di 0.30[€/kWh] e una tariffa di vendita dell'energia addizionale netta alla rete di 0.09[€/kWh], si ottiene un ricavo annuo garantito dal sistema di raffreddamento di 2.49[€/m² anno]

Tale cifra tiene già conto dell'alimentazione elettrica della pompa, che avviene utilizzando la stessa energia prodotta dai pannelli nell'ipotesi adottata. Questa entrata dovrà perciò bilanciare le spese di investimento iniziale, di manutenzione e dell'acqua utilizzata.

Ipotizzando una spesa di manutenzione pari a 500[€/anno] e una spesa di fruizione del pozzo pari a 1000[€/anno] il tempo di ritorno dell'investimento PBT si attesta in un anno e mezzo circa. Nel caso di nuova installazione, quindi

impianto soggetto al regime incentivante del 5° Conto Energia il *PBT* aumenta di molto attestandosi in 7 anni e mezzo; l'investimento non risulta vantaggioso come nel caso precedente.

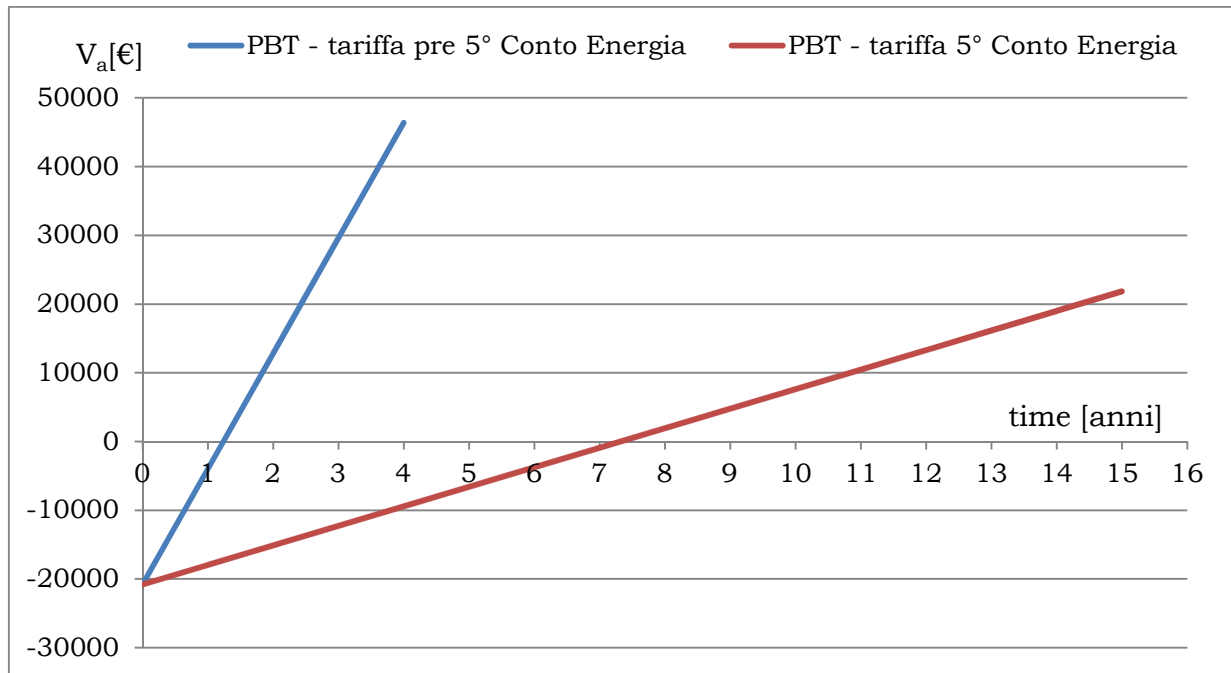


Grafico 8.1: PBT in base alla tariffa incentivante per la soluzione di raffreddamento proposta al paragrafo 8.5.1

8.5.2 *Prelievo acqua dal pozzo con impianto di recupero*

La soluzione precedente dal punto di vista ambientale presentava uno spreco davvero elevato d'acqua che una volta terminata la sua funzione di raffreddamento veniva dispersa nel terreno sottostante i pannelli. Il quantitativo d'acqua utilizzato in una giornata con le ipotesi precedenti e trascurando l'evaporazione è elevato, stimabile in circa 400[m³]. Essendo la risorsa idrica un bene prezioso e limitato è bene prevedere un sistema di recupero della stessa in

modo da poterla riutilizzare. Nel caso in esame si è pensato di introdurre un sistema di recupero strutturato come in figura:

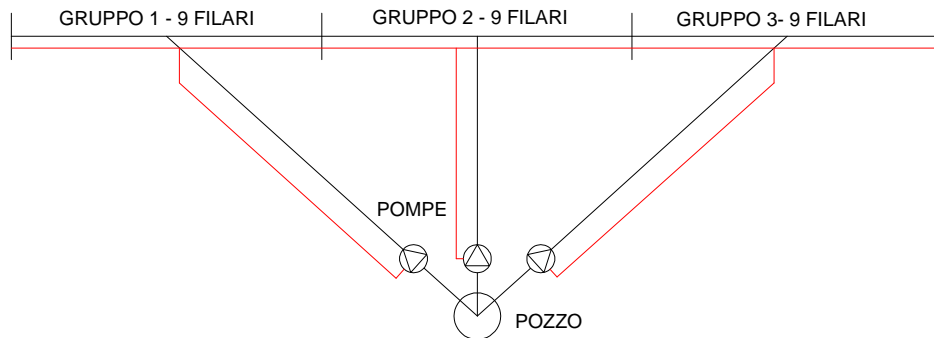


Figura 8.2: Disposizione ipotetica dell'impianto con 3 pompe che coprono ciascuna 9 filari (ogni filare 168 pannelli) con il sistema di recupero tracciato in rosso.

Il recupero dell'acqua verrà attraverso la medesima pompa utilizzata per il pompaggio, con un layout d'impianto parallelo a quello presentato in figura. La vasca di recupero avrà le dimensioni di Figura 7.1, dunque un volume d'acqua stoccato pari a $17.7[m^3]$; il dato garantisce il totale recupero giornaliero del filare nelle ipotesi di funzionamento fin qui adottate, $16.2[m^3]$ trascurando l'evaporazione. Inoltre tale sistema consente anche un recupero efficiente dell'acqua piovana: nel sud Italia (zona di installazione del campo fotovoltaico) le precipitazioni annue sono stimabili in $mm_y=500mm$ dunque il volume d'acqua potenzialmente raccogliabile dai pannelli è pari a:

$$V_{racc} = mm_y \cdot A \cong 370000[l] = 370[m^3] \quad (8.21)$$

Tenendo presente che il dato è su base annua il recupero dell'acqua può avvenire nella sua totalità essendo il volume totale di recupero pari a $478[m^3]$. Dalla figura si evidenzia il pannello posto nel bordo inferiore che blocca la portata d'acqua in arrivo e la direziona verticalmente verso il bacino di recupero sottostante.

In queste ipotesi il costo del sistema di recupero si compone delle seguenti voci: pannello per direzionare la portata in policarbonato alveolare leggero 3[€/m²], sostegni per i pannelli 2000[€], vasca di recupero interrata in calcestruzzo armato 2000[€/cadauna], filtro acqua per la vasca 100[€/cadauno], tubazioni ritorno 4[€/m]. Considerando il costo della manodopera pari al 40% della spesa, il costo totale del sistema di recupero è pari a circa 100000[€]. Il costo effettivo da considerare sarà pari a 120800[€].

Il tasso di evaporazione è ipotizzabile in 1000[g/(m² h)] durante il funzionamento dell'impianto, dunque con D%=0.18 l'evaporazione è stimabile in:

$$V_{evap} = J \cdot D\% \cdot h = 229[l/m^2 \text{ anno}] \quad (8.22)$$

Ipotizzando il recupero totale dell'acqua di raffreddamento e trascurando il recupero dell'acqua piovana, il prelievo annuale dal pozzo per compensare le perdite dovute all'evaporazione si attesta a 1680[m³], con una spesa energetica che si può ritenere trascurabile se effettuo la compensazione nelle ore notturne, a tariffa dell'energia ridotta. Non dovendo prelevare l'acqua dal pozzo, ma direttamente dai bacini che sono a quota geodetica pari a quella della pompa, la spesa energetica associata alla pompa cala del 51.5%. Dunque aggiornando i valori di R_{add} e R_{add netta} a 7.4% e 5.0% si ottiene un ricavo annuo garantito pari a 2.9[€/m² anno].

Il *PBT* si attesta a 6 anni e mezzo circa, valore che permette di reputare l'investimento interessante; si tenga presente che in questo caso si è considerato il regime incentivante pre Quinto Conto Energia. In ipotesi di nuova installazione di un impianto fotovoltaico il *PBT* cresce a 30 anni: l'investimento non ha senso dato che le caratteristiche elettriche dei pannelli sono garantite alla meglio per 25 anni (dato SunPower Spa), dunque le entrate monetarie potrebbero essere minori per un degrado del rendimento.

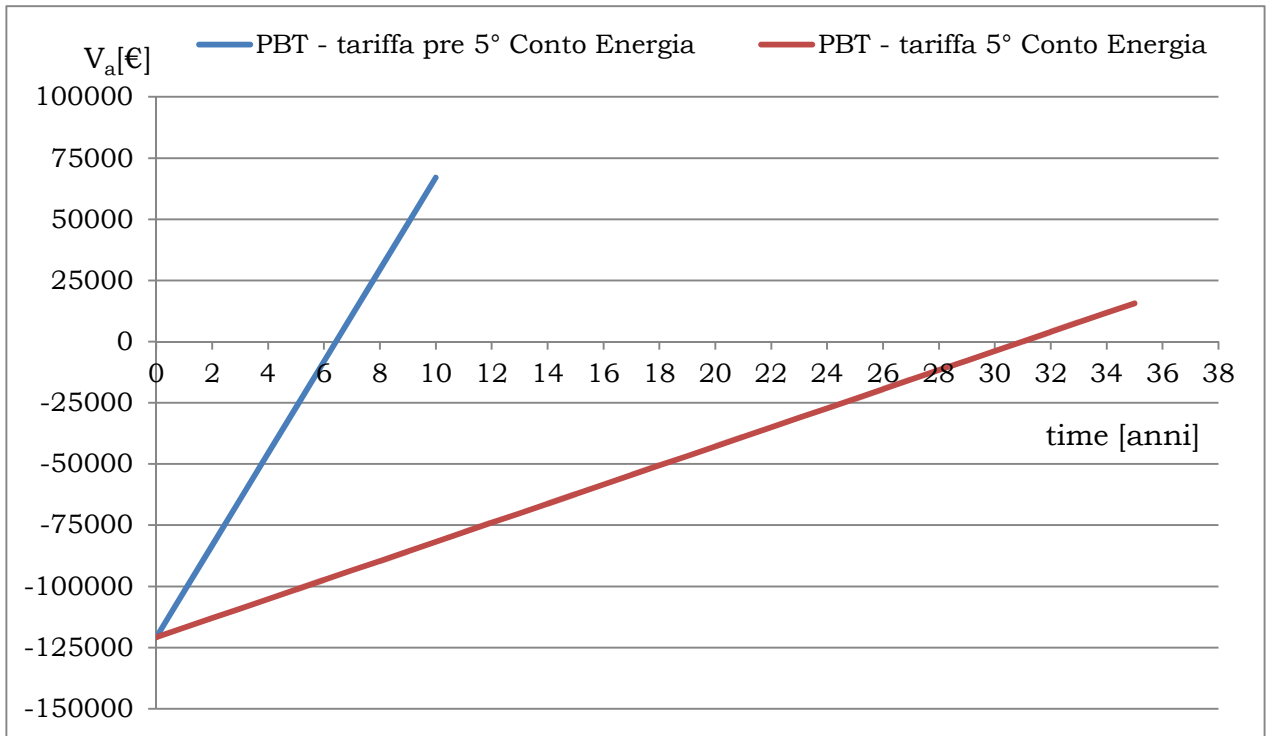


Grafico 8.2: PBT in base alla tariffa incentivante per la soluzione di raffreddamento proposta al paragrafo 8.5.2

CAPITOLO 9

Conclusioni

9.1 Conclusioni dello studio

Lo scopo del lavoro di tesi era analizzare, realizzare e verificare sperimentalmente un sistema di raffreddamento a film d'acqua per pannelli fotovoltaici. La necessità di raffreddare i pannelli fotovoltaici nasce dalla possibilità di ottenere maggiori rendimenti elettrici in condizioni ambientali critiche (irraggiamento e temperatura ambiente elevati), con incrementi di produzione elettrica fino al 13%.

Nella prima fase si è analizzato nel dettaglio il problema grazie agli studi presenti in letteratura evidenziandone possibilità e limiti con l'obiettivo di portare valore aggiunto a quanto la letteratura scientifica ha prodotto sinora. Lo studio si è focalizzato sul sistema di raffreddamento a film in quanto dalle analisi e dai risultati dello studio [14] è risultato il sistema più efficiente, con un margine di guadagno in termini ambientali (recupero dell'acqua) considerevoli rispetto a un sistema a spray ove la risorsa idrica viene completamente dispersa. Si sono analizzate le possibilità di realizzazione del film tenendo come riferimento per una futura installazione, il campo fotovoltaico della ForGreen Spa.

L'impianto di raffreddamento adottato è frutto di un'analisi sulle caratteristiche che impianti di questo tipo devono necessariamente avere: efficienza, economicità, versatilità e durata.

I modelli teorici presentati sono stati verificati sperimentalmente riscontrando attendibilità con un errore massimo pari al 25% (valore prevedibile a causa di alcuni parametri trascurati volutamente per semplificare il modello). Nei casi di interesse (raffreddamento a film) i modelli presentavano attendibilità più che buona, dunque è possibile utilizzarli per effettuare delle simulazioni determinando le temperature in gioco. I transitori termici invece presentano differenze maggiori in particolare nella fase di raffreddamento, dove in media il

transitorio reale è risultato di circa un minuto più lento rispetto ai 3 minuti e mezzo ottenuti dalla simulazione ($t_{raff_reale} > 20\%$).

I modelli possono essere utilizzati con buon margine di sicurezza per determinare la temperatura di fine transitorio ma non per studiarne l'andamento durante il transitorio stesso.

Le successive analisi sperimentali avevano come obiettivo la determinazione di tempi e entità del raffreddamento per mantenere una condizione raffreddato; oltre ai benefici in termini energetici, tale condizione garantisce meno stress termici al pannello. Si è individuato quindi il ciclo ottimale, che è risultato quello caratterizzato da 60[s] di fase on e 270[s] di fase off, con una portata di 0.082[l/s] per pannello. Con condizioni al contorno critiche si è raggiunto un incremento netto di produzione del 7% che potrebbe incrementare qualora si ottimizzasse l'impianto (minor consumo delle pompe, tipologia di materiali, disposizione tubazioni ecc.). Nel caso di irraggiamento dimezzato, l'incremento netto si attesta a circa il 3%; da un'analisi su base stagionale è risultato un payback time di circa un anno e mezzo. Il risultato è soddisfacente ma è frutto di due condizioni: non è previsto il sistema di recupero dell'acqua e la tariffa incentivante considerata è quella pre-5° Conto Energia. Dal punto di vista ambientale la soluzione è sicuramente inappropriata, basti pensare che andrebbero dispersi giornalmente circa 430[m³] d'acqua. Prevedendo un sistema di recupero il payback time si allunga a sei anni e mezzo, ma il consumo della risorsa idrica sarebbe davvero limitato: con l'impianto di recupero considerato si prelevano dal pozzo solo 10[m³/giorno] d'acqua per compensare l'evaporazione ed eventuali perdite.

L'installazione di un impianto di raffreddamento in nuovi impianti fotovoltaici è conveniente solamente nel caso non vi sia il recupero; la spesa iniziale per l'impianto di recupero è elevata e la tariffa incentivante del 5° Conto Energia non permette di rientrare nell'investimento in meno di 30 anni, un periodo troppo lungo. Questo è sicuramente un limite che conferma ancora una volta come gli impianti di raffreddamento siano più convenienti per impianti fotovoltaici a tariffa incentivante pre-5° Conto Energia. E' bene ricordare che in commercio esistono già soluzioni di raffreddamento per pannelli fotovoltaici di nuova costruzione, installate direttamente nel retro del pannello.

Nel complesso, la maggiore convenienza per l'installazione dei sistemi di raffreddamento per fotovoltaico si riscontra quando vi sia disponibilità d'acqua in prossimità dell'impianto senza limiti restrittivi sul prelievo e sulla sua successiva dispersione.

9.2 Evoluzioni future

Le prove sperimentali essendo *indoor* non tengono conto dei fenomeni legati all'esterno: velocità del vento variabile in entità e direzione, variazione della temperatura ambiente e variazione dell'irraggiamento causa cielo non completamente sereno. Date queste considerazioni sarebbe opportuno effettuare le medesime prove all'esterno, monitorando il pannello per un certo periodo di tempo. Questo garantirebbe una quantità di dati maggiore e valori più prossimi alle realtà operative. Il recente acquisto da parte del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Padova di 3 termocoppie NI USB-TC01 permetterà di effettuare prove ancora più precise e performanti.



Figura 9.1: Termocoppia tipo J con sistema USB-TC01 prodotto dalla National Instruments

Il sistema di recupero dell'acqua presentato è frutto di un'idea nata dalle esigenze riscontrate in fase di prove sperimentali. Sarebbe interessante progettare nel dettaglio un sistema di recupero valutandone così tutti gli aspetti che in questo studio sono stati trascurati: temperatura dell'acqua nella vasca di deposito ed eventuali implicazioni, presenza o meno di polveri e loro influenza, pulizia della vasca e dei filtri qualora vi fossero fenomeni di ristagno (alghe), materiali da utilizzare ecc. Oltre alla parte tecnica sarebbe interessante approfondire la parte

economica di valutazione dei costi iniziali che nel presente studio rappresentavano l'ostacolo maggiore per la realizzazione dell'impianto.

I test di affidabilità presentati al Capitolo 3 garantiscono che il pannello possa resistere a condizioni di criticità ambientale elevate. Di recente è stato riscontrato che in impianti con tensioni superiori ai 1000V (impianti di grandi taglia, il riferimento del presente studio) vi era una perdita di potenza dovuta alla tensione elevata. Il fenomeno è stato definito PID (Potential Induced Degradation) [23]. Secondo i ricercatori della Solon Spa, prima azienda a presentare delle contromisure, il fenomeno è legato al non perfetto isolamento del pannello; gli stessi ricercatori hanno effettuato delle prove con condizioni ambiente ad elevata umidità (panni umidi o pannelli immersi frontalmente in acqua). Sarebbe interessante collaborare con i promotori della ricerca per determinare l'influenza di un film d'acqua in questo fenomeno ed eventualmente testare delle contromisure; il fenomeno del PID non può essere trascurato.

BIBLIOGRAFIA

- [1] L.A. Lamont, History of Photovoltaics, Volume 1, Pages 31–45, 2012, Photovoltaic Solar Energy.
- [2] GSE, Rapporto statistico sul solare fotovoltaico, dicembre 2011.
- [3] Practical Handbook of Photovoltaics, Edited by Tom Markvart and Luis Castañerm, 2003.
- [4] E. Skoplaki, J.A. Palyvos, On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, Solar Engineering Unit, School of Chemical Engineering, National Technical University of Athens, 2008.
- [5] Emmanuel Amy de la Breteque, Thermal aspects of c-Si photovoltaic module energy rating, Laboratory for Solar Systems (L2S)/Institut National d’Energie Solaire (INES), Francia, 2008.
- [6] D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvil, Analysis of factors influencing the annual energy production of photovoltaic systems, Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, New Orleans, 2002, pp. 1356-1361.
- [7] S. S. Krauter, R. Hanitsch, Actual optical and thermal performance of PV modules, Solar Energy Materials and Solar Cells 41/42 (1996) 557-574.
- [8] Stefan Krauter, Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels, Solar Energy Materials & Solar Cells 82 (2004) 131–137.

[9] Stefan Krauter, Rolf Hanitsch (Technical University of Berlin), Luciano Moreira (Universidade Federal do Rio de Janeiro), New optical and thermal enhanced PV-modules performing 12% better under true module rating conditions.

[10] Earle Wilson, Theoretical and operational thermal performance of a 'wet' crystalline silicon PV module under Jamaican conditions, *Renewable Energy* 34 (2009) 1655–1660.

[11] Potuganti Prudhvi, Ponnappalli Chaitanya Sai, Efficiency Improvement of Solar PV Panels Using Active Cooling, NIT Warangal, India.

[12] TÜV Rheinland, PV module safety qualification according to IEC 61730:2004, EN 61730:2007, Gennaio 2009.

[13] TÜV SÜD America Inc., Basic Understanding of IEC Standard Testing For Photovoltaic Panels.

[14] Fabio Schiro, Sistemi di raffreddamento per moduli fotovoltaici: analisi delle possibili configurazioni, modellazione teorica e studio di un impianto esistente, Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica, Università degli Studi di Padova, Ottobre 2012.

[15] E. Skoplaki, J.A. Palyvos, Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy* 34 (2009) 23–29.

[16] Ezio Zandegiacomo, Appunti di trasmissione del calore, Università degli Studi di Trieste.

[17] Modelling photovoltaic systems, *Photovoltaics Bulletin*, January 2003.

[18] Regione Puglia, Settore protezione civile, ufficio idrografico e mareografico

[19] S.C. Solanki, Swapnil Dubey, Arvind Tiwari, Indoor simulation and testing of photovoltaic thermal (PV/T) air collectors, *Applied Energy* 86 (2009) 2421-2428.

[20] Qinglong Meng, Yuan Wang, Linhua Zhang, Irradiance characteristics and optimization design of a large-scale solar simulator, *Solar Energy* 85 (2011) 1758-1767

[21] Fanzghi Chen, Stephen K. Wittkopf, Poh Khai Ng, Hui Du, Solar heat gain coefficient measurement of semi-transparent photovoltaic modules with indoor calorimetric hot box and solar simulator, *Energy and Buildings* 53 (2012) 74–84.

[22] An experimental investigation of combined turbulent free and forced evaporation, Michael T. Pauken, *Experimental Thermal and Fluid Science* 18 (1999), p. 334-340.

[23] Jochen Siemer, Christian Haase, Alto potenziale di danni, *Ricerca e Tecnologia, Photon*, Febbraio 2011.

[24] D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvil, Photovoltaic Array Performance Model Report: SAND2004e3535. Photovoltaic System R&D Department, Sandia National Laboratories, 2004.

]