

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

ĐẶNG VĂN BÌNH

NGHIÊN CỨU LÀM MÁT BỊ ĐỘNG NHẪM NÂNG CAO
HIỆU SUẤT CHUYỂN ĐỔI CỦA TẮM QUANG ĐIỆN
BẰNG BỘ TẢN NHIỆT

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KỸ THUẬT NĂNG LƯỢNG

Hà Nội - 2026

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

ĐẶNG VĂN BÌNH

**NGHIÊN CỨU LÀM MÁT BỊ ĐỘNG NHẪM NÂNG CAO
HIỆU SUẤT CHUYỂN ĐỔI CỦA TẮM QUANG ĐIỆN
BẰNG BỘ TẢN NHIỆT**

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KỸ THUẬT NĂNG LƯỢNG

Ngành: Kỹ thuật năng lượng

Mã số: Thí điểm

NGƯỜI HƯỚNG DẪN KHOA HỌC:

TS. Phạm Quang Vũ

TS. Phạm Mạnh Hải

Hà Nội - 2026

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan luận án: “Nghiên cứu làm mát bị động nhằm nâng cao hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện bằng bộ tản nhiệt” là công trình nghiên cứu của riêng tôi.

Các kết quả trình bày trong luận án là trung thực và đã được công bố trên các tạp chí khoa học, hội thảo khoa học thuộc danh mục Scopus, tạp chí khoa học trong nước nằm trong danh mục tính điểm của Hội đồng Giáo sư nhà nước.

Hà Nội, ngày tháng năm 2026

Tập thể cán bộ hướng dẫn

Nghiên cứu sinh

TS. Phạm Quang Vũ TS. Phạm Mạnh Hải

Đặng Văn Bính

LỜI CẢM ƠN

Trước tiên, tôi xin gửi lời cảm ơn trân trọng nhất đến tập thể hướng dẫn khoa học - TS. Phạm Quang Vũ và TS. Phạm Mạnh Hải, những người đã luôn dành thời gian và kiến thức của mình để hướng dẫn, hỗ trợ cho tôi trong suốt thời gian học tập và nghiên cứu. Những định hướng nghiên cứu, sự động viên của các Thầy đã giúp tôi vượt qua những thách thức và có nhiều tiến bộ trong quá trình này.

Tôi xin trân trọng gửi lời cảm ơn đến Ban Giám hiệu, các giảng viên của Khoa Năng lượng mới và Phòng Quản lý Đào tạo, Trường Đại học Điện lực đã tạo điều kiện, giúp đỡ tôi trong suốt quá học tập, nghiên cứu tại Trường.

Tôi xin trân trọng cảm ơn lãnh đạo cơ quan đang công tác đã tạo điều kiện về thời gian và công việc để tôi có thể hoàn thành khóa học.

Tôi xin gửi lời cảm ơn chân thành đến các nhà khoa học đã đóng góp các ý kiến quý báu và hỗ trợ tôi trong mọi khía cạnh của luận án này.

Cuối cùng, tôi muốn gửi lời cảm ơn đặc biệt đến gia đình và bạn bè của tôi, những người đã luôn ủng hộ và động viên tinh thần cho tôi trong suốt quá trình học tập, nghiên cứu.

Hà Nội, ngày tháng năm 2026

Nghiên cứu sinh

Đặng Văn Bình

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	i
LỜI CẢM ƠN	ii
DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT	vii
DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU, CHỈ SỐ	viii
DANH MỤC CÁC HÌNH VẼ	xi
DANH MỤC BẢNG BIỂU	xiv
MỞ ĐẦU	1
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VẤN ĐỀ NGHIÊN CỨU	5
1.1. KHÁI QUÁT CHUNG VỀ TẮM QUANG ĐIỆN	5
1.1.1. Khái niệm	5
1.1.2. Cấu tạo và nguyên lý hoạt động	5
1.1.3. Một số thông số đặc trưng của tấm quang điện	7
1.1.4. Các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện	11
1.2. NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG VÀ CÁC GIẢI PHÁP LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN	13
1.2.1. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện	13
1.2.2. Các giải pháp làm mát tấm quang điện	15
1.3. TÌNH HÌNH NGHIÊN CỨU TRONG VÀ NGOÀI NƯỚC VỀ LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN BẰNG BỘ TẢN NHIỆT	17
KẾT LUẬN CHƯƠNG 1	27

CHƯƠNG 2: XÂY DỰNG MÔ HÌNH TOÁN XÁC ĐỊNH NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG CỦA TẮM QUANG ĐIỆN	28
2.1. CƠ SỞ TÍNH TOÁN TRAO ĐỔI NHIỆT CỦA TẮM QUANG ĐIỆN	28
2.1.1. Dẫn nhiệt	28
2.1.2. Trao đổi nhiệt đối lưu	29
2.1.3. Trao đổi nhiệt bức xạ	32
2.2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TOÁN XÁC ĐỊNH NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG CỦA TẮM QUANG ĐIỆN	34
2.2.1. Mô hình tính toán và các giả thiết	34
2.2.2. Mô hình toán xác định nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện	35
2.3. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TOÁN XÁC ĐỊNH NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG CỦA TẮM QUANG ĐIỆN KẾT HỢP BỘ TẢN NHIỆT	37
2.3.1. Mô hình tính toán và các giả thiết	37
2.3.2. Mô hình toán xác định nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện có bộ tản nhiệt	38
2.4. KIỂM CHỨNG MÔ HÌNH TOÁN	44
2.5. TÍNH TOÁN LÝ THUYẾT NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG CỦA TẮM QUANG ĐIỆN	47
2.5.1. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện khi cường độ bức xạ thay đổi	48
2.5.2. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện khi nhiệt độ môi trường thay đổi	49
2.5.3. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện khi vận tốc gió thay đổi	50
2.5.4. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện khi góc nghiêng thay đổi	51
KẾT LUẬN CHƯƠNG 2	54

CHƯƠNG 3: ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ TRUYỀN NHIỆT CỦA CÁC BỘ TẢN NHIỆT VÀ ĐÁNH GIÁ SƠ BỘ KHẢ NĂNG LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN	55
3.1. THÔNG SỐ CỦA BỘ TẢN NHIỆT	55
3.2. ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ TRUYỀN NHIỆT CỦA CÁC BỘ TẢN NHIỆT	57
3.2.1. Xây dựng mô hình thực nghiệm	58
3.2.2. Các bước tiến hành thực nghiệm và hiệu chuẩn thiết bị	60
3.2.3. Phương pháp tính toán	61
3.2.4. Kết quả đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của bộ tản nhiệt	63
3.3. ĐÁNH GIÁ SƠ BỘ KHẢ NĂNG LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN	71
KẾT LUẬN CHƯƠNG 3	74
CHƯƠNG 4: THỰC NGHIỆM ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN CỦA BỘ TẢN NHIỆT	75
4.1. MÔ HÌNH THỰC NGHIỆM	75
4.1.1. Nguyên lý tiến hành thực nghiệm	75
4.1.2. Dụng cụ, thiết bị thực nghiệm	76
4.1.3. Tiến hành thực nghiệm	79
4.2. KẾT QUẢ THỰC NGHIỆM ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC YẾU TỐ ĐẾN HIỆU QUẢ LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN CỦA CÁC BỘ TẢN NHIỆT	80
4.2.1. Ảnh hưởng của cường độ bức xạ đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện	80
4.2.2. Ảnh hưởng của nhiệt độ môi trường đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện	85

4.2.3. Ảnh hưởng của vận tốc gió đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện	89
4.2.4. Ảnh hưởng của góc nghiêng đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện	93
4.3. THỰC NGHIỆM NGOÀI MÔI TRƯỜNG THỰC TẾ	98
KẾT LUẬN CHƯƠNG 4	107
KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG NGHIÊN CỨU TIẾP THEO	108
TÀI LIỆU THAM KHẢO	110
DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH CÔNG BỐ LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN	123
PHỤ LỤC 1. Nhiệt độ hoạt động tính toán của tấm quang điện trong kiểm chứng mô hình toán	124
PHỤ LỤC 2. Tính toán nhiệt trở của lớp đế của các bộ tản nhiệt	125
PHỤ LỤC 3. Tính toán nhiệt trở của lớp đế của bộ tản nhiệt sử dụng vật liệu tản nhiệt Indium foil để kết nối và nhiệt độ hoạt động tính toán của tấm quang điện	126
PHỤ LỤC 4. Hệ số tỏa nhiệt của tấm quang điện được xác định bằng thực nghiệm	129
PHỤ LỤC 5. Thông số kỹ thuật của thiết bị điều khiển, thiết bị đo	131
PHỤ LỤC 6. Công suất của các tấm quang điện đo được	139
PHỤ LỤC 7. Một số kết quả đo thực nghiệm ngoài thực tế ngày 27/7/2025	141
PHỤ LỤC 8. Một số kết quả đo thực nghiệm ngoài thực tế ngày 13/9/2025	158

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

Từ viết tắt	Nghĩa tiếng Việt	Nghĩa tiếng Anh
BTN	Bộ tản nhiệt	
CĐBX	Cường độ bức xạ	
HSCĐ	Hiệu suất chuyển đổi	
NDHD	Nhiệt độ hoạt động	
NOCT	Nhiệt độ hoạt động danh nghĩa của tế bào quang điện	Nominal Operating Cell Temperature
PV	Quang điện	Photovoltaic
STC	Điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn	Standard Test Conditions

DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU, CHỈ SỐ

Ký hiệu/Chỉ số	Ý nghĩa	Đơn vị
Ký hiệu		
A	Diện tích	m^2
B	Số Biot	
c	Nhiệt dung riêng	J/kg.K
E	Cường độ bức xạ	W/m^2
f	Cường bức	
Fo	Số Fourier	
G	Số Grashof	
g	Gia tốc trọng trường, $g = 9,81$	m^2/s
H	Chiều cao cánh BTN	m
h	Hệ số tỏa nhiệt	$W/m^2.^\circ C$ $(W/m^2.K)$
I	Dòng điện	A
k	Hệ số dẫn nhiệt	$W/m.độ$
L	Chiều dài BTN	m
N	Số cánh của BTN	
n	Tự nhiên	
Nu	Số Nusselt	
P	Công suất	W
Pr	Số Prandtl	
Q	Nhiệt lượng	W
R	Nhiệt trở	K/W

Re	Số Reynolds	
T	Nhiệt độ tính theo Kelvin	K
t	Nhiệt độ tính theo Celsius	°C
V	Điện áp	V
v	Vận tốc gió	m/s
W	Chiều rộng BTN	m
η	Hiệu suất chuyển đổi	%
τ	Hệ số truyền qua	
δ	Chiều dày	m
λ	Hệ số dẫn nhiệt	W/m.độ
α	Hệ số hấp thụ	
ρ	Hệ số phản xạ	
ε	Hệ số phát xạ	
σ	Hằng số Stefan-Boltzmann, $\sigma = 5,67.10^{-8}$	W/m ² .K ⁴
v	Độ nhớt động học	m ² /s
φ	Góc tạo bởi tia bức xạ và phương ngang	độ
θ	Góc nghiêng của tấm PV	độ
β	Hệ số suy giảm công suất theo nhiệt độ	%/K

Chỉ số (trên/dưới)

bt	Bầu trời
BTN	Bộ tản nhiệt
bx	Bức xạ
canh	Cánh

de	Đế
dl	Đổi lưu
MT	Mặt trời
mt	Môi trường
oc	Hở mạch
OPT	Tối ưu
PV	Tấm quang điện
s	Mặt sau
sc	Ngắn mạch
t	Mặt trước
tb	Trung bình
TIM	Thermal Interface Material - Vật liệu giao diện nhiệt
tx	Tiếp xúc
vlbs	Vật liệu bổ sung

DANH MỤC CÁC HÌNH VẼ

Hình 1.1. Cấu tạo của tấm PV (được biên tập từ [11])	5
Hình 1.2. Sơ đồ nguyên lý hoạt động của tấm PV (được biên tập từ [12])	6
Hình 1.3. Sơ đồ tương đương của tấm PV [13]	7
Hình 1.4. Đường cong đặc tuyến I-V của tấm PV	8
Hình 1.5. Đường cong đặc tính I-V của tấm PV khi CDBX thay đổi	9
Hình 1.6. Đường cong đặc tính I-V của tấm PV khi nhiệt độ thay đổi	9
Hình 1.7. Điểm làm việc và điểm công suất cực đại [13]	10
Hình 1.8. HSCĐ của các công nghệ PV trong phòng thí nghiệm [14]	11
Hình 1.9. Các yếu tố ảnh hưởng đến HSCĐ của tấm PV	12
Hình 1.10. Đường đặc tính của tấm PV ở các nhiệt độ khác nhau (a) I-V; (b) P-V [36]	14
Hình 1.11. Phân loại kỹ thuật làm mát tấm PV	15
Hình 1.12. Một số hình ảnh về làm mát bị động tấm PV sử dụng BTN	18
Hình 2.1. Dẫn nhiệt qua vách phẳng	28
Hình 2.2. Các thành phần thứ cấp của bức xạ nhiệt	32
Hình 2.3. Sơ đồ trao đổi nhiệt giữa tấm PV và môi trường	34
Hình 2.4. Mô hình tấm PV gắn thêm BTN nhôm - đồng	38
Hình 2.5. Sơ đồ nhiệt trở của hệ thống tấm PV kết hợp BTN	39
Hình 2.6. So sánh NĐHĐ của tấm PV tính theo mô hình xây dựng được, Z. Arifin và cộng sự [45] và F. AlAmri và cộng sự [42]	46
Hình 2.7. NĐHĐ tính toán của tấm PV ở các mức CDBX khác nhau	49
Hình 2.8. NĐHĐ tính toán của tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi	50

Hình 2.9. NĐHĐ tính toán của tấm PV khi vận tốc gió thay đổi	51
Hình 2.10. NĐHĐ tính toán của tấm PV khi góc nghiêng thay đổi	52
Hình 3.1. Cấu tạo của BTN	56
Hình 3.2. Các BTN chế tạo được	57
Hình 3.3. Sơ đồ thực nghiệm đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của BTN	58
Hình 3.4. Sơ đồ bố trí cảm biến đo nhiệt độ BTN	59
Hình 3.5. Mô hình thực nghiệm đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của BTN	59
Hình 3.6. Phương trình hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên	67
Hình 3.7. Số Nusselt của các BTN	68
Hình 3.8. Nhiệt độ nước (a), đế tản nhiệt (b), chân cánh (c) và đỉnh cánh (d) theo thời gian	71
Hình 3.9. Hình ảnh các BTN được gắn lên mặt sau tấm PV	72
Hình 3.10. Hình ảnh đánh giá sơ bộ khả năng làm mát tấm PV của các BTN	72
Hình 4.1. Sơ đồ nguyên lý (a) và mô hình 3D thực nghiệm	75
Hình 4.2. Mô hình thực nghiệm (a); mặt sau tấm PV gắn thêm BTN (b); và bố trí đầu đo cảm biến nhiệt độ (c)	78
Hình 4.3. So sánh NĐHĐ của các tấm PV ở các CĐBX khác nhau	81
Hình 4.4. So sánh công suất đầu ra (a) và HSCĐ (b) của các tấm PV ở các CĐBX khác nhau	84
Hình 4.5. So sánh NĐHĐ tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi	86
Hình 4.6. So sánh công suất đầu ra (a) và HSCĐ (b) của các tấm PV ở nhiệt độ môi trường khác nhau	89

Hình 4.7. So sánh NĐHD tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi vận tốc gió thay đổi	90
Hình 4.8. So sánh công suất đầu ra (a) và HSCĐ (b) của các tấm PV ở các vận tốc gió khác nhau	93
Hình 4.9. So sánh NĐHD tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi góc nghiêng thay đổi	94
Hình 4.10. Phô bức xạ bề mặt tấm PV nhận được ở góc nghiêng khác nhau	95
Hình 4.11. So sánh công suất đầu ra (a) và HSCĐ của các tấm PV ở góc nghiêng khác nhau	97
Hình 4.12. Mô hình triển khai thực tế ngoài môi trường	98
Hình 4.13. Nhiệt độ môi trường và CĐBX mặt trời tại bề mặt tấm PV ngày 27/7/2025 (a) và ngày 13/9/2025 (b)	100
Hình 4.14. NĐHD và công suất của tấm PV0 ngày 27/7/2025 (a) và ngày 13/9/2025 (b)	101
Hình 4.15. NĐHD và công suất của tấm PV1 ngày 27/7/2025 (a) và ngày 13/9/2025 (b)	102
Hình 4.16. NĐHD và công suất của tấm PV3 ngày 27/7/2025 (a) và ngày 13/9/2025 (b)	103

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 1.1. Một số công thức xác định NĐHĐ của tấm PV	13
Bảng 1.2. Ưu, nhược điểm của kỹ thuật làm mát chủ động và bị động	16
Bảng 1.3. Hiệu quả làm mát bị động tấm PV sử dụng BTN	19
Bảng 2.1. Thông số sử dụng trong tính toán kiểm chứng mô hình	45
Bảng 2.2. Một số thông số của tấm PV và BTN	47
Bảng 3.1. Thông số của BTN	55
Bảng 3.2. Một số tính chất của nhôm và đồng nguyên chất	56
Bảng 3.3. Kết quả thực nghiệm xác định tổn thất nhiệt của bồn nước	63
Bảng 3.4. Kết quả thực nghiệm của BTN 1	64
Bảng 3.5. Kết quả thực nghiệm của BTN 2	64
Bảng 3.6. Kết quả thực nghiệm của BTN 3	65
Bảng 3.7. Nhiệt độ các cell của tấm PV	73
Bảng 4.1. Một số thông số của tấm PV	76
Bảng 4.2. NĐHĐ tính toán và thực nghiệm của các tấm PV ở các CĐBX khác nhau (đơn vị: °C)	80
Bảng 4.3. So sánh NĐHĐ thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán của tấm PV ở các CĐBX khác nhau	82
Bảng 4.4. Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV ở các CĐBX khác nhau	83
Bảng 4.5. NĐHĐ tính toán và thực nghiệm của tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi (đơn vị: °C)	85

Bảng 4.6. So sánh NDHD thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán của tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi	87
Bảng 4.7. Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV ở nhiệt độ môi trường khác nhau	87
Bảng 4.8. NDHD tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi góc nghiêng thay đổi (đơn vị: °C)	90
Bảng 4.9. So sánh NDHD thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán của tấm PV khi vận tốc gió thay đổi	91
Bảng 4.10. Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV ở các vận tốc gió khác nhau	92
Bảng 4.11. NDHD tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi góc nghiêng thay đổi (đơn vị: °C)	94
Bảng 4.12. So sánh NDHD thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán của tấm PV với góc nghiêng khác nhau	96
Bảng 4.13. Công suất đầu ra và HSCĐ của tấm PV ở góc nghiêng khác nhau	96
Bảng 4.14. So sánh hiệu quả làm mát của BTN trong nghiên cứu này với một số kết quả của nghiên cứu khác	105

MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết của đề tài

Hiện nay, nguồn năng lượng hóa thạch ngày càng cạn kiệt, ô nhiễm môi trường, hiệu ứng nhà kính, nhiệt độ trái đất tăng gây ra những thảm họa thiên nhiên, môi trường. Trước tình hình đó, tại Hội nghị Thượng đỉnh về Biến đổi khí hậu của Liên Hợp Quốc năm 2021 (COP26), được tổ chức tại Glasgow, Vương quốc Anh, lãnh đạo các nước trên thế giới đã cam kết thực hiện giảm phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Nhằm thực hiện mục tiêu này, Tổ chức Năng lượng thế giới (IEA) đã đưa ra lộ trình phát triển cho ngành năng lượng, trong đó nhấn mạnh việc giảm phát thải từ các ngành vận tải, sản xuất công nghiệp, xây dựng, điện,... và phát triển các nguồn năng lượng tái tạo, xanh, sạch. Điện mặt trời và điện gió sẽ đóng vai trò quan trọng trong nguồn điện, chiếm 68% tổng nguồn điện [1].

Việt Nam cũng thể hiện cam kết của mình trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (ban hành năm 2023 và điều chỉnh năm 2025). Điện mặt trời và điện gió chiếm 60,9 - 65,3% tổng cơ cấu nguồn điện, trong đó điện mặt trời chiếm 35,5 - 37,8% [2]. Như vậy, năng lượng tái tạo sẽ là nguồn năng lượng chính của mỗi quốc gia trong phát triển bền vững, đặc biệt là điện mặt trời.

Đối với điện mặt trời, hiệu suất chuyển đổi (HSCĐ) của tấm quang điện (PV) là một thông số quan trọng. Các nhà sản xuất tấm PV luôn cố gắng tìm các vật liệu mới, công nghệ mới và giải pháp nhằm nâng cao HSCĐ. HSCĐ của tấm PV phụ thuộc vào các yếu tố môi trường và vị trí lắp đặt như cường độ bức xạ (CĐBX), nhiệt độ môi trường, gió, bụi, độ ẩm, góc nghiêng,... Khi hoạt động trong môi trường, một phần bức xạ mặt trời không được chuyển hóa thành điện năng sẽ làm tăng nhiệt độ hoạt động (NĐHD) của tấm PV, đây là yếu tố ảnh hưởng đến HSCĐ. Ở điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn (STC), khi NĐHD của tấm PV tăng 1°C thì HSCĐ giảm 0,4 - 0,5% [3]. Bên cạnh đó, khi NĐHD của tấm PV tăng lên quá cao có thể gây ra hiện tượng cháy, nổ.

Vấn đề làm mát tấm PV được rất nhiều nhà khoa học quan tâm, giúp giảm NĐHĐ và quản lý nhiệt qua đó duy trì HSCĐ của tấm PV. Có hai kỹ thuật làm mát tấm PV là làm mát chủ động và làm mát bị động, mỗi kỹ thuật có ưu, nhược điểm và phạm vi ứng dụng khác nhau. Tuy nhiên, kỹ thuật làm mát bị động được quan tâm hơn làm mát chủ động vì chi phí thấp hơn, không mất thêm chi phí năng lượng, không cần chi phí bảo trì vận hành hoặc ít hơn, tuổi thọ, độ tin cậy cao [4], [5], [6], [7], [8], [9], [10]. Trong làm mát bị động tấm PV, bộ tản nhiệt (BTN) là thiết bị được sử dụng nhiều và mang lại hiệu quả làm mát đáng kể. BTN được chế tạo bằng nhiều loại vật liệu khác nhau, tuy nhiên BTN nhôm được sử dụng phổ biến nhất. BTN bằng nhôm nhẹ, giá thành rẻ nhưng có độ dẫn nhiệt trung bình; trong khi đó, BTN bằng đồng có khả năng dẫn nhiệt cao hơn nhưng nặng và đắt tiền. BTN lai vật liệu giữa đồng và nhôm (BTN nhôm - đồng) nhằm kết hợp những ưu điểm của hai vật liệu này sẽ giúp nâng cao hiệu quả tản nhiệt. BTN nhôm - đồng đã được ứng dụng trong làm mát một số linh kiện điện tử như chip, CPU hoặc đèn LED và mang lại hiệu quả làm mát cao.

Ở Việt Nam hiện nay, làm mát tấm PV đặc biệt là kỹ thuật làm mát bị động sử dụng BTN có rất ít nghiên cứu được công bố. Chính vì vậy, luận án lựa chọn “**Nghiên cứu làm mát bị động nhằm nâng cao hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện bằng bộ tản nhiệt**” là cần thiết và phù hợp. BTN hướng tới trong nghiên cứu này là bổ sung thêm lớp đồng ở đế của BTN nhôm nhằm nâng cao hiệu quả truyền nhiệt từ tấm PV đến BTN và ra môi trường xung quanh.

2. Mục tiêu của luận án

Mục tiêu chung của luận án: Sử dụng BTN nhôm - đồng để làm mát bị động tấm PV nhằm giảm NĐHĐ qua đó duy trì HSCĐ thực tế gần với nhà sản xuất công bố.

Mục tiêu cụ thể của luận án:

- Nghiên cứu đánh giá các kỹ thuật làm mát tấm PV, lựa chọn kỹ thuật làm mát phù hợp.
- Xây dựng mô hình toán xác định NĐHĐ của tấm PV từ các phương trình trao truyền nhiệt và phương pháp cân bằng năng lượng.
- Lựa chọn, chế tạo, đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của BTN nhôm - đồng.

- Thực nghiệm, đánh giá hiệu quả làm mát tấm PV của BTN nhôm - đồng trong điều kiện phòng thí nghiệm và môi trường thực tế.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- Đối tượng nghiên cứu của luận án: Quá trình trao đổi nhiệt sử dụng BTN nhôm - đồng và ảnh hưởng của BTN đến NDHĐ, HSCĐ của tấm PV.

- Phạm vi nghiên cứu của luận án: Nghiên cứu này tập trung đánh giá, so sánh hiệu quả làm mát tấm PV của BTN cánh nhôm có đế bổ sung thêm lớp đồng và BTN nhôm với tấm PV không được làm mát. Nghiên cứu được tiến hành trong điều kiện phòng thí nghiệm và môi trường thực tế tại Hà Nội. Do hạn chế về thời gian và điều kiện chưa cho phép nên các nội dung nghiên cứu về hiệu quả kinh tế, ảnh hưởng tương tác giữa các tấm PV với nhau, giữa tấm PV và các đối tượng xung quanh, tuổi thọ thiết bị chưa được xem xét trong luận án này.

4. Phương pháp nghiên cứu

+ Nghiên cứu lý thuyết: Nghiên cứu sẽ tiến hành tổng hợp, phân tích các lý thuyết cơ bản và chuyên sâu về truyền nhiệt để tính toán, xây dựng mô hình toán xác định NDHĐ của tấm PV được và không được làm mát bằng BTN.

+ Nghiên cứu thực nghiệm: Chế tạo BTN nhôm - đồng, thực nghiệm đánh giá xác định hệ số trao đổi nhiệt của BTN. So sánh NDHĐ, công suất, HSCĐ của tấm PV không và được làm mát bằng BTN.

5. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của luận án

- Ý nghĩa khoa học: Bổ sung thêm cơ sở khoa học về tính toán NDHĐ của tấm PV không được và được làm mát bằng BTN dựa trên truyền nhiệt.

- Ý nghĩa thực tiễn: Giải pháp làm mát bị động sử dụng BTN giúp giảm NDHĐ của tấm PV, qua đó giảm ảnh hưởng của NDHĐ đến HSCĐ. Gián tiếp góp phần nâng cao ứng dụng điện mặt trời, giảm ô nhiễm môi trường.

6. Bố cục của luận án

Để giải quyết và làm rõ các vấn đề đã nêu trên, nội dung luận án được bố cục thành 4 chương:

Chương 1. Tổng quan vấn đề nghiên cứu. Chương này trình bày các kiến thức cơ bản về tấm PV như khái niệm, các thông số cơ bản, các yếu tố ảnh hưởng đến HSCĐ tấm PV; các kỹ thuật làm mát tấm PV, tổng quan các nghiên cứu trong nước và quốc tế liên quan đến làm mát tấm PV sử dụng BTN.

Chương 2. Xây dựng mô hình toán xác định nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện. Chương này trình bày nội dung liên quan đến xây dựng mô hình toán xác định NDHD của tấm PV có và không có BTN. Mô hình toán được xây dựng dựa trên các phương trình truyền nhiệt (trao đổi nhiệt bức xạ, đối lưu, dẫn nhiệt) và phương pháp cân bằng năng lượng. Đồng thời, mô hình toán xây dựng cũng được đánh giá độ chính xác so với các nghiên cứu khác và tính toán khả năng làm mát tấm PV ở các điều kiện khác nhau.

Chương 3. Đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của bộ tản nhiệt nhôm - đồng và đánh giá sơ bộ khả năng làm mát tấm quang điện. Chương này trình bày các nội dung liên quan đến thông số của các BTN; đánh giá hiệu quả trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên của BTN chế tạo được; và đánh giá sơ bộ khả năng làm mát tấm PV khi gắn thêm các BTN vào mặt sau.

Chương 4. Thực nghiệm đánh giá hiệu quả làm mát tấm PV của BTN. Nội dung chương này trình bày kết quả thực nghiệm làm mát bị động tấm PV sử dụng các BTN (BTN nhôm - đồng, BTN nhôm); đánh giá, so sánh khả năng làm mát tấm PV của các BTN này; so sánh HSCĐ của tấm PV có và không có làm mát ở điều kiện trong phòng thí nghiệm và môi trường thực tế.

7. Những đóng góp mới của luận án

- Xây dựng được mô hình toán xác định NDHD của tấm PV dựa trên các phương trình truyền nhiệt và cân bằng năng lượng;
- Đánh giá hiệu quả truyền nhiệt đối lưu tự nhiên của BTN nhôm - đồng.
- Đánh giá ảnh hưởng của các thông số như CDBX, nhiệt độ môi trường, vận tốc gió và góc nghiêng đến hiệu quả làm mát bị động tấm PV của các BTN.
- Đánh giá khả năng làm mát bị động, nâng cao HSCĐ của tấm PV trong điều kiện môi trường thực tế khi sử dụng BTN nhôm - đồng.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VẤN ĐỀ NGHIÊN CỨU

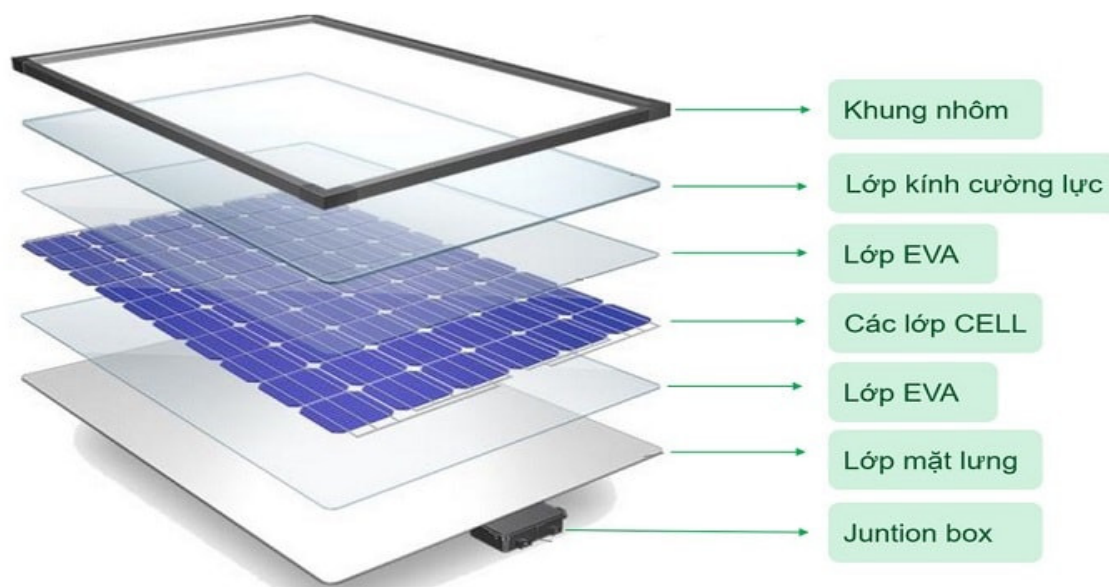
Năng lượng mặt trời đóng vai trò quan trọng trong cơ cấu nguồn năng lượng của mỗi quốc gia. Điện mặt trời được tạo ra trực tiếp từ ánh sáng mặt trời thông qua tấm PV. Trong chương này, luận án sẽ trình bày các nội dung liên quan đến tấm PV như: khái niệm, nguyên lý hoạt động, các thông số chính, các yếu tố ảnh hưởng đến HSCĐ; ảnh hưởng của NDHĐ đến HSCĐ của tấm PV; làm mát tấm PV và tổng quan các nghiên cứu sử dụng BTN để làm mát tấm PV.

1.1. KHÁI QUÁT CHUNG VỀ TẤM QUANG ĐIỆN

1.1.1. Khái niệm

Tấm PV là thiết bị chuyển đổi ánh sáng mặt trời thành điện năng thông qua hiệu ứng quang điện. Tấm PV gồm nhiều tế bào quang điện nhỏ làm từ vật liệu bán dẫn, khi tiếp xúc với ánh sáng sẽ giải phóng electron tạo ra dòng điện một chiều.

1.1.2. Cấu tạo và nguyên lý hoạt động

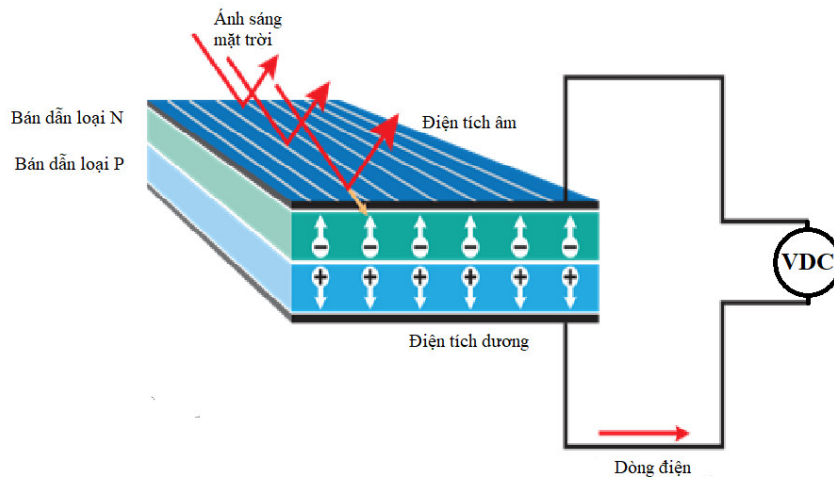


Hình 1.1. Cấu tạo của tấm PV (được biên tập từ [11])

Cấu tạo tấm PV như thể hiện trong hình 1.1, bao gồm: Khung nhôm; Lớp kính cường lực; Lớp EVA (Ethylene Vinyl Acetate); Lớp tế bào quang điện (lớp Cell); Lớp mặt lưng; Hộp đựng mối nối mạch điện (Junction box).

Nguyên lý hoạt động:

Tấm PV hoạt động theo nguyên lý biến đổi trực tiếp ánh sáng mặt trời (quang năng) thành điện năng nhờ hiệu ứng quang điện. Sơ đồ nguyên lý hoạt động của tấm PV như thể hiện trên hình 1.2.



Hình 1.2. Sơ đồ nguyên lý hoạt động của tấm PV (được biên tập từ [12])

Khi ánh sáng mặt trời (photon) chiếu đến tấm PV thì:

- Ánh sáng truyền trực tiếp xuyên qua tấm PV khi năng lượng của ánh sáng thấp hơn năng lượng để đưa các hạt electron lên mức năng lượng cao hơn.
- Ánh sáng được hấp thụ bởi tấm PV khi năng lượng của nó lớn hơn năng lượng để đưa electron lên mức năng lượng cao hơn.

Khi ánh sáng được hấp thụ, năng lượng của nó truyền đến các hạt electron trong màng tinh thể. Electron được kích thích, trở thành dẫn điện và các electron này có thể tự do di chuyển trong bán dẫn. Khi đó nguyên tử sẽ thiếu 1 electron và đó gọi là “lỗ trống”. Lỗ trống này tạo điều kiện cho các electron của nguyên tử bên cạnh di chuyển đến điền vào “lỗ trống” và tạo cho nguyên tử lân cận có “lỗ trống”. Cứ tiếp tục như vậy “lỗ trống” di chuyển xuyên suốt mạch bán dẫn.

Electron mang điện tích âm và “lỗ trống” mang điện tích dương có thể di chuyển tự do, nhưng do trường điện từ tại tiếp diện P/N nên chúng chỉ có thể đi theo một hướng. Electron bị hút về mặt N và “lỗ trống” bị hút về mặt P.

Các electron di động được thu thập ở các lá kim loại tại đỉnh tấm PV (ribbon và các thanh busbar), từ đây các electron đi vào mạch tiêu thụ thực hiện chức năng điện trước khi quay trở về lá nhôm ở mặt sau.

1.1.3. Một số thông số đặc trưng của tấm quang điện

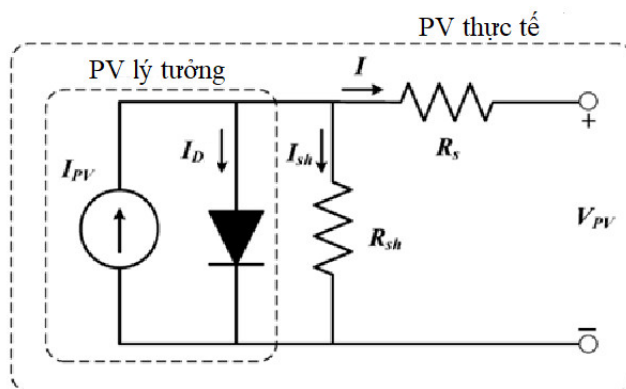
a) Sơ đồ tương đương

Khi được chiếu sáng, nếu nối các bán dẫn p và n của một tiếp xúc p-n bằng một dây dẫn, thì tấm PV phát ra một dòng quang điện I_{PV} . Vì vậy trước hết tấm PV có thể xem tương đương như một “nguồn dòng”.

Lớp tiếp xúc bán dẫn p-n có tính chất chỉnh lưu tương đương như một diot. Tuy nhiên, khi phân cực ngược, do điện trở lớp tiếp xúc có giới hạn, nên vẫn có một dòng điện được gọi là dòng dò. Đặc trưng cho dòng dò qua lớp tiếp xúc p-n người ta đưa vào đại lượng điện trở R_{sh} (shun).

Khi dòng quang điện chạy trong mạch, nó phải đi qua các lớp bán dẫn p và n, các điện cực, các tiếp xúc,... Đặc trưng cho tổng các điện trở của các lớp đó là một điện trở R_s nối tiếp trong mạch (có thể coi là điện trở trong của PV).

Như vậy, một tấm PV được chiếu sáng có sơ đồ tương đương như hình 1.3.



Hình 1.3. Sơ đồ tương đương của tấm PV [13]

Tấm PV có phương trình đặc trưng Volt - Ampere như sau [13]:

$$I = I_{PV} - I_D - I_{sh} = I_{PV} - I_s \left[\exp \frac{q(V + R_s I)}{nkT} - 1 \right] - \frac{V_{PV} + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.1)$$

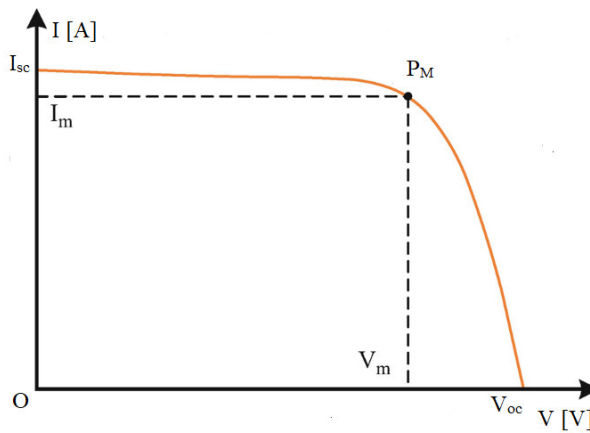
Trong đó: I_{PV} : dòng quang điện (A/m^2); I_D : dòng qua diot (A/m^2); I_{sh} : dòng dò (A/m^2); I_s : dòng bão hòa (A/m^2).

n : được gọi là thừa số lý tưởng phụ thuộc vào các mức độ hoàn thiện công nghệ PV. Gần đúng có thể lấy $n = 1$.

R_s : điện trở nối tiếp (điện trở trong) của tấm PV (Ω/m^2); R_{sh} : điện trở shun (Ω/m^2); q : điện tích của điện tử (C).

Thông thường điện trở R_{sh} rất lớn vì vậy có thể bỏ qua số hạng cuối trong biểu thức (1.1). Đường cong đặc tuyến I-V của PV cho bởi biểu thức có dạng như hình 1.4. Có ba điểm quan trọng trên đường đặc trưng này:

- Dòng ngắn mạch I_{sc} .
- Điện áp hở mạch V_{oc} .
- Điểm công suất cực đại P_M .



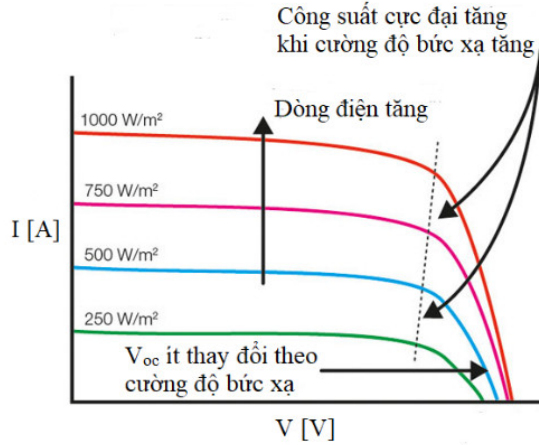
Hình 1.4. Đường cong đặc tuyến I-V của tấm PV

b) Dòng ngắn mạch I_{sc}

Dòng ngắn mạch I_{sc} là dòng điện trong mạch của tấm PV khi làm ngắn mạch ngoài (chập các cực của tấm PV). Lúc đó hiệu điện thế mạch ngoài của tấm PV là $V_{PV} = 0$. Khi đó, từ (1.1) ta có [13]:

$$I_{sc} = I_{PV} - I_s \left[\exp \frac{qR_s I_{sc}}{nkT} - 1 \right] - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (1.2)$$

Đường cong I-V của tấm PV thay đổi khi cường độ bức xạ thay đổi như được thể hiện trong hình 1.5.



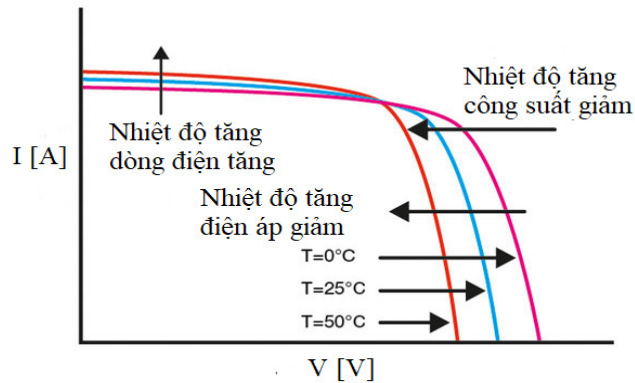
Hình 1.5. Đường cong đặc tính I-V của tấm PV khi CDBX thay đổi

c) Điện áp hở mạch V_{oc}

Điện áp hở mạch V_{oc} là hiệu điện thế được đo khi mạch ngoài của tấm PV hở ($R = \infty$). Khi đó dòng mạch ngoài $I = 0$. Từ (1.1) với giả thiết R_{sh} rất lớn, V_{oc} xác định như sau [13]:

$$I_{PV} + I_s = I_s \left[\exp \frac{qV_{oc}}{nkT} \right] \Rightarrow V_{oc} = \frac{nkT}{q} \cdot \ln \frac{I_{PV} + I_s}{I_s} \quad (1.3)$$

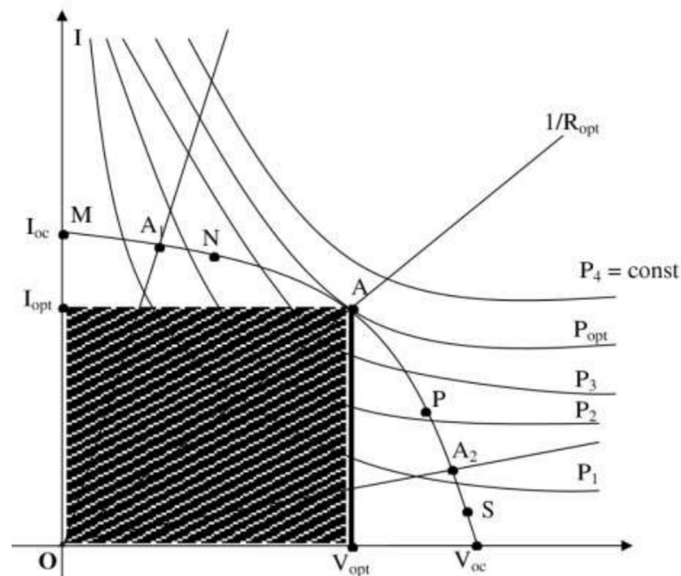
Từ (1.3) ta thấy, V_{oc} phụ thuộc trực tiếp vào nhiệt độ và gián tiếp qua dòng bão hòa I_s . Hình 1.6 thể hiện đường cong I-V của tấm PV thay đổi khi nhiệt độ thay đổi.



Hình 1.6. Đường cong đặc tính I-V của tấm PV khi nhiệt độ thay đổi

d) Điểm làm việc cực đại

Xét đường đặc tính I-V của tấm PV đối với một cường độ bức xạ cho trước và ở nhiệt độ xác định. Hình 1.7 thể hiện điểm làm việc và điểm công suất cực đại của tấm PV. Điểm A trên hình 1.7 là điểm làm việc ứng với công suất cực đại.



Hình 1.7. Điểm làm việc và điểm công suất cực đại [13]

Giá trị điện trở tải tối ưu R_{OPT} được xác định theo định luật Ohm:

$$R_{OPT} = \frac{V_{OPT}}{I_{OPT}} \quad (1.4)$$

Tấm PV chỉ làm việc có hiệu quả khi tải tiêu thụ điện có giá trị lân cận R_{OPT} . CĐBX và nhiệt độ môi trường luôn thay đổi, nên đường I-V cũng thay đổi và điểm làm việc luôn thay đổi khỏi điểm làm việc tối ưu.

Công suất đỉnh là công suất ra cực đại của tấm PV dưới điều kiện CĐBX và nhiệt độ nhất định, được tính dưới điều kiện thử nghiệm chuẩn (STC: Standard Test Condition) là $E = 1000\text{W/m}^2$ và $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$.

e) Hiệu suất chuyển đổi

HSCĐ của tấm PV là tỉ số giữa điện năng tấm PV tạo ra và năng lượng mặt trời tấm PV nhận được.

$$\eta(\%) = \frac{P_{\max}}{E \cdot A} \cdot 100 \quad (1.5)$$

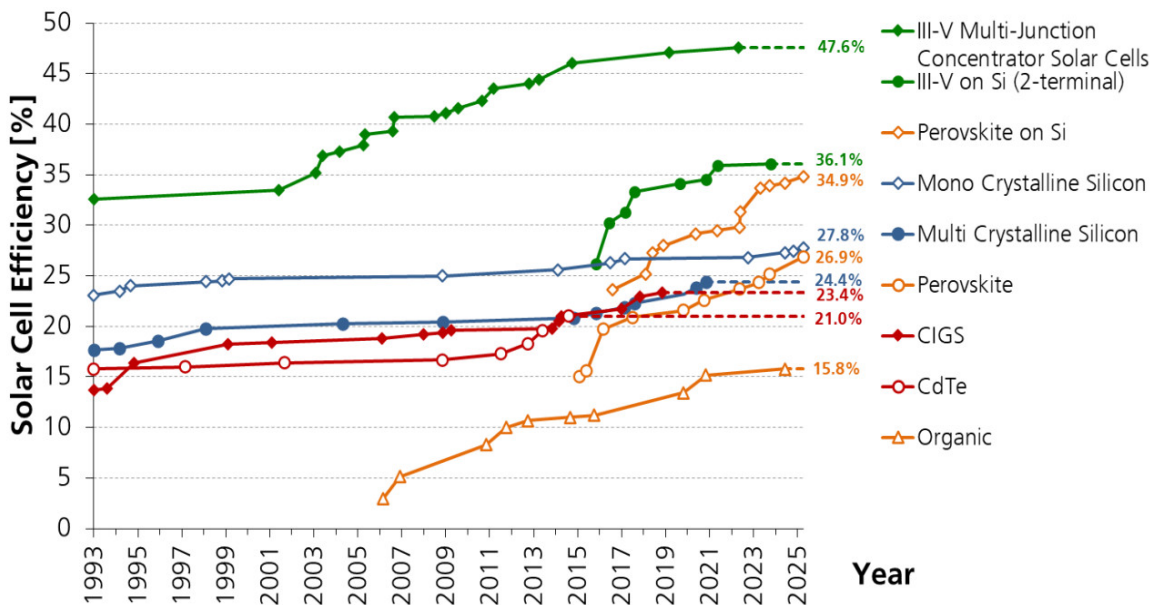
Tại điều kiện tiêu chuẩn STC, HSCĐ của tấm PV được xác định như sau:

$$\eta(\%) = \frac{P_{\max}}{A \cdot 1000 \text{ W/m}^2} \cdot 100$$

Công suất lớn nhất của tấm PV được xác định như sau:

$$P_{\max} = V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF$$

Trong đó: FF là hệ số lấp đầy (với tấm PV thương mại thì $FF \geq 0,7$).



Hình 1.8. HSCĐ của các công nghệ PV trong phòng thí nghiệm [14]

Hiệu suất danh nghĩa của PV được xác định ở các điều kiện tiêu chuẩn: $t_{mt} = 25^\circ\text{C}$, $E = 1000 \text{ W/m}^2$, khối lượng không khí 1,5G và chùm sáng vuông góc với tấm PV [15]. Hình 1.8 thể hiện HSCĐ của các công nghệ PV trong phòng thí nghiệm.

1.1.4. Các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện

HSCĐ là một thông số rất quan trọng của tấm PV. Trong quá trình sản xuất, HSCĐ của tấm PV phụ thuộc vào công nghệ tế bào quang điện, chất lượng lớp kính, ... Các nhà sản xuất luôn cố gắng tìm các vật liệu mới, công nghệ mới và giải pháp nhằm nâng cao HSCĐ. Trong quá trình hoạt động, HSCĐ của tấm PV phụ thuộc vào rất

nhiều yếu tố môi trường và vị trí lắp đặt như CDBX, nhiệt độ môi trường, gió, bụi, độ ẩm, góc nghiêng,... (hình 1.9).



Hình 1.9. Các yếu tố ảnh hưởng đến HSCĐ của tấm PV

Nghiên cứu của Prabhakar Sharma và Ritesh Kumar Mishra đã tổng hợp, đánh giá các nghiên cứu về ảnh hưởng của các yếu tố môi trường đến HSCĐ của các công nghệ tấm PV khác nhau, kết quả cho thấy các yếu tố môi trường đều ảnh hưởng đến HSCĐ của tấm PV [16]. HSCĐ của tấm PV giảm 60 - 70% khi bị tác động bởi nhiều yếu tố đồng thời, trong đó chủ yếu là do nhiệt độ, bụi bắn và hiện tượng bóng râm [17], [18], [19]. F. Shaik và cộng sự [20] đánh giá tổng quan ảnh hưởng của các yếu tố môi trường, khí hậu đến HSCĐ của tấm PV. Sławomir Kurpaska và cộng sự [21] cho rằng NDHD và HSCĐ của tấm PV thay đổi tùy thuộc vào điều kiện khí hậu. Aiza Ahmad và cộng sự [22] nghiên cứu ảnh hưởng của kiểu khí hậu ôn đới đại dương đến hiệu quả làm việc của tấm PV. Girma T. Chala và cộng sự [23] nghiên cứu ảnh hưởng của môi trường bụi bắn đến HSCĐ của tấm PV, kết quả cho thấy bụi hàng ngày dẫn đến HSCĐ giảm 14%. Adnan Al-Bashir và cộng sự [24] đánh giá ảnh hưởng của khí hậu đến hiệu quả làm việc của tấm PV tại Jordan, kết quả cho thấy CDBX ảnh hưởng

lớn nhất đến hiệu quả làm việc của tấm PV. Các kết quả nghiên cứu cho thấy, các yếu tố môi trường đều có ảnh hưởng đến HSCĐ của tấm PV với các mức độ khác nhau tùy thuộc vào điều kiện khí hậu. Nghiên cứu của Katerina G. Gabrovska-Evstatieva và cộng sự [16], Aiza Ahmad và cộng sự [22] cho thấy, ngoài điều kiện môi trường, vị trí lắp đặt, hướng lắp đặt, góc nghiêng cũng ảnh hưởng đến HSCĐ của tấm PV.

Trong các yếu tố ảnh hưởng đến HSCĐ của tấm PV, CDBX, nhiệt độ môi trường, gió, độ ẩm là những yếu tố khách quan bên ngoài, không thể điều chỉnh được. Góc nghiêng, bóng râm là những yếu tố liên quan đến lắp đặt và được tính toán tối ưu tùy thuộc vào khu vực lắp đặt, ít khi điều chỉnh trong quá trình vận hành. Còn các yếu tố như NDHD của tấm PV, bụi, bẩn bám trên bề mặt tấm PV chúng ta có thể can thiệp để giảm bớt sự ảnh hưởng của chúng đến HSCĐ tấm PV như làm sạch, rửa, làm mát.

1.2. NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG VÀ CÁC GIẢI PHÁP LÀM MÁT TẤM QUANG ĐIỆN

1.2.1. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện

Khi tấm PV được lắp đặt, hoạt động trong môi trường thực tế, phần bức xạ mặt trời được tấm PV hấp thụ một phần sẽ chuyển hóa thành điện năng, phần còn lại sẽ chuyển hóa thành nhiệt năng làm tăng nhiệt độ của tấm PV. Ở điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn (STC), khi NDHD của tấm PV tăng 1°C thì HSCĐ giảm 0,4 - 0,5% [3]. Do đó vấn đề tính toán, xác định NDHD của tấm PV cần được quan tâm để có giải pháp quản lý nhiệt của tấm PV tốt qua đó giúp tấm PV hoạt động an toàn, hiệu suất ổn định.

Hiện nay, có nhiều công thức tính toán, xác định NDHD của tấm PV như trình bày trong bảng 1.1.

Bảng 1.1. Một số công thức xác định NDHD của tấm PV

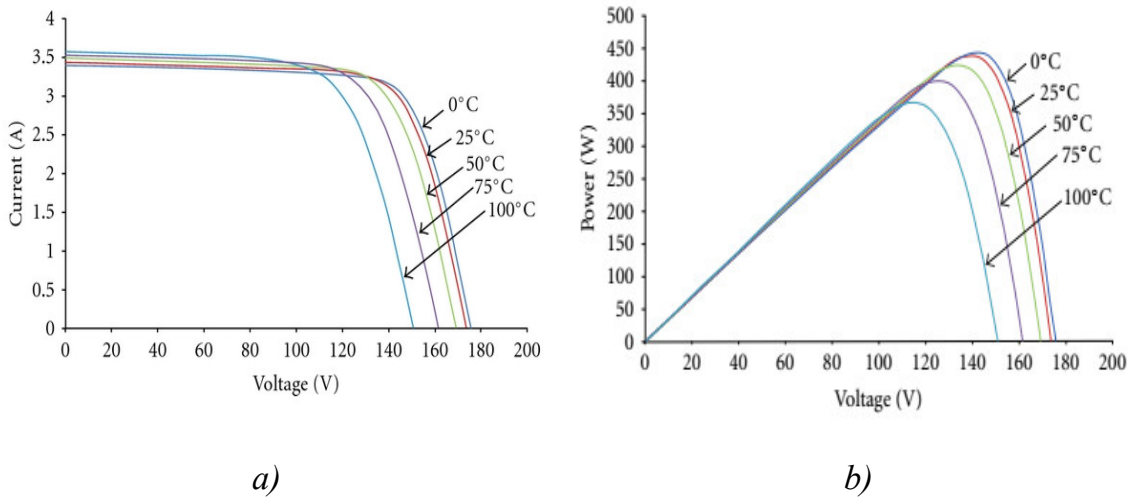
STT	Công thức tính	Nguồn
1	$T_{PV} = T_{mt} + k.E$	[25]
2	$T_{PV} = T_{mt} + 0,031.E$	[26]
3	$T_{PV} = T_{mt} + (NOCT - 20).E/800$	[27]

4	$T_{PV} = T_{mt} + [1-(\eta/\tau\alpha)](\text{NOCT} - 20).G/800$	[28]
5	$T_{PV} = 30 + 0,0175.(E - 150) + 1,14 (T_{mt} - 25)$	[29]
6	$T_{PV} = 0,943T_{mt} + 4,3 + 0,028G - 1,528v$	[30]
7	$T_{PV} = 0,943T_{mt} + 0,3529 + 0,0195E - 1,528v$	[31]
8	$T_{PV} = 0,95T_{mt} + 3,1 + 0,025E - 0,3v$	[32]
9	$T_{PV} = T_{mt} + [0,32/(8,91+2v)]E$	[33]
10	$T_{PV} = T_{mt} + 0,0138E(1+0,31T_{mt})(1-0,041v)$	[34]
11	$T_{PV} = 1,4T_{mt} + 0,01(E-500) - v^{0,8}$	[35]

k là hệ số thực nghiệm, $k = 0,02 - 0,04^{\circ}\text{Cm}^2/\text{W}$

Như vậy, có thể thấy NDHD của tấm PV phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như CDBX, nhiệt độ môi trường, vận tốc gió. Tuy nhiên, theo một cách gần đúng, công thức $T_{PV} = T_{mt} + (\text{NOCT} - 20).E/800$ [27] được dùng phổ biến do tính toán khá đơn giản và được xây dựng tại điều kiện tiêu chuẩn.

Khi NDHD của tấm PV tăng thì HSCĐ giảm. Đường cong đặc trưng của tấm PV ở các nhiệt độ khác nhau được thể hiện trong hình 1.10.

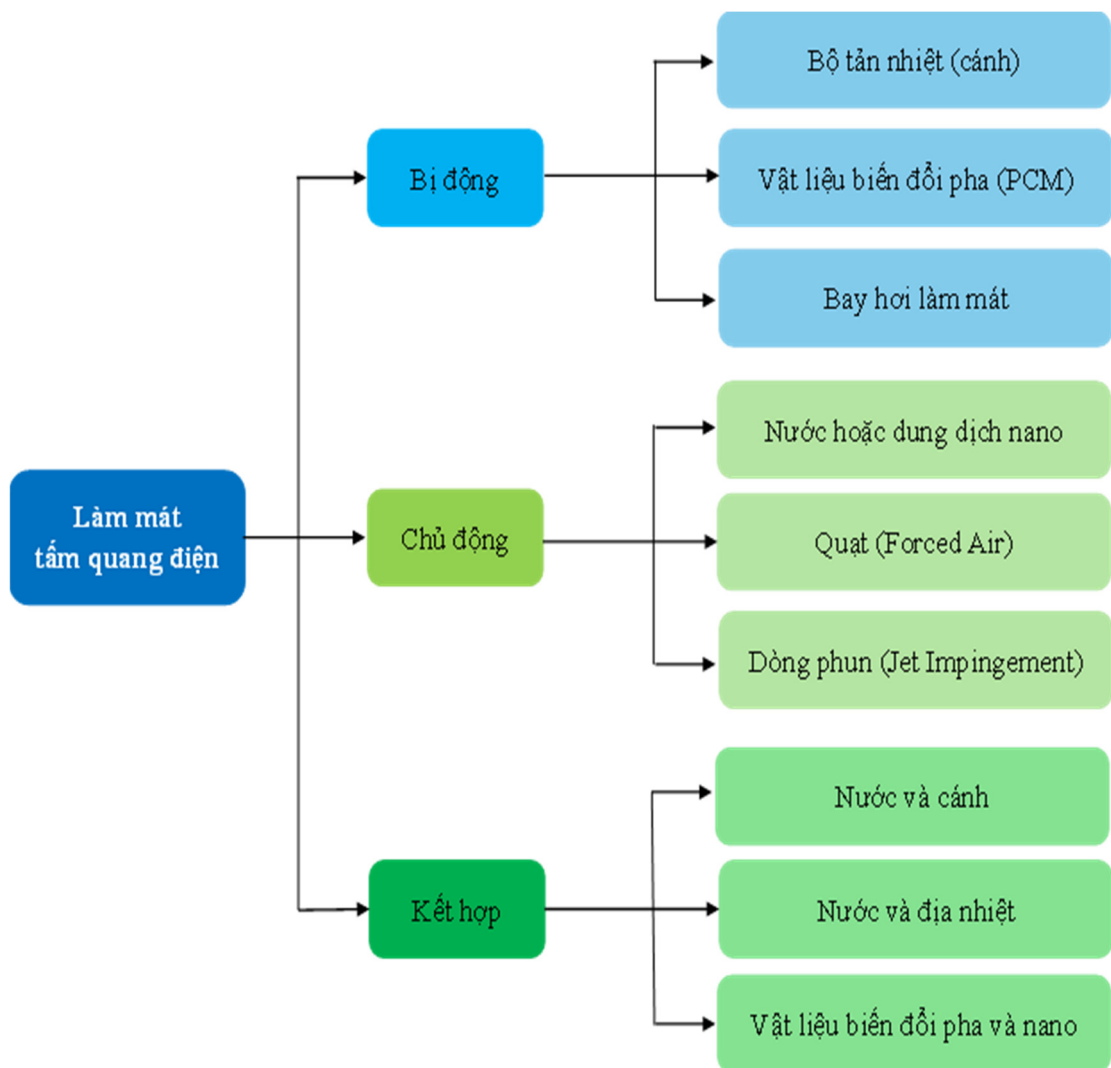


Hình 1.10. Đường đặc tính của tấm PV ở các nhiệt độ khác nhau
(a) I-V; (b) P-V [36]

Hệ số nhiệt độ của mỗi công nghệ tế bào quang điện khác nhau là khác nhau, cụ thể công nghệ m-Si, p-Si, CIGS, CIS, CdTe lần lượt là -0,44; -0,45; -0,38; -0,39; -0,25 (%/°K) [36]. Do đó nhằm duy trì HSCĐ của tấm PV khi làm việc, thì làm mát tấm PV là một giải pháp được quan tâm nghiên cứu.

1.2.2. Các giải pháp làm mát tấm quang điện

Các giải pháp làm mát tấm PV có thể phân loại thành ba kỹ thuật chính là: làm mát bị động, làm mát chủ động và làm mát kết hợp như trong hình 1.11.



Hình 1.11. Phân loại kỹ thuật làm mát tấm PV

Bảng 1.2 phân tích ưu, nhược điểm của kỹ thuật làm mát chủ động và làm mát bị động tấm PV.

Bảng 1.2. Ưu, nhược điểm của kỹ thuật làm mát chủ động và bị động

	Làm mát chủ động	Làm mát bị động
Ưu điểm	Truyền nhiệt hiệu quả, kiểm soát nhiệt độ chính xác, khả năng làm mát tốt	Hiệu quả cao, tiết kiệm năng lượng, tin cậy, tuổi thọ cao, tiết kiệm chi phí, hoạt động yên tĩnh, thân thiện môi trường, dễ tích hợp vào hệ thống
Nhược điểm	Tiêu thụ năng lượng, hệ thống phức tạp, tác động đến môi trường, tạo tiếng ồn, yêu cầu về không gian, cần chi phí vận hành và bảo dưỡng	Tản nhiệt chậm hơn, không kiểm soát chính xác được, khả năng làm mát hạn chế
Phạm vi sử dụng	Nhằm nâng cao hiệu suất, hiệu quả tản nhiệt; thích hợp với tải nhiệt cao; quản lý nhiệt trong các lĩnh vực quan trọng	Nhằm nâng cao hiệu quả năng lượng, tiết kiệm chi phí, chi phí bảo dưỡng thấp, bảo vệ môi trường, thời gian hoàn vốn nhanh. Không phù hợp với tải nhiệt lớn và điều kiện khắc nghiệt.

(Nguồn: Tổng hợp, phân tích từ [6], [7], [8], [9], [10])

Giải pháp kết hợp giữa chủ động và bị động nhằm kết hợp ưu điểm của hai kỹ thuật trên để nâng cao hiệu quả làm mát tấm PV.

Trong làm mát và quản lý nhiệt tấm PV, làm mát bị động được quan tâm hơn làm mát chủ động vì chi phí thấp hơn, không mất thêm chi phí năng lượng, không cần chi phí bảo trì vận hành hoặc ít hơn [4].

Trong những năm gần đây, các nghiên cứu tổng quan đánh giá về các phương pháp làm mát tấm PV như [37], [38], [39], [40] đã khẳng định vấn đề nghiên cứu các giải pháp làm mát tấm PV được rất nhiều nhà khoa học ở các khu vực khác nhau trên

thể giới quan tâm nghiên cứu. Mỗi giải pháp đều có những ưu nhược điểm riêng, phù hợp với từng điều kiện khác nhau, tuy nhiên các giải pháp này đều mang lại hiệu quả giảm NĐHĐ của tấm PV, tăng HSCĐ, góp phần giảm phát thải khí CO₂, bảo vệ môi trường. Với tình hình năng lượng và mục tiêu phát triển của các quốc gia, điện mặt trời sẽ giữ vai trò quan trọng nên vấn đề nghiên cứu nâng cao HSCĐ của tấm PV cũng như nghiên cứu các giải pháp làm mát tấm PV để duy trì HSCĐ sẽ vẫn được nghiên cứu, phát triển. Giải pháp làm mát bị động trong đó có sử dụng BTN có hiệu quả làm mát chưa cao như các giải pháp làm mát chủ động nhưng mang lại phương pháp bền vững và tiết kiệm năng lượng hơn nên sẽ được đặc biệt quan tâm.

1.3. TÌNH HÌNH NGHIÊN CỨU TRONG VÀ NGOÀI NƯỚC VỀ LÀM MÁT TẤM QUANG ĐIỆN BẰNG BỘ TẢN NHIỆT

BTN là một thiết bị được sử dụng trong làm mát các linh kiện điện, điện tử và mang lại hiệu quả tốt. Trong làm mát bị động tấm PV, BTN được sử dụng, nghiên cứu nhiều và mang lại hiệu quả làm mát đáng kể.

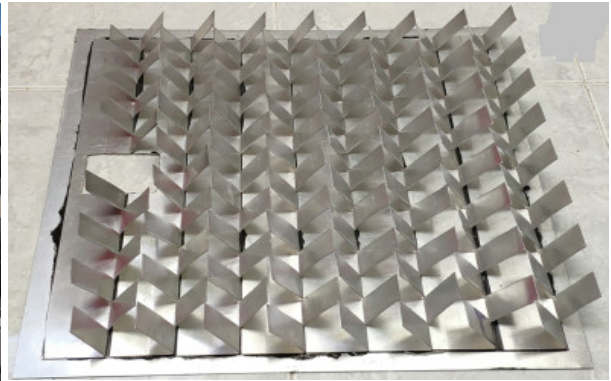
Về vật liệu, các nghiên cứu [41], [42], [43], [44], [45], [46], [47], [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55], [56], [57], [58], [59], [60], [61], [62], [63], [64], [65], [66], [67], [68], [69], [70], [71], [72], [73], [74], [75], [76] đã chế tạo, sử dụng BTN nhôm để làm mát bị động tấm PV. Bên cạnh đó, BTN được chế tạo từ đồng cũng được trình bày trong các nghiên cứu [77], [78], [79], [80], [81], [82]. Nghiên cứu [83] đã sử dụng BTN chế tạo từ sắt để làm mát tấm PV. Hình dạng của các cánh tản nhiệt sẽ ảnh hưởng đến khả năng làm mát của BTN và cánh có các dạng hình học khác nhau như: dạng tấm, hình tròn, dạng rãnh, lượn sóng và có hình học không chuẩn. Trong làm mát bị động cho tấm PV, các cánh tản nhiệt dạng tấm phẳng [44], [67], [75], [84], [85], các cánh tản nhiệt dạng tấm không liên tục [41], [54], [59], các cánh tản nhiệt [48], các cánh tản nhiệt đục lỗ [53], [55], [60], [62], [63], [64], [82], cánh dạng tròn [43], [50], [68], cánh hình chữ U [86], cánh có mặt cắt ngang thay đổi [56], cánh dạng sóng [73] đã được nghiên cứu để đánh giá khả năng giảm NĐHĐ của tấm PV. Một số hình ảnh về làm mát tấm PV sử dụng BTN như thể hiện trong hình 1.12.



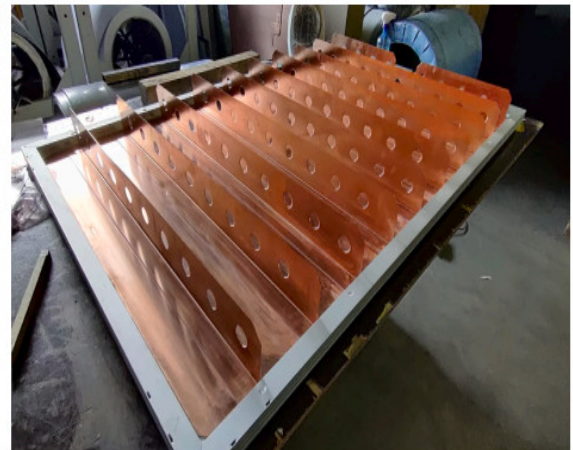
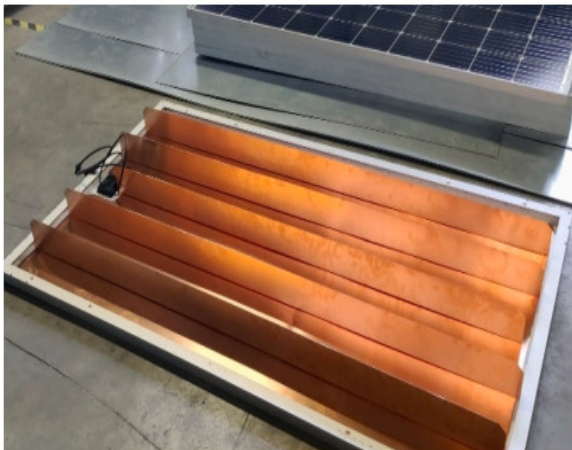
a) BTN bằng nhôm có cánh gián đoạn [84]



b) BTN cánh nhôm có đục lỗ [55]



c) BTN cánh nhôm phẳng đặt nghiêng [58]



d) BTN cánh đồng [82]

Hình 1.12. Một số hình ảnh về làm mát bị động tấm PV sử dụng BTN

So sánh hiệu quả làm mát bị động tấm PV sử dụng các loại BTN khác nhau của các nghiên cứu được tổng hợp trong bảng 1.3.

Bảng 1.3. Hiệu quả làm mát bị động tấm PV sử dụng BTN

STT	Loại tấm PV	Vật liệu, hình dạng cánh của BTN	Phương pháp nghiên cứu	Kết quả		Tài liệu tham khảo
				Giảm nhiệt độ	Tăng hiệu suất/công suất	
1	Monocrystalline 10Wp	Cánh nhôm đục lỗ	Thực nghiệm	Cánh dọc: 2,5 ⁰ C (5,9%) Cánh chéo: 1,32 ⁰ C (2,9%)	Từ 4,7% (không bộ tản nhiệt) đến 6,8% (cánh dọc) và 6,5% (cánh chéo)	[62]
2	Polycrystalline 10Wp	Cánh nhôm có tiết diện thay đổi	Thực nghiệm	9,4%	15,3% (công suất) 19,3% (hiệu suất)	[56]
3	Polycrystalline silicon 15Wp	Hợp kim nhôm, cánh gián đoạn	Mô phỏng và thực nghiệm	Mô phỏng: 7,28 ⁰ C (16%) Thực nghiệm: 5 - 7 ⁰ C	Mô phỏng: 0,5W (3,66%) Thực nghiệm: 2,96%	[59]
4	Polycrystalline 15Wp	Cánh nhôm dạng tấm có độ nghiêng xen kẽ 30° so với trục thẳng đứng	Mô phỏng và thực nghiệm	Mô phỏng: 9,4 ⁰ C (19,6%) Thực nghiệm: 5 - 7 ⁰ C	Thực nghiệm: 2,35% (công suất) 4% (hiệu suất)	[58]
5	Polycrystalline Silicon 30Wp	Cánh nhôm phẳng	Thực nghiệm	6,1 ⁰ C (16%)	1,87W (1,77%)	[85]

6	Polycrystalline 30Wp	Cánh nhôm đục lỗ	Thực nghiệm	3,6 ⁰ C	9,43%	[64]
7	STF-040P1 40Wp	Cánh nhôm	Mô phỏng	24,57 ⁰ C (20 fins)	14,2%	[48]
8	Si-poly 50Wp	Cánh nhôm dạng L, Cánh nhôm đục lỗ	Thực nghiệm	Tối đa 8 ⁰ C	5%	[53]
9	Monocrystalline 50Wp	Cánh nhôm dạng phẳng; cánh nhôm tròn	Thực nghiệm	7 ⁰ C (cánh phẳng)	14,5% (cánh phẳng) 13,2% (cánh tròn)	[43]
10	Polycrystalline 50Wp	Cánh nhôm	Mô phỏng, thực nghiệm	Mô phỏng: 12,5 ⁰ C	Thực nghiệm: 18,67%	[45]
11	Monocrystalline 50W	Cánh nhôm phẳng	Thực nghiệm	4% (mặt trước) 6,5% (mặt sau)	55% (công suất) 35% (hiệu suất)	[57]
12	Monocrystalline 50Wp	Két nhôm chứa đầy nước có cánh hình chữ U	Thực nghiệm	11,91%	28,23%	[86]
13	Multi-crystalline 60Wp	Cánh nhôm phẳng	Thực nghiệm	7,5 ⁰ C	21,1%	[66]

14	Polycrystalline 60Wp	Cánh nhôm phẳng	Thực nghiệm	5 ⁰ C (630W/m ²); 7 ⁰ C (420W/m ²);	2,68% (630W/m ²); 2,34% (420W/m ²);	[51]
15	Monocrystalline 62,5Wp	Cánh nhôm và cánh đồng	Thực nghiệm	3 ⁰ C (nhôm) 7,35 ⁰ C (đồng)	2,2% (nhôm) 4,1% (đồng)	[81]
16	Monocrystalline silicon FRS- 70Wp	Cánh nhôm hình trụ	Mô phỏng	3,36%	5,26% (công suất) 5,48% (hiệu suất)	[50]
17	Polycrystalline 75Wp	Cánh nhôm	Thực nghiệm	3,39 ⁰ C	9,4W	[84]
18	Polycrystalline 75Wp	Cánh nhôm xốp	Thực nghiệm	0,22 ⁰ C 0,54 ⁰ C	- 7,26W	[65]
19	Polycrystalline 6V và 12.5mA	Cánh nhôm phẳng	Thực nghiệm	5,4 % 11% (có quạt)	8% 16% (có quạt)	[67]
20	Polycrystalline 120Wp	Cánh nhiều bậc cắt ngắn	Mô phỏng	6,13%	2,87%	[41]
21	Polycrystalline 250Wp	Cánh nhôm	Thực nghiệm	4 ⁰ C - 5 ⁰ C	0,9%	[44]
22	Polycrystalline Silicon 260Wp	Cánh nhôm đục lỗ	Thực nghiệm	3 ⁰ C	5%	[55]
23	Silicon 260Wp	Cánh nhôm	Thực nghiệm	3 - 5 ⁰ C	5%	[54]

24	Polycrystalline 330Wp	Cánh nhôm hình chữ nhật	Mô phỏng	6,19 ⁰ C (cánh cao: 10mm); 12,44 ⁰ C (cánh cao: 20mm); 18,43 ⁰ C (cánh cao: 50mm);	3,41% (cánh cao: 10mm); 6,67% (cánh cao: 20mm); 10,07% (cánh cao: 50mm);	[47]
25	Crystalline silicon 340Wp	Cánh sắt và nhôm dạng lưới	Thực nghiệm	5,5 ⁰ C (nhôm) 4,3 ⁰ C (sắt)	1,44% (nhôm) 0,11% (sắt)	[83]
26	Monocrystalline (1mx2m)	Cánh nhôm	Mô phỏng	> 10 ⁰ C	8,7% (mùa hè) 6,5% (mùa đông)	[42]
27	CIGS PV panel in Solidworks	Cánh nhôm hình khuyên rỗng; cánh nhôm tròn	Mô phỏng	Trung bình: 29,27 ⁰ C (khuyên rỗng); 29,53 ⁰ C (tròn)	N/A	[68]
28	Monocrystalline silicon 290Wp	Cánh nhôm phẳng	Mô phỏng	14 ⁰ C	Trung bình: 7,44% Lớn nhất: 7,96%	[80]
29	Monocrystalline silicon 320Wp	Cánh đồng đục lỗ	Thực nghiệm	15 ⁰ C	7,71%	[60]
30	Monocrystalline 320W	Cánh đồng (phẳng và đục lỗ)	Mô phỏng	Tối đa 10 ⁰ C	6,49%	[79]

31	Monocrystalline 40W	Cánh nhôm dạng sóng với nhiều kích thước khác nhau	Thực nghiệm	Tối đa 25,22°C	16,75%	[73]
32	Monocrystalline 100W	Bộ tản nhiệt nhôm với nhiều hình dạng khác nhau	Mô phỏng và thực nghiệm	Trung bình 7,5°C	V _{OC} tăng thêm 0,27V	[74]
33	Monocrystalline 320Wp	Tản nhiệt bằng đồng (đục lỗ và không đục lỗ; lắp ngang và lắp dọc)	Thực nghiệm	Tối đa 15°C	- Bộ tản nhiệt có đục lỗ cải thiện 5,82% đến 5,92% - Bộ tản nhiệt không đục lỗ cải thiện 5,28% đến 5,69%	[82]
34	Monocrystalline 50Wp	Bộ tản nhiệt nhôm	Thực nghiệm	Tối đa 6°C	Hiệu suất tăng tối đa từ 8,8% lên 11,89%	[69]
35	Monocrystalline 100W	Bộ tản nhiệt nhôm	Thực nghiệm	Tối đa 1,989°C	N/A	[70]
36	Polycrystalline 100W	Bộ tản nhiệt nhôm	Thực nghiệm	Trung bình 12°C	Công suất cao nhất đạt 120,73W	[71]
37	PV 60W	Bộ tản nhiệt nhôm	Mô phỏng	Tối đa 35,38°C tùy thuộc thông số bộ tản nhiệt	Công suất và hiệu suất tăng 14,6% và 2,25%	[72]

38	Mono-Crystalline 10W	Bộ tản nhiệt nhôm và kết hợp bộ làm mát nhiệt điện	Thực nghiệm	3 - 4°C	Hiệu suất lần lượt là 4,6% (không làm mát), 10,4% (làm mát bằng tản nhiệt nhôm) và 10,3% (làm mát bằng tản nhiệt kết hợp bộ làm mát nhiệt điện)	[87]
39	Polycrystalline 50W	Tản nhiệt nhôm với cách được cắt vát khác nhau	Thực nghiệm	Giảm 43,5%	Tăng 3,8%	[75]
41	Monocrystalline 120W	Tản nhiệt cánh nhôm kết hợp ống đồng	Thực nghiệm	Tối đa 4,97°C Trung bình 2,08°C đến 2,58°C	Công suất tăng 5,57%	[88]
41	PV 54x54mm do SUNYIMA sản xuất (2V, 130mA)	Tản nhiệt nhôm	Thực nghiệm	Trung bình 9,8°C	Công suất tăng 29,8%	[76]

Từ bảng 1.3 cho thấy, hiệu quả làm mát tấm PV của BTN có kết quả khác nhau khá nhiều giữa nghiên cứu mô phỏng và thực nghiệm, giữa các nghiên cứu với nhau. Điều này, ngoài do sự khác nhau giữa các BTN còn phụ thuộc vào điều kiện tiến hành nghiên cứu mô phỏng và thực nghiệm. Từ phân tích, tổng hợp các nghiên cứu có thể đưa ra một số nhận xét cụ thể như sau:

- BTN giúp giảm NDHD qua đó giúp nâng cao HSCĐ của tấm PV.

- Nhôm và đồng là hai vật liệu chính để chế tạo BTN. BTN nhôm có hiệu quả làm mát kém hơn BTN đồng nhưng được nghiên cứu và ứng dụng nhiều hơn do giá thành rẻ và dễ gia công.

- Đối với thực nghiệm, khi lắp thêm BTN nhôm vào mặt sau có thể giúp giảm NDHD của tấm PV khoảng $7 \div 8^{\circ}\text{C}$; với BTN đồng có thể giảm khoảng 15°C . BTN đồng có hiệu quả làm mát cao hơn BTN nhôm do hệ số dẫn nhiệt của đồng cao hơn.

- Các vật liệu khác như sắt, hợp kim cũng được sử dụng để chế tạo các BTN nhưng hiệu quả thấp hơn BTN nhôm.

- Cấu trúc cánh của BTN ảnh hưởng đến hiệu quả làm mát; cánh phẳng, không liên tục có cấu trúc đơn giản và hiệu quả cao; cánh phẳng tốt hơn cánh trụ; cánh phẳng có đục lỗ, tạo sóng tốt hơn cánh phẳng.

Để nâng cao hiệu quả làm mát của BTN, các giải pháp sau được thực hiện:

- Thay đổi chiều dày, chiều cao, khoảng cách, hướng, cách sắp xếp của cánh.
- Thay đổi cấu trúc, biên dạng cánh (cánh phẳng, cánh tròn, cánh dạng sóng, đục lỗ, xẻ rãnh,...).
- Thay đổi vật liệu chế tạo.

Các nghiên cứu [89], [90], [91], [92], [93] đã tổng hợp, đánh giá các phương pháp tối ưu cánh của BTN. Các loại hình dạng cánh khác nhau như: cánh phẳng, cánh trụ, dạng sóng, dạng parabol được sử dụng để cải thiện hiệu quả trao đổi nhiệt của BTN. Cánh phẳng của BTN khi được xẻ rãnh, đục lỗ, cánh gián đoạn giúp tăng khả năng trao đổi nhiệt.

Bên cạnh đó, vật liệu chế tạo BTN cũng giúp thay đổi khả năng truyền nhiệt. Ramesha Hanumanthappa và cộng sự [94] đã đánh giá hiệu quả tỏa nhiệt của BTN được chế tạo từ hợp kim nhôm với 20, 30, 40% đồng tấm. Kết quả cho thấy, giải pháp này giúp tăng cường khả năng tỏa nhiệt của BTN. Manapalli Srikanth và P. Nanda Gopal Raju [95] đã nghiên cứu BTN có dạng cánh chốt được sản xuất từ 4 loại vật liệu khác nhau (AA6061 MMC, AA6061+6%Al₂O₃, AA6061+6%BN, AA6061+6%SiC). Kết quả cho thấy, vật liệu chế tạo cánh ảnh hưởng đáng kể đến đặc tính truyền nhiệt của cánh tản nhiệt. Vật liệu có hệ số dẫn nhiệt cao và bề mặt có độ nhám thấp sẽ giúp cải thiện hiệu quả trao đổi nhiệt.

Mo Jinlong và cộng sự [96] đã đánh giá hiệu quả của BTN được chế tạo từ nhôm và đồng nhờ kết nối mông - mông, cánh có cấu trúc dạng tổ ong. Kết quả cho thấy, BTN này có hiệu quả truyền nhiệt cao hơn đáng kể so với bộ tản nhiệt nhôm nguyên chất.

Từ các nghiên cứu đã công bố có thể thấy, các BTN sử dụng để làm mát tấm PV đa phần được chế tạo từ một loại vật liệu đơn lẻ, có rất ít nghiên cứu trình bày về BTN sử dụng hai loại vật liệu.

Nâng cao hiệu quả truyền nhiệt của đế BTN là một giải pháp để tăng cường hiệu quả làm mát của BTN. BTN được chế tạo từ vật liệu nhôm có khối lượng nhẹ, giá thành rẻ nhưng có độ dẫn nhiệt trung bình; trong khi đó, BTN bằng đồng có khả năng dẫn nhiệt cao hơn nhưng nặng và đắt tiền. Do đó việc kết hợp hai loại vật liệu nhôm và đồng trong chế tạo BTN sẽ giúp BTN không tăng khối lượng, giá thành quá nhiều trong khi lại giúp nâng cao hiệu quả truyền nhiệt. BTN cánh nhôm bổ sung thêm đồng ở lớp đế đã được ứng dụng trong làm một số thiết bị điện, điện tử cao cấp như giải nhiệt CPU máy tính, đèn LED. Tuy nhiên, từ tổng hợp phân tích cho thấy, có rất ít nghiên cứu về sử dụng BTN có đế được bổ sung thêm lớp đồng để tăng cường hiệu quả làm mát cho tấm PV.

Đặc biệt, trong thực tế, nhiệt độ của tấm PV không hoàn toàn đồng đều ở mọi vị trí nên khi BTN nhôm bổ sung thêm lớp đồng ở đế sẽ giúp nhiệt từ các điểm nóng cục bộ có thể phân tán ra đế và cánh BTN nhanh và đồng đều hơn.

Ở Việt Nam, nghiên cứu làm mát bị động tấm PV sử dụng BTN, đặc biệt là BTN từ hai loại vật liệu nhôm và đồng chưa được công bố trong bất kỳ nghiên cứu, ấn phẩm nào. Đặc biệt, điện mặt trời sẽ là nguồn cung cấp chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nguồn điện. Bên cạnh đó, một số khu vực ở Việt Nam có nhiệt độ môi trường cao, tốc độ gió thấp nên vấn đề làm mát tấm PV cũng cần được quan tâm. Chính vì vậy, luận án lựa chọn nghiên cứu làm mát bị động nhằm nâng cao HSCĐ của tấm PV sử dụng BTN nhôm - đồng trong điều kiện, phạm vi ở Việt Nam là có tính mới. Nghiên cứu sẽ góp phần nâng cao hiệu quả quản lý nhiệt độ của tấm PV, tăng HSCĐ, góp phần giảm phát thải khí CO₂, bảo vệ môi trường.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 1

Chương này đã trình bày các nội dung liên quan đến tấm PV như khái niệm, cấu tạo, nguyên lý hoạt động, các thông số cơ bản, các yếu tố ảnh hưởng đến HSCĐ của tấm PV. Trong quá trình làm việc, một phần bức xạ mặt trời tấm PV nhận được chuyển hóa thành điện năng, phần còn lại chuyển thành nhiệt năng làm tăng NĐHĐ của nó. Khi NĐHĐ của tấm PV tăng thì HSCĐ sẽ giảm. Giải pháp làm mát sẽ giúp giảm NĐHĐ, tăng HSCĐ của tấm PV. Hiện nay có nhiều giải pháp khác nhau để làm mát tấm PV, mỗi giải pháp có những ưu nhược điểm riêng, phù hợp với từng điều kiện khác nhau. Tuy giải pháp làm mát bị động có hiệu quả làm mát không cao như làm mát chủ động nhưng do chi phí thấp, không mất thêm chi phí năng lượng, ít hoặc không cần chi phí vận hành nên giải pháp làm mát bị động được đặc biệt quan tâm. Sử dụng BTN là một giải pháp làm mát bị động tấm PV mang tính bền vững và tiết kiệm năng lượng.

Chương này cũng trình bày tổng quan các nghiên cứu về làm mát tấm PV sử dụng BTN. Các BTN với hình dạng cánh, kích thước cánh, cách sắp xếp cánh, vật liệu chế tạo khác nhau đã được nhiều nhà nghiên cứu đánh giá. Kết quả cho thấy, BTN có hiệu quả trong giảm NĐHĐ của tấm PV và nâng cao HSCĐ. BTN đồng có hiệu quả làm mát tấm PV cao hơn BTN nhôm nhưng nặng hơn và có chi phí cao hơn. Việc kết hợp hai vật liệu nhôm và đồng trong chế tạo BTN giúp nâng cao hiệu quả truyền nhiệt của BTN. Sử dụng BTN hai vật liệu nhôm và đồng để tăng cường khả năng làm mát tấm PV là mục tiêu các nhà nghiên cứu hướng tới. BTN từ hai loại vật liệu nhôm và đồng sử dụng trong làm mát tấm PV chưa được các nhà khoa học nghiên cứu và công bố một cách chi tiết, đặc biệt là ở Việt Nam.

Từ những phân tích, đánh giá đó, luận án lựa chọn hướng nghiên cứu làm mát bị động nhằm nâng cao HSCĐ của tấm PV sử dụng BTN nhôm - đồng. Chương 2 tiếp theo sẽ tập trung trình bày nội dung liên quan đến xây dựng mô hình toán xác định NĐHĐ của tấm PV được và không được làm mát bằng BTN nhôm - đồng thông qua lý thuyết truyền nhiệt và cân bằng năng lượng.

CHƯƠNG 2: XÂY DỰNG MÔ HÌNH TOÁN XÁC ĐỊNH NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG CỦA TẮM QUANG ĐIỆN

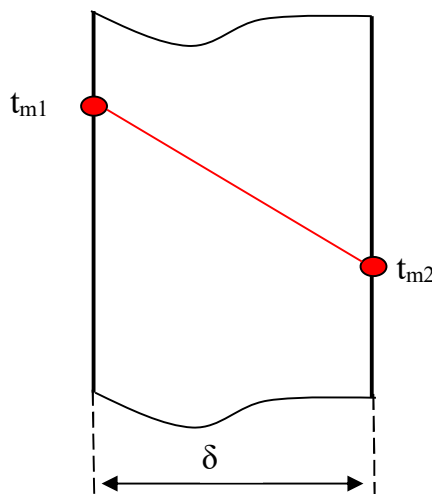
Đối với tấm PV, HSCĐ phụ thuộc vào nhiều yếu tố trong đó có NDHD. Khi NDHD của tấm PV tăng thì HSCĐ sẽ giảm. Vấn đề làm mát tấm PV được nhiều nhà khoa học quan tâm nghiên cứu nhằm duy trì HSCĐ của tấm PV. Làm mát bị động tấm PV bằng BTN là một giải pháp kỹ thuật nhận được nhiều sự quan tâm. Trong chương này, luận án sẽ trình bày nội dung nghiên cứu xây dựng mô hình toán xác định NDHD của tấm PV được và không được làm mát bằng BTN dựa trên truyền nhiệt và cân bằng năng lượng. Mô hình tính toán cũng được đánh giá độ chính xác và tính toán lý thuyết khả năng làm mát tấm PV.

2.1. CƠ SỞ TÍNH TOÁN TRAO ĐỔI NHIỆT CỦA TẮM QUANG ĐIỆN

Khi tấm PV làm việc trong môi trường thực tế, tấm PV sẽ trao đổi nhiệt với môi trường xung quang bằng các phương thức: dẫn nhiệt, đối lưu và bức xạ. Dưới đây là một số công thức cơ bản sử dụng trong xây dựng mô hình toán.

2.1.1. Dẫn nhiệt

Tấm phẳng đồng chất và đẳng hướng có chiều dày δ , hệ số dẫn nhiệt λ không đổi như hình 2.1. Với nhiệt độ hai bề mặt của tấm phẳng lần lượt là t_{m1} và t_{m2} .



Hình 2.1. Dẫn nhiệt qua vách phẳng

Dòng nhiệt truyền qua vách phẳng là:

$$q = \frac{t_{m1} - t_{m2}}{\delta / \lambda}, \quad \text{W / m}^2 \quad (2.1)$$

Đối với vách phẳng gồm n lớp, dòng nhiệt truyền qua vách phẳng được xác định như sau:

$$q = \frac{t_{m1} - t_{m2}}{\sum_{i=1}^n \delta_i / \lambda_i}, \quad \text{W / m}^2 \quad (2.2)$$

2.1.2. Trao đổi nhiệt đối lưu

Trao đổi nhiệt đối lưu (toả nhiệt đối lưu) là một phương thức truyền nhiệt xảy ra giữa bề mặt vật rắn và chất lỏng hoặc khí, khi giữa chúng có chênh lệch nhiệt độ và tiếp xúc với nhau. Trao đổi nhiệt giữa bề mặt vật rắn và chất lỏng (khí) bao gồm quá trình dẫn nhiệt qua các lớp chất lỏng (khí) và truyền nhiệt đối lưu do các phân tử chất lỏng (khí) chuyển động mang nhiệt đi gọi là trao đổi nhiệt đối lưu.

Theo Newton lượng nhiệt toả ra trên một đơn vị diện tích bề mặt trong một đơn vị thời gian tỷ lệ với hệ số toả nhiệt:

$$q = h(t - t_m) \quad (2.3)$$

trong đó: $(t - t_m)$ là độ chênh nhiệt độ giữa chất lỏng (khí) và bề mặt vật rắn ($^{\circ}\text{C}$).

Hệ số toả nhiệt h biểu thị cường độ toả nhiệt giữa chất lỏng (khí) và bề mặt vật rắn, là đại lượng đặc trưng cho hiện tượng toả nhiệt đối lưu. h phụ thuộc vào rất nhiều đại lượng, là hàm của nhiều biến: $h = f(\lambda, C_p, \rho, \nu, t, t_m, p, a, W, l...)$.

Về mặt nguyên tắc, hệ số toả nhiệt h có thể tìm được bằng phương pháp giải tích. Tuy nhiên việc tìm h bằng phương pháp lý thuyết chỉ có thể thực hiện được trong trường hợp bài toán rất đơn giản. Để xác định được h cần phải tìm những phương pháp hỗ trợ khác như phương pháp đồng dạng.

Phương pháp đồng dạng dựa trên nguyên tắc cơ bản đồng dạng hình học, tuy nhiên khi áp dụng cho các hiện tượng vật lý sẽ phức tạp hơn rất nhiều. Ngoài các yếu

tổ hình học còn có rất nhiều yếu tố khác như các đại lượng vật lý có mặt trong hiện tượng, quy luật mô tả hiện tượng và các điều kiện hiện tượng xảy ra.

Một số tiêu chuẩn đồng dạng quan trọng sau:

a) Tiêu chuẩn Nusselt: Nu

$$\text{Nu} = \frac{h.l}{\lambda} \quad (2.4)$$

Trong đó: l là kích thước xác định (m).

Nu đặc trưng cho cường độ toả nhiệt đối lưu giữa bề mặt vật rắn và chất lỏng (khí), vì h chưa biết nên Nu luôn là tiêu chuẩn không xác định.

b) Tiêu chuẩn Reynolds: Re

$$\text{Re} = \frac{\omega.l}{\nu} \quad (2.5)$$

Trong đó: ω là vận tốc trung bình của dòng chất lỏng (khí), m/s;

ν là độ nhớt động học, m²/s.

Re đặc trưng cho chế độ chảy của chất lỏng (khí). Trong đối lưu cưỡng bức, ω biết trước nên Re xác định được, trong đối lưu tự nhiên Re là không xác định được nên không có mặt trong phương trình tiêu chuẩn.

c) Tiêu chuẩn Prandtl: Pr

$$\text{Pr} = \frac{\nu}{a} \quad (2.6)$$

trong đó: a hệ số khuếch tán nhiệt độ (m²/s).

Pr biểu thị mức độ đồng dạng giữa trường tốc độ và trường nhiệt độ trong chất lỏng. Pr là tiêu chuẩn xác định vì luôn được biết trong điều kiện đơn trị.

d) Tiêu chuẩn Grashof: Gr

$$\text{Gr} = \frac{\beta.g.l^3.\Delta t}{\nu^2} \quad (2.7)$$

trong đó: β là hệ số giãn nở nhiệt, $\beta = 1/T$ đối với chất khí;

Δt là độ chênh nhiệt độ giữa bề mặt vách và chất lỏng (khí);

Gr đặc trưng cho quan hệ giữa lực nâng bởi độ chênh nhiệt độ Δt và lực ma sát do tính nhớt ν . Gr chỉ có mặt trong đối lưu tự nhiên.

e) Tiêu chuẩn Fourier: Fo

$$Fo = \frac{a \cdot \tau}{l^2} \quad (2.8)$$

trong đó: τ là thời gian (s);

Fo đặc trưng cho tỷ số lượng nhiệt dẫn và lượng nhiệt tích tụ trong vật rắn trong chế độ nhiệt không ổn định, gọi là thời gian không thứ nguyên.

f) Tiêu chuẩn Biot: Bi

$$Bi = \frac{h \cdot l}{\lambda} \quad (2.9)$$

Tiêu chuẩn Bi là tỷ số giữa nhiệt trở dẫn nhiệt bên trong vật và nhiệt trở toả nhiệt trên bề mặt vật, chỉ có mặt trong bài toán dẫn nhiệt không ổn định điều kiện biên loại 3.

Quá trình toả nhiệt đối lưu ổn định được đặc trưng bởi các tiêu chuẩn: Nu, Re, Gr, Pr. Từ các định lý đồng dạng cho thấy các tiêu chuẩn trên có một mối quan hệ với nhau, đó là phương trình tiêu chuẩn.

Phương trình tiêu chuẩn tổng quát trong đối lưu ổn định có dạng:

$$Nu = f(Re, Gr, Pr) \quad (2.10a)$$

Trong đối lưu cưỡng bức:

$$Nu = f(Re, Pr) \quad (2.10b)$$

Trong đối lưu tự nhiên:

$$Nu = f(Gr, Pr) \quad (2.10c)$$

Đối với chất khí, Pr là hằng số nên không có mặt trong phương trình:

Chất khí đối lưu cưỡng bức:

$$\text{Nu} = f(\text{Re}) \quad (2.10d)$$

Chất khí đối lưu tự do:

$$\text{Nu} = f(\text{Gr}) \quad (2.10e)$$

Dạng cụ thể của phương trình tiêu chuẩn được xác định bằng thực nghiệm.

2.1.3. Trao đổi nhiệt bức xạ

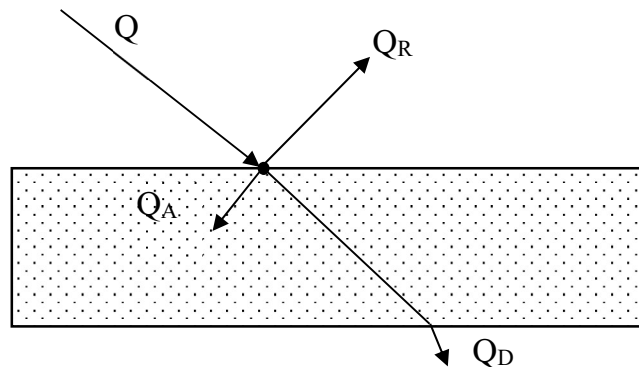
Bức xạ nhiệt là quá trình truyền nhiệt bằng sóng điện từ của vật thể. Quá trình truyền năng lượng nhiệt bằng sóng điện từ đó gọi là trao đổi nhiệt bức xạ.

Mọi vật luôn tồn tại nhiệt độ $T > 0\text{K}$, nên luôn phát ra bức xạ nhiệt và đồng thời cũng hấp thụ các tia bức xạ nhiệt từ các vật khác chiếu tới. Quá trình trao đổi nhiệt bức xạ là quá trình hai chiều, nhưng ở vật có nhiệt độ cao năng lượng bị mất đi bởi bức xạ ra sẽ lớn hơn năng lượng nhận được bởi hấp thụ.

Bức xạ nhiệt có bản chất của là sóng điện từ nên nó có tính chất sóng và tính chất hạt như ánh sáng và quá trình truyền sóng không cần môi trường vật chất trung gian, đó cũng là điểm khác biệt của trao đổi nhiệt bức xạ so với trao đổi nhiệt đối lưu và dẫn nhiệt.

Bức xạ nhiệt Q chiếu tới bề mặt một vật, vật sẽ hấp thụ một phần năng lượng đó, một phần bị phản xạ và phần còn lại đi qua vật, hình 2.2. Ta có:

$$Q = Q_R + Q_A + Q_D \quad (2.11)$$



Hình 2.2. Các thành phần thứ cấp của bức xạ nhiệt

Q - bức xạ tới; Q_A - thành phần hấp thụ;

Q_R - thành phần phản xạ; Q_D - thành phần đi qua vật

Các đại lượng đặc trưng khả năng tiếp nhận tia bức xạ chiếu tới của vật:

α là hệ số hấp thụ, biểu thị tỷ lệ năng lượng tia chiếu tới được vật tiếp nhận, $\alpha = \frac{Q_A}{Q}$;

ρ là hệ số phản xạ, biểu thị tỷ lệ năng lượng tia chiếu tới bị vật phản xạ, $\rho = \frac{Q_R}{Q}$;

τ là hệ số xuyên qua, biểu thị tỷ lệ năng lượng tia chiếu tới được vật cho đi qua, $\tau = \frac{Q_D}{Q}$.

Các hệ số trên phụ thuộc vào bước sóng, góc chiếu của tia tới.

Nói chung với mọi vật luôn có: $\alpha + \rho + \tau = 1$ (2.12)

Vật có $\alpha = 1, \rho = \tau = 0$ gọi là vật đen

Vật có $\rho = 1, \alpha = \tau = 0$ gọi là vật trắng

Vật có $\tau = 1, \alpha = \rho = 0$ gọi là vật trong suốt

Vật có $\tau = 0$ gọi là vật đục

Vật có $\alpha + \rho = 1$ gọi là vật xám

Các vật đục và các vật dày không cho tia tới đi qua: $\tau = 0$, nên $\alpha + \rho = 1$. Năng suất bức xạ tổng từ vật đó phát đi gồm năng suất bức xạ của bản thân vật và phần phản xạ tia tới, gọi là năng suất bức xạ hiệu quả E_{hq} .

$$E_{hq} = E + R.E^* = E + (1 - \alpha)E^* \quad (2.13)$$

trong đó: E - Năng suất bức xạ của bản thân vật; E^* - Năng suất bức xạ của tia chiếu tới.

Định luật Stefan-Boltzmann nêu lên mối quan hệ giữa năng suất bức xạ của vật đen tuyệt đối với nhiệt độ:

$$E_0 = \sigma.T^4 \quad (2.14a)$$

Định luật Stefan-Boltzmann được phát biểu như sau: Năng suất bức xạ của vật đen tuyệt đối tỉ lệ với nhiệt độ tuyệt đối mũ bốn.

ε là độ đen hay hằng số phát xạ của vật, biểu thị khả năng bức xạ ra của vật.

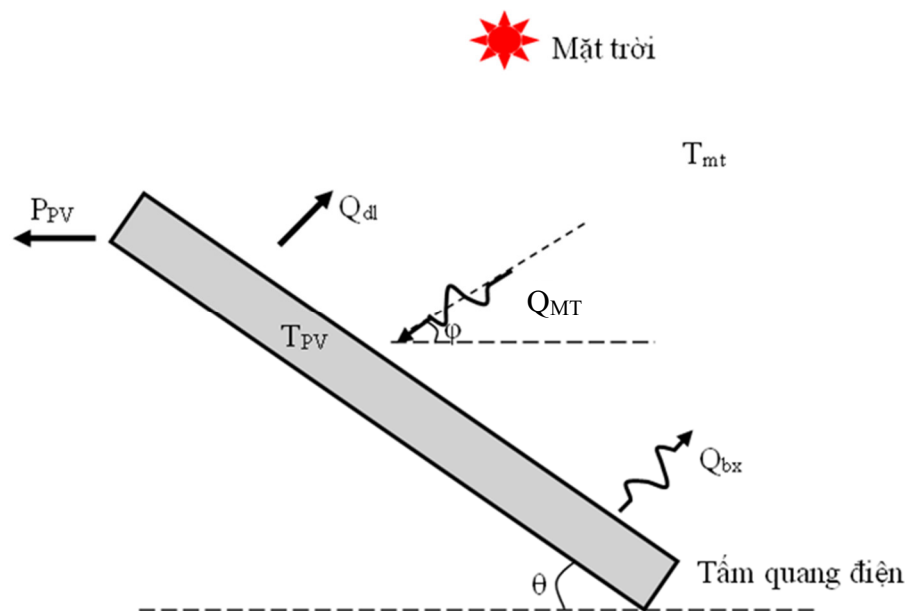
Vật đen có $\varepsilon_0 = 1$, vật xám có $\varepsilon < 1$.

Với vật xám ($\varepsilon < 1$), năng suất bức xạ được xác định theo công thức sau:

$$E = \varepsilon \cdot \sigma \cdot T^4 \quad (2.14b)$$

2.2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TOÁN XÁC ĐỊNH NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG CỦA TẮM QUANG ĐIỆN

2.2.1. Mô hình tính toán và các giả thiết



Hình 2.3. Sơ đồ trao đổi nhiệt giữa tấm PV và môi trường

Khi tấm PV đặt trong môi trường sẽ nhận bức xạ nhiệt từ mặt trời (Q_{MT}). Bức xạ do tấm PV nhận được một phần sẽ phản xạ quay lại môi trường, một phần truyền qua tấm PV và một phần được hấp thụ vào tấm PV. Phần bức xạ hấp thụ vào tấm PV một phần chuyển hóa thành điện năng và phần còn lại chuyển hóa thành nhiệt làm tăng nhiệt độ của tấm PV. Khi đó nhiệt độ của tấm PV và môi trường bên ngoài sẽ khác nhau, tấm PV sẽ trao đổi nhiệt với môi trường xung quanh thông qua: trao đổi nhiệt bức xạ (Q_{bx}); trao đổi nhiệt đối lưu (Q_{dl}) (hình 2.3).

Để tính toán NĐHD của tấm PV, các giả thiết sau được sử dụng:

- Bức xạ mặt trời là ổn định và giống nhau trên toàn bộ bề mặt tấm PV.
- Dòng nhiệt trong hệ thống được coi là ổn định, một chiều.
- Phân bố nhiệt độ trên bề mặt tấm PV là đồng nhất.
- Các thông số vật lý của tấm PV không biến thiên theo thời gian.
- Tính chất vật liệu không phụ thuộc vào nhiệt độ và bằng nhau ở cả hai phía.

2.2.2. Mô hình toán xác định nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện

Khi tấm PV làm việc, phương trình cân bằng năng lượng của tấm PV được xác định như sau:

- Tại trạng thái ổn định [97]:

$$Q_{MT} - Q_{bx} - Q_{dl} - P_{PV} = 0 \quad (2.15)$$

- Tại trạng thái động (không ổn định) [98]:

$$Q_{MT} - Q_{bx} - Q_{dl} - P_{PV} = C_{PV} \frac{dT_{PV}}{dt} \quad (2.16)$$

Trong đó: $C_{PV} \frac{dT_{PV}}{dt}$ là lượng thay đổi nhiệt năng của tấm PV (sự thay đổi năng lượng bên trong (nội năng) do nhiệt độ thay đổi).

Nhiệt bức xạ tấm PV nhận được xác định như công thức (2.17):

$$Q_{MT} = \alpha_{PV} A E_{MT} \sin(\varphi + \theta) \quad (2.17)$$

Nhiệt bức xạ trao đổi giữa tấm PV và môi trường xác định như công thức (2.18):

$$Q_{bx} = 2A\sigma(\varepsilon_{PV}T_{PV}^4 - \varepsilon_{bt}T_{bt}^4) = 2A\sigma\varepsilon(T_{PV}^4 - T_{mt}^4) \quad (2.18)$$

ε_{bt} là hệ số phát xạ bầu trời, có thể coi $\varepsilon_{PV} = \varepsilon_{bt} = \varepsilon$.

Nhiệt đối lưu trao đổi giữa tấm PV và môi trường xác định như công thức (2.19):

$$Q_{dl} = h_{PV,t}A(T_{PV} - T_{mt}) + h_{PV,s}A(T_{PV} - T_{mt}) \quad (2.19)$$

Quá trình trao đổi nhiệt đối lưu của tấm PV với môi trường phụ thuộc vào nhiều yếu tố như: tốc độ gió, hướng gió, góc nghiêng và đặc điểm bề mặt của tấm PV,... [99]. Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu rất quan trọng trong quá trình tính toán và thường được xác định bằng thực nghiệm. Trong một số trường hợp, để đơn giản trong quá trình tính toán có thể coi $h_{PV,t} = h_{PV,s} = h_{PV}$.

Quá trình trao đổi nhiệt của tấm PV với môi trường xung quanh có thể coi như nghiên cứu về một tấm phẳng [100]. Đối với tấm PV có diện tích $0,5m^2$ đặt trong môi trường, hệ số trao đổi nhiệt đối lưu được xác định theo W. H. McAdams [101], được phát triển bởi J. A. Duffie và W. A. Beckman [102] như công thức (2.20):

$$h_{PV} = 5,7 + 3,8v \text{ với } 1 < v < 5 \text{ m/s} \quad (2.20)$$

Bằng thực nghiệm, Watmuff và cộng sự đưa ra công thức tính hệ số trao đổi nhiệt đối lưu cho bộ thu năng lượng mặt trời như công thức (2.21) [103]:

$$h_{PV} = 2,8 + 3,0v \text{ với } 1 < v < 7 \text{ m/s} \quad (2.21)$$

Nếu chỉ xét đến tốc độ gió, L. Wen đã xác định hệ số trao đổi nhiệt đối lưu như công thức (2.22) [99]:

$$\begin{aligned} h_{PV} &= 3,8v \text{ với } v \leq 5 \text{ m/s} \\ h_{PV} &= 7,17v^{0,78} \text{ với } v > 5 \text{ m/s} \end{aligned} \quad (2.22)$$

Năng lượng điện do tấm PV tạo ra tại nhiệt độ T_{PV} xác định như công thức (2.23):

$$P_{PV} = \alpha_{PV} AE_{MT} \sin(\varphi + \theta) \eta_{PV} = \alpha_{PV} AE_{MT} \sin(\varphi + \theta) \eta_{STC} (1 - \beta(T_{PV} - T_{STC})) \quad (2.23)$$

Với $T_{STC} = 298K$.

Thay các công thức (2.17) - (2.19) và (2.23) vào (2.15) và (2.16) ta được:

- Tại trạng thái ổn định:

$$\begin{aligned} \alpha_{PV} AE_{MT} \sin(\varphi + \theta) - 2A\sigma\varepsilon (T_{PV}^4 - T_{mt}^4) - h_{PV,t} A (T_{PV} - T_{mt}) - h_{PV,s} A (T_{PV} - T_{mt}) \\ - \alpha_{PV} AE_{MT} \sin(\varphi + \theta) \eta_{STC} (1 - \beta(T_{PV} - T_{STC})) = 0 \end{aligned}$$

- Tại trạng thái động (không ổn định):

$$\begin{aligned} & \alpha_{PV} A E_{MT} \sin(\varphi + \theta) - 2 A \sigma \varepsilon (T_{PV}^4 - T_{mt}^4) - h_{PV,t} A (T_{PV} - T_{mt}) - h_{PV,s} A (T_{PV} - T_{mt}) \\ & - \alpha_{PV} A E_{MT} \sin(\varphi + \theta) \eta_{STC} (1 - \beta(T_{PV} - T_{STC})) = C_{PV} \frac{dT_{PV}}{dt} \end{aligned}$$

Hay

- Tại trạng thái ổn định:

$$\begin{aligned} & -2\sigma\varepsilon T_{PV}^4 - [h_{PV,t} + h_{PV,s} - \alpha_{PV} E_{MT} \sin(\varphi + \theta) \eta_{STC} \beta] T_{PV} \\ & + \left[\alpha_{PV} E_{MT} \sin(\varphi + \theta) + 2\sigma\varepsilon T_{mt}^4 \right. \\ & \left. + h_{PV,t} T_{mt} + h_{PV,s} T_{mt} - \alpha_{PV} E_{MT} \sin(\varphi + \theta) \eta_{STC} (1 + \beta T_{STC}) \right] = 0 \end{aligned} \quad (2.24)$$

- Tại trạng thái động (không ổn định):

$$\begin{aligned} & -2\sigma\varepsilon T_{PV}^4 - [h_{PV,t} + h_{PV,s} - \alpha_{PV} E_{MT} \sin(\varphi + \theta) \eta_{STC} \beta] T_{PV} \\ & + \left[\alpha_{PV} E_{MT} \sin(\varphi + \theta) + 2\sigma\varepsilon T_{mt}^4 \right. \\ & \left. + h_{PV,t} T_{mt} + h_{PV,s} T_{mt} - \alpha_{PV} E_{MT} \sin(\varphi + \theta) \eta_{STC} (1 + \beta T_{STC}) \right] = C_{PV} \frac{dT_{PV}}{dt} \end{aligned} \quad (2.25)$$

NĐHĐ của tấm PV (T_{PV}) là nghiệm của phương trình (2.24) và (2.25).

HSCĐ của tấm PV phụ thuộc vào NĐHĐ, được xác định theo công thức (2.26):

$$\eta_{PV} = \eta_{STC} \cdot (1 - \beta(T_{PV} - T_{STC})) \quad (2.26)$$

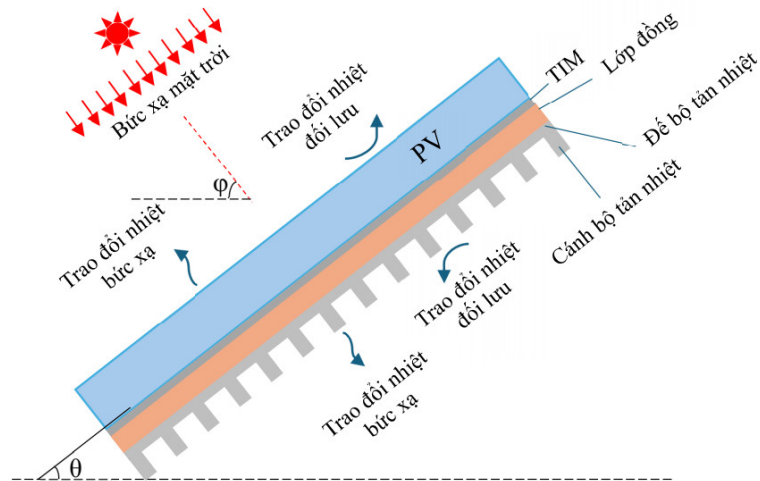
2.3. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TOÁN XÁC ĐỊNH NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG CỦA TẤM QUANG ĐIỆN KẾT HỢP BỘ TẢN NHIỆT

2.3.1. Mô hình tính toán và các giả thiết

Tấm PV được gắn thêm BTN nhôm - đồng để làm mát thể hiện như trên hình

2.4. Bề mặt trước và sau của hệ thống tiếp xúc trực tiếp với môi trường xung quanh.

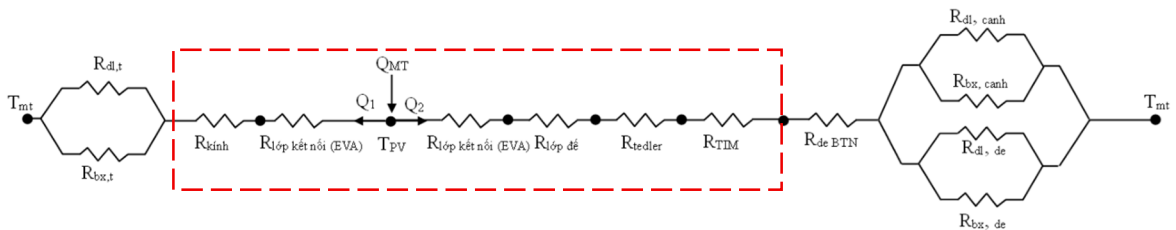
Để tính toán NĐHĐ của tấm PV khi gắn thêm BTN, các giả thiết như trong mục 2.2.1 được sử dụng trong nghiên cứu.



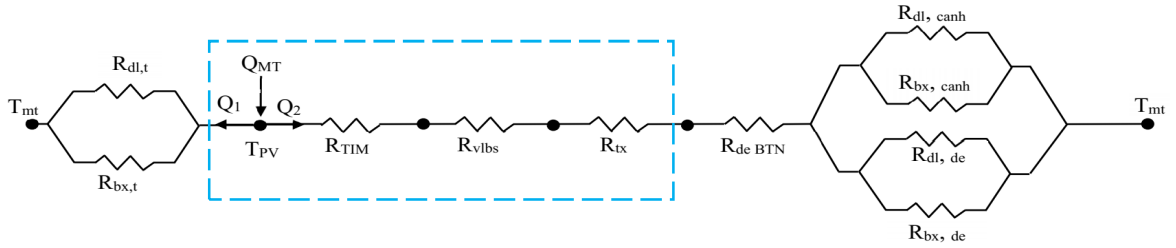
Hình 2.4. Mô hình tấm PV gắn thêm BTN nhôm - đồng

2.3.2. Mô hình toán xác định nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện có bộ tản nhiệt

Sơ đồ nhiệt trở của hệ thống tấm PV kết hợp BTN được xây dựng dựa trên nghiên cứu của F. AlAmri và cộng sự [42]. Tuy nhiên, trong nghiên cứu [42] sơ đồ nhiệt trở được xây dựng cho tấm PV có cấu trúc nhiều lớp (kính, vật liệu kết nối, tế bào quang điện, lớp đế) và để tính toán được thì phải biết thông số cụ thể của các lớp, cách kết nối các lớp trong tấm PV. Điều này là tương đối khó khăn vì có thể liên quan đến bí mật công nghệ sản xuất của các hãng. Mục tiêu của nghiên cứu này không cần xác định cụ thể nhiệt độ của từng lớp trong tấm PV, chính vì vậy, sơ đồ nhiệt trở của hệ thống được xây dựng đơn giản hóa lại. Đó là coi tấm PV là đồng nhất (không xét đến cấu trúc, liên kết các lớp), đồng thời bổ sung thêm nhiệt trở của vật liệu bổ sung (đồng) cũng như nhiệt trở tiếp xúc của lớp vật liệu bổ sung và đế BTN. Sơ đồ nhiệt trở cụ thể của hệ thống tấm PV kết hợp BTN như thể hiện trong hình 2.5.



a) Sơ đồ nhiệt trở của F. AlAmri và cộng sự [42] (được biên tập lại)



b) Sơ đồ nhiệt trở của nghiên cứu này

Hình 2.5. Sơ đồ nhiệt trở của hệ thống tấm PV kết hợp BTN

Khi ánh sáng mặt trời chiếu đến mặt trước của tấm PV, một phần sẽ bị phản xạ, phần còn lại được truyền đến tấm PV. Tại tấm PV, một phần năng lượng ánh sáng được chuyển thành điện, phần còn lại được chuyển thành nhiệt. Nhiệt sinh ra sẽ tỏa ra môi trường xung quanh thông qua các bề mặt. Theo định luật cân bằng năng lượng, lượng nhiệt tấm PV nhận được (Q_{MT}) bằng tổng lượng nhiệt truyền ra mặt trước (Q_1) và mặt sau (Q_2) của tấm PV, được xác định như công thức (2.27):

$$Q_{MT} = Q_1 + Q_2 = E_{MT}.A.(1 - \eta). \alpha_{PV} \quad (2.27)$$

HSCĐ của tấm PV (η) được xác định như công thức (2.28).

$$\eta = \eta_{STC}.[1 - \beta.(T_{PV} - T_{STC})] \quad (2.28)$$

$$\text{Ta có: } Q_1 = \frac{T_{PV} - T_{mt}}{\sum R_t} \rightarrow T_{PV} = Q_1 \cdot \sum R_t + T_{mt} \quad (2.29)$$

$$Q_2 = \frac{T_{PV} - T_{mt}}{\sum R_s} \rightarrow T_{PV} = Q_2 \cdot \sum R_s + T_{mt} \quad (2.30)$$

Trong đó: $\sum R_t$: Tổng nhiệt trở ở mặt trước, K/W; $\sum R_s$: Tổng nhiệt trở ở mặt sau, K/W.

$$\text{Từ (2.29) và (2.30) ta có: } Q_1 \cdot \sum R_t = Q_2 \cdot \sum R_s \rightarrow Q_1 = Q_2 \cdot \frac{\sum R_s}{\sum R_t} \quad (2.31)$$

Thay công thức (2.31) vào (2.27) ta có:

$$Q_{MT} = Q_2 \cdot \frac{\sum R_s}{\sum R_t} + Q_2 = (T_{PV} - T_{mt}) \cdot \frac{\sum R_t + \sum R_s}{\sum R_t \cdot \sum R_s}$$

Suy ra:

$$E_{MT} \cdot A \cdot [1 - \eta_{STC} \cdot (1 - \beta \cdot (T_{PV} - T_{STC}))] \cdot \alpha_{PV} - (T_{PV} - T_{mt}) \cdot \frac{\sum R_t + \sum R_s}{\sum R_t \cdot \sum R_s} = 0 \quad (2.32)$$

T_{PV} là nghiệm của phương trình (2.32), để xác định được T_{PV} cần tính toán và xác định được $\sum R_t$ và $\sum R_s$.

a) Xác định tổng nhiệt trở ở mặt trước

$$\sum R_t = \frac{R_{dl,t} \cdot R_{bx,t}}{R_{dl,t} + R_{bx,t}} \quad (2.33)$$

Nhiệt trở bức xạ ở mặt trước được xác định như công thức (2.34) [104]:

$$R_{bx,t} = \frac{1}{h_{bx,t} \cdot A} = \varepsilon_{PV} \cdot \sigma \cdot (T_{PV}^2 + T_{mt}) \cdot (T_{PV} + T_{mt}) \quad (2.34)$$

Nhiệt trở đối lưu ở mặt trước được xác định như công thức (2.35) [98], [104]:

$$R_{dl,t} = \frac{1}{h_{dl,t} \cdot A} = \frac{1}{\sqrt[3]{h_{dl,t,f}^3 + h_{dl,t,n}^3} \cdot A} \quad (2.35)$$

Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu cưỡng bức được xác định theo công thức (2.36) [105]:

$$h_{dl,t,f} = \begin{cases} 5,74v^{0,8}L^{-0,2} & (\text{chảy rối hoàn toàn}) \\ 5,74v^{0,8}L^{-0,2} - 16,46L^{-1} & (\text{chảy hỗn hợp}) \\ 3,83v^{0,5}L^{-0,5} & (\text{chảy tầng}) \end{cases} \quad (2.36)$$

Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên được xác định theo công thức (2.37) [104]:

$$h_{dl,t,n} = \frac{Nu_{t,n} \cdot k_{kk}}{L} \quad (2.37)$$

$Nu_{t,n}$ được xác định như công thức (2.38) [106]:

$$Nu_{t,n} = \begin{cases} 0,13 \left[(GrPr)^{\frac{1}{3}} - (Gr_c Pr)^{\frac{1}{3}} \right] + 0,56(Gr_c Pr \cdot \sin\theta)^{\frac{1}{4}} & \text{khi } \theta > 30^\circ \\ 0,13Ra^{\frac{1}{3}} & \text{khi } \theta \leq 30^\circ \end{cases} \quad (2.38)$$

Gr_c là Hệ số Grashof tới hạn (vùng chuyển tiếp giữa chảy tầng và chảy rối) được xác định như công thức (2.39):

$$Gr_c = 1,327 \times 10^{10} \exp \left[-3,708 \left(\frac{\pi}{2} - \theta \right) \right] \quad (2.39)$$

Ra được xác định như công thức (2.40) cho cả mặt trước và mặt sau tấm PV.

$$Ra = \frac{g(T_{tb} - T_{ml})L^3}{(0,25T_{tb} + 0,75T_{ml})\nu\alpha} \quad (2.40)$$

Trong đó: α : Độ khuếch tán nhiệt của không khí, m^2/s .

b) Xác định tổng nhiệt trở ở mặt sau

$$\sum R_s = R_{TIM} + R_{vlbs} + R_{tx} + R_{deBTN} + \frac{R_{de} \cdot R_{canh}}{R_{de} + R_{canh}} \quad (2.41)$$

Ta có:

$$R_{TIM} = \frac{\delta_{TIM}}{k_{TIM} \cdot A_{TIM}} \quad (2.42)$$

$$R_{vlbs} = \frac{\delta_{vlbs}}{k_{vlbs} \cdot A_{vlbs}} \quad (2.43)$$

$$R_{tx} = \frac{1}{k_{tx} \cdot A_{tx}} \quad (2.44)$$

Với k_{tx} : Hệ số dẫn nhiệt giao diện của lớp tiếp xúc $W/m^2.K$.

$$R_{deBTN} = \frac{\delta_{deBTN}}{k_{deBTN} \cdot A_{deBTN}} \quad (2.45)$$

$$R_{de} = \frac{R_{bx,de} \cdot R_{dl,de}}{R_{bx,de} + R_{dl,de}} \quad (2.46)$$

$$R_{bx,de} = \frac{1}{h_{bx,de} \cdot A_{de}} \quad (2.47)$$

$$A_{de} = (L_{BTN} \times W_{BTN}) - (N \times L_{BTN} \times \delta_{cánh}) \quad (2.48)$$

$h_{bx,de}$ được xác định theo công thức (2.49) [42], [98]:

$$\begin{aligned} h_{bx,de} &= \varepsilon_{de} \sigma (T_{de}^2 + T_{mt}^2) (T_{de} + T_a) (1 - 2F_{de-cánh}) \\ &\approx 4\varepsilon_{de} \sigma T_{mt}^3 (1 - 2F_{de-cánh}) \end{aligned} \quad (2.49)$$

Trong đó: $F_{de-cánh}$: Hệ số nhìn thấy giữa đế không làm cánh và cánh của BTN và được xác định theo công thức (2.50):

$$F_{de-cánh} = \frac{1}{\pi W} \left\{ \begin{aligned} &W \tan^{-1} \frac{1}{W} + H \tan^{-1} \frac{1}{H} - (H^2 + W^2)^{\frac{1}{2}} \tan^{-1} \frac{1}{(H^2 + W^2)^{\frac{1}{2}}} \\ &+ \frac{1}{4} \ln \left[\frac{(1+W^2)(1+H^2)}{1+W^2+H^2} \cdot \left(\frac{W^2(1+W^2+H^2)}{(1+W^2)(W^2+H^2)} \right)^{W^2} \cdot \left(\frac{H^2(1+W^2+H^2)}{(1+H^2)(W^2+H^2)} \right)^{H^2} \right] \end{aligned} \right\} \quad (2.50)$$

Trong đó: $W = \frac{a_{cánh}}{L}$; $H = \frac{H_{cánh}}{L}$ với $a_{cánh}$: Bước cánh, m.

$$R_{dl,de} = \frac{1}{h_{dl,s} \cdot A_{de}} \quad (2.51)$$

Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu bao gồm cả đối lưu tự nhiên và đối lưu cưỡng bức, được xác định như công thức (2.52) [98]:

$$h_{dl,s} = \sqrt[3]{h_{dl,s,n}^3 + h_{dl,s,f}^3} \quad (2.52)$$

Với $h_{dl,s,f}$ được xác định như công thức (2.36).

$h_{dl,s,n}$ được xác định như công thức (2.53) [42]:

$$h_{dl,s,n} = \frac{0,02772 \times Nu_{s,n}}{L} \quad (2.53)$$

$Nu_{s,n}$ của mặt sau tấm PV có thể được xác định như công thức (2.54) [106]:

$$Nu_{s,n} = \begin{cases} 0,58(Ra \cdot \sin\theta)^{\frac{1}{4}} & \text{khi } \theta > 2^\circ \\ 0,58Ra^{\frac{1}{5}} & \text{khi } \theta \leq 2^\circ \end{cases} \quad (2.54)$$

$$R_{canh} = \frac{R_{bx,canh} \cdot R_{dl,canh}}{R_{bx,canh} + R_{dl,canh}} \quad (2.55)$$

$$R_{bx,canh} = \frac{1}{h_{bx,canh} \cdot N \cdot A_{canh}} \quad (2.56)$$

$$A_{canh} = 2L \times \left(H_{canh} + \frac{\delta_{canh}}{2} \right) \quad (2.57)$$

$h_{bx,canh}$ được xác định theo công thức (2.58) [42], [106] :

$$\begin{aligned} h_{bx,canh} &= \varepsilon_{canh} \sigma (T_{canh}^2 + T_{mt}^2) (T_{canh} + T_{mt}) (1 - F_{canh-can} - F_{canh-de}) \\ &\approx 4\varepsilon_{canh} \sigma T_{mt}^3 (1 - F_{canh-can} - F_{canh-de}) \end{aligned} \quad (2.58)$$

Trong đó: $F_{canh-de}$: Hệ số nhìn thấy giữa cánh và đế của BTN và được xác định theo công thức (2.59):

$$F_{canh-de} = \frac{1}{\pi W'} \left\{ \begin{aligned} &W' \tan^{-1} \frac{1}{W'} + H' \tan^{-1} \frac{1}{H'} - (H'^2 + W'^2)^{\frac{1}{2}} \tan^{-1} \frac{1}{(H'^2 + W'^2)^{\frac{1}{2}}} \\ &+ \frac{1}{4} \ln \left[\frac{(1+W'^2)(1+H'^2)}{1+W'^2+H'^2} \cdot \left(\frac{W'^2(1+W'^2+H'^2)}{(1+W'^2)(W'^2+H'^2)} \right)^{W'^2} \cdot \left(\frac{H'^2(1+W'^2+H'^2)}{(1+H'^2)(W'^2+H'^2)} \right)^{H'^2} \right] \end{aligned} \right\} \quad (2.59)$$

Trong đó: $W' = \frac{H_{canh}}{L}$; $H' = \frac{a_{canh}}{L}$.

$F_{canh-can}$: Hệ số nhìn thấy giữa cánh và cánh của BTN và được xác định theo công thức (2.60):

$$F_{canh-can} = \frac{2}{\pi XY} \left\{ \begin{aligned} &\ln \left[\frac{(1+X^2)(1+Y^2)}{1+X^2+Y^2} \right]^{\frac{1}{2}} + X(1+Y^2)^{\frac{1}{2}} \tan^{-1} \frac{X}{(1+Y^2)^{\frac{1}{2}}} \\ &+ Y(1+X^2)^{\frac{1}{2}} \tan^{-1} \frac{Y}{(1+X^2)^{\frac{1}{2}}} - X \tan^{-1} X - Y \tan^{-1} Y \end{aligned} \right\} \quad (2.60)$$

Trong đó: $X = \frac{L}{a_{canh}}$; $Y = \frac{H_{canh}}{a_{canh}}$

$$R_{dl,canh} = \frac{1}{h_{dl,s} \cdot N \cdot \eta_{canh} \cdot A_{canh}} \quad (2.61)$$

Trong đó: η_{canh} : Hiệu suất cánh và được tính bằng công thức (2.62) [98]:

$$\eta_{canh} = \frac{\tanh m(L + \frac{\delta_{canh}}{2})}{m(L + \frac{\delta_{canh}}{2})} \quad (2.62)$$

Với m là hệ số, $m = \sqrt{\frac{2h_{dl,s}}{k_{canh}\delta_{canh}}}$

Trường hợp tấm PV không có BTN, tổng nhiệt trở mặt sau được xác định như công thức (2.63):

$$\sum R_s = \frac{R_{dl,s} \cdot R_{bx,s}}{R_{dl,s} + R_{bx,s}} \quad (2.63)$$

Trong đó: $R_{dl,s}$: Nhiệt trở đối lưu ở mặt sau, K/W; $R_{bx,s}$: Nhiệt trở bức xạ ở mặt sau, K/W.

$R_{bx,s}$ được xác định tương tự như công thức (2.34).

$R_{dl,s}$ được xác định như công thức (2.64) [98], [104]:

$$R_{dl,s} = \frac{1}{h_{dl,b} \cdot A} = \frac{1}{\sqrt[3]{h_{dl,s,f}^3 + h_{dl,s,n}^3} \cdot A} \quad (2.64)$$

$h_{dl,s,f}$ được xác định như công thức (2.36), $h_{dl,s,n}$ được xác định như công thức (2.53), (2.54).

2.4. KIỂM CHỨNG MÔ HÌNH TOÁN

Để đánh giá độ chính xác của mô hình toán, tiến hành so sánh kết quả tính toán NDHD của tấm PV dựa trên các công thức xây dựng trong phần 2.2, 2.3 với kết quả tính toán bằng mô hình của Faha AlAmri và cộng sự [42] và kết quả thực nghiệm của Arifin và cộng sự [45] tiến hành khi tấm PV được làm mát và không được làm mát. Tính toán sử dụng các thông số của tấm PV, BTN (chiều cao cánh, chiều dày cánh, chiều dài cánh, chiều dày đế, bước cánh, số cánh), điều kiện môi trường như trong nghiên cứu Arifin và cộng sự [45].

Một số thông số cụ thể sử dụng trong kiểm chứng mô hình toán như thể hiện trong bảng 2.1. Kết quả tính toán dựa trên các công thức xây dựng được trong phần 2.2 và 2.3 (công thức (2.24) và (2.32)) được thể hiện trong phụ lục 1.

Bảng 2.1. Thông số sử dụng trong tính toán kiểm chứng mô hình

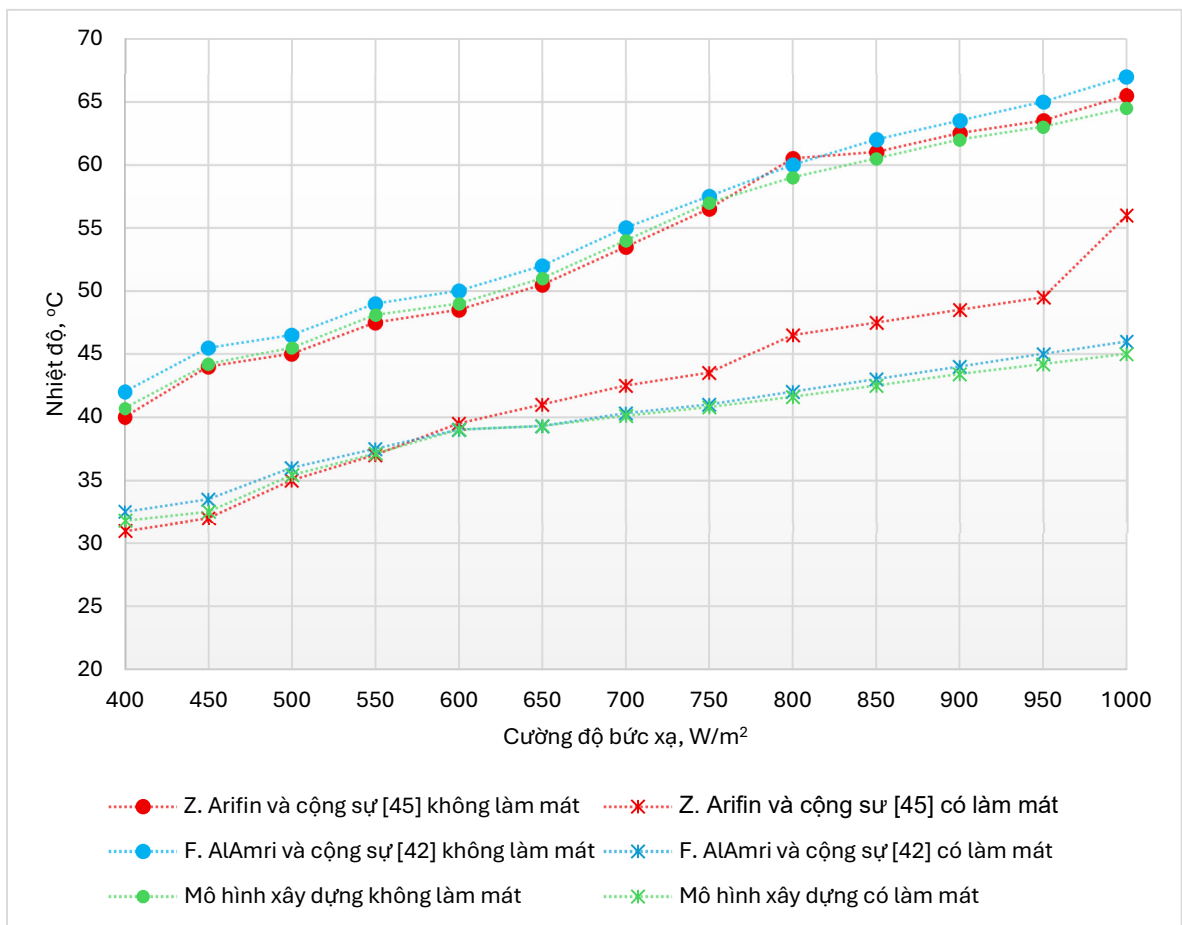
STT	Thông số	Giá trị
1	Tấm PV polycrystalline	
	- công suất	50Wp
	- kích thước	655 × 670 × 25mm
2	Bộ tản nhiệt nhôm	
	- chiều cao cánh	3mm
	- chiều dày cánh	2mm
	- chiều dày đế	2mm
	- số lượng cánh	10
3	Nhiệt độ môi trường	25°C
4	Vận tốc gió	1,5m/s

(Nguồn: Thông số sử dụng theo nghiên cứu [45])

Kết quả so sánh giữa mô hình tính toán xây dựng được và mô hình tính toán của Faha AlAmri và cộng sự [42], kết quả thực nghiệm của Arifin và cộng sự [45] như được thể hiện trong hình 2.6.

Từ kết quả so sánh trong hình 2.6 cho thấy, mô hình tính toán xây dựng được cho kết quả khá tương đồng với kết quả của mô hình F. AlAmri và cộng sự [42] đã xây dựng cho cả tấm PV không được làm mát và được làm mát với sai lệch bình phương (R^2) tương ứng là 0,97 và 0,979. Như vậy có thể thấy, nghiên cứu này đơn giản hóa cấu tạo của tấm PV giúp tính toán đơn giản hơn và không cần xem xét cụ thể đến cấu trúc, kết nối, đặc tính của các lớp trong tấm PV mà vẫn đảm bảo độ chính

xác. Mô hình xây dựng được cũng có sự tương đồng với kết quả thực nghiệm của Z. Arifin và cộng sự [45] cho trường hợp tấm PV không được làm mát với sai lệch bình phương (R^2) là 0,99. Tuy nhiên, trường hợp tấm PV được làm mát thì có sự chênh lệch với sai lệch bình phương (R^2) là 0,63 do NDHĐ của tấm PV trong nghiên cứu [45] tăng đột ngột khi CĐBX tăng từ 950 lên 1000W/m². Như vậy có thể thấy, mô hình tính toán xây dựng được ở mục 2.2 và 2.3 có độ chính xác và có thể dùng để tính toán so sánh với kết quả thực nghiệm ở các nội dung sau.



Hình 2.6. So sánh NDHĐ của tấm PV tính theo mô hình xây dựng được, Z. Arifin và cộng sự [45] và F. AlAmri và cộng sự [42]

2.5. TÍNH TOÁN LÝ THUYẾT NHIỆT ĐỘ HOẠT ĐỘNG CỦA TẮM QUANG ĐIỆN

Dựa trên mô hình toán đã xây dựng được trong phần 2.2 và 2.3, nội dung phần này sẽ tiến hành tính toán NDHD của tấm PV được làm mát và không được làm mát bằng BTN.

Thông số cơ bản của tấm PV và BTN sử dụng trong tính toán như thể hiện trong bảng 2.2.

Bảng 2.2. Một số thông số của tấm PV và BTN

STT	Thông số	Giá trị
I	Tấm PV	
I.1	Công suất lớn nhất, P_{max}	50Wp
I.2	Loại cell	Monocrystalline
I.3	Kích thước (L×W×H)	670×540×30mm
I.4	Hiệu suất chuyển đổi, η	18,9%
I.5	Hệ số nhiệt độ tại P_{max} , β	-0,38%/K
I.6	Hệ số phát xạ, ϵ_{PV}	0,96 [107]
I.7	Hệ số hấp phụ, α_{PV}	0,96 [107]
II	BTN	
II.1	Vật liệu (cánh và đế)	Nhôm, Đồng
II.2	Kích thước (L×W)	670×540mm
II.3	Chiều cao cánh (H_{fin})	15mm
II.4	Độ dày cánh, δ_{fin}	1,5mm
II.5	Bước cánh, a_{fin}	4,5mm

II.6	Chiều dày đế (lớp đồng và nhôm)	3mm
II.7	Số cánh	90
II.8	Hệ số dẫn nhiệt của nhôm	205W/m.K
II.9	Hệ số dẫn nhiệt của đồng	380W/m.K
II.10	Hệ số phát xạ của nhôm	0,05

Vật liệu dẫn nhiệt (TIM) được sử dụng để kết nối BTN với tấm PV là tấm tản nhiệt Snowman có chiều dày 0,5mm và hệ số dẫn nhiệt là 16,8W/m.K.

NDHĐ của tấm PV được tính toán với trường hợp sau:

Trường hợp 1: Tấm PV không có làm mát

Trường hợp 2: Tấm PV làm mát bằng BTN đế nhôm dày 3mm (BTN1)

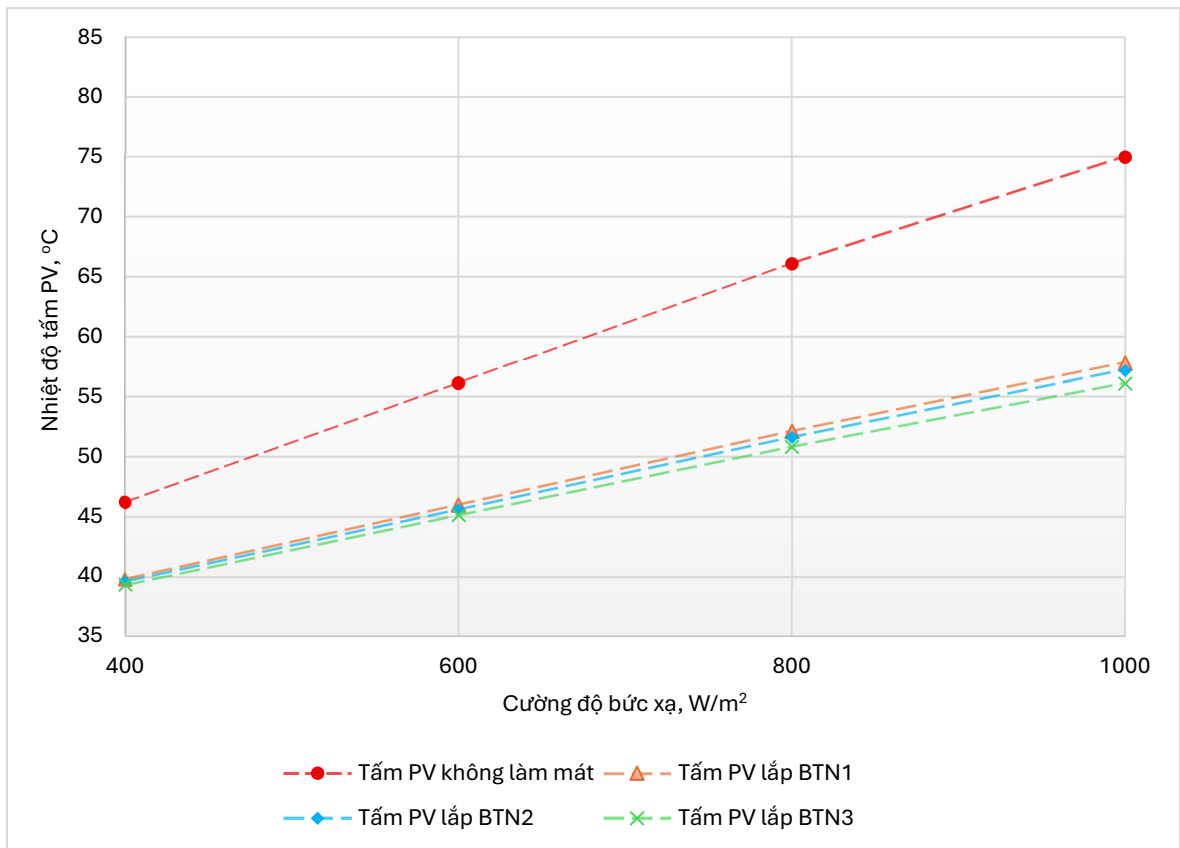
Trường hợp 3: Tấm PV làm mát bằng BTN có lớp đế bằng đồng dày 1mm, nhôm 2mm (BTN2)

Trường hợp 4: Tấm PV làm mát bằng BTN có lớp đế bằng đồng dày 2mm, nhôm 1mm (BTN3).

Vấn đề kết nối, liên kết tấm đồng với đế nhôm của BTN là rất quan trọng. Nếu liên kết không tốt sẽ xuất hiện trở nhiệt lớn ở lớp tiếp giáp và ảnh hưởng đến hiệu quả truyền nhiệt của BTN. Hiện nay, có một số phương pháp liên kết tốt để hạn chế vấn đề trở nhiệt của lớp tiếp giáp như: liên kết khuếch tán (diffusion bonding - DB), hàn khuấy ma sát (friction stir welding - FSW) và hàn nổ (explosion welding - EW). Phần dưới đây sẽ tính toán NDHĐ của tấm PV với giả thiết liên kết giữa tấm đồng và đế nhôm của BTN là lý tưởng (không có nhiệt trở tiếp xúc).

2.5.1. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện khi cường độ bức xạ thay đổi

NDHĐ của tấm PV được tính toán với điều kiện $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, $\theta = 0^{\circ}$ (tấm PV đặt nằm ngang), $v = 0\text{m/s}$ (không có gió) và $E = 400\text{W/m}^2$, 600W/m^2 , 800W/m^2 và 1000W/m^2 . Kết quả tính toán NDHĐ của tấm PV như được thể hiện trên hình 2.7.

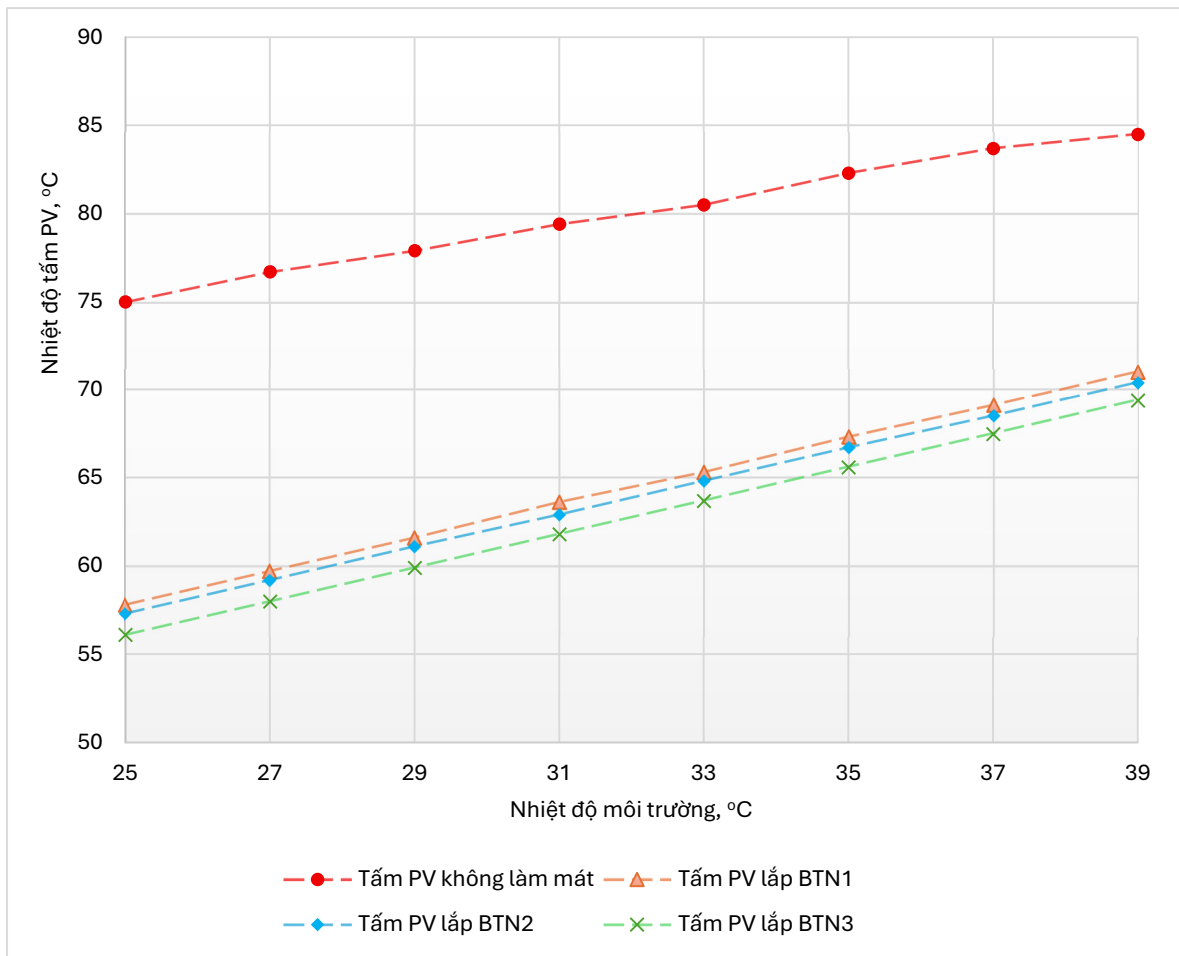


Hình 2.7. NDHĐ tính toán của tấm PV ở các mức CĐBX khác nhau

Theo hình 2.7 cho thấy, NDHĐ của tấm PV cao nhất là 75°C với $E = 1000\text{W/m}^2$. Khi lắp thêm BTN vào mặt sau tấm PV giúp giảm NDHĐ của tấm PV. Trong điều kiện tính toán, NDHĐ của tấm PV giảm lớn nhất khi lắp thêm BTN1, BTN2 và BTN3 lần lượt là 17,2°C; 17,8°C và 18,9°C ở $E = 1000\text{W/m}^2$. NDHĐ của tấm PV giảm nhỏ nhất là 6,4°C; 6,6°C và 6,9°C ở $E = 400\text{W/m}^2$. Khi CĐBX tăng thì năng lượng tấm PV nhận được tăng dẫn đến lượng điện và lượng năng lượng biến đổi thành nhiệt năng đều tăng. Khi NDHĐ của tấm PV tăng, thì hiệu quả làm mát của BTN tăng do hệ số đối lưu của BTN tăng (độ chênh nhiệt độ của cánh BTN và môi trường xung quanh tăng).

2.5.2. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện khi nhiệt độ môi trường thay đổi

NDHĐ của tấm PV tính toán với điều kiện $\theta = 0^\circ$ (tấm PV đặt nằm ngang), $v = 0\text{m/s}$ (không có gió), $E = 1000\text{W/m}^2$ và $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}, 27^\circ\text{C}, 29^\circ\text{C}, 31^\circ\text{C}, 33^\circ\text{C}, 35^\circ\text{C}, 37^\circ\text{C}$ và 39°C . Kết quả tính toán NDHĐ của tấm PV được thể hiện trên hình 2.8.

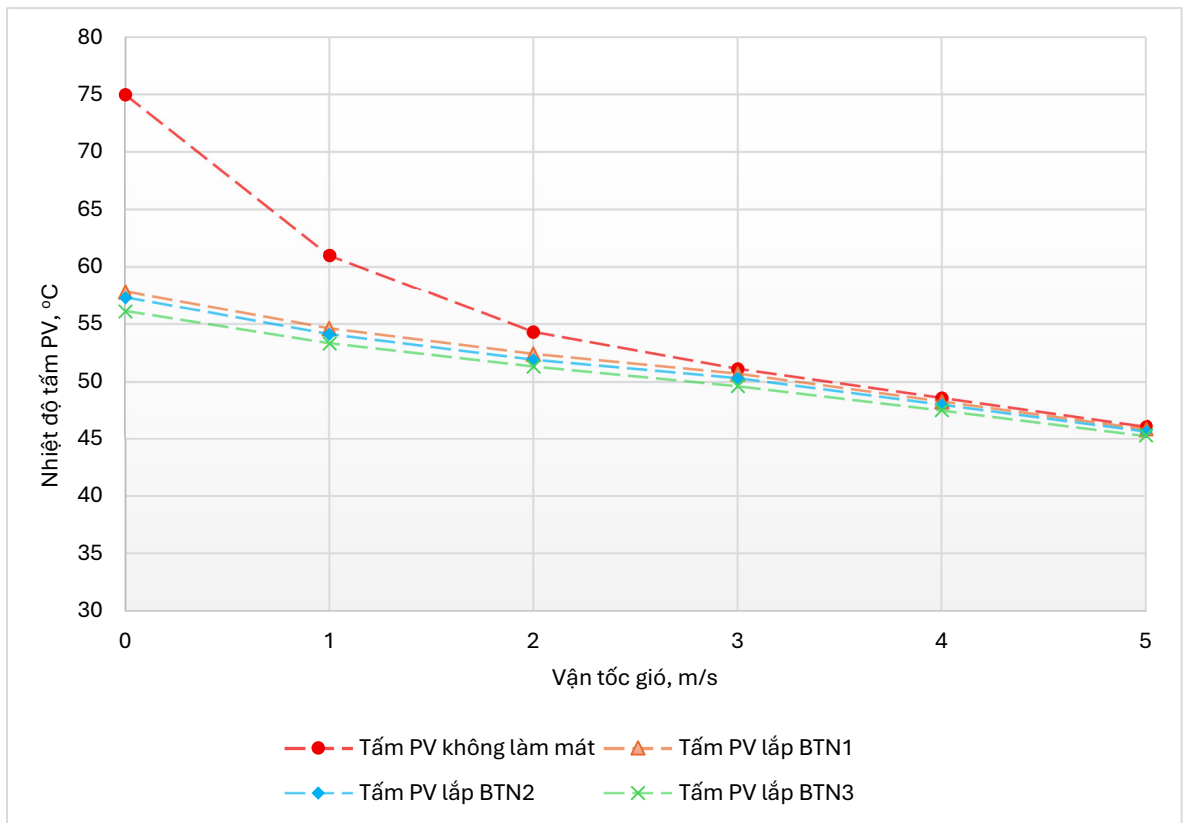


Hình 2.8. NĐHĐ tính toán của tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi

Theo kết quả tính toán hình 2.8 cho thấy, khi nhiệt độ môi trường tăng thì NĐHĐ của tấm PV tăng, NĐHĐ của tấm PV cao nhất là 84,5°C khi $t_{mt} = 39^\circ\text{C}$. Khi lắp thêm BTN1, BTN2 và BTN3 vào mặt sau tấm PV giúp giảm NĐHĐ của tấm PV trung bình 15,6°C; 16,2°C và 17,3°C. Khi nhiệt độ môi trường tăng làm cho NĐHĐ của tấm PV tăng, đồng thời hiệu quả trao đổi nhiệt của BTN với môi trường giảm do độ chênh nhiệt độ giữa cánh BTN và môi trường giảm.

2.5.3. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện khi vận tốc gió thay đổi

NĐHĐ của tấm PV tính toán với điều kiện $\theta = 0^\circ$ (tấm PV đặt nằm ngang), $t_{mt} = 25^\circ\text{C}$, $E = 1000\text{W/m}^2$ và $v = 0, 1, 2, 3, 4, 5\text{m/s}$. Kết quả NĐHĐ tính toán của tấm PV được thể hiện trên hình 2.9.

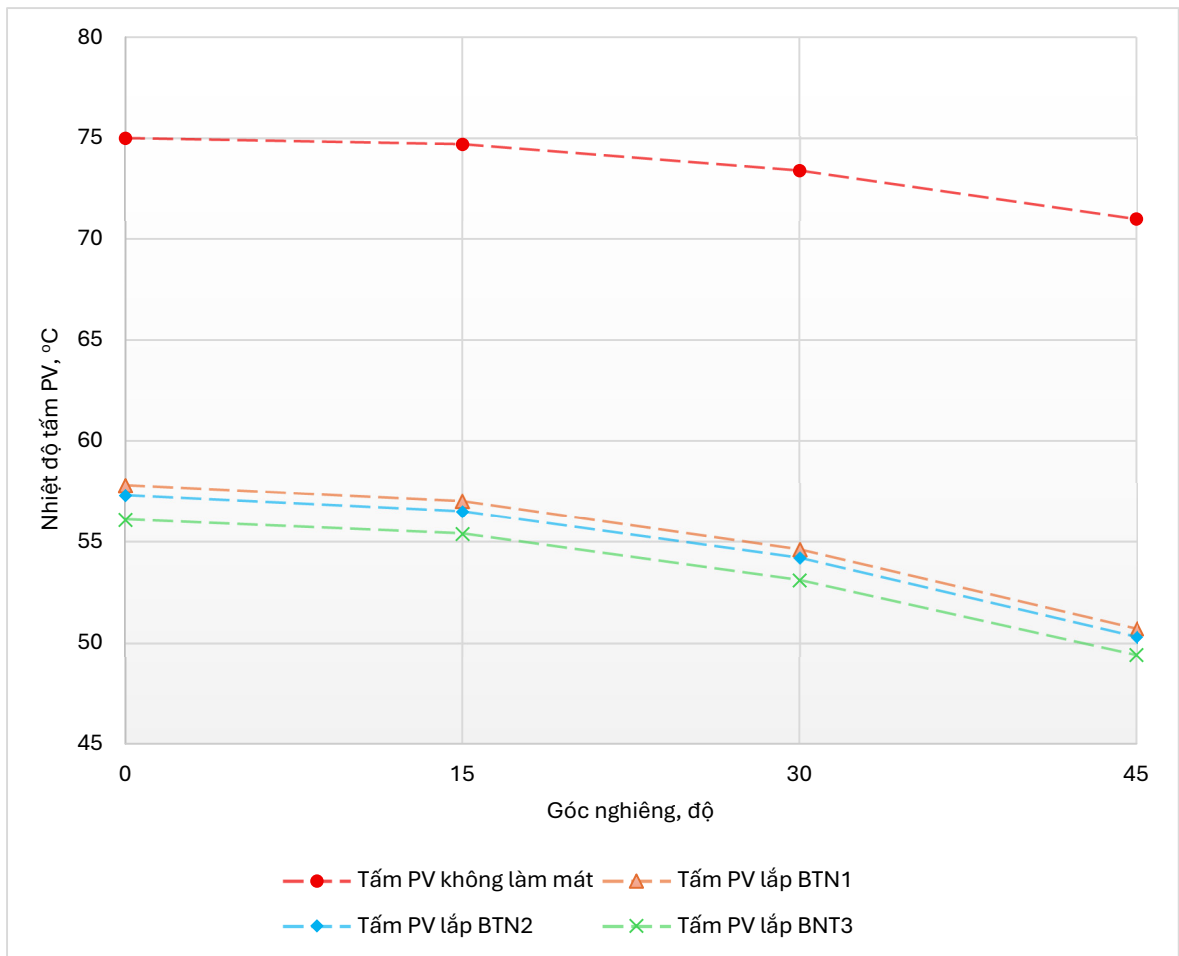


Hình 2.9. NDHD tính toán của tấm PV khi vận tốc gió thay đổi

Từ hình 2.9 cho thấy, khi tốc độ gió tăng thì NDHD của tấm PV giảm, có thể thấy gió là một yếu tố quan trọng giúp làm mát tấm PV. Khi vận tốc gió từ 3m/s trở lên thì giải pháp làm mát không thể hiện được hiệu quả - với khu vực có vận tốc gió từ 3m/s trở lên không cần giải pháp làm mát. BTN mang lại hiệu quả khi hoạt động ở những vùng có vận tốc gió thấp. Ở $v = 3\text{m/s}$ khi lắp thêm BTN vào mặt sau của tấm PV giúp NDHD giảm $0,4^{\circ}\text{C}$; $0,8^{\circ}\text{C}$ và $1,5^{\circ}\text{C}$ ứng với BTN1, BTN2 và BTN3. Khi vận tốc gió tăng sẽ tăng khả năng trao đổi nhiệt của BTN và bề mặt trên của tấm PV với môi trường do hệ số trao đổi nhiệt của BTN và tấm PV với môi trường tăng.

2.5.4. Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện khi góc nghiêng thay đổi

Tính toán NDHD của tấm PV với điều kiện $t_{\text{mt}} = 25^{\circ}\text{C}$, $E = 1000\text{W}/\text{m}^2$, $v = 0\text{m/s}$ (không có gió) với $\theta = 0^{\circ}$, 15° , 30° và 45° . Kết quả NDHD tính toán của tấm PV như thể hiện trên hình 2.10.



Hình 2.10. NDHD tính toán của tấm PV khi góc nghiêng thay đổi

Từ kết quả tính toán trong hình 2.10, khi góc nghiêng tấm PV tăng thì NDHD của PV giảm do CDBX chiếu đến bề mặt giảm. Khi $\theta = 45^\circ$, NDHD của tấm PV lắp thêm BTN1, BTN2 và BTN3 giảm lần lượt $20,3^\circ\text{C}$, $20,7^\circ\text{C}$ và $21,6^\circ\text{C}$ so với tấm PV không làm mát. Đồng thời khi góc nghiêng của tấm PV tăng thì khả năng làm mát của BTN tăng. Vì khi đó, BTN dần dời khỏi vị trí làm việc bất lợi nhất (vị trí cánh BTN hướng xuống) nên hệ số trao đổi nhiệt đối lưu của BTN tăng lên.

Từ các kết quả tính toán trên cho thấy, BTN giúp làm giảm NDHD của tấm PV. Với BTN bổ sung thêm lớp đồng vào để nhôm giúp nâng cao hiệu quả làm mát tấm PV khi coi liên kết đồng và nhôm là lý tưởng (không có điện trở tiếp xúc).

Tuy nhiên, trong thực tế khi liên kết tấm đồng với đế nhôm của BTN luôn tồn tại một nhiệt trở tiếp xúc. Các phương pháp liên kết giữa tấm đồng và đế nhôm như

liên kết khuếch tán (diffusion bonding - DB), hàn khuấy ma sát (friction stir welding - FSW) và hàn nổ (explosion welding - EW) cho lớp tiếp xúc tốt gần như không ảnh hưởng đến quá trình truyền nhiệt vì hệ số dẫn nhiệt giao diện lớn. Hệ số dẫn nhiệt giao diện của phương pháp liên kết khuếch tán, hàn khuấy ma sát và hàn nổ lần lượt là $1\sim 8 \times 10^6 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, $1\sim 25 \times 10^7 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, $1\sim 35 \times 10^5 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ [108]. Nhiệt trở đế của các BTN gần như không có sự chênh lệch nhiều khi các phương pháp này thực hiện tốt nhất, kết quả tính toán nhiệt trở của lớp đế các BTN như trình bày trong Phụ lục 2. Do đó, bằng tính toán không có sự khác biệt trong làm mát tấm PV dùng BTN có tấm đồng được liên kết với đế nhôm bằng các phương pháp liên kết trên.

Nếu sử dụng vật liệu tản nhiệt (TIM) để liên kết tấm đồng và đế nhôm sẽ có ảnh hưởng nhất định đến khả năng truyền nhiệt của đế do vật liệu tản nhiệt thường có hệ số dẫn nhiệt thấp hơn so với nhôm và đồng. Giả sử, sử dụng vật liệu tản nhiệt Indium foil dày 0,1mm có hệ số dẫn nhiệt là $86\text{W/m}\cdot\text{K}$ để liên kết tấm đồng và đế nhôm của BTN. Nhiệt trở đế của BTN và khả năng làm mát tấm PV được trình bày trong Phụ lục 3. Ta thấy, khi sử dụng vật liệu tản nhiệt Indium foil để kết nối tấm đồng và đế BTN làm ảnh hưởng đến hiệu quả làm mát tấm PV. Đặc biệt, BTN với đế có 1mm không có sự khác biệt với BTN đế 3mm nhôm.

Như vậy, để BTN đế nhôm bổ sung thêm lớp đồng hoạt động hiệu quả thì cần phải lựa chọn phương pháp kết nối phù hợp, có nhiệt trở tiếp xúc thấp để không ảnh hưởng đến quá trình truyền nhiệt.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 2

Chương này đã trình bày nội dung xây dựng mô hình toán xác định NĐHĐ của tấm PV (không và có được làm mát bằng BTN). Trong quá trình làm việc, tấm PV (không và có được làm mát bằng BTN) trao đổi nhiệt với môi trường xung quanh bằng đối lưu và bức xạ.

Dựa trên cơ sở truyền nhiệt và phương pháp cân bằng năng lượng, NĐHĐ của tấm PV không có làm mát bằng BTN được xác định thông qua phương trình (2.24) ở trạng thái cân bằng và phương trình (2.25) ở trạng thái không cân bằng. Với tấm PV có làm mát bằng BTN, NĐHĐ được xác định thông qua phương trình (2.32). Với các thông số của tấm PV, BTN, môi trường ta có thể xác định được NĐHĐ của tấm PV bằng cách giải các phương trình trên.

Mô hình toán xây dựng đã được đánh giá độ chính xác bằng cách so sánh kết quả tính toán với kết quả mô hình toán và thực nghiệm của các nghiên cứu khác đã được công bố trong cùng một điều kiện. Kết quả cho thấy, mô hình toán xây dựng được đảm bảo độ chính xác và có thể sử dụng để tính toán khả năng làm mát tấm PV khi sử dụng BTN với các điều kiện khác nhau. Khi sử dụng BTN gắn vào mặt sau của tấm PV sẽ giúp tăng khả năng trao đổi nhiệt giữa tấm PV với môi trường xung quanh qua đó góp phần giảm NĐHĐ của tấm PV. Đồng thời cho thấy, BTN bổ sung thêm lớp đồng vào để giúp nâng cao hiệu quả làm mát tấm PV. Giải pháp kết nối giữa lớp đồng và đế nhôm của BTN ảnh hưởng đến khả năng truyền nhiệt của BTN.

Trong chương tiếp theo, luận án sẽ trình bày nội dung về lựa chọn thông số, chế tạo, đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của các BTN (BTN nhôm và BTN nhôm có bổ sung thêm lớp đồng ở đế). Bên cạnh đó, luận án cũng trình bày kết quả đánh giá sơ bộ về khả năng làm mát tấm PV khi gắn thêm các BTN.

CHƯƠNG 3: ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ TRUYỀN NHIỆT CỦA CÁC BỘ TẢN NHIỆT VÀ ĐÁNH GIÁ SƠ BỘ KHẢ NĂNG LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN

Sử dụng BTN gắn vào mặt sau giúp làm giảm NĐHĐ của tấm PV. Khi bổ sung thêm lớp đồng vào đế BTN nhôm giúp nâng cao hiệu quả làm mát tấm PV. Trong chương này, luận án sẽ trình bày kết quả chế tạo 03 BTN (đế nhôm, đế nhôm bổ sung 1mm đồng và đế nhôm bổ sung 2mm đồng) và tiến hành thực nghiệm đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của BTN. Đồng thời, chương này cũng trình bày đánh giá sơ bộ khả năng làm mát tấm PV khi các BTN được gắn vào mặt sau.

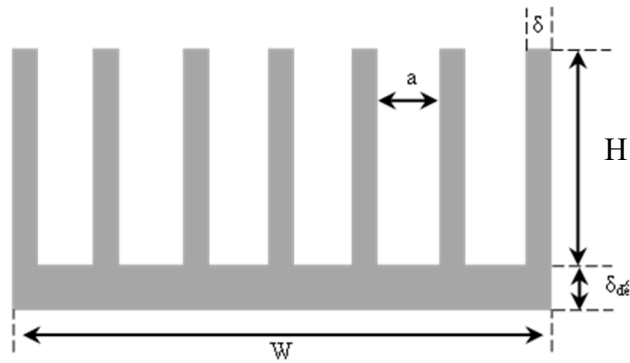
3.1. THÔNG SỐ CỦA BỘ TẢN NHIỆT

Qua quá trình tìm hiểu, khảo sát các BTN đang có trên thị trường, thông số chính của BTN (chiều cao cánh, chiều dày cánh, bước cánh) được chế tạo giống thông số kỹ thuật của một BTN thương mại. Chiều dài và chiều rộng của BTN được xác định dựa trên kích thước một cell của tấm PV. Riêng lớp đế của BTN được gia công, chế tạo với chiều dày khác nhau để đảm bảo khi chiều dày đế khi bổ sung thêm lớp đồng là bằng nhau. Ba BTN được chế tạo với các thông số cơ bản được thể hiện trong bảng 3.1 và hình 3.1.

Bảng 3.1. Thông số của BTN

STT	Thông số	BTN1	BTN2	BTN3
1	Vật liệu cánh	Nhôm nguyên chất		
2	Chiều cao cánh, H (mm)	15	15	15
3	Chiều dài cánh, L (mm)	210	210	210
4	Chiều dày cánh, δ (mm)	1,5	1,5	1,5
5	Số lượng cánh	7	7	7
6	Vật liệu đế	Nhôm nguyên chất	Nhôm và đồng nguyên chất	Nhôm và đồng nguyên chất

7	Diện tích bề mặt đế, L x W (mm ²)	210 x 35	210 x 35	210 x 35
8	Chiều dày đế (mm)	3mm nhôm	1mm đồng + 2mm nhôm	2mm đồng + 1mm nhôm



Hình 3.1. Cấu tạo của BTN

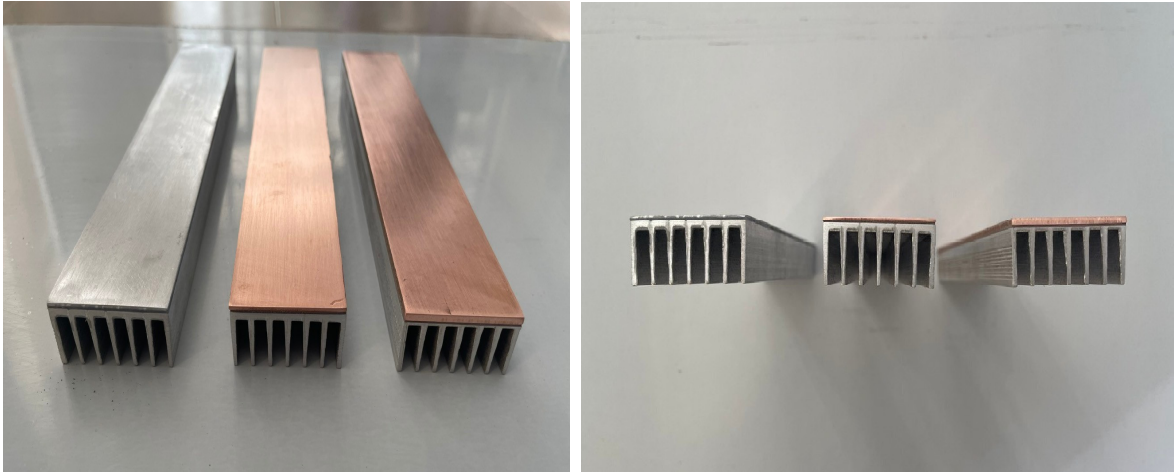
Một số tính chất vật lý của nhôm và đồng nguyên chất như được thể hiện trong bảng 3.2.

Bảng 3.2. Một số tính chất của nhôm và đồng nguyên chất

Vật liệu	Khối lượng riêng (g/cm ³)	Nhiệt dung riêng (J/kg.K)	Hệ số dẫn nhiệt (W/m.K)	Hệ số giãn nở (10 ⁻⁶ /K)
Nhôm nguyên chất	2,7	900	205	24
Đồng nguyên chất	8,94	387	380	16,7

Do hạn chế về điều kiện chế tạo, sản xuất đơn chiếc nên tám đồng được gắn thêm vào đế nhôm của BTN bằng tám dán dẫn nhiệt Snowman dày 0,5mm và có hệ số dẫn nhiệt là 16,8W/m.K. Với các phương pháp liên kết hiện đại như hàn khuếch tán, hàn khuấy ma sát, hàn nổ sẽ được thực hiện và đánh giá sau khi có đủ điều kiện.

Hình ảnh ba BTN chế tạo được như thể hiện trên hình 3.2.



Hình 3.2. Các BTN chế tạo được

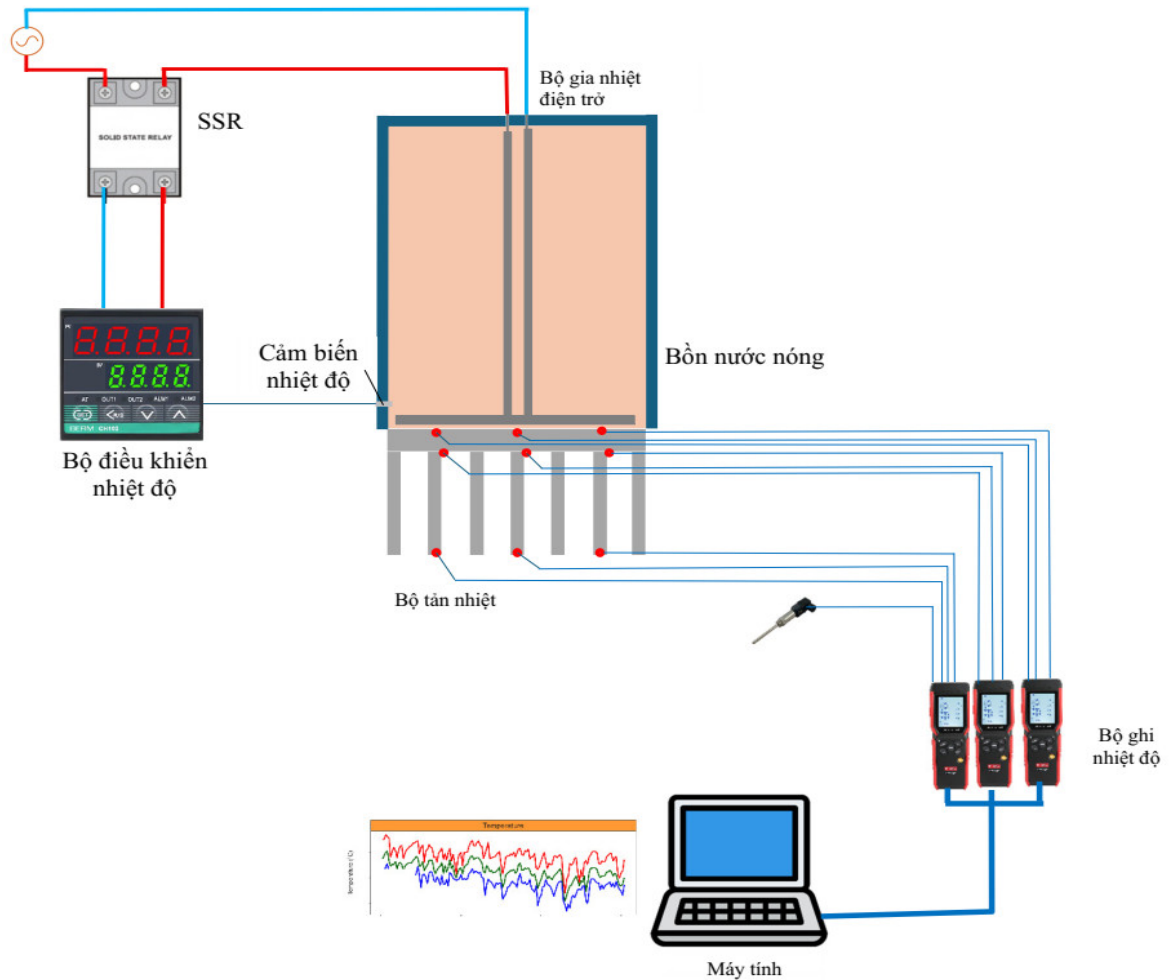
3.2. ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ TRUYỀN NHIỆT CỦA CÁC BỘ TẢN NHIỆT

BTN là một thiết bị được sử dụng rộng rãi trong làm mát, quản lý nhiệt của thiết bị điện, điện tử. Nhiệt sinh ra ở các thiết bị được tỏa ra môi trường xung quanh bằng trao đổi nhiệt đối lưu. BTN dạng cánh phẳng được quan tâm và sử dụng do sản xuất đơn giản đơn giản, chi phí thấp và độ tin cậy cao [109]. Hiệu quả truyền nhiệt của BTN được đánh giá thông qua hệ số trao đổi nhiệt, số Nusselt [110], [111], [112], [113]. Hệ số trao đổi nhiệt của BTN thường từ 2 đến 25W/m²K với trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên và từ 25 đến 250W/m²K với trao đổi nhiệt cưỡng bức [114].

Các BTN sau khi được chế tạo cần được đánh giá hiệu quả truyền nhiệt bằng thực nghiệm để so sánh. Đa phần các BTN làm việc với cánh hướng lên phía trên, quá trình trao đổi nhiệt thuận lợi. Tuy nhiên, trong làm mát tấm PV thì BTN được gắn ở phía mặt sau và cánh hướng xuống phía dưới, đây là một vị trí làm việc bất lợi của BTN. Khi BTN hoạt động với điều kiện cánh hướng xuống phía dưới, không khí nhận nhiệt từ cánh tản nhiệt nóng lên và “bị kẹt” giữa khe các cánh nên ảnh hưởng đến trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên. Theo nghiên cứu của R.T. Huang và cộng sự [115] cho thấy, vị trí làm việc cánh hướng xuống là vị trí BTN có hệ số trao đổi nhiệt nhỏ nhất trong tất cả các trường hợp thực nghiệm. Chính vì vậy, việc thực nghiệm đánh giá, xác định hệ số trao đổi nhiệt của các BTN trong điều kiện làm việc cánh hướng xuống trước khi áp dụng vào làm mát tấm PV là rất cần thiết.

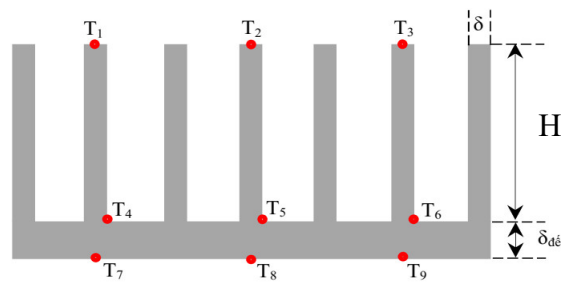
3.2.1. Xây dựng mô hình thực nghiệm

Để tiến hành đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của bộ tản nhiệt, sơ đồ thực nghiệm như được thể hiện trên hình 3.3.

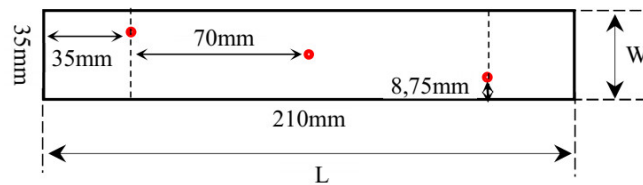


Hình 3.3. Sơ đồ thực nghiệm đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của BTN

Nhiệt cung cấp cho BTN là bồn nước nóng được gia nhiệt bằng điện trở nhiệt có công suất 1500W. Nhiệt độ của nước được điều khiển và giám sát bởi bộ điều khiển nhiệt độ Berm CH102 kèm SSR với sai số $\pm 0,5\%$ giá trị đo $\pm 1^\circ\text{C}$. Bồn nước thể tích 2 lít, kích thước mặt đáy 210 x 35mm (bằng kích thước mặt đế của BTN), được chế tạo bằng inox SUS304 dày 1mm. Bồn nước được bọc cách nhiệt bằng vật liệu cao su lưu hóa (1 mặt bạc) dày 20mm. BTN được gắn dưới đáy bồn nước bằng tấm dán dẫn nhiệt Snowman dày 0,5mm và có hệ số dẫn nhiệt là 16,8W/m.K.



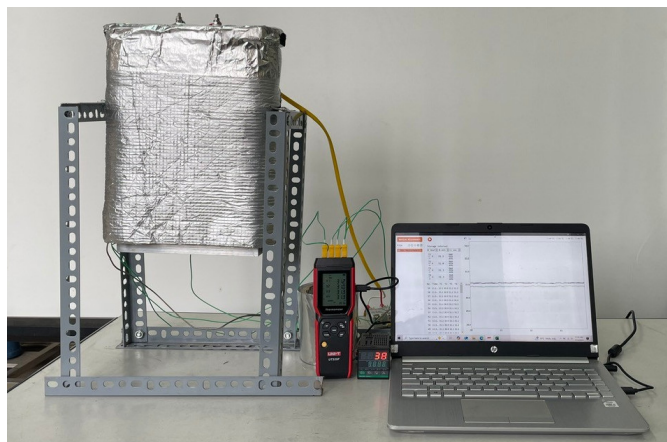
a) Vị trí bố trí các cảm biến đo nhiệt độ



b) Vị trí bố trí cảm biến ở mặt đáy

Hình 3.4. Sơ đồ bố trí cảm biến đo nhiệt độ BTN

Để đo nhiệt độ ở các vị trí khác nhau của BTN, 9 cảm biến nhiệt độ kiểu K (UNI-T UT-T01) với sai số $\pm 0,75\%$ giá trị đo được sử dụng, với 3 cảm biến ở mặt đáy BTN; 3 cảm biến ở chân cánh số 2, 4, 6; 3 cảm biến ở đỉnh cánh 2, 4, 6 như thể hiện trên hình 3.4. Dữ liệu nhiệt độ của BTN được ghi và lưu trữ trên máy tính thông qua các bộ ghi nhiệt độ UNI-T UT325F với sai số hiển thị $\pm 0,2\%$ giá trị $\pm 0,5^\circ\text{C}$.



Hình 3.5. Mô hình thực nghiệm đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của BTN

Hình 3.5 là mô hình thực nghiệm thực tế để đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của BTN.

3.2.2. Các bước tiến hành thực nghiệm và hiệu chuẩn thiết bị

Các bước tiến hành xác định hệ số trao đổi nhiệt của BTN như sau:

Bước 1: Xác định nhiệt tổn thất của bồn nước của lớp vỏ và các khe hở.

Bước 2: Cài đặt nhiệt độ cho bộ điều khiển nhiệt độ để đảm bảo nhiệt độ bề mặt của BTN tiếp giáp với bồn nước là 40, 50, 60, 70, 80 và 90°C.

Bước 3. Xác định nhiệt độ nước ban đầu, duy trì nhiệt độ môi trường và tiến hành gia nhiệt cho nước bằng điện trở nhiệt đến nhiệt độ đặt.

Bước 4. Chờ hệ thống đạt trạng thái cân bằng (nhiệt độ bề mặt đế, nhiệt độ chân cánh, nhiệt độ đỉnh cánh không đổi), lưu dữ liệu nhiệt độ đo được.

Bước 5. Sử dụng đồng hồ bấm giờ để xác định thời gian nhiệt độ nước giảm 1K.

Bước 6. Xác định công suất tỏa nhiệt của BTN.

Bước 7. Xác định hệ số trao đổi nhiệt của BTN ở trạng thái cân bằng.

Thực nghiệm xác định tốc độ truyền nhiệt của BTN: Xác định nhiệt độ nước ban đầu, duy trì nhiệt độ môi trường. Gia nhiệt bằng điện trở cho nước đến nhiệt độ để đảm bảo nhiệt độ bề mặt đế của BTN tiếp giáp với bồn nước tăng đến 90°C. Xác định thời gian nhiệt độ bề mặt đế, nhiệt độ chân cánh, nhiệt độ đỉnh cánh đạt trạng thái cân bằng.

Với mỗi mức nhiệt độ, tiến hành thực nghiệm 03 lần để xác định nhiệt độ cần đo.

Các thiết bị điều khiển nhiệt độ, cảm biến đo và hiện thị nhiệt độ như Berm CH102, UNI-T UT-T01, UNI-T UT325F đều được mua mới chính hãng với các thông số của nhà sản xuất như thể hiện trong Phụ lục 5. Trước khi tiến hành đo thực nghiệm, điện trở gia nhiệt, bộ điều khiển nhiệt độ, thiết bị hiện thị nhiệt độ, cảm biến nhiệt độ đều được kiểm tra, đối chuẩn. Công suất thực tế của điện trở là 1420W. Với độ điều khiển nhiệt độ Berm CH102 và cảm biến nhiệt độ loại K (PT100) được đối chuẩn trong dải nhiệt độ (30°C ÷ 90°C) ở các mức nhiệt độ cụ thể là 30°C, 40°C, 50°C, 60°C, 70°C, 80°C và 90°C. Ở mỗi mức nhiệt độ tiến hành đo lặp lại 03 lần. Kết quả cho thấy, sai số trung bình của bộ điều khiển nhiệt độ và cảm biến nhiệt độ trong dải đo so với chuẩn là +1,2°C (tức là nhiệt độ hiển thị của bộ điều khiển cao hơn nhiệt độ

thực tế 1,2°C). Sai số này phù hợp với sai số nhà sản xuất đưa ra và nằm trong giới hạn cho phép nên sai số này được sử dụng để hiệu chỉnh và cài đặt lại bộ điều khiển trong quá trình tiến hành thực nghiệm. Với thiết bị hiển thị nhiệt độ UNI-T UT325F và cảm biến nhiệt độ loại K (UNI-T UT-T01) được đối chuẩn trong dải nhiệt độ (30°C ÷ 90°C) ở các mức nhiệt độ cụ thể là 30°C, 40°C, 50°C, 60°C, 70°C, 80°C và 90°C. Ở mỗi mức nhiệt độ tiến hành đo lặp lại 03 lần. Kết quả cho thấy, sai số trung bình của thiết bị hiển thị nhiệt độ và cảm biến nhiệt độ trong dải đo so với chuẩn là 0,6°C. Sai số này phù hợp với sai số nhà sản xuất đưa ra và nằm trong giới hạn cho phép nên sai số này được sử dụng để hiệu chỉnh dữ liệu thực nghiệm thu được.

3.2.3. Phương pháp tính toán

Để xác định hệ số trao đổi nhiệt của BTN ở trạng thái cân bằng, nghiên cứu sử dụng các giả thiết sau:

- Hệ số dẫn nhiệt không thay đổi theo nhiệt độ.
- Nhiệt chỉ truyền theo 1 hướng từ đế ra đỉnh cánh vì chiều dài cánh tản nhiệt lớn so với độ dày của nó.

Ở trạng thái cân bằng, lượng nhiệt truyền qua bề mặt đáy BTN bằng lượng nhiệt BTN tỏa ra môi trường và được xác định như sau [98], [104]:

$$Q_{dn} = k_{deBTN} A_{deBTN} \frac{dT}{dx} \quad (3.1)$$

$$Q_{dl} = h_{BTNtb} A_{BTN} (T_{BTNtb} - T_{mt}) \quad (3.2)$$

Trong đó: $\frac{dT}{dx}$ là gradient nhiệt độ dọc theo chiều từ bề mặt đế đến chân cánh BTN.

Diện tích bề mặt đế BTN (A_{deBTN}) được tính như sau:

$$A_{deBTN} = W_{BTN} \cdot L_{BTN} \text{ (m}^2\text{)} \quad (3.3)$$

Diện tích bề mặt BTN (A_{BTN}) được xác định như sau:

$$A_{BTN} = 2N \cdot (H \cdot L_{BTN}) + N(\delta \cdot L_{BTN}) + (N-1) \cdot \left(\frac{W_{BTN} - 7\delta}{N-1} \cdot L_{BTN} \right) \quad (3.4)$$

Nhiệt độ bề mặt cánh trung bình của BTN ($T_{BTN\ tb}$) được xác định như sau:

$$T_{BTN\ tb} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5 + T_6}{6} \quad (3.5)$$

Lượng nhiệt truyền qua lớp đế BTN bằng lượng nhiệt BTN nhận được, được xác định như sau:

$$Q_{BTN\ nhan} = Q - Q_{tonthat} \quad (3.6)$$

Trong đó, Q là lượng nhiệt tỏa ra trong 1 giây để nước giảm 1K (W), được xác định như sau:

$$Q = \frac{mc\Delta T}{t} \quad (3.7)$$

Với m là khối lượng nước trong bồn (kg); $c = 4200 \text{ J/(kg}\cdot\text{K)}$; $\Delta T = 1\text{K}$.

t là thời gian cần thiết để nước giảm 1K (s).

$Q_{tonthat}$ là lượng nhiệt tổn thất của bồn nước qua lớp vỏ và các khe hở, được xác định bằng thực nghiệm.

$$Q_{tonthat} \text{ được xác định như sau: } Q_{tonthat} = \frac{mc\Delta T_1}{\Delta t} \quad (3.8)$$

Với ΔT_1 là độ giảm nhiệt độ của nước, K;

Δt là khoảng thời gian nước giảm ΔT_1 (K), s.

Hệ số Nusselt (Nu) được xác định như sau:

$$Nu = \frac{h_{BTN\ tb} L^*}{k_{kk}} \quad (3.9)$$

Với k_{kk} là hệ số dẫn nhiệt của không khí (W/mK).

L^* là chiều dài đặc trưng (m), đối với BTN là chiều cao của cánh.

Hiệu suất cánh xác định bằng công thức (3.10) [98]:

$$\eta_{cánh} = \frac{\tanh m(L + \frac{\delta_{cánh}}{2})}{m(L + \frac{\delta_{cánh}}{2})} \quad (3.10)$$

Với L là chiều dài cánh BTN; m là hệ số, $m = \sqrt{\frac{2h_{dl,s}}{k_{canh}\delta_{canh}}}$

3.2.4. Kết quả đánh giá hiệu quả truyền nhiệt của bộ tản nhiệt

a) Xác định nhiệt tổn thất của bồn nước

Tổn thất nhiệt của bồn nước được xác định ở các khoảng nhiệt độ khác nhau. Nước được gia nhiệt đến các mức nhiệt độ 45, 55, 65, 75, 85 và 95°C, bồn nước được để trong môi trường có nhiệt độ 25°C. Xác định thời gian nước giảm xuống còn 40, 50, 60, 70, 80 và 90°C, từ đó ta xác định được nhiệt tổn thất của bồn nước. Kết quả được trình bày trong bảng 3.3.

Khi nước được gia nhiệt đến 45°C đặt trong môi trường có nhiệt độ 25°C, nhiệt độ nước giảm xuống đến 40°C sau 8340s, áp dụng công thức (3.8) xác định được lượng nhiệt tổn thất của bồn nước là 5,0W. Tính toán tương tự cho các mức nhiệt độ khác, lượng nhiệt tổn thất trung bình của bồn nước được thể hiện cụ thể trong bảng 3.3. Khi nhiệt độ của nước tăng thì lượng nhiệt tổn thất qua lớp vỏ và các khe hở của bồn nước cũng tăng. Lượng nhiệt tổn thất trung bình ở mức nhiệt trong khoảng 90 - 95°C là 19,4W.

Bảng 3.3. Kết quả thực nghiệm xác định tổn thất nhiệt của bồn nước

STT	Khoảng nhiệt độ (°C)	Mức giảm nhiệt độ ΔT_1 (K)	Thời gian nước giảm ΔT_1 (s)	Lượng nhiệt tổn thất $Q_{\text{tổn thất}}$ trung bình (W)
1	40 - 45	5	8340	5,0
2	50 - 55	5	5300	7,9
3	60 - 65	5	3900	10,8
4	70 - 75	5	3080	13,6
5	80 - 85	5	2540	16,5
6	90 - 95	5	2160	19,4

Lượng nhiệt tổn thất này phụ thuộc vào độ chênh lệch nhiệt độ giữa nước trong bồn và môi trường.

b) Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên của BTN

Các BTN được gắn vào đáy của bồn nước, gia nhiệt cho nước để đảm bảo nhiệt độ bề mặt đế BTN đạt 40, 50, 60, 70, 80 và 90°C. Tiến hành thực nghiệm theo các bước trong mục 3.2.2, thu được kết quả như trong các bảng 3.4, 3.5 và 3.6.

Bảng 3.4. Kết quả thực nghiệm của BTN1

STT	t_{de} (°C)	t_{cc} (°C)	$t_{BTN\ tb}$ (°C)	t_{dc} (°C)	t_{mt} (°C)	A_{BTN} (m ²)	t (s)	Q (W)	Q_{tt} (W)	$h_{BTN\ tb}$ (W/m ² .K)	η_{canh}
1	40	37,3	36,85	36,4	25	0,052	1250	6,72	5,0	2,79	0,72
2	50	47,3	46,65	46,0	25	0,052	748	11,23	7,9	2,96	0,73
3	60	57,3	56,4	55,5	25	0,052	528	15,91	10,8	3,13	0,74
4	70	67,3	66,05	64,8	25	0,052	407	20,64	13,6	3,30	0,75
5	80	77,3	75,8	74,3	25	0,052	327	25,69	16,5	3,48	0,76
6	90	87,3	85,4	83,5	25	0,052	272	30,88	19,4	3,66	0,77

Ghi chú: cc: chân cánh; dc: đỉnh cánh; tt: tổn thất; sai số ngẫu nhiên trung bình của phép đo là $\pm 0,2^{\circ}C$; Sai số hệ thống hiển thị và cảm biến nhiệt độ là $\pm 0,6^{\circ}C$.

Bảng 3.5. Kết quả thực nghiệm của BTN2

STT	t_{de} (°C)	t_{cc} (°C)	$t_{BTN\ tb}$ (°C)	t_{dc} (°C)	t_{mt} (°C)	A_{BTN} (m ²)	t (s)	Q (W)	Q_{tt} (W)	$h_{BTN\ tb}$ (W/m ² .K)	η_{canh}
1	40	38,3	37,65	37,0	25	0,052	1224	6,86	5,0	2,83	0,72
2	50	48,3	47,45	46,6	25	0,052	736	11,41	7,9	3,01	0,73
3	60	58,3	57,2	56,1	25	0,052	520	16,15	10,8	3,20	0,75
4	70	68,3	66,85	65,4	25	0,052	400	21,00	13,6	3,40	0,76
5	80	78,3	76,6	74,9	25	0,052	321	26,17	16,5	3,60	0,77
6	90	88,3	86,2	84,1	25	0,052	266	31,58	19,4	3,83	0,78

Ghi chú: cc: chân cánh; dc: đỉnh cánh; tt: tổn thất; sai số ngẫu nhiên trung bình của phép đo là $\pm 0,2^{\circ}C$; Sai số hệ thống hiển thị và cảm biến nhiệt độ là $\pm 0,6^{\circ}C$.

Bảng 3.6. Kết quả thực nghiệm của BTN3

STT	t_{dc} (°C)	t_{cc} (°C)	$t_{BTN\ tb}$ (°C)	t_{dc} (°C)	t_{mt} (°C)	A_{BTN} (m ²)	t (s)	Q (W)	Q_{tt} (W)	$h_{BTN\ tb}$ (W/m ² .K)	$\eta_{cánh}$
1	40	39,5	38,75	38,0	25	0,052	1180	7,1	5	2,96	0,73
2	50	49,5	48,55	47,6	25	0,052	712	11,8	7,9	3,18	0,74
3	60	59,5	58,3	57,1	25	0,052	503	16,7	10,8	3,41	0,76
4	70	69,5	67,95	66,4	25	0,052	386	21,8	13,6	3,65	0,77
5	80	79,5	77,65	75,8	25	0,052	309	27,2	16,5	3,90	0,79
6	90	89,5	87,25	85,0	25	0,052	256	32,8	19,4	4,14	0,80

Ghi chú: cc: chân cánh; dc: đỉnh cánh; tt: tổn thất; sai số ngẫu nhiên trung bình của phép đo là $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$; Sai số hệ thống hiển thị và cảm biến nhiệt độ là $\pm 0,6^{\circ}\text{C}$.

Qua kết quả trong các bảng 3.4, 3.5 và 3.6 cho thấy, với BTN 2, 3 bổ sung thêm lớp đồng ở đế đã nâng cao khả năng truyền nhiệt của lớp đế BTN. Nhiệt độ trung bình của cánh BTN có lớp đồng cao hơn BTN nhôm. Cụ thể, với BTN 2, nhiệt độ trung bình của cánh cao hơn khoảng $0,8^{\circ}\text{C}$ so với BTN 1; với BTN 3, nhiệt độ trung bình của cánh cao hơn khoảng $1,9^{\circ}\text{C}$ so với BTN 1. Đồng thời, kết quả cho thấy, tốc độ truyền nhiệt của BTN 3 là cao nhất trong ba BTN. Điều này thể hiện qua thời giảm nhiệt độ nước 1°C của hệ thống lắp BTN 3 là ngắn nhất. Lượng nhiệt tỏa ra môi trường xung quanh của BTN 3 là lớn nhất, tiếp theo là BTN 2 và BTN 1. Dựa vào các công thức được trình bày trong mục 3, ta xác định được hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên trung bình của ba BTN ở các nhiệt độ lớp đế khác nhau. Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên trung bình của BTN 3 là cao hơn so với BTN 2 và BTN 1. Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên nhỏ nhất là $2,79\text{W/m}^2.\text{K}$ (BTN 1) và lớn nhất là $4,14\text{W/m}^2.\text{K}$ (BTN 3). So sánh kết quả với các nghiên cứu khác ta thấy, theo nghiên cứu của Yogeshkumar Jain và cộng sự [116], hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên của BTN nhỏ nhất là $4,2\text{W/m}^2.\text{K}$, lớn nhất là $7,2\text{W/m}^2.\text{K}$. Nghiên cứu của W. Liu và cộng sự [117] cho thấy, hệ số tỏa nhiệt đối lưu tự nhiên của BTN luôn lớn hơn $10\text{W/m}^2.\text{K}$ ở tất cả các kích bản nghiên cứu. Nghiên cứu của N. Habib và cộng sự [118] cũng cho thấy hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên của BTN khoảng $12\text{W/m}^2.\text{K}$.

Từ bảng 3.4, 3.5 và 3.6 cho thấy, khi bổ sung thêm lớp đồng vào đế BTN giúp tăng cường khả năng truyền nhiệt từ bề mặt đế đến chân cánh. Qua đó, nhiệt độ tại chân cánh của BTN tăng lên và tăng nhiệt độ tại đỉnh cánh, nhiệt độ trung bình của cánh. Chẳng hạn như ở nhiệt độ bề mặt đế là 90°C thì BTN 1, BTN 2 và BTN 3 có nhiệt độ chân cánh của lần lượt là 87,3°C, 88,3°C và 89,5°C; nhiệt độ đỉnh cánh lần lượt là 83,5°C, 84,1°C và 85,0°C; nhiệt độ trung bình của cánh lần lượt là 85,4°C, 86,2°C và 87,25°C. Với cả ba BTN, khi nhiệt độ đế tăng thì hiệu suất cánh đều tăng, chứng tỏ khả năng trao đổi nhiệt của cánh với môi trường tăng khi nhiệt độ trung bình của cánh tăng. Với nhiệt độ đế BTN là 40, 50, 60, 70, 80 và 90°C, BTN 1 có hiệu suất cánh lần lượt là 0,72, 0,73, 0,74, 0,75, 0,76 và 0,77; BTN 2 có hiệu suất cánh lần lượt là 0,72, 0,73, 0,75, 0,76, 0,77 và 0,78; BTN 3 có hiệu suất cánh lần lượt là 0,73, 0,74, 0,76, 0,77, 0,79 và 0,80. Khi bổ sung lớp đồng vào đế BTN giúp tăng hiệu suất cánh, chẳng hạn ở nhiệt độ đế 90°C, hiệu suất cánh của BTN 1, BTN 2, BTN 3 lần lượt là 0,77, 0,78 và 0,80.

Như vậy có thể thấy, BTN được đặt ở vị trí “bất lợi” trong truyền nhiệt - đó là BTN có nguồn nóng ở phía trên nên hệ số tản nhiệt của các BTN là thấp so các nghiên cứu trước đây. Khi nguồn nhiệt cấp nhiệt cho đế BTN, nhiệt sẽ được truyền từ đế ra đầu cánh, nhiệt từ BTN được tỏa ra môi trường xung quanh, làm tăng nhiệt của không khí xung quanh BTN. Khi nhiệt độ tăng không khí có xu hướng di chuyển lên phía trên, nhưng đối với BTN có cánh quay xuống dưới, không khí nóng bay lên sẽ bị “kẹt” ở khe cánh BTN, qua đó làm giảm hiệu quả truyền nhiệt ra môi trường của BTN.

Từ các kết quả trong bảng 3.4, 3.5 và 3.6, tiến hành xây dựng phương trình hồi quy xác định hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên theo độ chênh lệch nhiệt độ giữa nhiệt độ đế và nhiệt độ môi trường. Phương trình tổng quát hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên theo nhiệt độ là $h = a\Delta T^n$. Kết quả thể hiện trên hình 3.6.

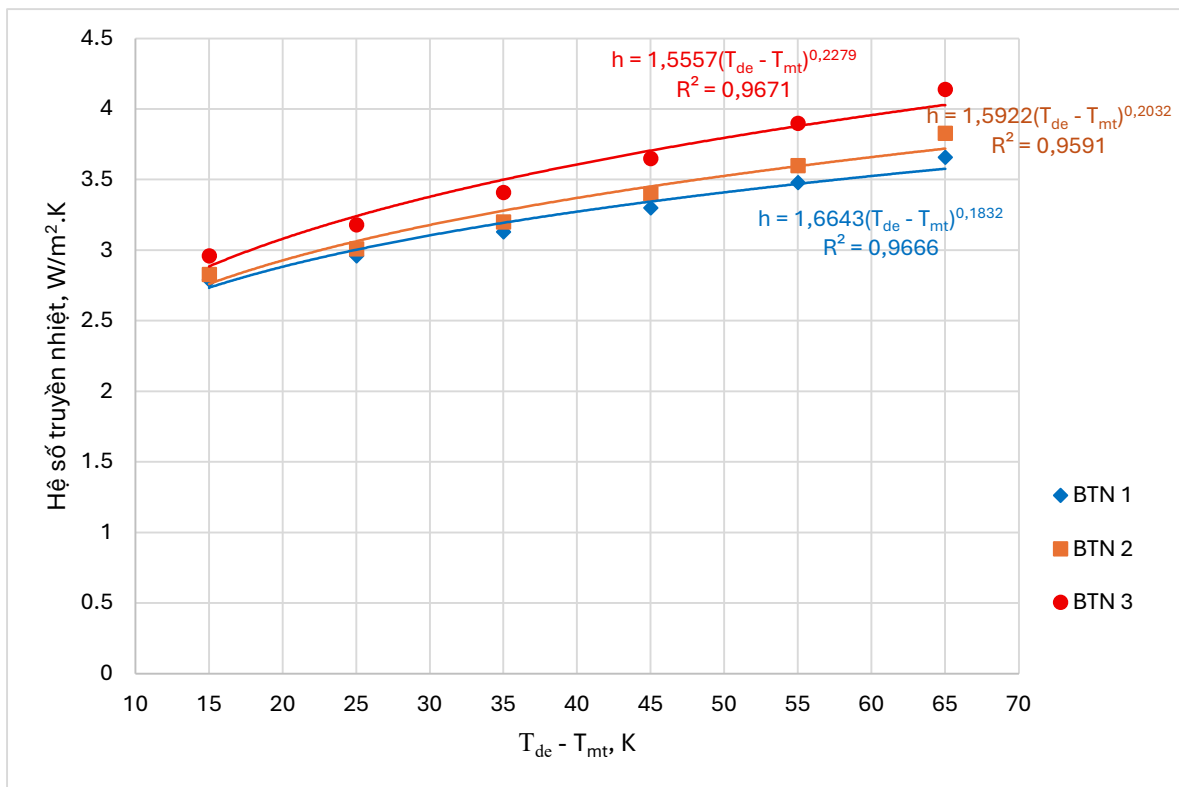
Từ hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên của các BTN ở các nhiệt độ đế khác nhau, ta xây dựng được phương trình hồi quy tuyến tính của hệ số trao đổi nhiệt đối

lưu tự nhiên theo độ chênh nhiệt độ để BTN với môi trường và phương trình có độ tin cậy cao ($R^2 > 0,95$), cụ thể như sau:

+ BTN 1: $h = 1,6643(T_{de} - T_{mt})^{0,1832}$ với $R^2 = 0,9666$

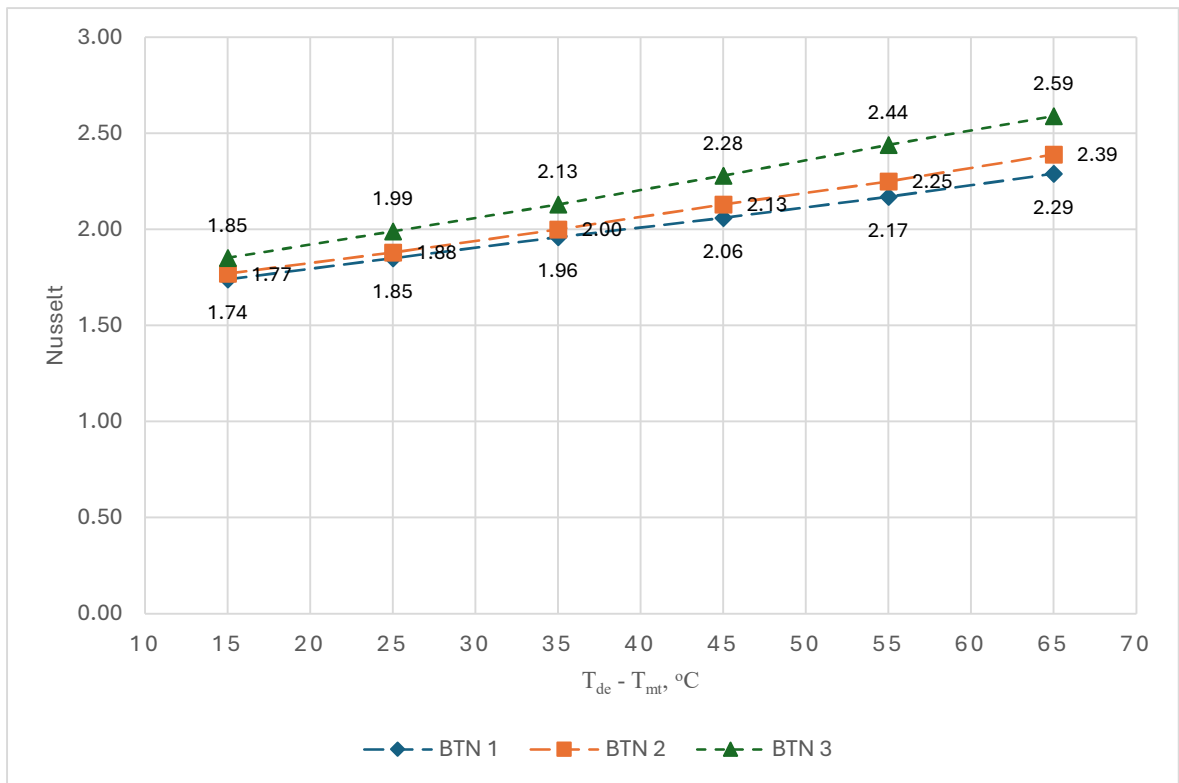
+ BTN 2: $h = 1,5922(T_{de} - T_{mt})^{0,2032}$ với $R^2 = 0,9591$

+ BTN 3: $h = 1,5557(T_{de} - T_{mt})^{0,2279}$ với $R^2 = 0,9671$



Hình 3.6. Phương trình hồi quy hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên của các BTN

Hình 3.7 thể hiện số Nusselt của các BTN ở các nhiệt độ lớp để khác nhau. Từ hình 3.7 cho thấy, khi độ chênh lệch nhiệt độ giữa bề mặt BTN và môi trường xung quanh tăng thì số Nusselt tăng, điều này chứng tỏ tăng khả năng trao đổi nhiệt đối lưu nhưng trao đổi nhiệt đối lưu không chiếm ưu thế vượt trội. Do BTN hoạt động với điều kiện cánh hướng xuống phía dưới, không khí nhận nhiệt từ cánh tản nhiệt nóng lên và “bị kẹt” giữa khe các cánh nên ảnh hưởng đến trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên. Ở cùng một mức chênh nhiệt độ, số Nusselt của BTN 3 là cao nhất, tiếp theo là BTN 2 và BTN 1 là nhỏ nhất.



Hình 3.7. Số Nusselt của các BTN

c) Tốc độ truyền nhiệt của BTN

Tiến hành gia nhiệt cho nước bằng điện trở nhiệt đến 91°C và giữ ở nhiệt độ này để đảm bảo nhiệt độ bề mặt để BTN tiếp xúc với bồn nước đạt 90°C. Hình 3.7 thể hiện biến thiên nhiệt độ của nước trong bồn, bề mặt để tiếp xúc với bồn nước, chân cánh và đỉnh cánh của các bộ tản nhiệt theo thời gian gia nhiệt.

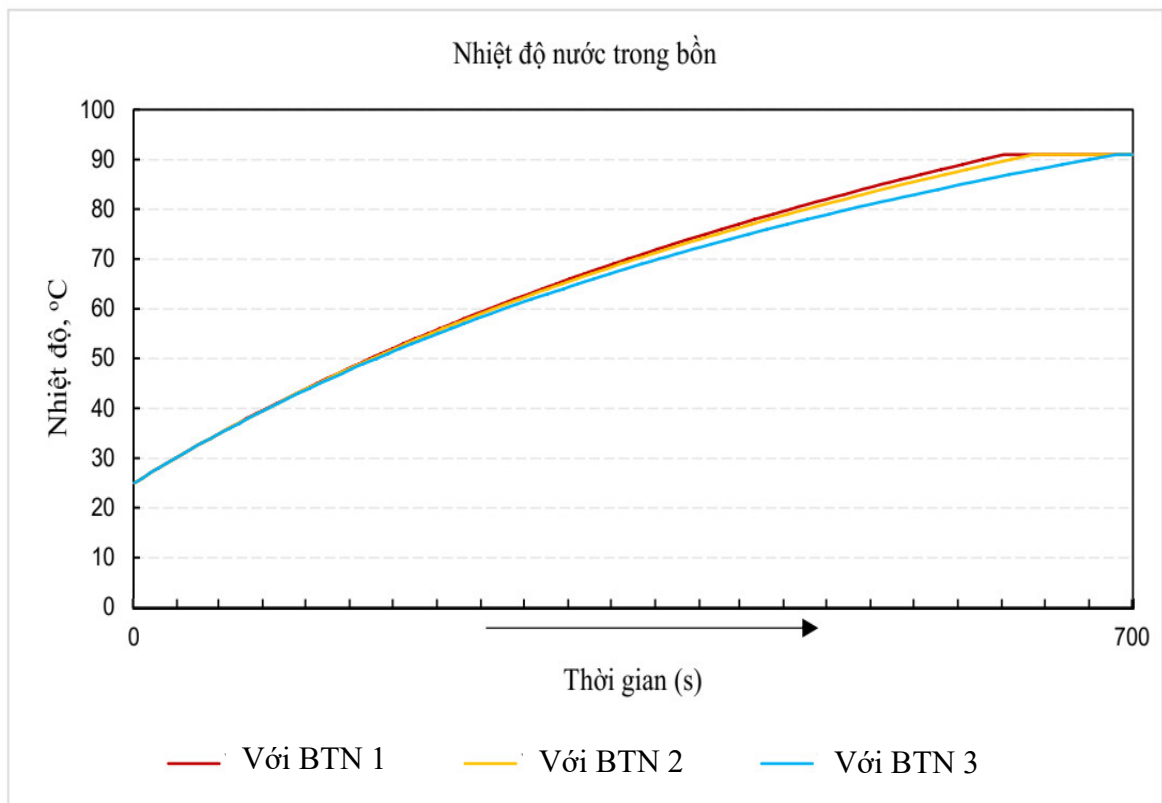
Hình 3.8a cho thấy, điều kiện gia nhiệt hoàn toàn giống nhau, nhiệt độ nước khi bồn có gắn BTN 1 có thời gian ngắn nhất là 610s, gắn BTN 2 là 631s và gắn BTN 3 lâu nhất là 689s. Điều này do, BTN 3 có khả năng trao đổi nhiệt tốt nhất trong 3 BTN nên lượng nhiệt tỏa ra môi trường trong thời gian điện trở gia nhiệt là lớn nhất.

Theo hình 3.8b, BTN 3 cần nhiều thời gian nhất để bề mặt để tiếp xúc với nguồn nhiệt đạt 90°C (760s), tiếp theo là BTN 2 (685s) và BTN 1 là nhanh nhất (655s).

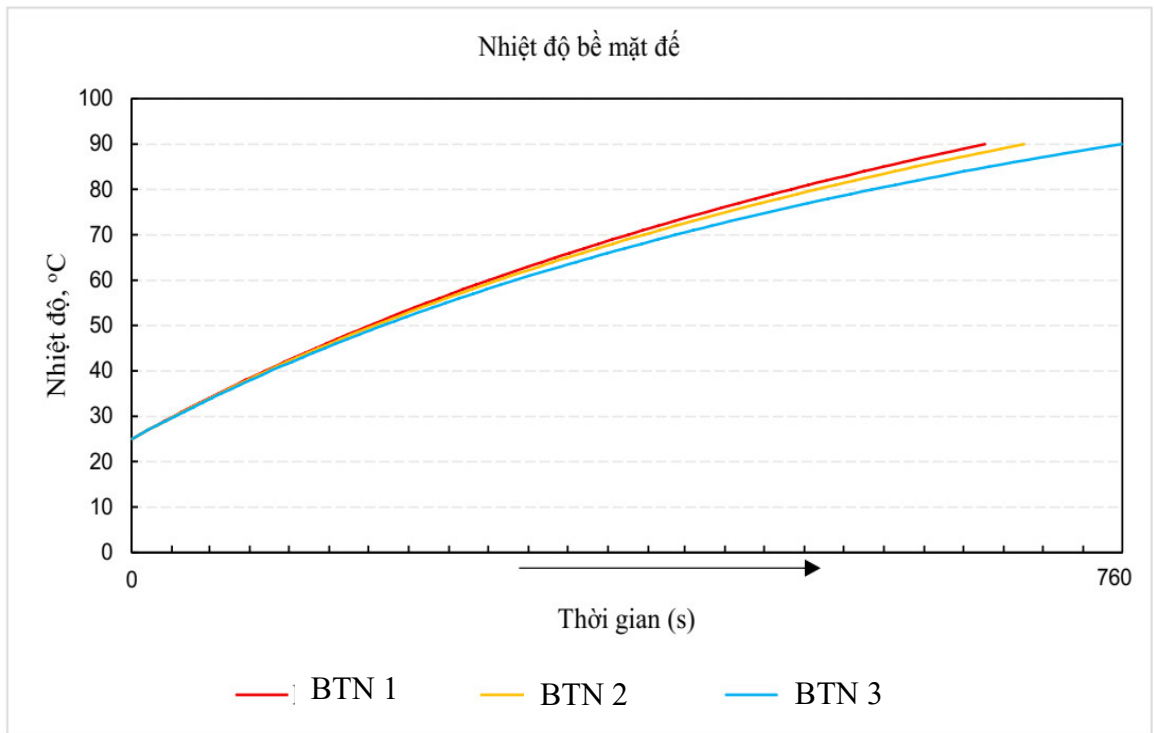
Từ hình 3.8c cho thấy, nhiệt độ chân cánh của BTN 3 là cao nhất (89,5°C), tiếp theo là BTN 2 (88,3°C) và thấp nhất là BTN 1 (87,3°C). BTN 3 bổ sung thêm 2mm

đồng giúp tăng hệ số dẫn nhiệt của lớp đế, khi đó gradient nhiệt độ thấp nên nhiệt độ phân bố theo chiều dày để đồng đều hơn. BTN 1 đạt nhiệt độ chân cánh cao nhất sau 663s, bộ tản nhiệt 2 là 689s và bộ tản nhiệt 3 là 762s.

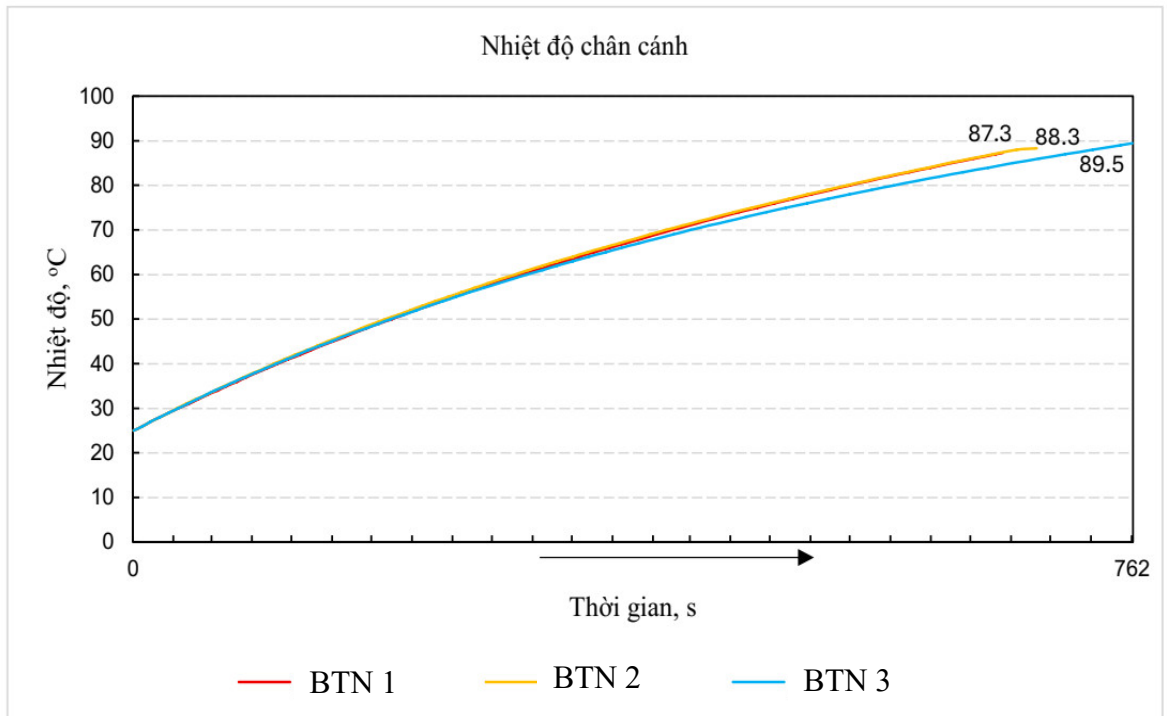
Theo hình 3.8d, nhiệt độ đỉnh cánh của BTN 3 là 84,5°C, BTN 2 là 84,1°C và BTN 1 là 83,5°C, mức chênh lệch nhiệt độ so với chân cánh tương ứng là 5°C, 4,2°C và 3,8°C. Do bộ tản nhiệt làm việc trong điều kiện cánh hướng xuống, lớp không khí tăng nhiệt độ sau khi nhận nhiệt từ cánh BTN có xu hướng chuyển động lên phía trên. Không khí nóng “bị kẹt” giữa khe các cánh làm giảm khả năng trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên của BTN. BTN 1 đạt nhiệt độ đỉnh cánh cao nhất sau 675s, BTN 2 là 703s và BTN 3 là 776s.



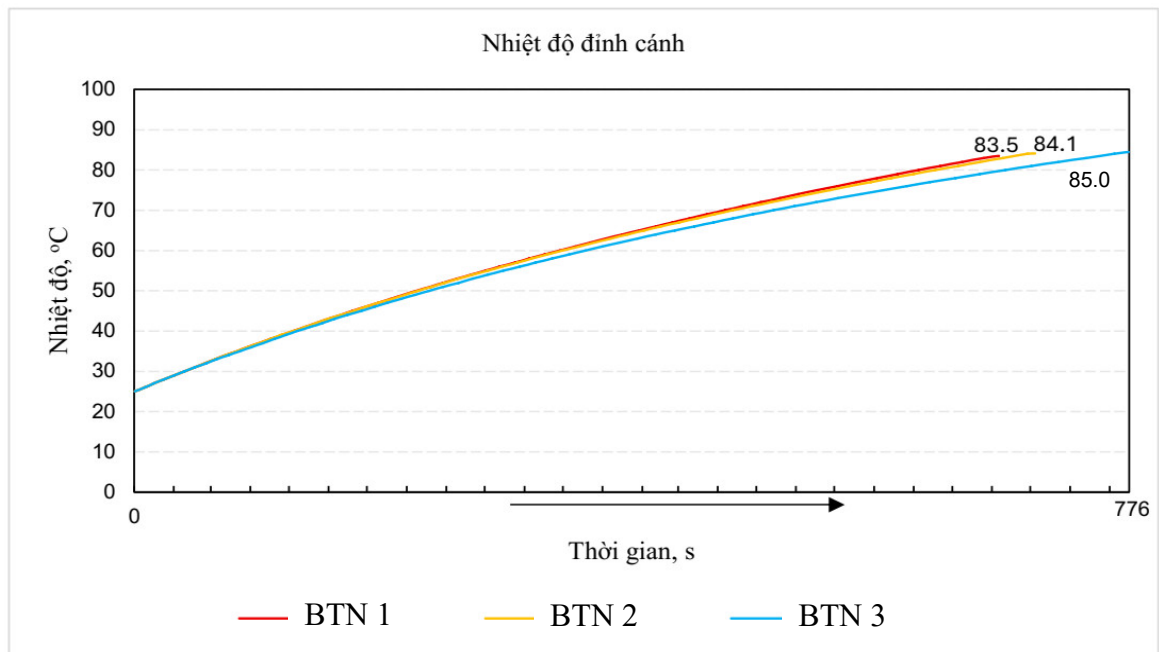
a)



b)



c)



d)

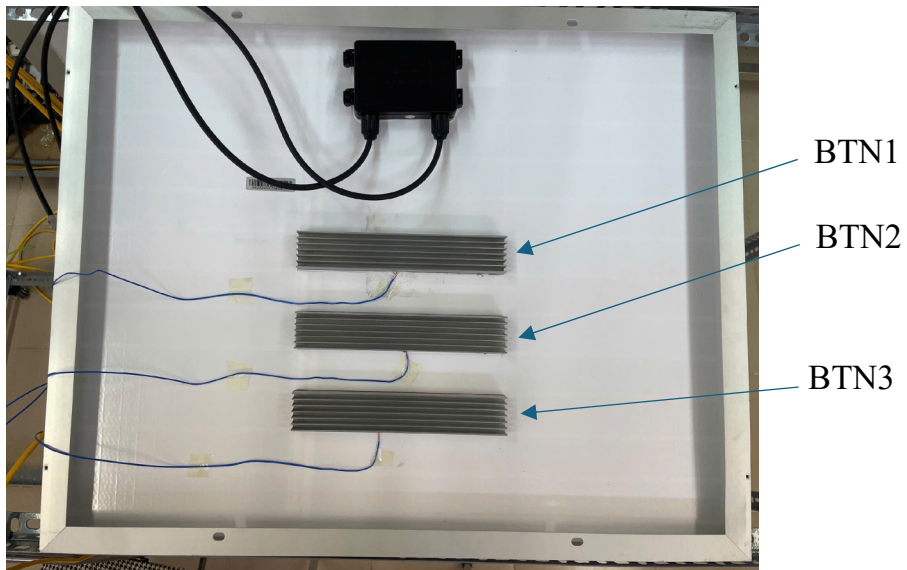
Hình 3.8. Nhiệt độ nước (a), để tản nhiệt (b), chân cánh (c) và đỉnh cánh (d) theo thời gian

Như vậy, có thể thấy BTN bổ sung thêm đồng vào đế có tốc độ truyền nhiệt đến lớp đế nhôm, chân cánh nhanh hơn so với BTN đế nhôm. Qua đó, giúp quá trình làm mát nhanh và hiệu quả hơn.

3.3. ĐÁNH GIÁ SƠ BỘ KHẢ NĂNG LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN

Trước khi tiến hành thực nghiệm nghiên cứu ảnh hưởng của các thông số đến hiệu quả làm mát tấm PV của BTN, tiến hành đánh giá sơ bộ khả năng làm mát bằng cách gắn 03 BTN vào mặt sau 3 cell của tấm PV. Mỗi BTN được gắn vào một cell riêng biệt bằng tấm dán dẫn nhiệt Snowman dày 0,5mm và có hệ số dẫn nhiệt là 16,8W/m.K. Hình ảnh các BTN được gắn lên mặt sau tấm PV như được thể hiện trên hình 3.9.

Tấm PV được đặt ở vị trí nằm ngang ($\theta = 0^\circ$) trong phòng thí nghiệm (không có gió) với nhiệt độ môi trường là 25°C. Tấm PV được chiếu sáng bằng các bóng đèn Halogen, đảm bảo bức xạ phân bố đồng đều trên bề mặt. Điều chỉnh khoảng cách giữa đèn Halogen để CDBX đo được trên bề mặt tấm PV là 1000W/m².



Hình 3.9. Hình ảnh các BTN được gắn lên mặt sau các cell của tấm PV



Hình 3.10. Hình ảnh đánh giá sơ bộ khả năng làm mát tấm PV của các BTN

Hình ảnh thử nghiệm đánh giá sơ bộ như được thể hiện trong hình 3.10.

Để so sánh số khả năng làm mát thực tế của các BTN sử dụng cảm biến nhiệt độ để so sánh nhiệt độ trung bình của các cell được làm mát. Cảm biến nhiệt độ kiểu K (UNI-T UT-T01) được gắn lên lớp tiếp giáp giữa BTN và bề mặt sau tấm PV để lấy số liệu nhiệt độ bề mặt sau tấm PV. Cảm biến nhiệt độ được gắn lên bề mặt trước của cell để đo dữ liệu nhiệt độ bề mặt trước của tấm PV. Nhiệt độ trung bình được tính bằng trung bình cộng nhiệt độ mặt trước và mặt sau tấm PV. Nhiệt độ các cell của tấm PV được xác định sau khi tấm PV được chiếu sáng 30 phút.

Nhiệt độ bề mặt trước và mặt sau các cell của tấm PV như được thể hiện trong bảng 3.7.

Bảng 3.7. Nhiệt độ các cell của tấm PV

STT	Cell	Nhiệt độ mặt trước (°C)	Nhiệt độ mặt sau (°C)	Nhiệt độ trung bình (°C)
1	Cell không gắn thêm BTN	77,5	75,7	76,6
2	Cell được gắn thêm BTN 1	63,8	61,2	62,5
3	Cell được gắn thêm BTN 2	63,4	60,8	62,1
4	Cell được gắn thêm BTN 3	62,4	59,6	61,0

Qua kết quả trên bảng 3.7 cho thấy, các cell được gắn thêm BTN phía mặt sau sẽ giúp giảm nhiệt độ trung bình là 14,1°C (BTN 1), 14,5°C (BTN 2) và 15,6°C (BTN 3) so với cell không gắn thêm BTN. Điều này chứng tỏ, BTN giúp làm mát tấm PV khá hiệu quả. Trong ba BTN, BTN bổ sung thêm lớp đồng dày 2mm ở để có khả năng làm mát cao hơn BTN bổ sung thêm lớp đồng dày 1mm và BTN đế bằng nhôm.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 3

Trong chương này đã trình bày lựa chọn thông số kỹ thuật chế tạo của 03 BTN và đánh giá hiệu quả truyền nhiệt, hiệu quả làm mát của chúng. Ba BTN chế tạo được gồm BTN cánh nhôm đế nhôm, BTN cánh nhôm đế nhôm bổ sung thêm lớp đồng dày 1mm và BTN cánh nhôm đế nhôm bổ sung thêm lớp đồng dày 2mm.

Ba BTN này được đánh giá hiệu quả truyền nhiệt đối lưu tự nhiên bằng thực nghiệm ở trạng thái làm việc cánh hướng xuống dưới (vị trí làm việc bất lợi). Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên trung bình của BTN 3 là cao hơn so với BTN 2 và BTN 1. Hệ số trao đổi nhiệt đối lưu tự nhiên nhỏ nhất là $2,79\text{W/m}^2\cdot\text{K}$ (BTN 1) và lớn nhất là $4,14\text{W/m}^2\cdot\text{K}$ (BTN 3). Từ kết quả thực nghiệm, luận án đã đưa ra 03 phương trình hồi quy xác định hệ số tỏa nhiệt đối lưu tự nhiên của 03 BTN và có độ tin cậy cao ($R^2 > 0,95$)

Ba BTN này cũng được đánh giá sơ bộ khả năng làm mát tấm PV, kết quả cho thấy, các cell được gắn thêm BTN phía mặt sau sẽ giúp giảm nhiệt độ trung bình là $14,1^\circ\text{C}$ (BTN 1), $14,9^\circ\text{C}$ (BTN 2) và $16,5^\circ\text{C}$ (BTN 3) so với cell không được gắn BTN. Điều này chứng tỏ, bộ tản nhiệt giúp làm mát tấm PV khá hiệu quả.

Trong chương tiếp theo của luận án, ba BTN trên sẽ được chế tạo để gắn lên bề mặt sau của các tấm PV và đánh giá ảnh hưởng của các yếu tố như CDBX, nhiệt độ môi trường, vận tốc gió, góc nghiêng đến hiệu quả làm mát tấm PV cũng như khả năng nâng cao HSCĐ, công suất của tấm PV trong phòng thí nghiệm. Bên cạnh đó, tấm PV được gắn thêm BTN được đánh giá ngoài môi trường thực tế để đánh giá hiệu quả làm mát theo thời gian thực với điều kiện môi trường thay đổi.

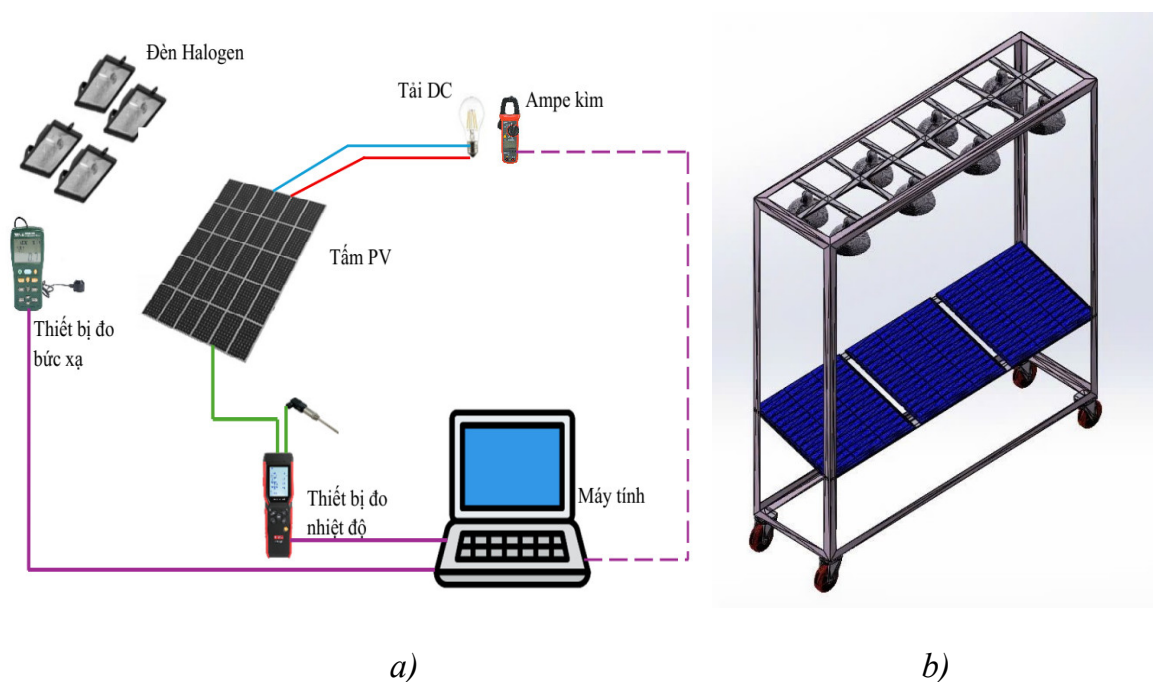
CHƯƠNG 4: THỰC NGHIỆM ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN CỦA BỘ TẢN NHIỆT

Về sơ bộ, BTN khi được gắn vào mặt sau tấm PV giúp làm giảm NĐHĐ và khi bổ sung thêm lớp đồng vào để BTN nhôm giúp nâng cao hiệu quả truyền nhiệt của BTN. Trong chương này, luận án sẽ trình bày kết quả thực nghiệm đánh giá ảnh hưởng của các yếu tố như CDBX, nhiệt độ môi trường, vận tốc gió, góc nghiêng đến hiệu quả làm mát tấm PV trong phòng thí nghiệm. Các kết quả thực nghiệm NĐHĐ của tấm PV được so sánh với kết quả tính toán bằng mô hình toán xây dựng được trong chương 2. Đồng thời, luận án cũng tiến hành thực nghiệm đánh giá hiệu quả làm mát tấm PV bằng BTN trong điều kiện thực tế.

4.1. MÔ HÌNH THỰC NGHIỆM

4.1.1. Nguyên lý tiến hành thực nghiệm

Sơ đồ nguyên lý và mô hình thực nghiệm đánh giá ảnh hưởng của các yếu tố như CDBX, nhiệt độ môi trường, tốc độ gió và góc nghiêng đến hiệu quả làm mát tấm PV khi lắp thêm các BTN vào mặt sau như được thể hiện trên hình 4.1.



Hình 4.1. Sơ đồ nguyên lý (a) và mô hình 3D thực nghiệm

Tấm PV nguyên bản và các tấm PV được gắn thêm bộ tản nhiệt được chế tạo với các thông số như trình bày trong chương 3. Các tấm PV đặt trên giá đỡ được lắp từ thép V đục lỗ. Trong phòng thí nghiệm, bức xạ mặt trời chiếu đến tấm PV là bức xạ mặt trời giả lập. Các nguồn sáng tạo bức xạ mặt trời giả lập bao gồm xenon, thủy ngân, halogen, LED, kết hợp các nguồn sáng này,... Trong luận án này, bức xạ mặt trời giả lập được tạo bởi đèn halogen do ánh sáng đèn halogen tạo ra gần giống ánh sáng mặt trời, bao gồm phổ UV-Vis và IR, bên cạnh đó đèn halogen có độ tin cậy, giá thành thấp hơn và dễ dàng có được trên thị trường [119]. CĐBX tấm PV nhận được có thể thay đổi nhờ việc thay đổi khoảng cách giữa tấm PV và bóng đèn Halogen. Giá đỡ tấm PV có thể điều chỉnh được góc nghiêng cũng như khoảng cách với bóng đèn Halogen. Các tấm PV đều được nối tải DC trong quá trình thực nghiệm. NDHD của tấm PV được đo bằng cảm biến nhiệt độ loại K. Công suất điện do tấm PV tạo ra được xác định thông qua dòng điện và điện áp đo bằng Ampe kim. Quạt hướng trục được sử dụng để tạo gió cho quá trình thực nghiệm. Các dữ liệu đo được ghi và lưu trữ trên máy tính.

4.1.2. Dụng cụ, thiết bị thực nghiệm

Bảng 4.1. Một số thông số của tấm PV

STT	Thông số	Giá trị
1	Công suất lớn nhất	50Wp
2	Công nghệ tế bào quang điện	monocrystalline
3	Số lượng tế bào quang điện	36
4	Kích thước	670x540x30mm
5	HSCĐ	18,9%
6	Hệ số nhiệt độ	0,38%/K

Thực nghiệm sử dụng 04 tấm PV monocrystalline (World Energy - Công ty TNHH ECO Solar sản xuất), trong đó 03 tấm được gắn các BTN (tấm PV gắn thêm

BTN 1 ký hiệu là PV1; gắn thêm BTN 2 ký hiệu là PV2; gắn thêm BTN 3 ký hiệu là PV3) và 01 tấm nguyên bản (ký hiệu là PV0) để so sánh. Một số thông số cơ bản của tấm PV như được thể hiện trên bảng 4.1.

Các BTN với các thông số như trong bảng 3.1 được chế tạo và gắn vào mặt sau của tấm PV theo từng cell riêng biệt bằng tấm dán dẫn nhiệt Snowman dày 0,5mm và có hệ số dẫn nhiệt là 16,8W/m.K. Mỗi tấm PV được gắn thêm 33 BTN mỗi loại.

Mỗi tấm PV được 04 bóng đèn halogen 500W (Philips) chiếu sáng để tạo bức xạ mặt trời giả lập. Các bóng đèn halogen được căn chỉnh sao cho CĐBX trên bề mặt tấm PV là đồng đều. CĐBX chiếu tới bề mặt tấm PV bằng cách thay đổi khoảng cách giữa tấm PV và đèn halogen.

Các tấm PV đều được kết nối với tải là bóng đèn sợi đốt DC 50W.

Bức xạ bề mặt tấm PV nhận được đo bằng thiết bị đo và ghi dữ liệu bức xạ TES 132 (do TES Electrical Electronic Corp., Đài Loan sản xuất), sai số $\pm 10\text{W/m}^2$.

Công suất điện do tấm PV tạo ra được xác định thông qua dòng điện và điện áp đo bằng Ampe kìm UNI-T UT204+ (do UNI-Trend Technology Co. LTD, Trung Quốc sản xuất) với sai số dòng điện 2,5% và sai số điện áp 0,5%.

Sử dụng 10 cảm biến nhiệt độ loại K (UNI-T UT-T01 do UNI-Trend Technology Co. LTD, Trung Quốc sản xuất) để đo NDHĐ của mỗi tấm PV ở 5 điểm mặt trước và mặt sau, bao gồm 04 cell ở 4 góc và 01 cell ở giữa. Các cảm biến nhiệt độ được kết nối với thiết bị đo và ghi nhiệt độ UNI-T UT325F (do UNI-Trend Technology Co. LTD, Trung Quốc sản xuất). Thiết bị được kết nối với máy tính thông qua cổng kết nối USB để lưu trữ dữ liệu.

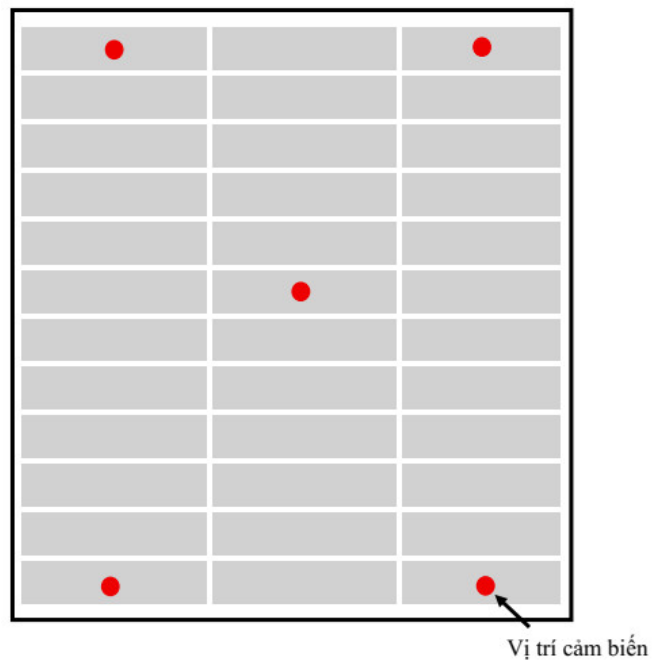
Tốc độ gió được đo bằng máy đo tốc độ gió và nhiệt độ mini UNI-T UT363BT (do UNI-Trend Technology Co. LTD, Trung Quốc sản xuất) có độ chính xác tốc độ gió $\pm 5\%$, độ phân giải tốc độ gió 0,1m/s.

Mô hình thực nghiệm thực tế và cách bố trí đầu đo cảm biến nhiệt độ như thể hiện trên hình 4.2.



a)

b)



Vị trí cảm biến

c)

Hình 4.2. Mô hình thực nghiệm (a); mặt sau tấm PV gắn thêm BTN (b);
và bố trí đầu đo cảm biến nhiệt độ (c)

Các cảm biến đo nhiệt độ được gắn vào chính giữa mặt trước và mặt sau của các cell. Các cell được sử dụng để đo NDHD gồm 4 cell ở 4 góc và 1 cell ở giữa tấm PV.

4.1.3. Tiến hành thực nghiệm

Các tấm PV (tấm PV nguyên bản và 03 tấm PV gắn BTN) được tiến hành thực nghiệm tại Khoa Năng lượng mới, Trường Đại học Điện lực (Hà Nội) với các kịch bản như sau:

Kịch bản 1: $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, $\theta = 0^{\circ}$ (tấm PV đặt nằm ngang), $v = 0\text{m/s}$ (không có gió) và $E = 400\text{W/m}^2$, 600W/m^2 , 800W/m^2 , 1000W/m^2 .

Kịch bản 2: $E = 1000\text{W/m}^2$, $\theta = 0^{\circ}$ (tấm PV đặt nằm ngang), $v = 0\text{m/s}$ (không có gió) và $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, 27°C , 29°C , 31°C , 33°C , 35°C , 37°C , 39°C .

Kịch bản 3: $E = 1000\text{W/m}^2$, $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, $\theta = 0^{\circ}$ (tấm PV đặt nằm ngang) và $v = 0, 1, 2, 3\text{m/s}$ (gió thổi song song với bề mặt tấm PV và tốc độ gió được điều chỉnh nhờ thay đổi tốc độ của quạt và khoảng cách giữa quạt và tấm PV).

Kịch bản 4: $E = 1000\text{W/m}^2$, $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, $v = 0\text{m/s}$ (không có gió) và $\theta = 0^{\circ}, 15^{\circ}, 30^{\circ}, 45^{\circ}$.

Để đảm bảo CDBX chiếu đến tấm PV là đồng đều, tiến hành điều chỉnh vị trí có các đèn halogen và sử dụng thiết bị TES 132 để đo bức xạ tại từng cell sao cho CDBX chiếu tới là đồng đều nhất. CDBX chiếu đến tấm PV được điều chỉnh bằng cách thay đổi khoảng cách giữa Tấm PV và đèn halogen.

Các dữ liệu về NDHD và thông số dòng điện, điện áp của tấm PV được xác định sau khi bật và điều chỉnh đèn Halogen để CDBX trên bề mặt tấm PV đồng đều 30 phút. NDHD của tấm PV là trung bình cộng nhiệt độ đo được bởi 10 cảm biến nhiệt độ gắn ở mặt trước và mặt sau tấm PV. Mỗi kịch bản thực nghiệm đều được tiến hành đo 5 lần và lấy giá trị trung bình.

Các thiết bị TES 132, UNI-T UT204+, UNI-T UT-T01, UNI-T UT325F, UNI-T UT363BT đều được mua mới chính hãng với các thông số sản xuất như Phụ lục 5. Trước khi tiến hành thực nghiệm, các thiết bị đo, hệ thống hiển thị, cảm biến đều được đánh giá độ chính xác, đối chuẩn trước khi thực hiện đo thực nghiệm. Kết quả đánh giá độ chính xác và đối chuẩn như được trình bày trong chương 3.

4.2. KẾT QUẢ THỰC NGHIỆM ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC YẾU TỐ ĐẾN HIỆU QUẢ LÀM MÁT TẮM QUANG ĐIỆN CỦA CÁC BỘ TẢN NHIỆT

NDHD thực tế của tấm PV được đo ở các kịch bản trình bày trong mục 4.1.3, NDHD tính toán được xác định dựa trên mô hình toán đã xây dựng ở chương 2 với hệ số trao đổi nhiệt của BTN với môi trường được xác định trong chương 3, hệ số truyền nhiệt của tấm PV được xác định bằng thực nghiệm và trình bày trong Phụ lục 4. HSCĐ của tấm PV được xác định thông qua công suất tấm PV đo được, công suất của các tấm PV được thể hiện trong Phụ lục 6.

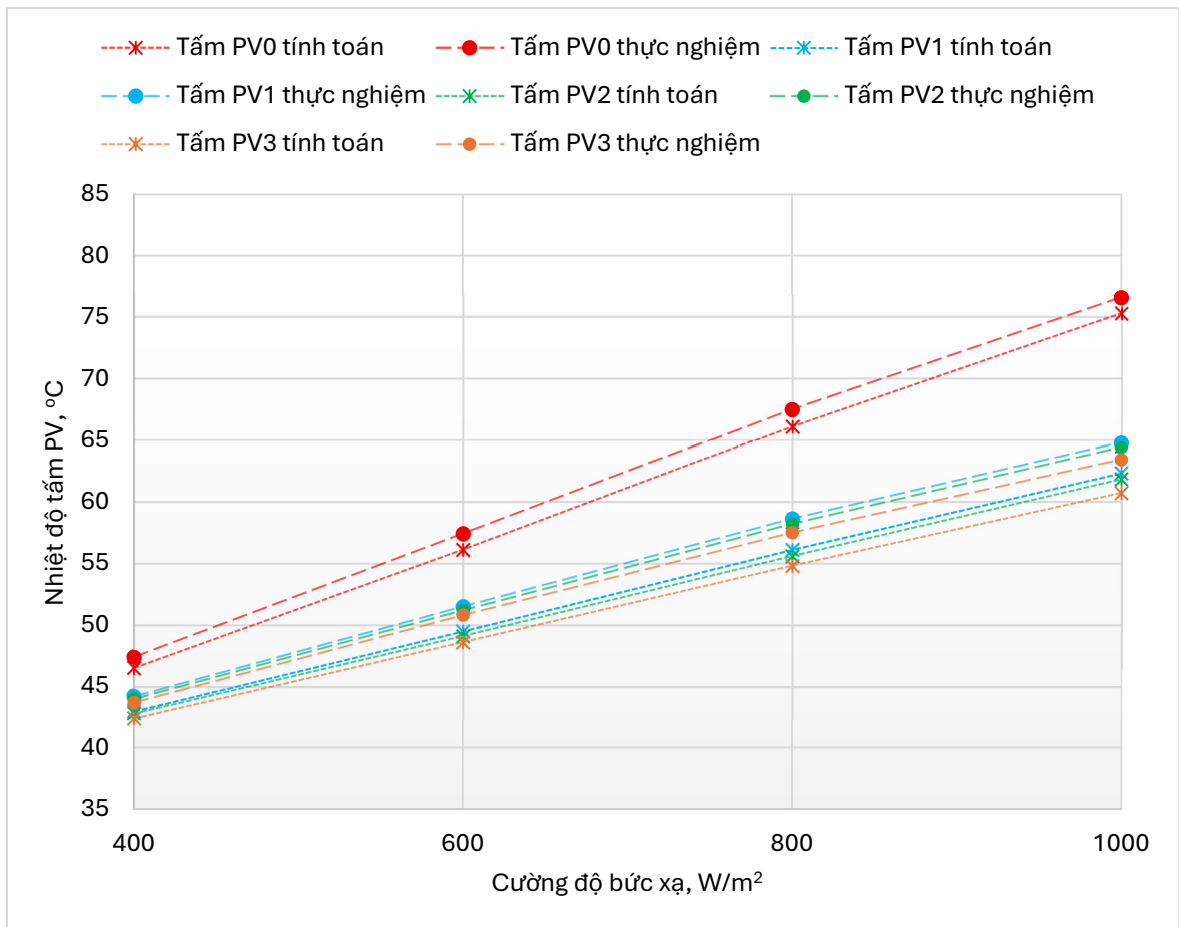
4.2.1. Ảnh hưởng của cường độ bức xạ đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện

Bốn tấm PV được thực nghiệm với điều kiện $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, $\theta = 0^{\circ}$ (tấm PV đặt nằm ngang), $v = 0\text{m/s}$ (không có gió) và $E = 400\text{W/m}^2$, 600W/m^2 , 800W/m^2 , 1000W/m^2 . Kết quả NDHD của các tấm PV như được thể hiện trong bảng 4.2 và hình 4.3.

Bảng 4.2. NDHD tính toán và thực nghiệm của các tấm PV ở các CDBX khác nhau (đơn vị: $^{\circ}\text{C}$)

Tấm PV	400W/m ²		600W/m ²		800W/m ²		1000W/m ²	
	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm
Tấm PV0	46,5	47,4±0,2*	56,1	57,4±0,2*	66,1	67,5±0,3*	75,3	76,6±0,3*
Tấm PV1	43,0	44,2±0,2*	49,5	51,5±0,2*	56,1	58,6±0,2*	62,3	64,8±0,3*
Tấm PV2	42,8	44,0±0,2*	49,1	51,2±0,2*	55,6	58,2±0,2*	61,8	64,4±0,3*
Tấm PV3	42,4	43,7±0,2*	48,6	50,8±0,2*	54,8	57,5±0,2*	60,7	63,4±0,3*

Ghi chú: * là sai số ngẫu nhiên trung bình của phép đo; sai số hệ thống thiết bị đo và cảm biến nhiệt độ là $\pm 0,6^{\circ}\text{C}$.



Hình 4.3. So sánh NDHD của các tấm PV ở các CĐBX khác nhau

Từ bảng 4.2 và hình 4.3 cho thấy, khi CĐBX tăng, NDHD của các tấm PV tăng do lượng bức xạ chuyển hóa thành nhiệt tăng. Ở $E = 1000\text{W/m}^2$, tấm PV nguyên bản (PV0) có NDHD cao nhất là $76,6^\circ\text{C}$. Khi lắp thêm các BTN vào tấm PV, NDHD của tấm PV giảm xuống đáng kể. NDHD của tấm PV1 là $64,8^\circ\text{C}$, tương ứng giảm $11,8^\circ\text{C}$ so với tấm PV0. NDHD của tấm PV2 là $64,4^\circ\text{C}$, tương ứng giảm $12,2^\circ\text{C}$ so với tấm PV0. NDHD của tấm PV3 là $63,4^\circ\text{C}$, tương ứng giảm $13,2^\circ\text{C}$ so với tấm PV0. Điều này cũng khẳng định BTN 3 (có thêm 2mm lớp đồng) có hiệu quả làm mát cao hơn BTN 2 và 1.

Ở $E = 800\text{W/m}^2$, tấm PV1, PV2, PV3 có NDHD lần lượt là $58,6^\circ\text{C}$; $58,2^\circ\text{C}$ và $57,5^\circ\text{C}$ tương ứng giảm $8,9^\circ\text{C}$; $9,3^\circ\text{C}$ và 10°C so với tấm PV0. Ở $E = 600\text{W/m}^2$, tấm PV1, PV2, PV3 có NDHD lần lượt là $51,5^\circ\text{C}$; $51,2^\circ\text{C}$ và $50,8^\circ\text{C}$ tương ứng giảm $5,9^\circ\text{C}$; $6,2^\circ\text{C}$ và $6,6^\circ\text{C}$ so với tấm PV0. Ở $E = 400\text{W/m}^2$, tấm PV1, PV2, PV3 có

NĐHĐ lần lượt là 44,2°C; 44°C và 43,7°C tương ứng giảm 3,2°C; 3,4°C và 3,7°C so với tấm PV0. Từ đó, ta có thể thấy các BTN có hiệu quả làm mát tăng khi NĐHĐ của tấm PV tăng.

Để so sánh NĐHĐ của tấm PV giữa kết quả thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán ta tính sai số trung bình tuyệt đối (MAE), sai số bình phương trung bình (RMSE) và hệ số tương quan R^2 . Kết quả được thể hiện trong bảng 4.3.

Bảng 4.3. So sánh NĐHĐ thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán của tấm PV ở các CDBX khác nhau

Tấm PV	MAE (°C)	RMSE (°C)	R^2
Tấm PV0	1,1	1,1	0,99
Tấm PV1	2,1	2,1	0,93
Tấm PV2	2,1	2,2	0,92
Tấm PV3	2,2	2,3	0,90

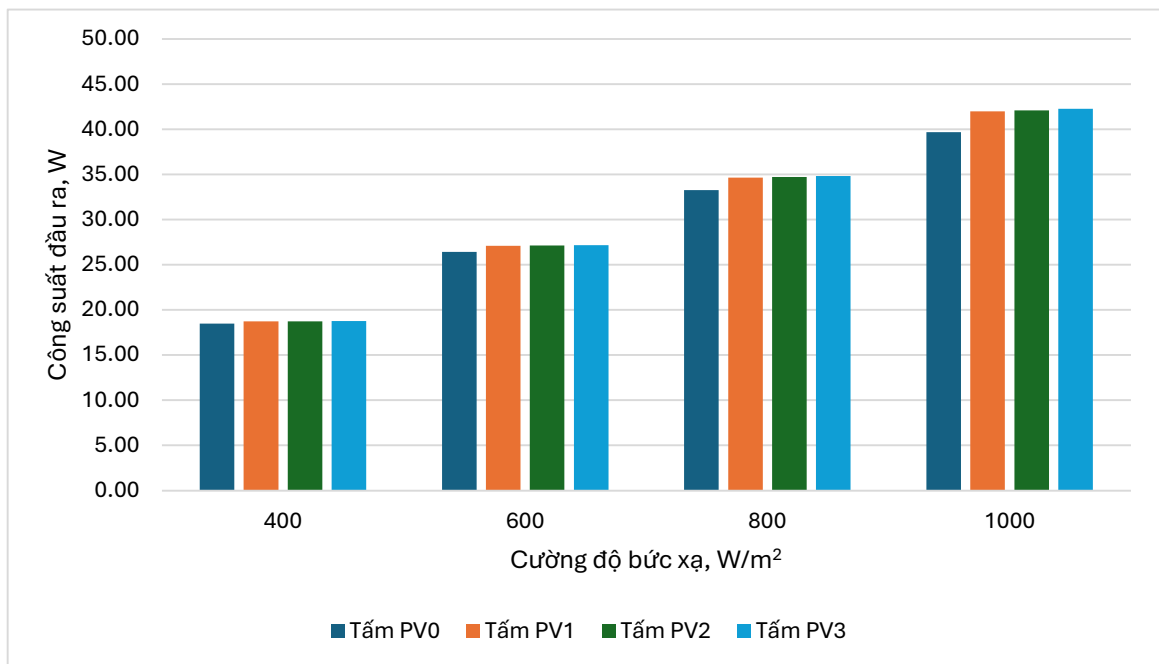
Kết quả bảng 4.3 cho thấy, kết quả tính toán NĐHĐ của tấm PV bằng mô hình toán bám sát xu hướng thực nghiệm ở tất cả các tấm PV ($R^2 > 0,90$). Thực nghiệm luôn cho kết quả cao hơn tính toán trung bình khoảng 2,1 - 2,2°C.

So sánh NĐHĐ giữa tính toán và thực nghiệm cho thấy, hiệu quả làm mát của các BTN bằng tính toán cao hơn so với kết quả thực nghiệm. Điều này là do, hệ số truyền nhiệt của BTN được xác định cho từng bộ riêng biệt nên không gian tiếp xúc với môi trường xung quanh của BTN lớn. Nhưng khi lắp nhiều BTN vào mặt sau của tấm PV, các BTN tiếp giáp nhau và bị giới hạn bởi khung nhôm bao quanh tấm PV nên không gian trao đổi nhiệt giữa BTN và môi trường xung quanh bị hạn chế. Qua đó, làm ảnh hưởng đến hiệu quả làm mát của BTN.

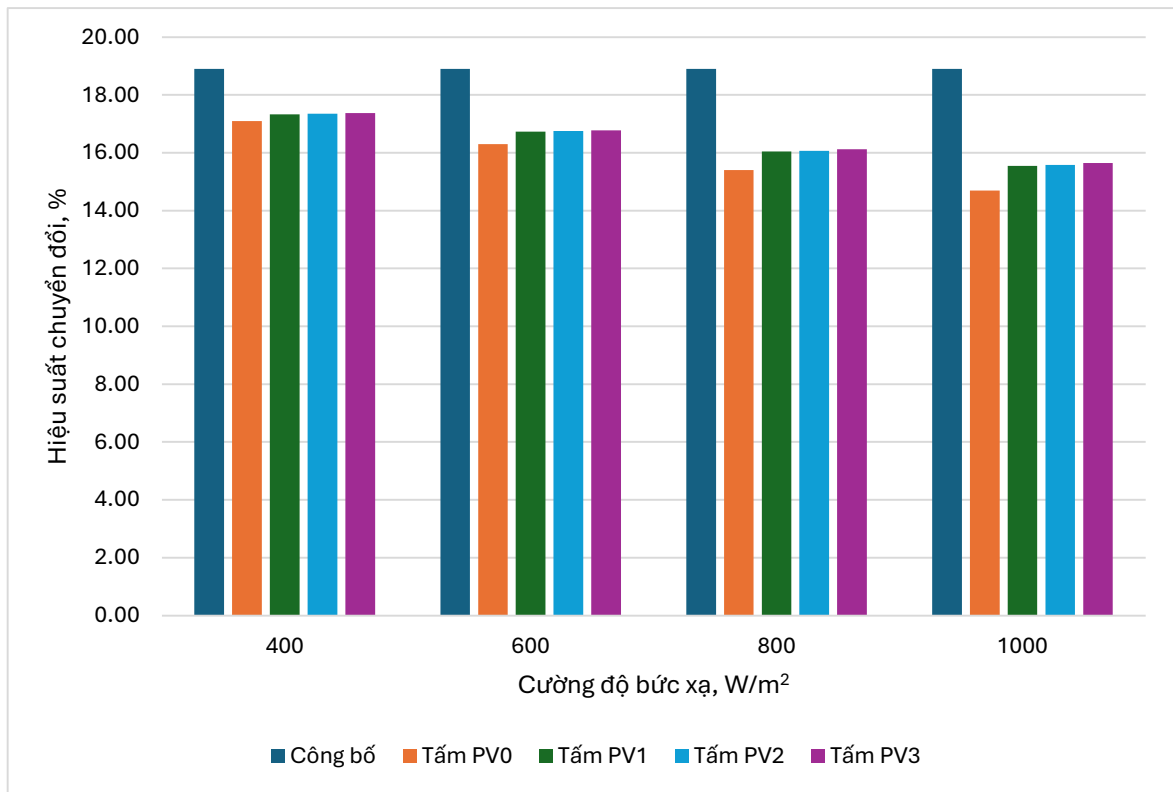
Khi lắp thêm BTN, NĐHĐ của tấm PV giảm qua đó giúp nâng cao HSCĐ so với tấm PV nguyên bản. Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV như được thể hiện trong bảng 4.4 và hình 4.4.

Bảng 4.4. Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV ở các CDBX khác nhau

Tấm PV	400W/m ²		600W/m ²		800W/m ²		1000W/m ²	
	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %
Tấm PV0	18,47	17,10	26,41	16,30	33,26	15,40	39,69	14,70
Tấm PV1	18,72	17,33	27,10	16,73	34,65	16,04	41,99	15,55
Tấm PV2	18,74	17,35	27,14	16,75	34,71	16,07	42,07	15,58
Tấm PV3	18,76	17,37	27,18	16,78	34,82	16,12	42,26	15,65



a)



b)

Hình 4.4. So sánh công suất đầu ra (a) và HSCĐ (b) của các tấm PV ở các CDBX khác nhau

Từ bảng 4.4 và hình 4.4 cho thấy, ở $E = 1000\text{W/m}^2$, so với tấm PV0 (nguyên bản), tấm PV được làm mát bị động bằng cách gắn BTN 1, 2, 3 giúp tăng HSCĐ thêm 0,85%; 0,88% và 0,95%, tương ứng công suất đầu ra tăng 5,8%; 6,0% và 6,48%. Ở $E = 800\text{W/m}^2$, so với tấm PV0 (nguyên bản), tấm PV được làm mát bị động bằng cách gắn thêm BTN 1, 2, 3 giúp tăng HSCĐ thêm 0,64%; 0,67% và 0,72%, tương ứng công suất đầu ra tăng 4,18%; 4,36% và 4,69%. Ở $E = 600\text{W/m}^2$, so với tấm PV0 (nguyên bản), tấm PV được làm mát bị động bằng cách gắn thêm BTN 1, 2, 3 giúp tăng HSCĐ thêm 0,43%; 0,45% và 0,48%, tương ứng công suất đầu ra tăng 2,61%; 2,76% và 2,92%. Ở $E = 400\text{W/m}^2$, so với tấm PV0 (nguyên bản), tấm PV được làm mát bị động bằng cách gắn thêm BTN 1, 2, 3 giúp tăng HSCĐ thêm 0,23%; 0,25% và 0,27%, tương ứng công suất đầu ra tăng 1,35%; 1,46% và 1,57%.

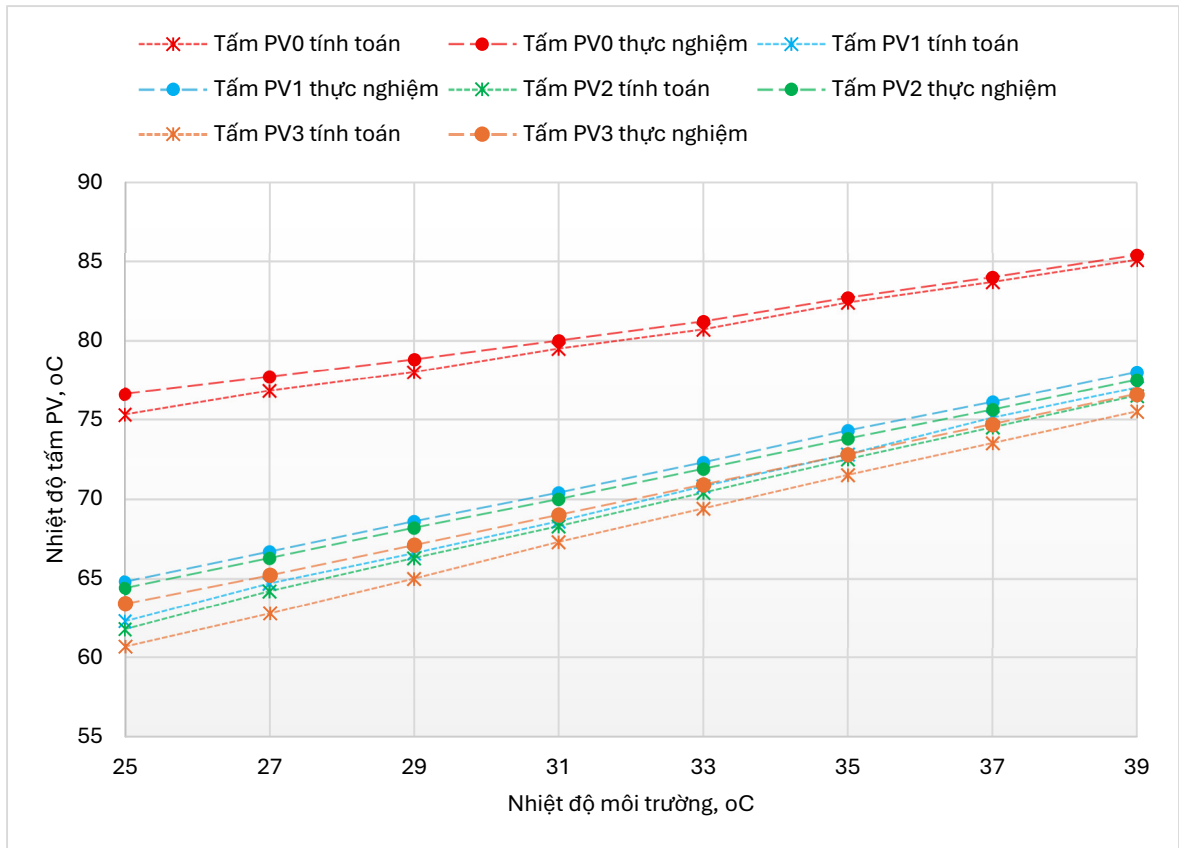
4.2.2. Ảnh hưởng của nhiệt độ môi trường đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện

Bốn tấm PV đặt nằm ngang ($\theta = 0^\circ$) được thực nghiệm với điều kiện $v = 0\text{m/s}$ (không có gió), $E = 1000\text{W/m}^2$ và $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}, 27^\circ\text{C}, 29^\circ\text{C}, 31^\circ\text{C}, 33^\circ\text{C}, 35^\circ\text{C}, 37^\circ\text{C}$ và 39°C . Kết quả NDHD của các tấm PV như được thể hiện trong bảng 4.5 và hình 4.5.

Bảng 4.5. NDHD tính toán và thực nghiệm của tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi (đơn vị: $^\circ\text{C}$)

Tấm PV	25 $^\circ\text{C}$		27 $^\circ\text{C}$		29 $^\circ\text{C}$		31 $^\circ\text{C}$	
	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm
Tấm PV0	75,3	76,6 \pm 0,3*	76,8	77,7 \pm 0,3*	78,0	78,8 \pm 0,3*	79,5	80 \pm 0,3*
Tấm PV1	62,3	64,8 \pm 0,3*	64,7	66,7 \pm 0,3*	66,6	68,6 \pm 0,3*	68,6	70,4 \pm 0,3*
Tấm PV2	61,8	64,4 \pm 0,3*	64,2	66,3 \pm 0,3*	66,3	68,2 \pm 0,3*	68,3	70 \pm 0,3*
Tấm PV3	60,7	63,4 \pm 0,3*	62,8	65,2 \pm 0,3*	65,0	67,1 \pm 0,3*	67,2	69 \pm 0,3*
Tấm PV	33 $^\circ\text{C}$		35 $^\circ\text{C}$		37 $^\circ\text{C}$		39 $^\circ\text{C}$	
	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm
Tấm PV0	80,7	81,2 \pm 0,3*	82,4	82,7 \pm 0,3*	83,7	84 \pm 0,3*	85,1	85,4 \pm 0,3*
Tấm PV1	70,8	72,3 \pm 0,3*	72,8	74,3 \pm 0,3*	75,1	76,1 \pm 0,3*	77	78 \pm 0,3*
Tấm PV2	70,4	71,9 \pm 0,3*	72,5	73,8 \pm 0,3*	74,5	75,6 \pm 0,3*	76,5	77,5 \pm 0,3*
Tấm PV3	69,4	70,9 \pm 0,3*	71,5	72,8 \pm 0,3*	73,5	74,7 \pm 0,3*	75,5	76,6 \pm 0,3*

Ghi chú: * là sai số ngẫu nhiên trung bình của phép đo; sai số hệ thống thiết bị đo và cảm biến nhiệt độ là $\pm 0,6^\circ\text{C}$.



Hình 4.5. So sánh NDHD tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi

Từ kết quả bảng 4.5 cho thấy, khi nhiệt độ môi trường tăng thì NDHD của tấm PV tăng. Ở $t_{mt} = 39^{\circ}\text{C}$, NDHD của tấm PV0 là $85,4^{\circ}\text{C}$, khi các tấm PV được lắp thêm các BTN làm mát, NDHD của tấm PV1, PV2, PV3 lần lượt là 78°C ; $77,5^{\circ}\text{C}$ và $76,6^{\circ}\text{C}$, tương ứng giảm $7,4^{\circ}\text{C}$; $7,9^{\circ}\text{C}$ và $8,8^{\circ}\text{C}$. Tương tự, ở các mức nhiệt độ môi trường khác đều cho thấy, khi tấm PV gắn thêm các BTN đều giúp làm giảm NDHD của tấm PV. Mức giảm NDHD lớn nhất của tấm PV1, PV2, PV3 so với tấm PV0 là $11,8^{\circ}\text{C}$; $12,2^{\circ}\text{C}$ và $13,2^{\circ}\text{C}$ khi $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$. Điều này là do khi nhiệt độ môi trường thấp hơn, độ chênh lệch nhiệt độ giữa tấm PV và môi trường cao hơn, khi đó lượng nhiệt tấm PV tỏa ra môi trường lớn hơn. Đồng thời kết quả cũng cho thấy, trong tất cả các trường hợp, BTN 3 có hiệu quả làm mát tốt hơn BTN 2 và BTN 1.

Kết quả tính toán MAE, RMSE, R^2 so sánh NDHD giữa tính toán bằng mô hình toán và kết quả thực nghiệm được thể hiện trong bảng 4.6.

Bảng 4.6. So sánh NDHD thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán của tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi

Tấm PV	MAE (°C)	RMSE (°C)	R²
Tấm PV0	0,6	0,7	0,94
Tấm PV1	1,7	1,7	0,84
Tấm PV2	1,7	1,7	0,84
Tấm PV3	1,8	1,9	0,82

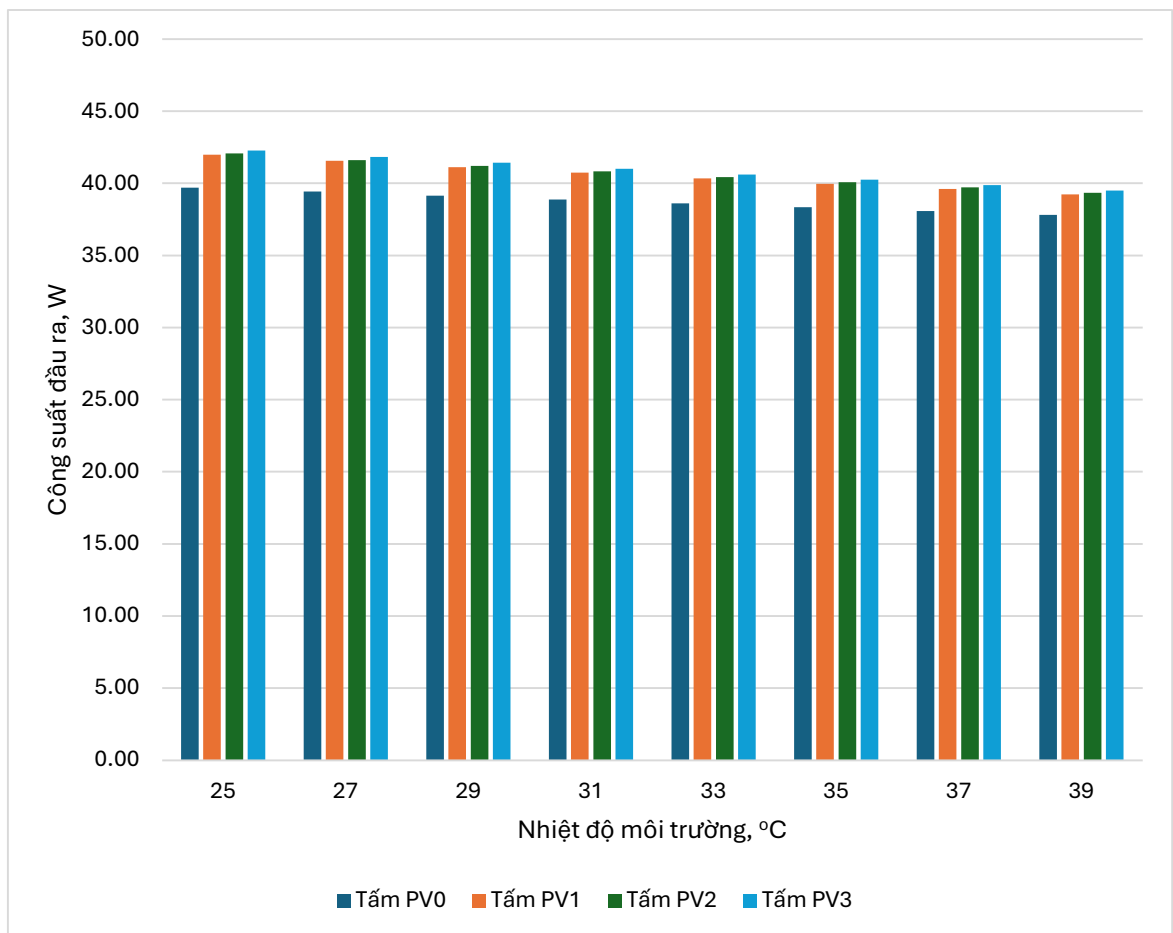
Kết quả bảng 4.6 cho thấy, kết quả tính toán NDHD của tấm PV bằng mô hình toán bám sát xu hướng thực nghiệm rất tốt ở tấm PV nguyên bản ($R^2 = 0,94$). Còn đối với tấm PV gắn thêm BTN, kết quả tính toán bằng mô hình toán phản ánh tốt xu hướng thực nghiệm (với $R^2 > 0,80$ ở tất cả các tấm PV). Thực nghiệm cho kết quả cao hơn tính toán trung bình khoảng 1,7 - 1,9°C.

Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV được thể hiện trên bảng 4.7 và hình 4.6.

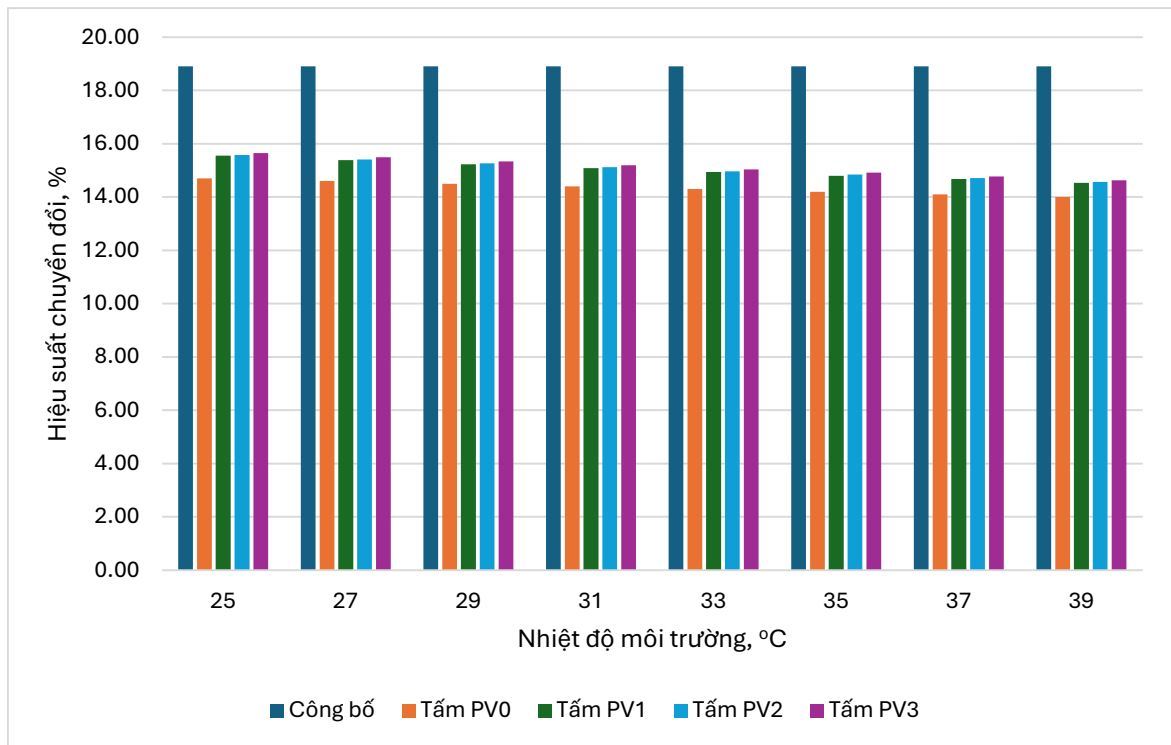
Bảng 4.7. Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV ở nhiệt độ môi trường khác nhau

Tấm PV	25°C		27°C		29°C		31°C	
	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %
Tấm PV0	39,69	14,70	39,42	14,60	39,15	14,50	38,88	14,40
Tấm PV1	41,99	15,55	41,55	15,39	41,12	15,23	40,74	15,09
Tấm PV2	42,07	15,58	41,61	15,41	41,20	15,26	40,82	15,12
Tấm PV3	42,26	15,65	41,82	15,49	41,42	15,34	41,01	15,19

Tấm PV	33°C		35°C		37°C		39°C	
	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %
Tấm PV0	38,61	14,30	38,34	14,2	38,07	14,1	37,80	14,00
Tấm PV1	40,34	14,94	39,96	14,80	39,61	14,67	39,23	14,53
Tấm PV2	40,42	14,97	40,07	14,84	39,72	14,71	39,34	14,57
Tấm PV3	40,61	15,04	40,26	14,91	39,88	14,77	39,50	14,63



a)



b)

Hình 4.6. So sánh công suất đầu ra (a) và HSCĐ (b) của các tấm PV ở nhiệt độ môi trường khác nhau

Ở $t_{mt} = 39^{\circ}\text{C}$, NĐHĐ của tấm PV0 là lớn nhất nên HSCĐ của tấm PV0 thấp nhất (14,00%). Khi gắn thêm các BTN, HSCĐ của các tấm PV1, PV2, PV3 tăng thêm 0,53%; 0,57% và 0,63%, tương ứng công suất đầu ra tăng 3,78%; 4,07% và 4,5% so với tấm PV0. Ở các mức nhiệt độ môi trường khác, các tấm PV được làm mát bằng BTN đều cải thiện được HSCĐ. HSCĐ của các tấm PV1, PV2, PV3 tăng so với tấm PV0 cao nhất ở $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$ với mức tăng thêm tương ứng là 0,85%; 0,88% và 0,95%, tương ứng công suất đầu ra tăng 5,8%; 6,0% và 6,48%.

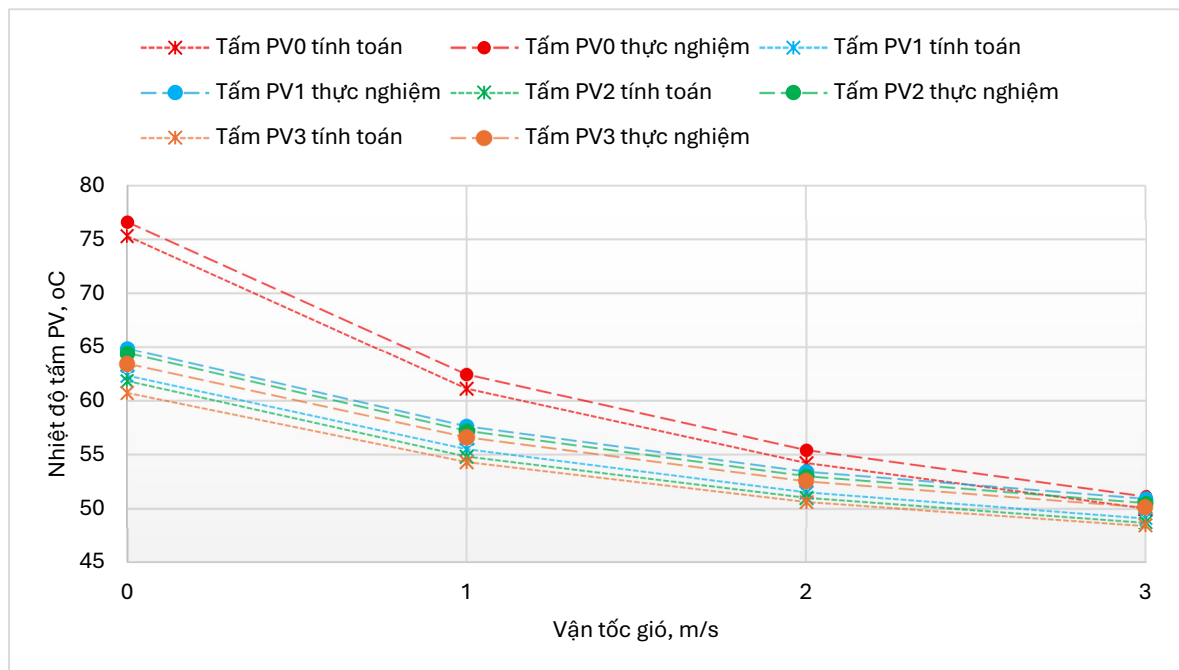
4.2.3. Ảnh hưởng của vận tốc gió đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện

Bốn tấm PV đặt nằm ngang ($\theta = 0^{\circ}$) được thực nghiệm trong điều kiện $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, $E = 1000\text{W}/\text{m}^2$ và $v = 0, 1, 2, 3\text{m}/\text{s}$. Kết quả NĐHĐ của các tấm PV như được thể hiện trong bảng 4.8 và hình 4.7.

Bảng 4.8. NDHD tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi vận tốc gió thay đổi (đơn vị: °C)

Tấm PV	0m/s		1m/s		2m/s		3m/s	
	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm
Tấm PV0	75,3	76,6±0,3*	61,1	62,4±0,3*	54,2	55,4±0,2*	50,0	51,1±0,2*
Tấm PV1	62,3	64,8±0,3*	55,5	57,6±0,2*	51,5	53,4±0,2*	49,1	50,9±0,2*
Tấm PV2	61,8	64,4±0,3*	54,8	57,2±0,2*	51,0	53±0,2*	48,7	50,5±0,2*
Tấm PV3	60,7	63,4±0,3*	54,3	56,6±0,2*	50,6	52,5±0,2*	48,4	50,1±0,2*

Ghi chú: * là sai số ngẫu nhiên trung bình của phép đo; sai số hệ thống thiết bị đo và cảm biến nhiệt độ là ±0,6°C.



Hình 4.7. So sánh NDHD tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi vận tốc gió thay đổi

Kết quả bảng 4.8 và hình 4.7 cho thấy, vận tốc gió ảnh hưởng nhiều đến NDHD của tấm PV. Khi $v = 0\text{m/s}$ (không có gió), NDHD của tấm PV0 cao nhất là 76,6°C, NDHD của tấm PV1, PV2, PV3 lần lượt là 64,8°C; 64,4°C và 63,4°C. Khi vận tốc gió

tăng, NĐHĐ của tấm PV giảm, với $v = 1\text{m/s}$, NĐHĐ của tấm PV0, PV1, PV2, PV3 lần lượt là $62,4^{\circ}\text{C}$; $57,6^{\circ}\text{C}$; $57,2^{\circ}\text{C}$ và $56,6^{\circ}\text{C}$. Với $v = 2\text{m/s}$, NĐHĐ của tấm PV0, PV1, PV2, PV3 lần lượt là $55,4^{\circ}\text{C}$; $53,4^{\circ}\text{C}$; 53°C và $52,5^{\circ}\text{C}$. Đặc biệt, khi $v = 3\text{m/s}$ thì độ chênh lệch nhiệt độ giữa tấm PV0 và các tấm PV có gắn thêm BTN (tấm PV1, PV2, PV3) là không nhiều và lần lượt là $51,1^{\circ}\text{C}$; $50,9^{\circ}\text{C}$; $50,5^{\circ}\text{C}$ và $50,1^{\circ}\text{C}$. Điều này là do, khi vận tốc gió tăng, lớp không khí xung quanh tấm PV chuyển động không ngừng làm tăng hệ số trao đổi nhiệt giữa tấm PV và môi trường, qua đó giúp quá trình tỏa nhiệt của tấm PV được diễn ra nhanh và mạnh hơn. Đồng thời, qua kết quả này có thể thấy, gió là một yếu tố, giải pháp giúp làm mát tấm PV, đối với những khu vực có tốc độ gió lớn ($v > 3\text{m/s}$) thì không cần thực hiện thêm các giải pháp làm mát bổ sung cho tấm PV vì các giải pháp này không mang lại hiệu quả cao.

Kết quả tính toán MAE, RMSE, R^2 so sánh NĐHĐ giữa tính toán bằng mô hình toán và kết quả thực nghiệm được thể hiện trong bảng 4.9.

Bảng 4.9. So sánh NĐHĐ thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán của tấm PV khi vận tốc gió thay đổi

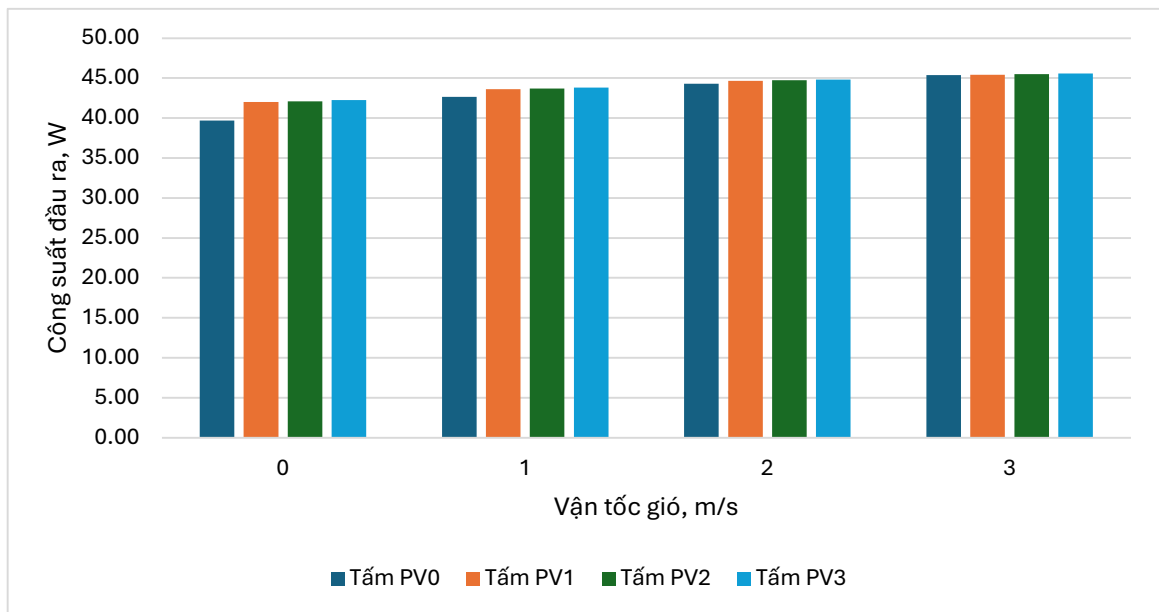
Tấm PV	MAE ($^{\circ}\text{C}$)	RMSE ($^{\circ}\text{C}$)	R^2
Tấm PV0	1,2	1,2	0,98
Tấm PV1	2,1	2,1	0,84
Tấm PV2	2,2	2,2	0,82
Tấm PV3	2,2	2,2	0,81

Kết quả bảng 4.9 cho thấy, kết quả tính toán NĐHĐ của tấm PV bằng mô hình toán bám sát xu hướng thực nghiệm rất tốt ở tấm PV nguyên bản ($R^2 = 0,98$). Còn đối với tấm PV gắn thêm BTN, kết quả tính toán bằng mô hình toán phản ánh tốt xu hướng thực nghiệm (với $R^2 > 0,80$ ở tất cả các tấm PV). Thực nghiệm cho kết quả cao hơn tính toán trung bình khoảng $2,1 - 2,2^{\circ}\text{C}$.

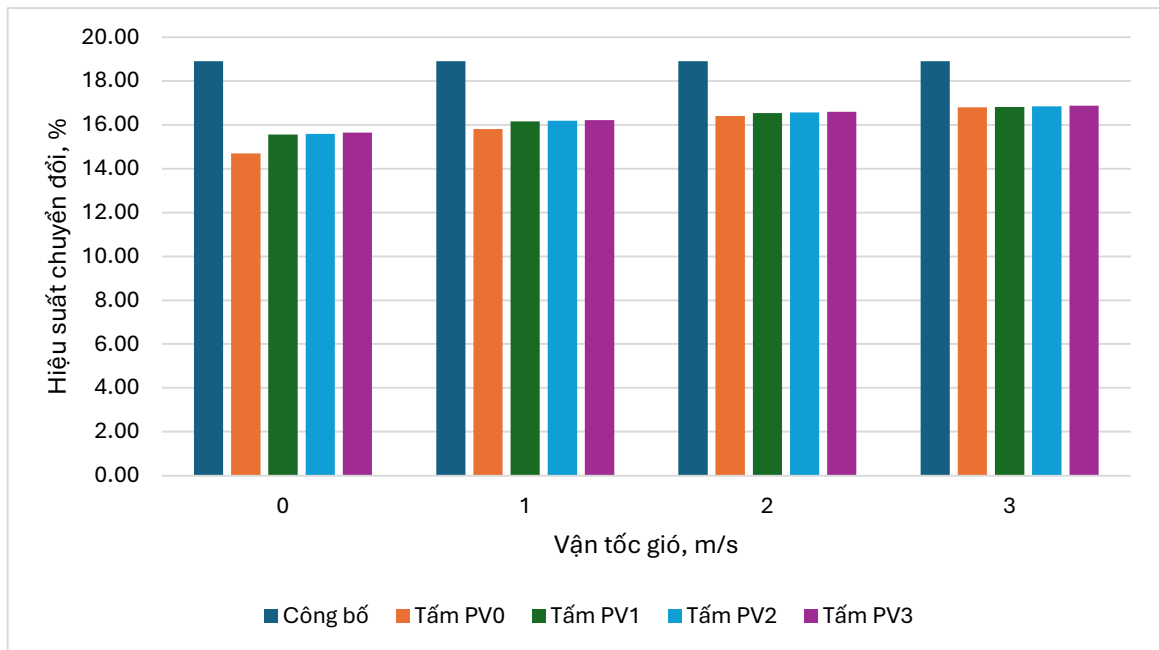
Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV ở các vận tốc gió khác nhau được thể hiện trên bảng 4.10 và hình 4.8.

Bảng 4.10. Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV ở các vận tốc gió khác nhau

Tấm PV	0m/s		1m/s		2m/s		3m/s	
	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %
Tấm PV0	39,69	14,70	42,66	15,80	44,28	16,40	45,36	16,80
Tấm PV1	41,99	15,55	43,61	16,15	44,66	16,54	45,39	16,81
Tấm PV2	42,07	15,58	43,69	16,18	44,74	16,57	45,47	16,84
Tấm PV3	42,26	15,65	43,79	16,22	44,82	16,60	45,55	16,87



a)



b)

Hình 4.8. So sánh công suất đầu ra (a) và HSCĐ (b) của các tấm PV ở các vận tốc gió khác nhau

Khi vận tốc gió tăng, NDHĐ của các tấm PV giảm và nhiệt độ chênh lệch giữa các tấm PV được làm mát và không được làm mát giảm. Do đó, HSCĐ của các tấm PV ở $v = 3\text{m/s}$ là không có nhiều sự khác biệt. Sự khác biệt về HSCĐ thể hiện rõ ở điều kiện không có gió hoặc tốc độ gió thấp. Chẳng hạn như, khi $v = 0\text{m/s}$ (không có gió), HSCĐ của tấm PV0 là 14,70% và của các tấm PV1, PV2, PV3 lần lượt là 15,55%; 15,58% và 15,65%, tức là HSCĐ tăng thêm 0,85%; 0,88% và 0,95% và tương ứng công suất đầu ra tăng 5,8%; 6,0% và 6,48% so với tấm PV0. Trong khí đó, với $v = 3\text{m/s}$, HSCĐ của các tấm PV không có sự khác biệt nhiều lần lượt là 16,80% (tấm PV0); 16,81% (tấm PV1); 16,84% (tấm PV2) và 16,87% (PV3).

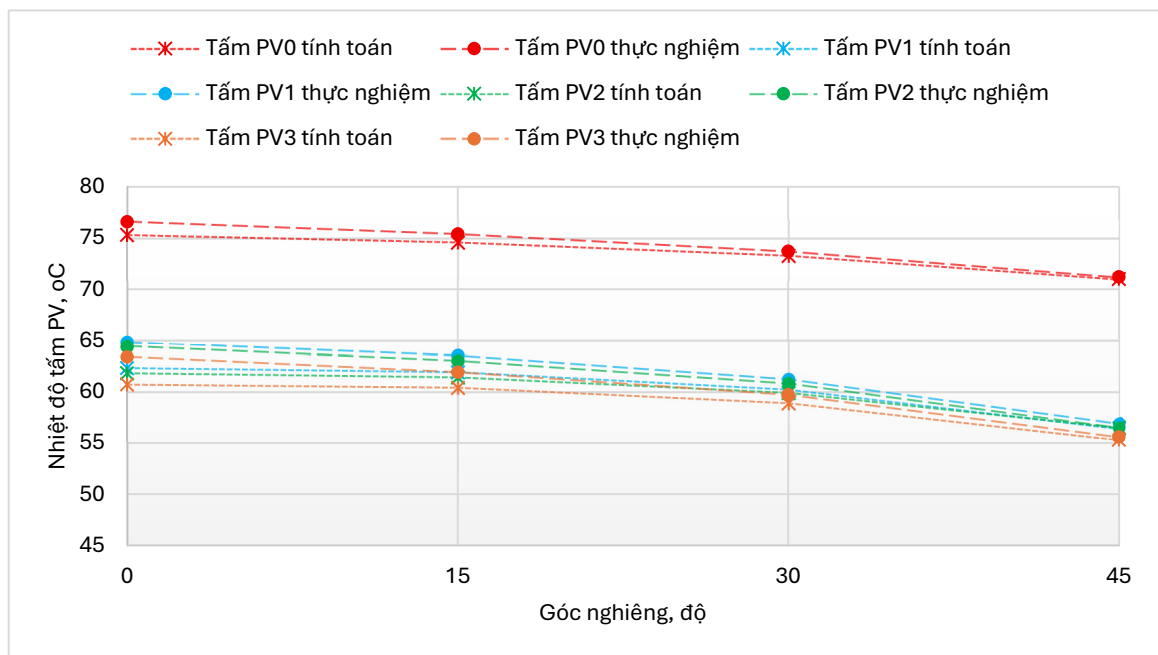
4.2.4. Ảnh hưởng của góc nghiêng đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện

Bốn tấm PV được thực nghiệm trong điều kiện $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}$, $E = 1000\text{W/m}^2$, $v = 0\text{m/s}$ (không có gió) với $\theta = 0^\circ, 15^\circ, 30^\circ$ và 45° . Kết quả NDHĐ của các tấm PV như được thể hiện trong bảng 4.11 và hình 4.9.

Bảng 4.11. NDHĐ tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi góc nghiêng thay đổi (đơn vị: °C)

Tấm PV	0°		15°		30°		45°	
	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm	Tính toán	Thực nghiệm
Tấm PV0	75,3	76,6±0,3*	74,6	75,4±0,3*	73,3	73,7±0,3*	71,0	71,2±0,3*
Tấm PV1	62,3	64,8±0,3*	61,9	63,5±0,3*	60,2	61,2±0,3*	56,4	56,9±0,2*
Tấm PV2	61,8	64,4±0,3*	61,4	63,0±0,3*	59,9	60,8±0,2*	56,2	56,5±0,2*
Tấm PV3	60,7	63,4±0,3*	60,4	61,9±0,3*	58,9	59,7±0,2*	55,3	55,6±0,2*

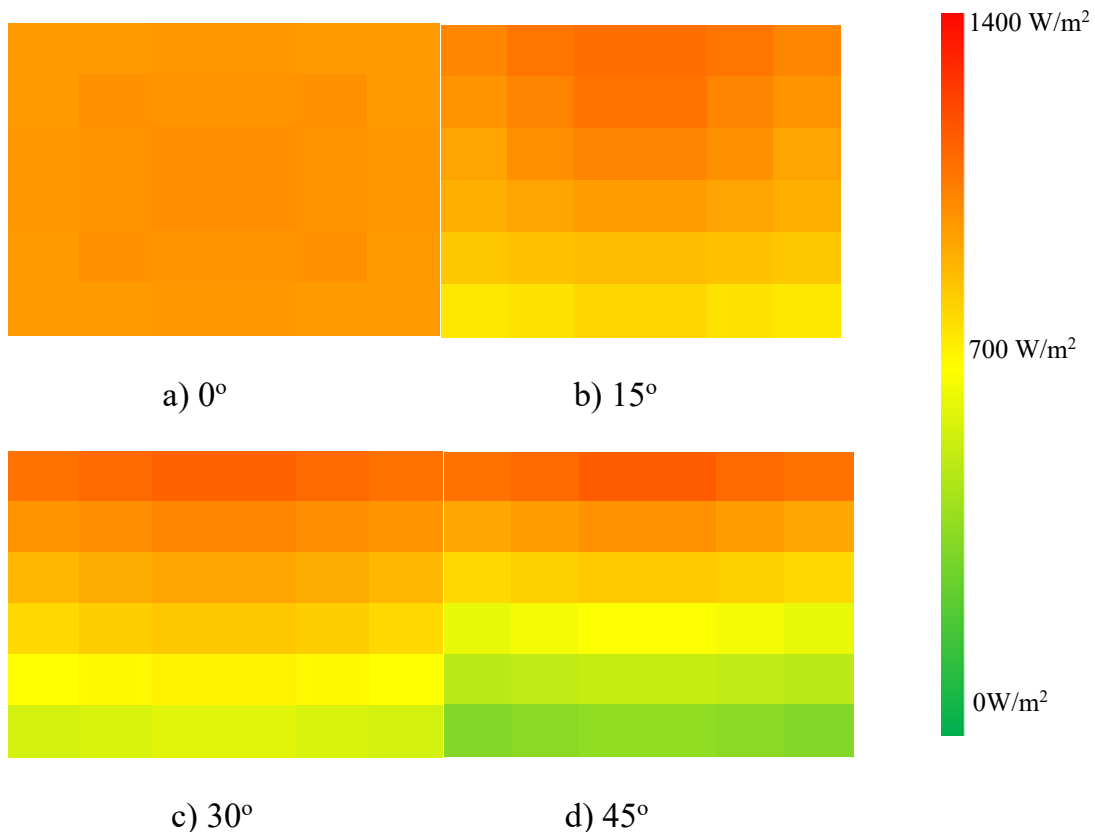
Ghi chú: * là sai số ngẫu nhiên trung bình của phép đo; sai số hệ thống thiết bị đo và cảm biến nhiệt độ là ±0,6°C.



Hình 4.9. So sánh NDHĐ tính toán và thực nghiệm của các tấm PV khi góc nghiêng thay đổi

Từ kết quả trong bảng 4.11 và hình 4.9 cho thấy, NDHĐ của các tấm PV cao nhất ở vị trí $\theta = 0^\circ$ (nằm ngang) với NDHĐ của tấm PV0, PV1, PV2 và PV3 lần lượt là 76,6°C; 64,8°C; 64,4°C và 63,4°C. Khi các tấm PV ở vị trí $\theta = 15^\circ$, NDHĐ của các tấm PV0, PV1, PV2 và PV3 lần lượt là 75,4°C; 63,5°C; 63,0°C và 61,9°C. Các tấm

PV ở vị trí $\theta = 30^\circ$, NDHĐ của các tấm PV0, PV1, PV2 và PV3 lần lượt là $73,7^\circ\text{C}$; $61,2^\circ\text{C}$; $60,8^\circ\text{C}$ và $59,7^\circ\text{C}$. Và khi các tấm PV ở vị trí $\theta = 45^\circ$, NDHĐ của các tấm PV0, PV1, PV2 và PV3 lần lượt là $71,2^\circ\text{C}$; $56,9^\circ\text{C}$; $56,5^\circ\text{C}$ và $55,6^\circ\text{C}$. Như vậy, có thể thấy trong cùng một điều kiện khi góc nghiêng của tấm PV so với mặt phẳng ngang tăng thì NDHĐ của tấm PV giảm. Nguyên nhân là do khi góc nghiêng của tấm PV tăng thì CDBX trung bình bề mặt tấm PV nhận được giảm, như thể hiện trên hình 4.10.



Hình 4.10. Phổ bức xạ bề mặt tấm PV nhận được ở góc nghiêng khác nhau

Cũng từ kết quả cho thấy, khi góc nghiêng các tấm PV tăng thì hiệu quả làm mát của các BTN cũng tăng. Tấm PV ở $\theta = 0^\circ$ (nằm ngang), khi gắn thêm các BTN 1, 2 và 3, NDHĐ của tấm PV giảm lần lượt $11,8^\circ\text{C}$; $12,2^\circ\text{C}$ và $13,2^\circ\text{C}$ so với tấm PV nguyên bản. Ở $\theta = 15^\circ$, khi lắp thêm các BTN 1, 2 và 3, NDHĐ của tấm PV giảm lần lượt $11,9^\circ\text{C}$; $12,4^\circ\text{C}$ và $13,5^\circ\text{C}$ so với tấm PV nguyên bản. Ở $\theta = 30^\circ$, khi lắp thêm các BTN 1, 2 và 3, NDHĐ của tấm PV giảm lần lượt $12,5^\circ\text{C}$; $12,9^\circ\text{C}$ và 14°C so với tấm PV nguyên bản. Ở $\theta = 45^\circ$, khi lắp thêm các BTN 1, 2 và 3, NDHĐ của tấm PV giảm

lần lượt 14,3°C; 14,7°C và 15,6°C so với tấm PV nguyên bản. Khi góc nghiêng tấm PV tăng, hiệu quả làm mát tấm PV của các BTN tăng lên do khi tăng góc nghiêng tấm PV thì lớp không khí xung quanh BTN phía sau tấm PV sẽ dễ dàng chuyển động, trao đổi nhiệt với môi trường xung quanh tốt hơn ở vị trí tấm PV nằm ngang (BTN không nằm ở vị trí làm việc bất lợi nhất).

Kết quả tính toán MAE, RMSE, R^2 so sánh NDHD giữa tính toán bằng mô hình toán và kết quả thực nghiệm được thể hiện trong bảng 4.12.

Bảng 4.12. So sánh NDHD thực nghiệm và tính toán bằng mô hình toán của tấm PV với góc nghiêng khác nhau

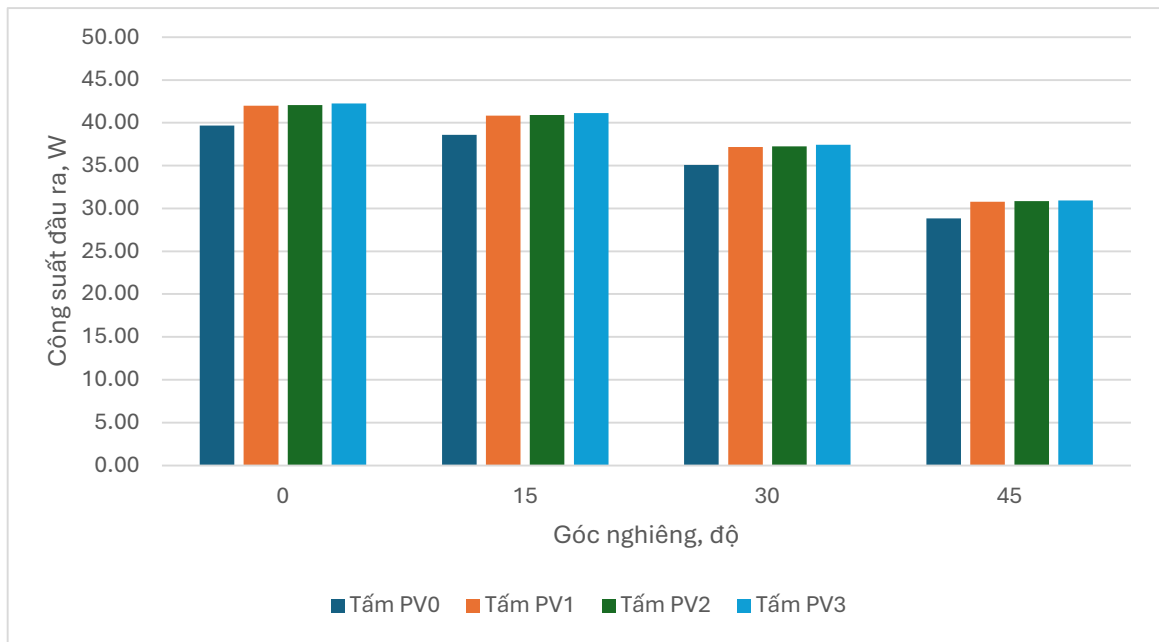
Tấm PV	MAE (°C)	RMSE (°C)	R^2
Tấm PV0	0,7	0,8	0,85
Tấm PV1	1,4	1,6	0,72
Tấm PV2	1,4	1,6	0,71
Tấm PV3	1,3	1,6	0,70

Kết quả bảng 4.12 cho thấy, kết quả tính toán NDHD của tấm PV bằng mô hình toán bám sát xu hướng thực nghiệm tốt ở tất cả các tấm PV (tất cả các trường hợp $R^2 > 0,70$). Thực nghiệm cho kết quả cao hơn tính toán trung bình khoảng 1,3 - 1,6°C.

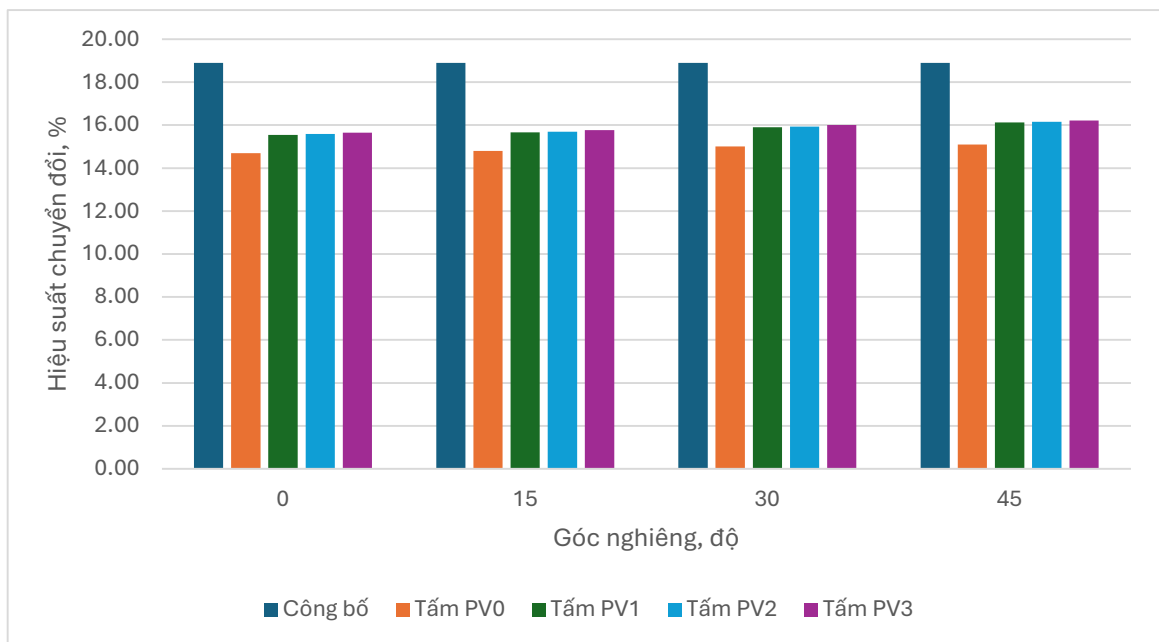
Công suất đầu ra và HSCĐ của các tấm PV ở các góc nghiêng khác nhau được thể hiện trên bảng 4.13 và hình 4.11.

Bảng 4.13. Công suất đầu ra và HSCĐ của tấm PV ở góc nghiêng khác nhau

Tấm PV	0°		15°		30°		45°	
	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %	Công suất, W	Hiệu suất, %
Tấm PV0	39,69	14,70	38,60	14,80	35,07	15,00	28,82	15,10
Tấm PV1	41,99	15,55	40,48	15,66	37,18	15,90	30,79	16,13
Tấm PV2	42,07	15,58	40,92	15,69	37,25	15,93	30,85	16,16
Tấm PV3	42,26	15,65	41,13	15,77	37,43	16,01	30,96	16,22



a)



b)

Hình 4.11. So sánh công suất đầu ra (a) và HSCĐ của các tấm PV ở góc nghiêng khác nhau

Từ kết quả trong bảng 4.13 và hình 4.11 cho thấy, khi góc nghiêng tấm PV tăng thì HSCĐ của tấm PV tăng do NĐHĐ của tấm PV giảm. Khi tấm PV nằm ngang

($\theta = 0^\circ$), HSCĐ của các tấm PV0, PV1, PV2 và PV3 lần lượt là 14,70%; 15,55%; 15,58% và 15,65%. Tức là, khi gắn thêm các BTN 1, 2 và 3, HSCĐ của tấm PV tăng thêm 0,85%; 0,88% và 0,95%, tương ứng công suất đầu ra tăng 5,8%; 6,0% và 6,48% so với tấm PV nguyên bản. Tấm PV0 ở $\theta = 15^\circ$, HSCĐ là 14,8%, khi gắn thêm các BTN 1, 2 và 3, HSCĐ của tấm PV tăng thêm 0,86%; 0,89% và 0,97%, tương ứng công suất đầu ra tăng 4,87%; 6,01% và 6,55% so với tấm PV0. Tấm PV ở $\theta = 30^\circ$, HSCĐ là 15,00%, khi gắn thêm các BTN 1, 2 và 3, HSCĐ của tấm PV tăng thêm 0,9%; 0,93% và 1,01%, tương ứng công suất đầu ra tăng 6,02%; 6,22% và 6,73% so với tấm PV0. Tấm PV ở $\theta = 45^\circ$, HSCĐ là 15,10%, khi gắn thêm các BTN 1, 2 và 3, HSCĐ của tấm PV tăng thêm 1,03%; 1,06% và 1,12%, tương ứng công suất đầu ra tăng 6,84%; 7,04% và 7,43% so với tấm PV0.

4.3. THỰC NGHIỆM NGOÀI MÔI TRƯỜNG THỰC TẾ



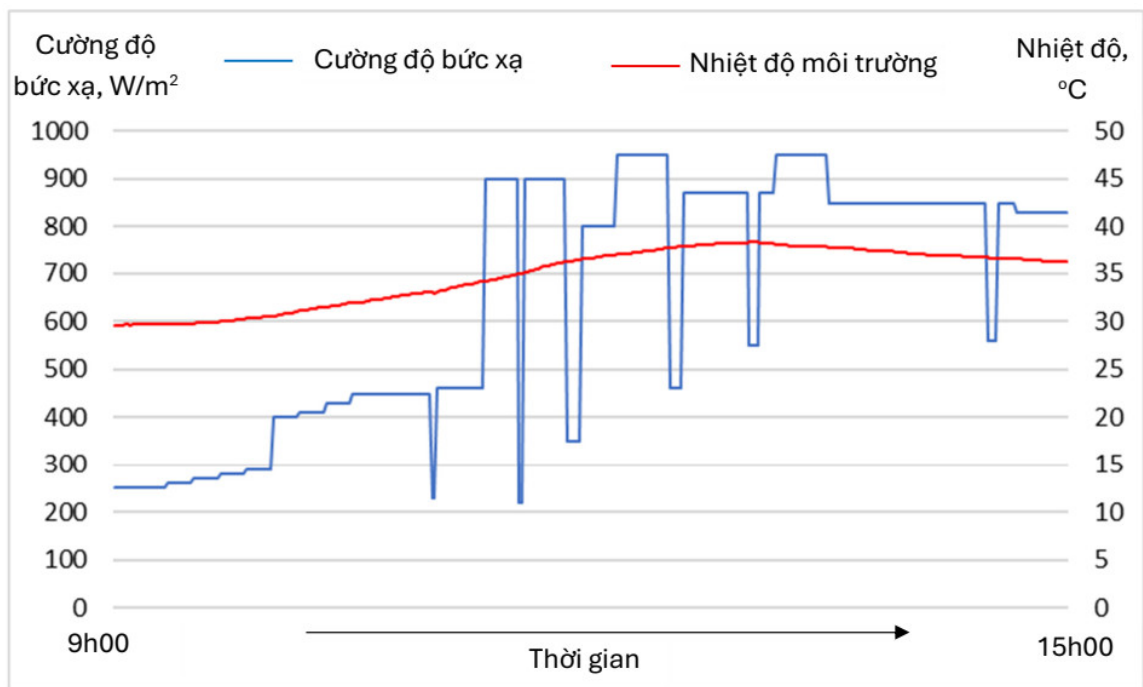
Hình 4.12. Mô hình triển khai thực tế ngoài môi trường

Từ kết quả thực nghiệm trong phòng thí nghiệm, 03 tấm PV được sử dụng để đánh giá, so sánh NĐHĐ, công suất, HSCĐ trung bình trong điều kiện ngoài môi

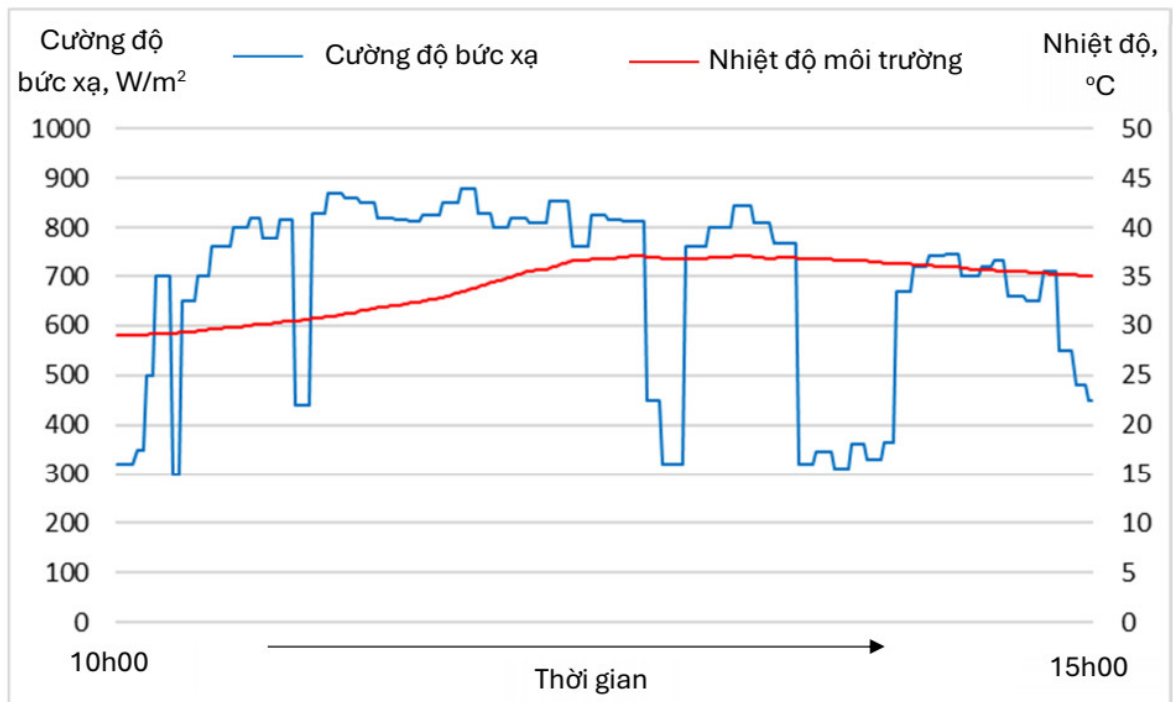
trường thực tế. 03 tấm PV bao gồm tấm PV nguyên bản (tấm PV0), tấm PV gắn thêm BTN nhôm (tấm PV1) và tấm PV có gắn thêm BTN có để bổ sung lớp đồng dày 2mm (tấm PV3).

Thực nghiệm được tiến hành thực tế trong 02 ngày khác nhau với thời gian cụ thể: từ 9h00 đến 15h00 ngày 27/7/2025 và từ 10h00 đến 15h00 ngày 13/9/2025 tại Trường Đại học Điện lực (235 Hoàng Quốc Việt, Hà Nội). Góc nghiêng tối ưu lắp đặt của tấm PV so với phương ngang là 9° (ngày 27/7/2025) và 15° (ngày 13/9/2025) [120]. Mô hình thực nghiệm thực tế ngoài môi trường như thể hiện trong hình 4.12.

Nhiệt độ môi trường và CDBX mặt trời tại bề mặt tấm PV được thể hiện trên hình 4.13 (số liệu cụ thể như trong Phụ lục 7 (ngày 27/7/2025) và Phụ lục 8 (ngày 13/9/2025)). Vận tốc gió trung bình trong khoảng thời gian thực nghiệm là 0,8m/s (ngày 27/7/2025) và 1,1m/s (ngày 13/9/2025).



a)

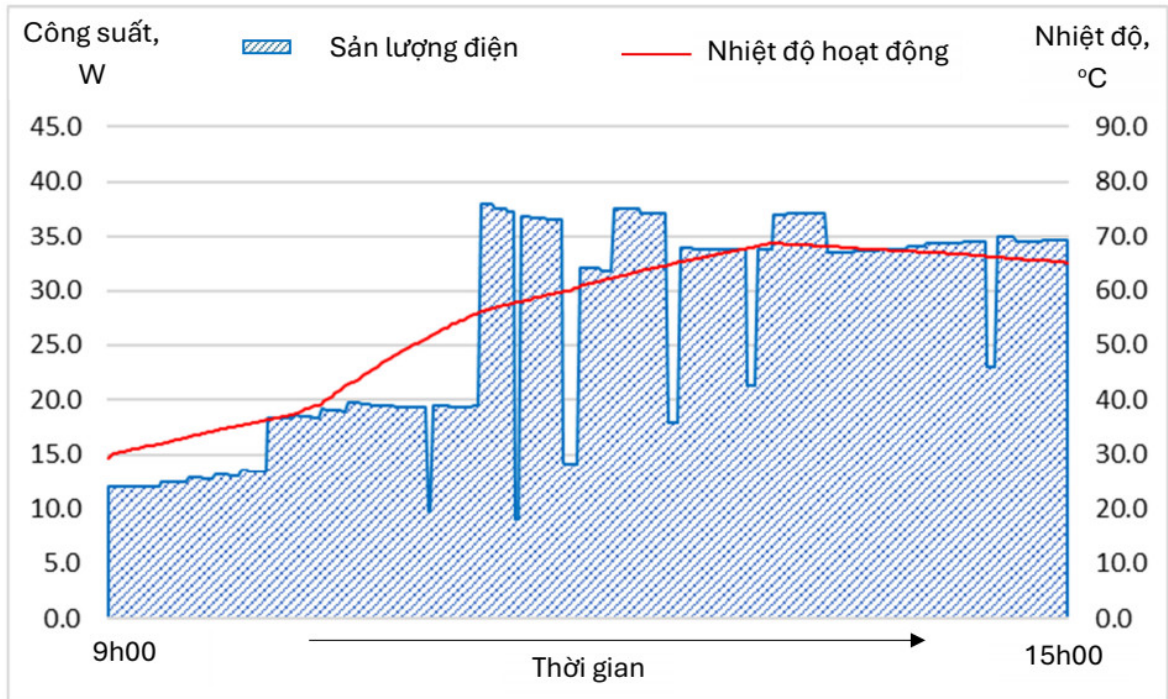


b)

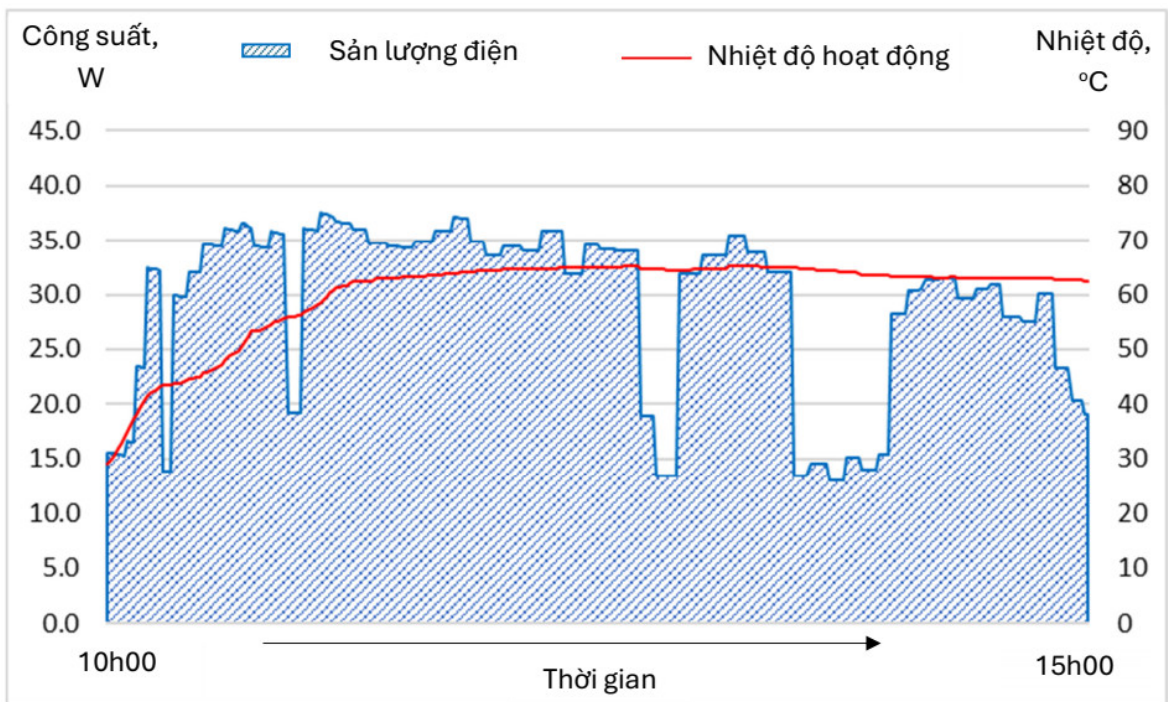
Hình 4.13. Nhiệt độ môi trường và CĐBX mặt trời tại bề mặt tấm PV ngày 27/7/2025 (a) và ngày 13/9/2025 (b)

Kết quả đo thực tế cho thấy, trong khoảng thời gian thực nghiệm ở cả hai ngày nhiệt độ môi trường biến thiên liên tục thấp nhất là 29°C vào lúc 10h00 ngày 13/9/2025 và cao nhất là 38,3°C vào lúc 13h00 ngày 27/7/2025. CĐBX mặt trời cũng luôn luôn thay đổi, thấp nhất là 250W/m² vào lúc 9h00 ngày 27/7/2025 và cao nhất là 950W/m² vào lúc 12h10 ngày 27/7/2025. Và trong thời gian thực nghiệm có một số thời điểm trời nhiều mây, CĐBX mặt trời giảm đột ngột.

NDHD và công suất của các tấm PV như thể hiện trên các hình 4.14 ÷ 4.16.

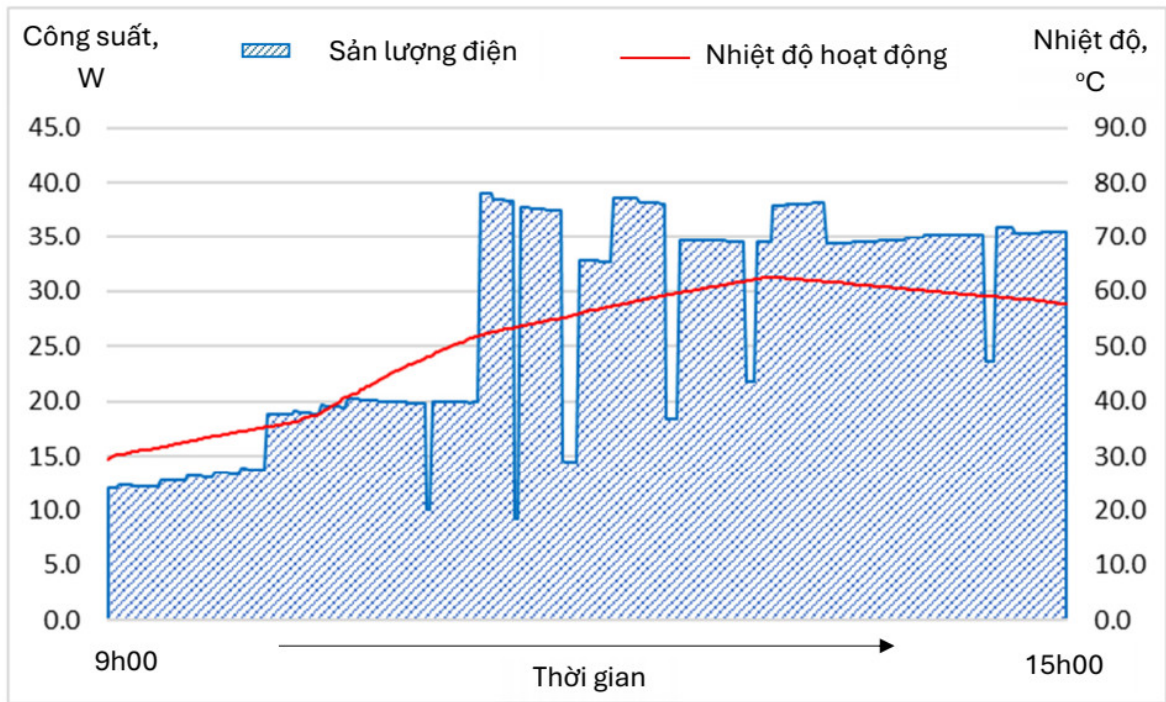


a)

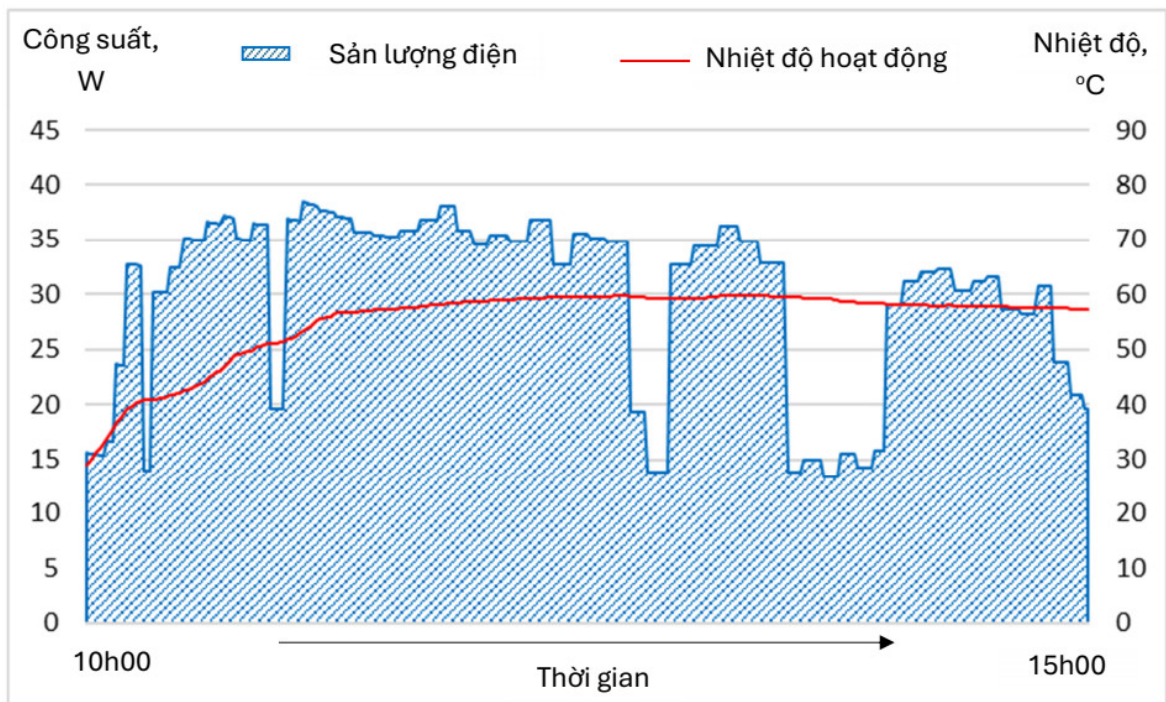


b)

Hình 4.14. NDHD và công suất của tấm PV0
ngày 27/7/2025 (a) và ngày 13/9/2025 (b)

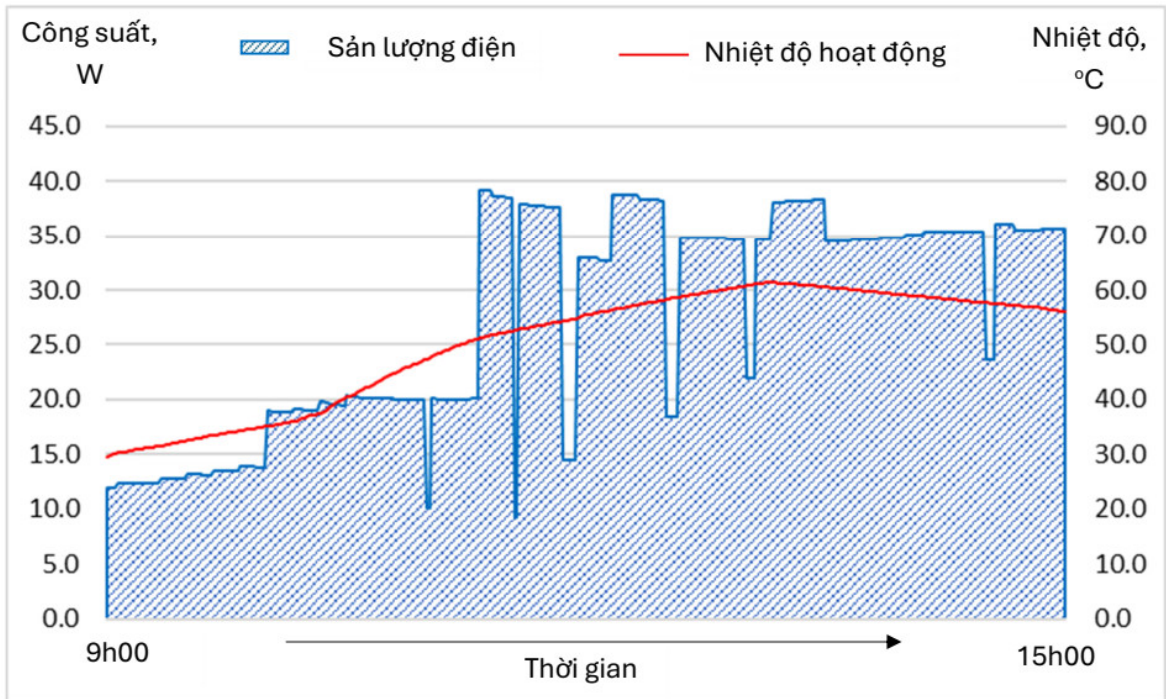


a)

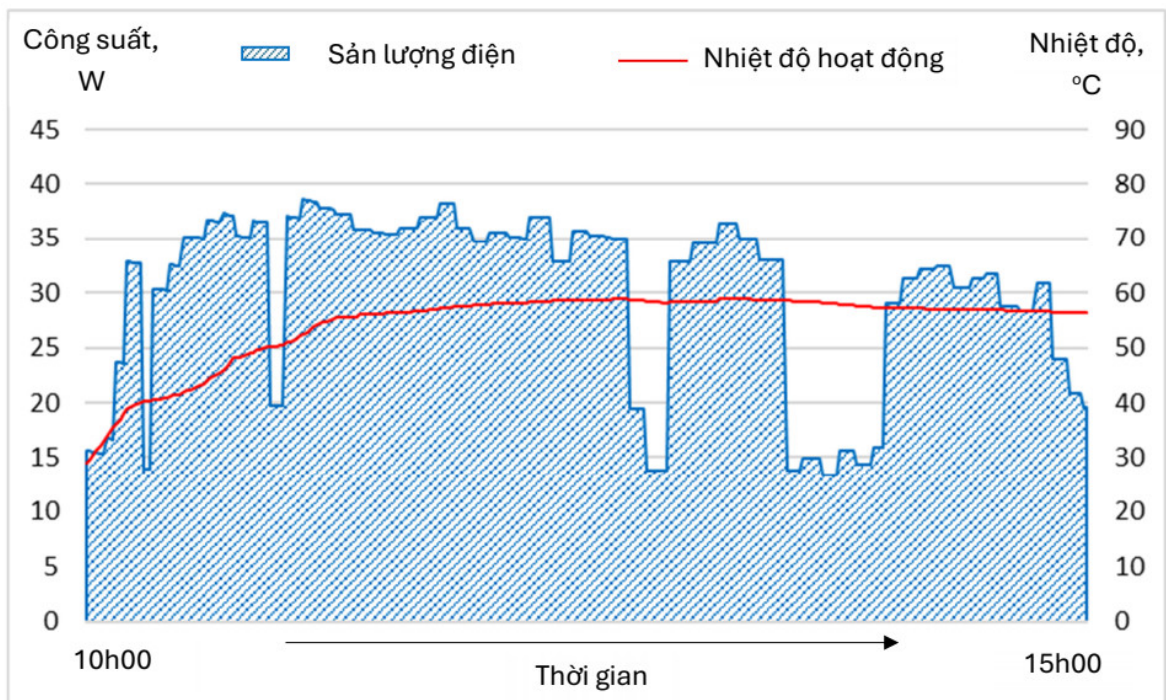


b)

Hình 4.15. NDHD và công suất của tấm PVI ngày 27/7/2025 (a) và ngày 13/9/2025 (b)



a)



b)

Hình 4.16. NDHD và công suất của tấm PV3
ngày 27/7/2025 (a) và ngày 13/9/2025 (b)

Kết quả cho thấy, trong thời gian thực nghiệm:

Ngày 27/7/2025: NĐHĐ cao nhất của tấm PV0 là 68,6°C, tấm PV1 là 62,6°C và tấm PV3 là 61,5°C. Như vậy, khi sử dụng BTN nhôm để làm mát tấm PV thì NĐHĐ cao nhất của tấm PV giảm 6,0°C (tấm PV1) còn BTN nhôm với đế bổ sung lớp đồng 2mm có NĐHĐ cao nhất của tấm PV giảm 7,1°C (tấm PV3). HSCĐ trung bình của tấm PV0 là 15,20%. HSCĐ trung bình của tấm PV1 là 15,58%, tức là tăng thêm 0,38%, tương ứng công suất đầu ra tăng 2,5% so với tấm PV0. HSCĐ trung bình của tấm PV3 là 15,65%, tức là tăng thêm 0,45%, tương ứng công suất đầu ra tăng 3,0% so với tấm PV0.

Ngày 13/9/2025: NĐHĐ cao nhất của tấm PV0 là 65,2°C, tấm PV1 là 59,8°C và tấm PV3 là 58,9°C. Như vậy, khi sử dụng BTN nhôm để làm mát tấm PV thì NĐHĐ cao nhất của tấm PV giảm 5,4°C (tấm PV1) còn BTN nhôm với đế bổ sung lớp đồng 2mm có NĐHĐ cao nhất của tấm PV giảm 6,3°C (tấm PV3). HSCĐ trung bình của tấm PV0 là 15,83%. HSCĐ trung bình của tấm PV1 là 16,20%, tức là tăng thêm 0,37%, tương ứng công suất đầu ra tăng 2,34% so với tấm PV0. HSCĐ trung bình của tấm PV3 là 16,26%, tức là tăng thêm 0,43%, tương ứng công suất đầu ra tăng 2,72% so với tấm PV0.

Như vậy có thể thấy, khi gắn thêm BTN vào mặt sau giúp giảm NĐHĐ và tăng công suất đầu ra, HSCĐ của tấm PV. BTN nhôm với đế bổ sung lớp đồng 2mm có hiệu quả làm mát cao hơn BTN nhôm qua đó góp phần nâng cao hơn HSCĐ của tấm PV.

Tóm lại, từ các kết quả thực nghiệm với các điều kiện môi trường khác nhau cho thấy, các BTN gắn thêm vào mặt sau tấm PV giúp giảm NĐHĐ của tấm PV qua đó giúp tăng công suất đầu ra và HSCĐ. Kết quả thực nghiệm cụ thể cho thấy, với các BTN nhôm (BTN 1), BTN nhôm bổ sung thêm lớp đồng 1mm vào đế (BTN 2) và BTN nhôm bổ sung thêm lớp đồng 2mm vào đế (BTN 3) giúp giảm NĐHĐ của tấm PV lớn nhất lần lượt là 14,3°C; 14,7°C và 15,6°C so với tấm PV nguyên bản (với điều kiện $E = 1000\text{W/m}^2$, $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}$, $v = 0\text{m/s}$ và $\theta = 45^\circ$). Qua đó, giúp tăng HSCĐ thêm 1,03%; 1,06% và 1,12%, tương ứng công suất đầu ra tăng 6,84%; 7,04% và 7,43% so với tấm PV nguyên bản.

Kết quả nghiên cứu thực nghiệm phụ thuộc vào điều kiện môi trường, bảng 4.14 thể hiện so sánh kết quả thực nghiệm của nghiên cứu này so với một số nghiên cứu thực nghiệm đã công bố trước đây.

Bảng 4.14. So sánh hiệu quả làm mát của BTN trong nghiên cứu này với một số kết quả của nghiên cứu khác

STT	BTN	Nhiệt độ giảm (°C)	Hiệu suất/công suất tăng thêm lớn nhất	Tài liệu
1	Cánh nhôm dạng phẳng	7°C	14,5%	[43]
2	Cánh nhôm	4°C - 5°C	0,9%	[44]
3	Cánh nhôm	Mô phỏng: 12,5°C	Thực nghiệm: 18,67%	[45]
4	Cánh nhôm phẳng	5°C (630W/m ²); 7°C (420W/m ²);	2,68% (630W/m ²); 2,34% (420W/m ²);	[51]
5	Cánh nhôm dạng L, Cánh nhôm đục lỗ	Tối đa 8°C	5%	[53]
6	Cánh nhôm	3 - 5°C	5%	[54]
7	Cánh nhôm phẳng	4% (mặt trước) 6,5% (mặt sau)	55% (công suất) 35% (hiệu suất)	[57]
8	Cánh nhôm dạng tấm có độ nghiêng xen kẽ 30° so với trục thẳng đứng	Mô phỏng: 9,4°C (19,6%) Thực nghiệm: 5 - 7°C	Thực nghiệm: 2,35% (công suất) 4% (hiệu suất)	[58]
9	Hộp kim nhôm, cánh gián đoạn	Mô phỏng: 7,28°C (16%) Thực nghiệm: 5 - 7°C	Mô phỏng: 0,5W (3,66%) Thực nghiệm: 2,96%	[59]
10	Cánh nhôm xếp	0,22°C - 0,54°C	7,26W	[65]

11	Cánh nhôm phẳng	7,5°C	21,1%	[66]
12	Cánh nhôm phẳng	5,4 % 11% (có quạt)	8% 16% (có quạt)	[67]
13	Bộ tản nhiệt nhôm	Tối đa 6°C	Hiệu suất tăng tối đa từ 8,8% lên 11,89%	[69]
14	Bộ tản nhiệt nhôm	Tối đa 1,989°C	N/A	[70], [71]
15	Bộ tản nhiệt nhôm	Trung bình 12°C	Công suất cao nhất đạt 120,73W	[71], [76]
16	Tản nhiệt nhôm	Trung bình 9,8°C	Công suất tăng 29,8%	[76]
17	Cánh nhôm và cánh đồng	3°C (nhôm) 7,35°C (đồng)	2,2% (nhôm) 4,1% (đồng)	[81]
18	Cánh nhôm	3,39°C	9,4W	[84]
19	Cánh nhôm phẳng	6,1°C (16%)	1,87W (1,77%)	[85]
20	Cánh nhôm phẳng + đế nhôm + đế nhôm bổ sung 1mm đồng + đế nhôm bổ sung 2mm đồng	Lớn nhất: 14,3°C 14,7°C 15,6°C	Hiệu suất (công suất đầu ra) tăng thêm: 1,03% (6,84%) 1,06% (7,04%) 1,12% (7,43%)	Nghiên cứu này

Như vậy các kết quả nghiên cứu đều cho thấy, BTN mang lại hiệu quả trong làm mát tấm PV. Với mỗi điều kiện thực nghiệm khác nhau và BTN khác nhau sẽ có khả năng làm mát tấm PV khác nhau. Hiệu quả làm mát tấm PV tốt nhất trong nghiên cứu này được xác định với điều kiện $E = 1000\text{W/m}^2$, $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}$, $v = 0\text{m/s}$ và $\theta = 45^\circ$.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 4

Trong chương 4, luận án đã trình bày thực nghiệm đánh giá hiệu quả làm mát tấm PV của 03 BTN chế tạo được. Thực nghiệm được thực hiện với các trường hợp CDBX, nhiệt độ môi trường, tốc độ gió, góc nghiêng tấm PV khác nhau trong phòng thí nghiệm. Đồng thời, các tấm PV được gắn thêm BTN cũng được đánh giá hiệu quả trong môi trường thực tế. Các kết quả thực nghiệm cho thấy, với các điều kiện môi trường khác nhau, NĐHĐ của tấm PV khác nhau và hiệu quả làm mát tấm PV của các BTN khác nhau.

Kết quả thực nghiệm đánh giá ảnh hưởng của một số yếu tố như CDBX, nhiệt độ môi trường, vận tốc gió và góc nghiêng tấm PV cho thấy, với các BTN nhôm (BTN 1), BTN nhôm bổ sung thêm lớp đồng 1mm vào đế (BTN 2) và BTN nhôm bổ sung thêm lớp đồng 2mm vào đế (BTN 3) giúp giảm NĐHĐ của tấm PV lớn nhất lần lượt là 14,3°C; 14,7°C và 15,6°C so với tấm PV nguyên bản (với điều kiện $E = 1000\text{W/m}^2$, $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}$, $v = 0\text{m/s}$ và $\theta = 45^\circ$). Qua đó, giúp tăng HSCĐ thêm 1,03%; 1,06% và 1,12%, tương ứng công suất đầu ra tăng 6,84%; 7,04% và 7,43% so với tấm PV nguyên bản.

Kết quả thực nghiệm ngoài môi trường thực tế tại Trường Đại học Điện lực cho thấy: ngày 27/7/2025, BTN nhôm giúp giảm NĐHĐ của tấm PV lớn nhất là 6,0°C, còn BTN nhôm với đế bổ sung lớp đồng 2mm giúp giảm NĐHĐ của tấm PV lớn nhất là 7,1°C, qua đó HSCĐ trung bình của tấm PV tăng thêm tương ứng lần lượt là 0,38%, 0,45% so với tấm PV không được làm mát; ngày 13/9/2025, BTN nhôm giúp giảm NĐHĐ của tấm PV lớn nhất là 5,4°C, còn BTN nhôm với đế bổ sung lớp đồng 2mm giúp giảm NĐHĐ của tấm PV lớn nhất là 6,3°C, qua đó HSCĐ trung bình của tấm PV tăng thêm tương ứng lần lượt là 0,38%, 0,43% so với tấm PV không được làm mát.

Như vậy, BTN khi được gắn vào mặt sau giúp làm giảm NĐHĐ của tấm PV. BTN được bổ sung thêm lớp đồng ở đế giúp nâng cao hiệu quả làm mát tấm PV so với BTN đế nhôm. Các BTN này sẽ phù hợp và hiệu quả cao với các khu vực lắp đặt tấm PV có tốc độ gió thấp hoặc không có gió.

KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG NGHIÊN CỨU TIẾP THEO

Kết luận

Luận án đã đạt được một số kết quả như sau:

- Xây dựng được mô hình toán xác định NĐHĐ của tấm PV được và không được làm mát bằng BTN dựa trên phương trình truyền nhiệt và phương pháp cân bằng năng lượng ở trạng thái ổn định và không ổn định. Mô hình toán xây dựng được xây dựng dựa trên một nghiên cứu đã được công bố, tuy nhiên sơ đồ tính toán đơn giản hơn và bổ sung thêm thành phần liên quan đến BTN nhôm - đồng. Khi có được các thông số cần thiết về điều kiện môi trường, thông số tấm PV, BTN ta có thể tính toán được NĐHĐ của tấm PV. Các mô hình toán xây dựng đã được đánh giá độ chính xác so với các nghiên cứu đã được công bố trước đây. Kết quả cho thấy, mô hình toán xây dựng được đảm bảo độ chính xác.

- Chế tạo được 03 BTN cánh nhôm, đế nhôm và đế được bổ sung lớp đồng dày 1mm và 2mm với các thông số như: bước cánh, chiều dày cánh, chiều cao cánh được tham khảo từ BTN có trên thị trường. Các BTN này được đánh giá hiệu quả truyền nhiệt và có hệ số trao đổi nhiệt như sau:

+ BTN nhôm:

$$h = 1,6643(T_{de} - T_{mt})^{0,1832} \text{ với } R^2 = 0,9666$$

+ BTN nhôm có đế bổ sung thêm lớp đồng 1mm:

$$h = 1,5922(T_{de} - T_{mt})^{0,2032} \text{ với } R^2 = 0,9591$$

+ BTN nhôm có đế bổ sung thêm lớp đồng 2mm:

$$h = 1,5557(T_{de} - T_{mt})^{0,2279} \text{ với } R^2 = 0,9671$$

- 03 BTN được gắn lên mặt sau tấm PV Monocrystalline 50W để đánh giá ảnh hưởng của các yếu tố như CĐBX, nhiệt độ môi trường, vận tốc gió và góc nghiêng tấm PV đến hiệu quả làm mát và HSCĐ trong phòng thí nghiệm. BTN nhôm, BTN nhôm bổ sung thêm lớp đồng 1mm vào đế, BTN nhôm bổ sung thêm lớp đồng 2mm vào giúp giảm NĐHĐ của tấm PV lớn nhất lần lượt là 14,3°C; 14,7°C và 15,6°C so

với tấm PV nguyên bản (với điều kiện $E = 1000\text{W/m}^2$, $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}$, $v = 0\text{m/s}$ và $\theta = 45^\circ$). Giúp tăng HSCĐ thêm 1,03%; 1,06% và 1,12%, tương ứng công suất đầu ra tăng 6,84%; 7,04% và 7,43% so với tấm PV nguyên bản.

- 03 tấm PV (không được làm mát, gắn thêm BTN, gắn thêm BTN nhôm bổ sung thêm 2mm đồng vào đế) được tiến hành thực nghiệm ngoài trời tại Trường Đại học Điện lực (Hà Nội). Kết quả cho thấy, BTN có hiệu quả làm mát tấm PV khác nhau tùy thuộc vào điều kiện môi trường. Cụ thể, ngày 27/7/2025, BTN nhôm và BTN nhôm với đế bổ sung lớp đồng 2mm giúp giảm NDHĐ của tấm PV lớn nhất lần lượt là $6,0^\circ\text{C}$ và $7,1^\circ\text{C}$, qua đó HSCĐ trung bình của tấm PV tăng thêm tương ứng lần lượt là 0,38%, 0,45% so với tấm PV không được làm mát; ngày 13/9/2025, BTN nhôm và BTN nhôm với đế bổ sung lớp đồng 2mm giúp giảm NDHĐ của tấm PV lớn nhất lần lượt là $5,4^\circ\text{C}$ và $6,3^\circ\text{C}$, qua đó HSCĐ trung bình của tấm PV tăng thêm tương ứng lần lượt là 0,38%, 0,43% so với tấm PV không được làm mát.

Hướng nghiên cứu tiếp theo

- Nghiên cứu tối ưu chiều dày lớp đồng bổ sung vào đế BTN cũng như tối ưu cấu trúc cánh để nâng cao hiệu quả truyền nhiệt của BTN.

- Nghiên cứu các phương pháp liên kết giữa tấm đồng và đế BTN để nâng cao hiệu quả truyền nhiệt từ lớp đồng đến đế và cánh của BTN.

- Nghiên cứu kết hợp thêm các giải pháp kỹ thuật khác vào BTN để nâng cao HSCĐ như sử dụng kết hợp với quạt, vật liệu biến đổi pha,...

- Nghiên cứu, đánh giá bài toán tổng thể về kỹ thuật, môi trường và kinh tế, tuổi thọ, sự tương tác lẫn nhau trong hệ thống khi sử dụng BTN để làm mát cho tấm PV.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] International Energy Agency, “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector (4th revision),” France, 2021.
- [2] Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050.
- [3] A. H. Alami, “Effects of evaporative cooling on efficiency of photovoltaic modules,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, pp. 668–679, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.019>.
- [4] P. Çulun and S. Kılıçkap Işık, “Chapter 6 Recent developments in cooling of photovoltaic solar panels,” in Selahattin Bardak, Ümit Ayata (Editors), *Current Research in Engineering*, Gece Publishing, Ankara, Turkey, 2023.
- [5] M. A. Akrouch, J. Faraj, F. Hachem, C. Castelain, and M. Khaled, “A comprehensive review and comparison of cooling techniques for photovoltaic panels: An emphasis on experimental setup and energy efficiency ratios,” *International Journal of Thermofluids*, vol. 23, p. 100774, Aug. 2024, doi: [10.1016/j.ijft.2024.100774](https://doi.org/10.1016/j.ijft.2024.100774).
- [6] A. U. Chandavar, “Quantifying the performance advantage of using passive solar air heater with chimney for photovoltaic module cooling,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, no. 2, pp. 1576–1586, Feb. 2021, doi: [10.1002/er.5782](https://doi.org/10.1002/er.5782).
- [7] A. Ahmed, K. Shanks, S. Sundaram, and T. K. Mallick, “Theoretical Investigation of the Temperature Limits of an Actively Cooled High Concentration Photovoltaic System,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 8, p. 1902, Apr. 2020, doi: [10.3390/en13081902](https://doi.org/10.3390/en13081902).
- [8] M. Dida, S. Boughali, D. Bechki, and H. Bouguettaia, “Experimental investigation of a passive cooling system for photovoltaic modules efficiency improvement in hot and arid regions,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 243, p. 114328, Sep. 2021, doi: [10.1016/j.enconman.2021.114328](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114328).
- [9] Y. E. Ahmed, M. R. Maghami, J. Pasupuleti, S. H. Danook, and F. Basim Ismail, “Overview of Recent Solar Photovoltaic Cooling System Approach,” *Technologies (Basel)*, vol. 12, no. 9, p. 171, Sep. 2024, doi: [10.3390/technologies12090171](https://doi.org/10.3390/technologies12090171).

- [10] S. Nižetić, A. M. Papadopoulos, and E. Giama, “Comprehensive analysis and general economic-environmental evaluation of cooling techniques for photovoltaic panels, Part I: Passive cooling techniques,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 149, pp. 334–354, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.07.022.
- [11] Y. Hassan *et al.*, “Improvement of Extracted Power of Pole Mounted Solar Panels by Effective Cooling Using Aluminum Heat Sink under Hot Weather and Variable Wind Speed Conditions,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 12, p. 3159, Jun. 2020, doi: 10.3390/en13123159.
- [12] Waqas Chaudhary, “Photovoltaic Solar Tracker for Power Optimization,” MSc. Final Year Project, University of Huddersfield, Huddersfield, Englan, 2016.
- [13] Đặng Đình Thống, Lê Danh Liên, *Cơ sở năng lượng mới và tái tạo*. Hà Nội, Việt Nam: Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2006.
- [14] “Photovoltaics Report,” Freiburg, Germany, May 2025.
- [15] ASTM, *ASTM G173-03 Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface*. 2012.
- [16] K. G. Gabrovska-Evstatieva, D. T. Trifonov, and B. I. Evstatiev, “A Review of the Key Factors Influencing the Performance of Photovoltaic Installations in an Urban Environment,” *Electricity*, vol. 6, no. 2, p. 23, May 2025, doi: 10.3390/electricity6020023.
- [17] E. H. Sepúlveda-Oviedo, “Impact of environmental factors on photovoltaic system performance degradation,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 59, p. 101682, May 2025, doi: 10.1016/j.esr.2025.101682.
- [18] O. Bamisile, C. Acen, D. Cai, Q. Huang, and I. Staffell, “The environmental factors affecting solar photovoltaic output,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 208, p. 115073, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2024.115073.
- [19] L. T.A. and T. I., “Environmental Factors and the Performance of PV Panels: An Experimental Investigation,” *African Journal of Environment and Natural Science Research*, vol. 6, no. 3, pp. 231–247, Dec. 2023, doi: 10.52589/AJENSR-GA3SMDHP.
- [20] F. Shaik, S. S. Lingala, and P. Veeraboina, “Effect of various parameters on the performance of solar PV power plant: a review and the experimental study,”

- Sustainable Energy Research*, vol. 10, no. 1, p. 6, Apr. 2023, doi: 10.1186/s40807-023-00076-x.
- [21] S. Kurpaska, J. Knaga, H. Latała, J. Sikora, and W. Tomczyk, “Efficiency of solar radiation conversion in photovoltaic panels,” *BIO Web Conf.*, vol. 10, p. 02014, Mar. 2018, doi: 10.1051/bioconf/20181002014.
- [22] A. Ahmad, N. Power, and E. Finegan, “Maximising solar PV potential: A comprehensive review of factors affecting photovoltaic installation and generation in a mild temperate oceanic climate,” *Solar Energy Advances*, vol. 5, p. 100111, 2025, doi: 10.1016/j.seja.2025.100111.
- [23] G. T. Chala, S. A. Sulaiman, and S. M. Al Alshaikh, “Effects of climatic conditions of Al Seeb in Oman on the performance of solar photovoltaic panels,” *Heliyon*, vol. 10, no. 10, p. e30944, May 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e30944.
- [24] A. Al-Bashir, Mohamed Al-Dweri, A. Al-Ghandoor, B. Hammad, and W. Al-Kouz, “Analysis of effects of solar irradiance, cell temperature and wind speed on photovoltaic systems performance,” *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 10, no. 1, pp. 353–359, Jan. 2020, doi: 10.32479/ijeep.8591.
- [25] W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, H. Kiess, K. Lam, and J. Close, “Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 1, pp. 79–84, Jan. 2007, doi: 10.1016/j.solmat.2006.05.011.
- [26] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, M. Smyth, and B. Norton, “Long-term validated simulation of a building integrated photovoltaic system,” *Solar Energy*, vol. 78, no. 2, pp. 163–176, Feb. 2005, doi: 10.1016/j.solener.2004.04.021.
- [27] S. Krauter and A. Preiss, “Comparison of module temperature measurement methods,” in *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, IEEE, Jun. 2009, pp. 000333–000338. doi: 10.1109/PVSC.2009.5411669.
- [28] M. W. Davis, A. H. Fannery, and B. P. Dougherty, “Prediction of Building Integrated Photovoltaic Cell Temperatures,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 123, no. 3, pp. 200–210, Aug. 2001, doi: 10.1115/1.1385825.

- [29] T. Stathis and T. Yiannis, “Economic analysis of hybrid photovoltaic/thermal solar systems and comparison with standard PV modules,” in *Proc. Int. Conf. PV Eur.*, 2002, pp. 7–11.
- [30] T. Markvart, *Solar Electricity*, vol. 6. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2000.
- [31] A. M. Muzathik, “Photovoltaic modules operating temperature estimation using a simple correlation,” *Int. J. Energy Eng.*, vol. 4, no. 4, pp. 151–158, 2014.
- [32] E. Akyuz, C. Coskun, Z. Oktay, and I. Dincer, “A novel approach for estimation of photovoltaic exergy efficiency,” *Energy*, vol. 44, no. 1, pp. 1059–1066, Aug. 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.04.036.
- [33] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, “Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 23–29, Jan. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2008.04.009.
- [34] R. Chenni, M. Makhlouf, T. Kerbache, and A. Bouzid, “A detailed modeling method for photovoltaic cells,” *Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1724–1730, Sep. 2007, doi: 10.1016/j.energy.2006.12.006.
- [35] C. Coskun, U. Toygar, O. Sarpdag, and Z. Oktay, “Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: A review,” *J. Clean. Prod.*, vol. 164, pp. 1474–1485, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.07.080.
- [36] M. Moldovan, B. G. Burduhos, and I. Visa, “Efficiency Assessment of Five Types of Photovoltaic Modules Installed on a Fixed and on a Dual-Axis Solar-Tracked Platform,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 3, p. 1229, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16031229.
- [37] E. Mariam *et al.*, “Emerging trends in cooling technologies for photovoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 192, p. 114203, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.rser.2023.114203.
- [38] M. A. Akrouch, J. Faraj, F. Hachem, C. Castelain, and M. Khaled, “A comprehensive review and comparison of cooling techniques for photovoltaic panels: An emphasis on experimental setup and energy efficiency ratios,” *International Journal of Thermofluids*, vol. 23, p. 100774, Aug. 2024, doi: 10.1016/j.ijft.2024.100774.
- [39] T. Ibrahim, M. Abou Akrouch, F. Hachem, M. Ramadan, H. S. Ramadan, and M. Khaled, “Cooling Techniques for Enhanced Efficiency of Photovoltaic

- Panels - Comparative Analysis with Environmental and Economic Insights,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 3, p. 713, Feb. 2024, doi: 10.3390/en17030713.
- [40] Y. E. Ahmed, M. R. Maghami, J. Pasupuleti, S. H. Danook, and F. Basim Ismail, “Overview of Recent Solar Photovoltaic Cooling System Approach,” *Technologies (Basel)*, vol. 12, no. 9, p. 171, Sep. 2024, doi: 10.3390/technologies12090171.
- [41] E. Z. Ahmad, A. Fazlizan, H. Jarimi, K. Sopian, and A. Ibrahim, “Enhanced heat dissipation of truncated multi-level fin heat sink (MLFHS) in case of natural convection for photovoltaic cooling,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 28, p. 101578, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.csite.2021.101578.
- [42] F. AlAmri, G. AlZohbi, M. AlZahrani, and M. Aboulebdah, “Analytical Modeling and Optimization of a Heat Sink Design for Passive Cooling of Solar PV Panel,” *Sustainability*, vol. 13, no. 6, p. 3490, Mar. 2021, doi: 10.3390/su13063490.
- [43] K. P. Amber, W. Akram, M. A. Bashir, M. S. Khan, and A. Kousar, “Experimental performance analysis of two different passive cooling techniques for solar photovoltaic installations,” *J. Therm. Anal. Calorim.*, vol. 143, no. 3, pp. 2355–2366, Feb. 2021, doi: 10.1007/s10973-020-09883-6.
- [44] A. A. Amr, A. A. M. Hassan, M. Abdel-Salam, and A. M. El-Sayed, “Enhancement of photovoltaic system performance via passive cooling: Theory versus experiment,” *Renew. Energy*, vol. 140, pp. 88–103, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.03.048.
- [45] Z. Arifin, D. D. D. P. Tjahjana, S. Hadi, R. A. Rachmanto, G. Setyohandoko, and B. Sutanto, “Numerical and Experimental Investigation of Air Cooling for Photovoltaic Panels Using Aluminum Heat Sinks,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2020, pp. 1–9, Jan. 2020, doi: 10.1155/2020/1574274.
- [46] F. Bayrak, H. F. Oztop, and F. Selimefendigil, “Effects of different fin parameters on temperature and efficiency for cooling of photovoltaic panels under natural convection,” *Solar Energy*, vol. 188, pp. 484–494, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.06.036.
- [47] Jorge Andrés Sierra Del Rio *et al.*, “Numerical Study of the Efficiency of a Solar Panel with Heat Sinks,” *CFD Letters*, vol. 15, no. 4, pp. 43–52, Feb. 2023, doi: 10.37934/cfdl.15.4.4352.

- [48] A. M. Elbreki, K. Sopian, A. Fazlizan, and A. Ibrahim, “An innovative technique of passive cooling PV module using lapping fins and planner reflector,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 19, p. 100607, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.csite.2020.100607.
- [49] A. El Mays *et al.*, “Improving Photovoltaic Panel Using Finned Plate of Aluminum,” *Energy Procedia*, vol. 119, pp. 812–817, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.103.
- [50] A. A. Farhan, M. Alaskari, and A. Alhamadani, “A parametric study of a photovoltaic panel with cylindrical fins under still and moving air conditions in Iraq,” *Heat Transfer*, vol. 50, no. 1, pp. 596–618, Jan. 2021, doi: 10.1002/htj.21895.
- [51] M. Firoozzadeh, A. Shiravi, and M. Shafiee, “An Experimental Study on Cooling the Photovoltaic Modules by Fins to Improve Power Generation: Economic Assessment,” *Iranian (Iranica) Journal of Energy & Environment*, vol. 10, no. 2, pp. 80–84, 2019, doi: 10.5829/ijee.2019.10.02.02.
- [52] R. Gautam and T. N. S., “Mathematical Approach for Optimizing Heat Sink for Cooling of Solar PV Module,” *International Journal of Scientific Engineering and Research (IJSER)*, vol. 7, no. 2, pp. 62–66, Feb. 2019.
- [53] F. Grubišić-Čabo, S. Nižetić, D. Čoko, I. Marinić Kragić, and A. Papadopoulos, “Experimental investigation of the passive cooled free-standing photovoltaic panel with fixed aluminum fins on the backside surface,” *J. Clean. Prod.*, vol. 176, pp. 119–129, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.12.149.
- [54] F. Grubišić-Čabo, S. Nižetić, I. Marinić Kragić, and D. Čoko, “Further progress in the research of fin-based passive cooling technique for the free-standing silicon photovoltaic panels,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 43, no. 8, pp. 3475–3495, Jun. 2019, doi: 10.1002/er.4489.
- [55] F. Grubišić Čabo, S. Nižetić, E. Giama, and A. Papadopoulos, “Techno-economic and environmental evaluation of passive cooled photovoltaic systems in Mediterranean climate conditions,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 169, p. 114947, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.114947.
- [56] I. Hasan, “Enhancement the Performance of PV Panel by Using Fins as Heat Sink,” *Engineering and Technology Journal*, vol. 36, no. 7A, pp. 798–805, Jul. 2018, doi: 10.30684/etj.36.7A.13.

- [57] W. Hussam, A. feeli, and G. Sheard, "Efficiency Enhancement of Photovoltaic Panels using an Optimised Air Cooled Heat Sink," in *ICPSEPT 2020: 22th International Conference on Photovoltaic Solar Energy and Power Technology*, London, United Kingdom, 2020.
- [58] J. G. Hernandez-Perez, J. G. Carrillo, A. Bassam, M. Flota-Banuelos, and L. D. Patino-Lopez, "A new passive PV heatsink design to reduce efficiency losses: A computational and experimental evaluation," *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 1209–1220, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.088.
- [59] J. G. Hernandez-Perez, J. G. Carrillo, A. Bassam, M. Flota-Banuelos, and L. D. Patino-Lopez, "Thermal performance of a discontinuous finned heatsink profile for PV passive cooling," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 184, p. 116238, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.116238.
- [60] S. V. Hudîşteanu *et al.*, "Effect of Wind Direction and Velocity on PV Panels Cooling with Perforated Heat Sinks," *Applied Sciences*, vol. 12, no. 19, p. 9665, Sep. 2022, doi: 10.3390/app12199665.
- [61] E. Johnston, P. S. B. Szabo, and N. S. Bennett, "Cooling silicon photovoltaic cells using finned heat sinks and the effect of inclination angle," *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 23, p. 100902, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.tsep.2021.100902.
- [62] R. E. Mfon, Z. Al Amri, S. O. Esaduwha, and M. E. Echo, "Effect of Aluminium Heat sinks on the temPerature reduction and electrical efficiency of monocrystalline solar panels," *European Journal of Physical Sciences*, vol. 5, no. 1, pp. 55–65, May 2022, doi: 10.47672/ejps.1020.
- [63] C. G. Popovici, S. V. Hudîşteanu, T. D. Mateescu, and N.-C. Cherecheş, "Efficiency Improvement of Photovoltaic Panels by Using Air Cooled Heat Sinks," *Energy Procedia*, vol. 85, pp. 425–432, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.223.
- [64] P. Seepana, B. A. Ephraim, T. A. Naseer, I. V. Vladimir, J. Y. Salam, and S. A. Tomiwa, "Thermal management of solar photovoltaic module to enhance output performance: an experimental passive cooling approach using discontinuous aluminum heat sink," *International Journal of Renewable Energy Research*, Dec. 2021, doi: 10.20508/ijrer.v11i4.12468.g8323.

- [65] F. Selimefendigil, F. Bayrak, and H. F. Oztop, "Experimental analysis and dynamic modeling of a photovoltaic module with porous fins," *Renew. Energy*, vol. 125, pp. 193–205, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.02.002.
- [66] A. H. Shiravi and M. Firoozzadeh, "Thermodynamic and Environmental Assessment of Mounting Fin at the Back Surface of Photovoltaic Panels," *Journal of Applied and Computational Mechanics*, vol. 7, no. 4, pp. 1956–1963, 2021, doi: 10.22055/jacm.2020.32529.2076.
- [67] A. M. A. Soliman, H. Hassan, and S. Ookawara, "An experimental study of the performance of the solar cell with heat sink cooling system," *Energy Procedia*, vol. 162, pp. 127–135, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.04.014.
- [68] D. Sundarrajan, M. Ganeshkumar, P. Pitchipoo, A. Muthiah, and P. Amuthakannan, "Simulation for Enhancing the Performance of Solar PV Module Using Passive Cooling," *IJSTE - International Journal of Science Technology & Engineering*, vol. 7, no. 9, pp. 11–15, Mar. 2021.
- [69] M. Akmal Ma'arif, Levin Halim, and Christian Fredy Naa, "Advanced Heat Sink Integration Strategies for Monocrystalline Solar Panel Performance Enhancement," *International Journal of Integrated Engineering*, vol. 17, no. 1, pp. 353–366, [Online]. Available: <https://publisher.uthm.edu.my/ojs/index.php/ijie/article/view/17027>
- [70] Irwan Yusoff *et al.*, "The Development of Hybrid Cooling Photovoltaic Panel by using Active and Passive Cooling System," *CFD Letters*, vol. 16, no. 5, pp. 107–120, Jan. 2024, doi: 10.37934/cfdl.16.5.107120.
- [71] A. M. Jalil, Y. Away, N. Nasaruddin, I. D. Sara, and S. M. Jalil, "Development and design of the effect of adding a heatsink as a coolant on improvement output power on solar panels," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, vol. 15, no. 3, p. 1671, Sep. 2024, doi: 10.11591/ijped.v15.i3.pp1671-1676.
- [72] F. Wang *et al.*, "Enhancing Heat Transfer of Photovoltaic Panels with Fins," *Int. J. Energy Res.*, vol. 2024, no. 1, Jan. 2024, doi: 10.1155/2024/5180627.
- [73] A. A. Jasim, A. Fazlizan, H. L. Azeez, A. Ibrahim, R. Almaawi, and K. Sopian, "Enhancing PV module performance through a novel fin heat sink design: A numerical and experimental study," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 74, p. 106842, Oct. 2025, doi: 10.1016/j.csite.2025.106842.

- [74] M. Krstic *et al.*, “Passive cooling of photovoltaic panel by aluminum heat sinks and numerical simulation,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 15, no. 1, p. 102330, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.asej.2023.102330.
- [75] K. Basyar, Z. Arifin, D. D. D. P. Tjahjana, and S. D. Prasetyo, “Analysis of the Impact of Different Fin Configurations as Passive Coolants on Photovoltaic Performance,” *International Journal of Heat and Technology*, vol. 42, no. 6, pp. 2115–2124, Dec. 2024, doi: 10.18280/ijht.420630.
- [76] M. H. Hamed, H. Hassan, S. Ookawara, and S. A. Nada, “Performance comparative study on passively cooled concentrated photovoltaic (PV) using adsorption/desorption and heat sink cooling methods: Experimental investigations,” *Energy*, vol. 307, p. 132700, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.132700.
- [77] Z. Arifin, S. Suyitno, D. D. D. P. Tjahjana, W. E. Juwana, M. R. A. Putra, and A. R. Prabowo, “The Effect of Heat Sink Properties on Solar Cell Cooling Systems,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 21, p. 7919, Nov. 2020, doi: 10.3390/app10217919.
- [78] K. Egab, A. Okab, H. S. Dywan, and S. K. Oudah, “Enhancing a solar panel cooling system using an air heat sink with different fin configurations,” *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 671, no. 1, p. 012133, Jan. 2020, doi: 10.1088/1757-899X/671/1/012133.
- [79] S. V. Hudișteanu, F. E. Țurcanu, N. C. Cherecheș, C. G. Popovici, M. Verdeș, and I. Huditeanu, “Enhancement of PV Panel Power Production by Passive Cooling Using Heat Sinks with Perforated Fins,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 23, p. 11323, Nov. 2021, doi: 10.3390/app112311323.
- [80] J. Kim and Y. Nam, “Study on the Cooling Effect of Attached Fins on PV Using CFD Simulation,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 4, p. 758, Feb. 2019, doi: 10.3390/en12040758.
- [81] P. N, L. Pandiyan, N. G, A. S, and V. V, “Experimental analysis on passive cooling of flat photovoltaic panel with heat sink and wick structure,” *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 42, no. 6, pp. 653–663, Mar. 2020, doi: 10.1080/15567036.2019.1588429.
- [82] S. V. Hudișteanu, N. C. Cherecheș, F. E. Țurcanu, I. Hudișteanu, M. Verdeș, and A. D. Ancaș, “Experimental analysis of innovative perforated heat sinks

- for enhanced photovoltaic efficiency,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 25, p. 100842, Jan. 2025, doi: 10.1016/j.ecmx.2024.100842.
- [83] J. Kim, S. Bae, Y. Yu, and Y. Nam, “Experimental and Numerical Study on the Cooling Performance of Fins and Metal Mesh Attached on a Photovoltaic Module,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 1, p. 85, Dec. 2019, doi: 10.3390/en13010085.
- [84] F. Bayrak, H. F. Oztop, and F. Selimefendigil, “Effects of different fin parameters on temperature and efficiency for cooling of photovoltaic panels under natural convection,” *Solar Energy*, vol. 188, pp. 484–494, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.06.036.
- [85] A. El Mays *et al.*, “Improving Photovoltaic Panel Using Finned Plate of Aluminum,” *Energy Procedia*, vol. 119, pp. 812–817, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.103.
- [86] S. Suherman, A. Sunarno, S. Hasan, and R. Harahap, “Water and Heat-sink Cooling System for Increasing the Solar Cell Performances,” *EAI Endorsed Transactions on Energy Web*, vol. 0, no. 0, p. 161050, Jul. 2018, doi: 10.4108/eai.13-7-2018.161050.
- [87] H. Farzan, M. E. Kazemian, and M. Mahmoudi, “Comparative Study on Electrical Performance of Photovoltaic Panels Integrated with Thermoelectric Coolers and Finned Heat Sinks: An Experimental Study,” *International Journal of Engineering*, vol. 39, no. 4, pp. 925–935, 2026, doi: 10.5829/ije.2025.39.04a.11.
- [88] I. O. Harmailil, S. M. Sultan, A. Fudholi, M. Mohammad, and C. P. Tso, “Enhancing PV Module Efficiency Through Fins-and-Tubes Cooling: An Outdoor Malaysian Case Study,” *Processes*, vol. 13, no. 9, p. 2812, Sep. 2025, doi: 10.3390/pr13092812.
- [89] M. A. Rahman, S. M. M. Hasnain, P. Paramasivam, and A. G. Ayanie, “Advancing thermal management in electronics: a review of innovative heat sink designs and optimization techniques,” *RSC Adv*, vol. 14, no. 43, pp. 31291–31319, 2024, doi: 10.1039/D4RA05845C.
- [90] E. F. Abbas, A. H. Jassim, and T. K. Salem, “Review of the Fin Optimization in the Heat Sink Design,” *International Review of Mechanical Engineering (IREME)*, vol. 17, no. 10, p. 478, Oct. 2023, doi: 10.15866/ireme.v17i10.23824.

- [91] A. D. Abdulsahib, D. Alkhafaji, and I. M. Albayati, “Thermal Design and Heat Transfer Analysis of Heat Sinks and Enclosures: A Review,” *International Journal of Heat and Technology*, vol. 42, no. 4, pp. 1149–1163, Aug. 2024, doi: 10.18280/ijht.420405.
- [92] P. Kamma, K. Loksupapaiboon, J. Phromjan, M. Promtong, and C. Suvanjumrat, “Optimization of plate-fin heat sink configurations for enhanced thermal performance and manufacturability,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 73, p. 106529, Sep. 2025, doi: 10.1016/j.csite.2025.106529.
- [93] Ali S., Al-Abbas A.H., and Magid H.M., “Review on Heat Sink and Efficiency Improvement of Heat Transfer in Different Applications,” *Material and Mechanical Engineering Technology*, vol. 4, pp. 21–35, 2024.
- [94] R. Hanumanthrapa, S. Dassappa, and A. G K, “Thermal analysis on heat sink made up of aluminium alloys with copper compositions,” *Mater. Today Proc.*, vol. 42, pp. 493–499, 2021, doi: 10.1016/j.matpr.2020.10.292.
- [95] Manapalli Srikanth and P. Nanda Gopal Raju, “Experimental Study of Convective Heat Transfer by Using Aluminum Pin-Fin with Metal Matrix Composites,” *Int. J. Innov. Sci. Res. Technol.*, vol. 8, no. 6, pp. 2256–2260, Jun. 2023.
- [96] M. jinlong, Z. Yiwei, and Z. Yue, “Research on performance of heat sink with no dielectric copper-aluminum connection,” *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 2510, no. 1, p. 012023, Jun. 2023, doi: 10.1088/1742-6596/2510/1/012023.
- [97] M. Bardhi, G. Grandi, and M. Premuda, “Steady State Global Power Balance for Ground-Mounted Photovoltaic Modules,” *ID109/copyright IREC2011-STPE*, pp. 359–365, Jan. 2011.
- [98] P. I. Frank, P. D. David, L. B. Theodore, and Adrienne S. Lavine, *Fundamentals of heat and mass transfer*, Sixth edition. NY, USA: John Wiley & Sons: New York, 2006.
- [99] L. Wen, “An Investigation of the Effect of Wind Cooling on Photovoltaic Arrays,” Pasadena, CA, USA, 1982.
- [100] R. Hassanian, M. Riedel, A. Helgadottir, N. Yeganeh, and R. Unnthorsson, “Implicit Equation for Photovoltaic Module Temperature and Efficiency via Heat Transfer Computational Model,” *Thermo*, vol. 2, no. 1, pp. 39–55, Feb. 2022, doi: 10.3390/thermo2010004.
- [101] W. H. McAdams, *Heat Transmission, third ed.* New York, USA: McGraw-Hill, 1954.

- [102] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [103] J. Watmuff, W. Charters, and D. Proctor, “Solar and Wind Induced External Coefficients-Solar Collectors,” Marseille, France, 1977.
- [104] A. Ghajar and Y. Cengel, *Heat and Mass Transfer - Fundamentals and Applications*, 6th Edition. McGraw-Hill Education, New York, NY, 2020.
- [105] E. Sartori, “Convection coefficient equations for forced air flow over flat surfaces,” *Solar Energy*, vol. 80, no. 9, pp. 1063–1071, Sep. 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.11.001.
- [106] T. Fujii and H. Imura, “Natural-convection heat transfer from a plate with arbitrary inclination,” *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 15, no. 4, pp. 755–767, Apr. 1972, doi: 10.1016/0017-9310(72)90118-4.
- [107] J. Dumoulin, E. Drouard, and M. Amara, “Radiative sky cooling of silicon solar modules: Evaluating the broadband effectiveness of photonic structures,” *Appl. Phys. Lett.*, vol. 121, no. 23, Dec. 2022, doi: 10.1063/5.0116629.
- [108] Y. Wei, Y. Chen, R. Niu, Q. Yang, Y. Luo, and J. Zou, “Study on the Thermal Conductivity of Cu/Al Joints with Different Interfacial Microstructures,” *Advances in Materials Science and Engineering*, vol. 2022, pp. 1–12, Mar. 2022, doi: 10.1155/2022/7040685.
- [109] C. H. Huang and L. W. Liu, “Optimal position and perforated radius of punched vortex generators for heat sink,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 32, p. 101916, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.csite.2022.101916.
- [110] R. Kant, T. Alam, D. Singh, A. Sabeeh, and M. I. H. Siddiqui, “Heat transfer and flow behavior in solar thermal collector equipped with obstacles,” *Int. J. Heat Fluid Flow*, vol. 107, p. 109390, Jul. 2024, doi: 10.1016/j.ijheatfluidflow.2024.109390.
- [111] N. Ali *et al.*, “Heat dissipation and fluid flow in micro-channel heat sink equipped with semi-elliptical pin-fin structures: A numerical study,” *International Communications in Heat and Mass Transfer*, vol. 155, p. 107492, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.icheatmasstransfer.2024.107492.
- [112] I. Haque *et al.*, “Numerical analysis of various shapes of lozenge pin-fins in microchannel heat sink,” *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, vol. 22, no. 1, pp. 31–43, Jan. 2024, doi: 10.1515/ijcre-2023-0092.

- [113] H. C. Chiu, M. J. Youh, R. H. Hsieh, J. H. Jang, and B. Kumar, “Numerical investigation on the temperature uniformity of micro-pin-fin heat sinks with variable density arrangement,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 44, p. 102853, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.csite.2023.102853.
- [114] S. Pua, K. Ong, K. Lai, and M. Naghavi, “Natural and forced convection heat transfer coefficients of various finned heat sinks for miniature electronic systems,” *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 233, no. 2, pp. 249–261, Mar. 2019, doi: 10.1177/0957650918784420.
- [115] R. T. Huang, W. J. Sheu, and C. C. Wang, “Orientation effect on natural convective performance of square pin fin heat sinks,” *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 51, no. 9–10, pp. 2368–2376, May 2008, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.08.014.
- [116] Yogeshkumar Jain, Vijay Kurkute, Sagar Mane Deshmukh, Khizar Ahmed Pathan, Ajaj Rashid Attar, and Sher Afghan Khan, “The Influence of Plate Fin Heat Sink Orientation under Natural Convection on Thermal Performance: An Experimental and Numerical Study,” *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences*, vol. 114, no. 2, pp. 118–129, Mar. 2024, doi: 10.37934/arfmnts.114.2.118129.
- [117] W. Lin, Y. Qin, and L. Su, “Analysis of Fin Interruptions on the Natural Convection of Heat Sinks,” *E3S Web of Conferences*, vol. 466, p. 01007, Dec. 2023, doi: 10.1051/e3sconf/202346601007.
- [118] N. Habib, M. Siddiqi, and M. Tahir, “Thermal analysis of proposed heat sink design under natural convection for the thermal management of electronics,” *Thermal Science*, vol. 26, no. 2 Part B, pp. 1487–1501, 2022, doi: 10.2298/TSCI210402307H.
- [119] P. K. Enaganti, P. K. Dwivedi, A. K. Srivastava, and S. Goel, “Analysis of submerged amorphous, mono-and poly-crystalline silicon solar cells using halogen lamp and comparison with xenon solar simulator,” *Solar Energy*, vol. 211, pp. 744–752, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.10.025.
- [120] Nguyễn Quốc Uy, “Góc nghiêng lắp đặt các bộ thu năng lượng mặt trời,” *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội*, tập 58, số 3, trang 91–97, tháng 6 - 2022.

DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH CÔNG BỐ LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN

1. Dang Van Binh, Pham Quang Vu, Manh-Hai Pham, Dang Toan Nguyen, Ngoc Trung Nguyen, Quang-Hiep Do, Anh Tuan Do, "Passive Cooling for Photovoltaic Using Heat Sinks: A Recent Research Review," *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*, Hanoi, Vietnam, 2023, pp. 01-06, doi: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10395427.
2. V. B. Dang, Q. V. Pham, and M.-H. Pham, "Calculating the Operating Temperature and Efficiency of Photovoltaic Panels in Vietnamese Conditions", *J. Adv. Res. Fluid Mech. Therm. Sc.*, vol. 125, no. 2, pp. 42–53, Dec. 2024. DOI: <https://doi.org/10.37934/arfmts.125.2.4253>.
3. Đặng V. Bình, P. Q. Vũ, và P. M. Hải, "Ảnh hưởng của vận tốc gió đến nhiệt độ hoạt động và hiệu suất chuyển đổi của tấm quang điện", *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, vol 23, số p.h 2, tr 49–53, tháng 2 2025. DOI: <https://doi.org/10.31130/ud-jst.2025.371>
4. Dang Van Binh, Pham Quang Vu, Pham Manh-Hai, "A computational study of passive cooling of photovoltaic panels using hybrid material heat sink," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Vol. 15, No. 5, October 2025, pp. 4487~4499. DOI: 10.11591/ijece.v15i5.pp4487-4499.
5. Pham Quang Vu, Phan Van Tho, Manh-Hai Pham, Dang Van Binh, "Influence of Various Factors on Efficiency of Photovoltaic Panel: An Experimental Study in Hanoi, Vietnam," *2025 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*, Hanoi, Vietnam, 2025, pp. 01-04.

PHỤ LỤC 1. Nhiệt độ hoạt động tính toán của tấm quang điện trong kiểm chứng mô hình toán

STT	Chường độ bức xạ (W/m^2)	Nhiệt độ hoạt động của tấm quang điện ($^{\circ}C$)	
		Có làm mát	Không làm mát
1	400	31,8	40,7
2	450	32,5	44,2
3	500	35,4	45,5
4	550	37,1	48,1
5	600	39,0	49,0
6	650	39,3	50,0
7	700	40,1	52,0
8	750	40,8	55,0
9	800	41,6	57,5
10	850	42,5	60,5
11	900	43,4	62,5
12	950	44,2	63,5
13	1000	45,0	64,5

PHỤ LỤC 2. Tính toán nhiệt trở của lớp đế của các bộ tản nhiệt

BTN có kích thước mặt đế là 210x35mm; đế bằng nhôm nguyên chất được bổ sung thêm lớp đồng nguyên chất. Hệ số dẫn nhiệt của nhôm là $k_{Al} = 205\text{W/m.K}$, hệ số dẫn nhiệt của đồng là $k_{Cu} = 380\text{W/m.K}$.

Nhiệt trở của lớp đế của BTN được xác định bằng công thức:

$$R_{de} = \frac{\delta_{Al}}{k_{Al} \cdot A} + \frac{1}{k_{tx} \cdot A} + \frac{\delta_{Cu}}{k_{Cu} \cdot A} \text{ với } k_{tx} \text{ là hệ số dẫn nhiệt giao diện của lớp tiếp}$$

xúc.

Nhiệt trở đế BTN được thể hiện trong bảng sau:

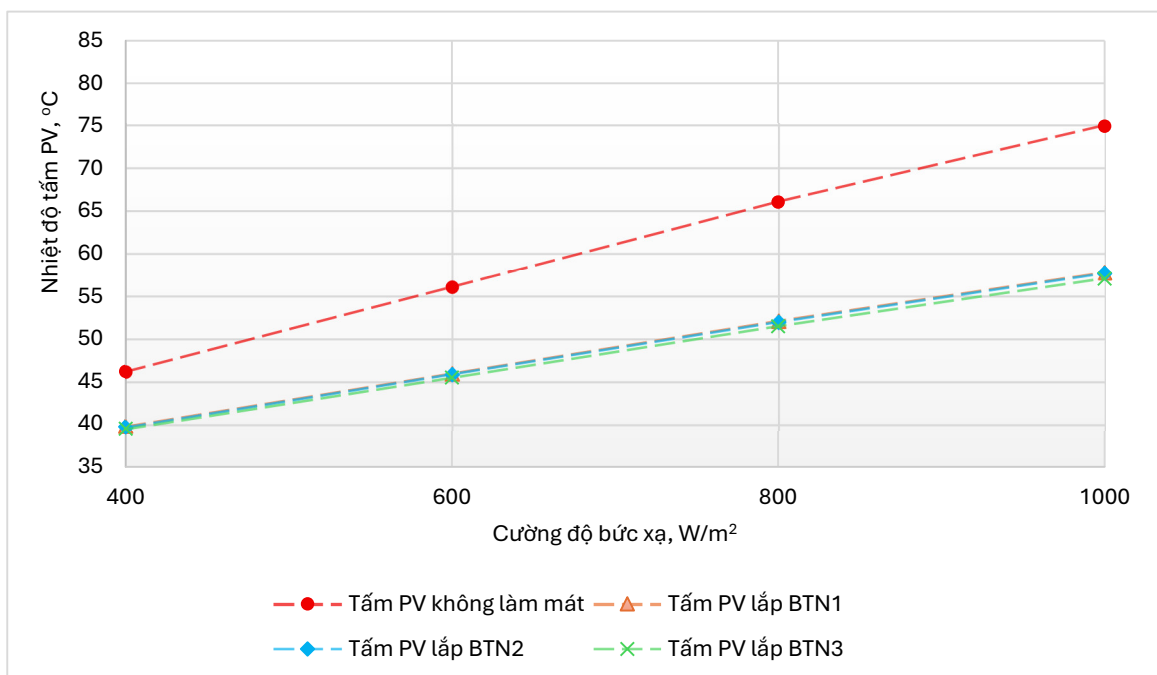
	Lý tưởng	Liên kết khuếch tán (diffusion bonding - DB)	Hàn khuấy ma sát (friction stir welding - FSW)	Hàn nổ (explosion welding - EW)
k_{tx} (W/m ² .K) lớn nhất	0	8×10^6	25×10^7	35×10^5
Đế 3mm nhôm	0,00199104 (không có liên kết)			
Đế 2mm nhôm và 1mm đồng	0,001683598	0,001702405 (R_{tx} chiếm 1%)	0,001685942 (R_{tx} chiếm 0,03%)	0,001724271 (R_{tx} chiếm 2,3%)
Đế 1mm nhôm và 2mm đồng	0,001379756	0,001396763 (R_{tx} chiếm 1,2%)	0,0013803 (R_{tx} chiếm 0,04%)	0,001418629 (R_{tx} chiếm 2,7%)

PHỤ LỤC 3. Tính toán nhiệt trở của lớp đế của bộ tản nhiệt sử dụng vật liệu tản nhiệt Indium foil để kết nối và nhiệt độ hoạt động tính toán của tấm quang điện

Với các thông số như trong Phụ lục 1, tấm đồng được liên kết với đế nhôm BTN bằng vật liệu tản nhiệt Indium foil dày 0,1mm, có hệ số dẫn nhiệt là 86W/mK. Nhiệt trở đế của các BTN được thể hiện trong bảng:

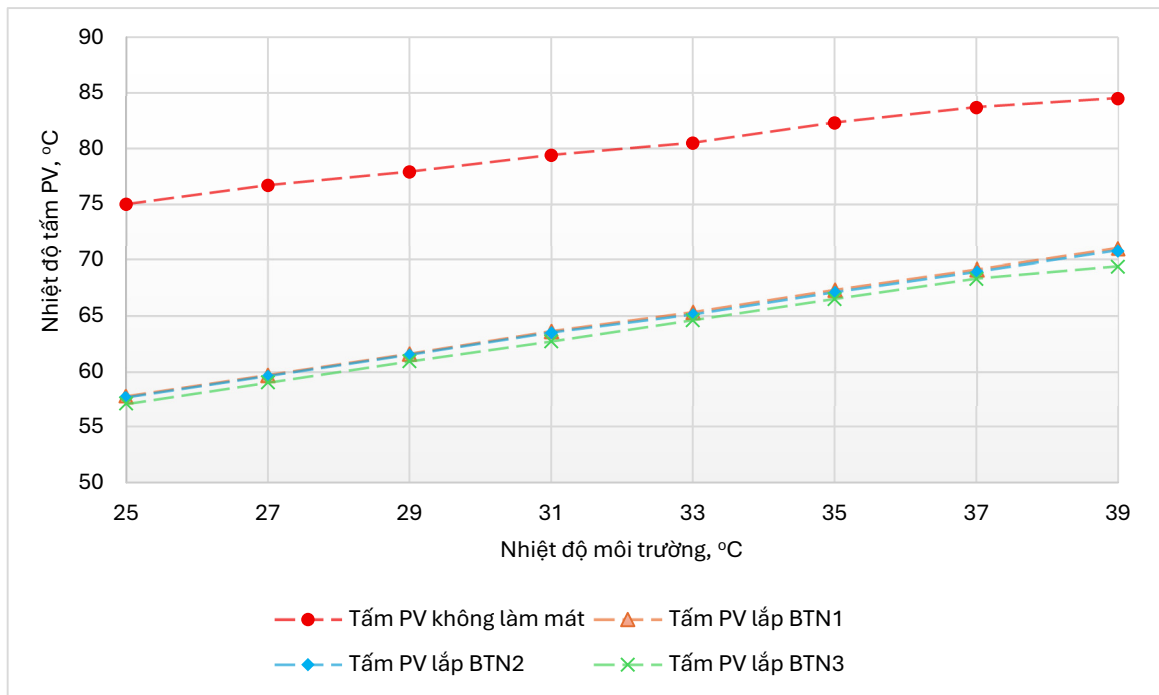
	Sử dụng vật liệu tản nhiệt Indium foil để liên kết
Đế 3mm nhôm	0,00199104 (không có liên kết)
Đế 2mm nhôm và 1mm đồng	0,001843601 (R_{tx} chiếm 8,6%)
Đế 1mm nhôm và 2mm đồng	0,001537959 (R_{tx} chiếm 10,3%)

NĐHD tính toán của tấm PV như được thể hiện trên các hình sau:

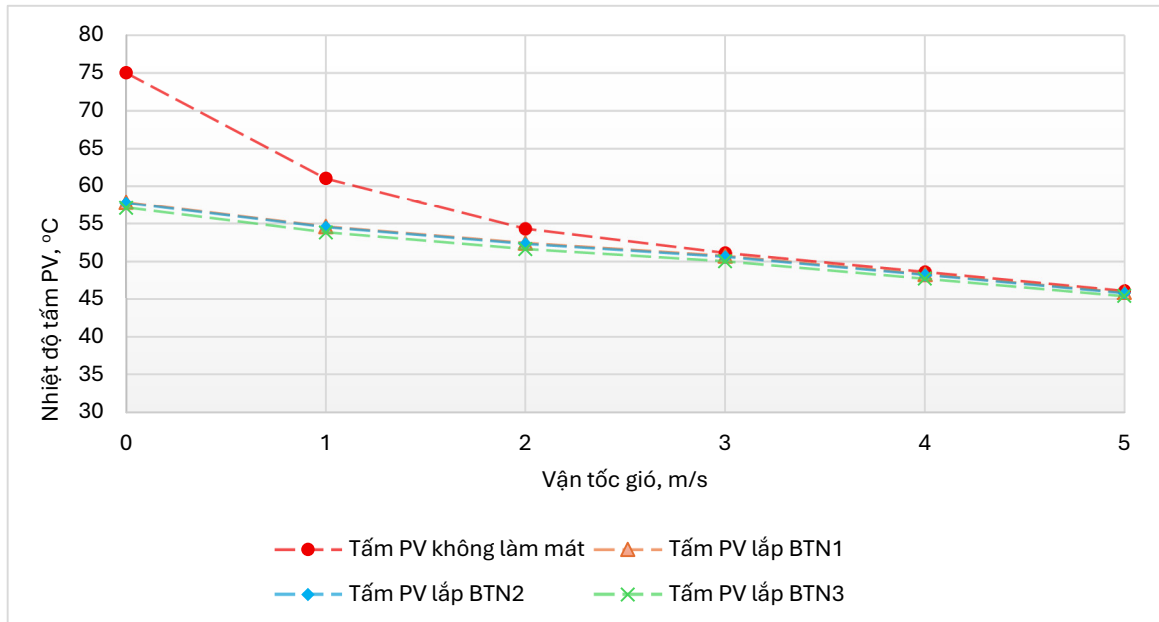


NĐHD tính toán của tấm PV ở các CDBX khác nhau

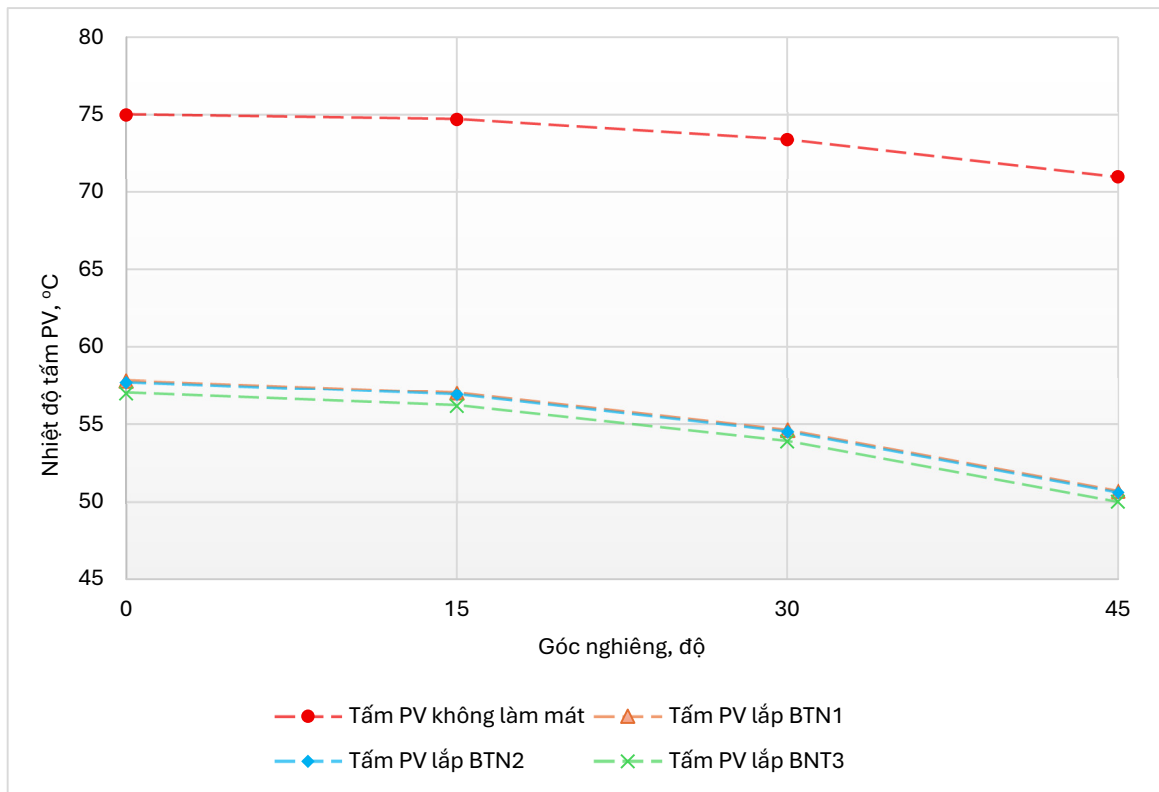
(với $t_{mt} = 25^{\circ}C$, $\theta = 0^{\circ}$, $v = 0m/s$)



*NĐHD tính toán của tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi
(với $\theta = 0^\circ$, $v = 0\text{m/s}$, $E = 1000\text{W/m}^2$)*



*NĐHD tính toán của tấm PV khi vận tốc gió thay đổi
(với $\theta = 0^\circ$, $t_{\text{m}} = 25^\circ\text{C}$, $E = 1000\text{W/m}^2$)*



NDHD tính toán của tấm PV khi góc nghiêng thay đổi
 (với $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, $E = 1000\text{W}/\text{m}^2$, $v = 0\text{m}/\text{s}$)

PHỤ LỤC 4. Hệ số tỏa nhiệt của tấm quang điện được xác định bằng thực nghiệm

PL4.1. Hệ số tỏa nhiệt của tấm PV khi CDBX thay đổi

Với $t_{mt} = 25^{\circ}\text{C}$, $\theta = 0^{\circ}$, $v = 0\text{m/s}$

Cường độ bức xạ, W/m²	Nhiệt độ hoạt động, °C	Hệ số truyền nhiệt, W/m².K
1000	76,6	7,89
800	67,5	7,61
600	57,4	7,49
400	47,4	7,07

PL4.2. Hệ số tỏa nhiệt của tấm PV khi nhiệt độ môi trường thay đổi

Với $E = 1000\text{W/m}^2$, $\theta = 0^{\circ}$, $v = 0\text{m/s}$

Nhiệt độ môi trường, °C	Nhiệt độ hoạt động, °C	Hệ số truyền nhiệt, W/m².K
25	76,6	7,89
27	77,7	8,04
29	78,8	8,19
31	80,0	8,33
33	81,2	8,47
35	82,7	8,58
37	84,0	8,72
39	85,4	8,84

PL4.3. Hệ số tỏa nhiệt của tấm PV khi vận tốc gió thay đổi

Với $E = 1000\text{W/m}^2$, $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}$, $\theta = 0^\circ$

Vận tốc gió, m/s	Nhiệt độ hoạt động, °C	Hệ số truyền nhiệt, W/m².K
0	76,6	7,89
1	62,4	10,75
2	55,4	13,16
3	51,4	15,24

PL4.4. Hệ số tỏa nhiệt của tấm PV khi góc nghiêng thay đổi

Với $E = 1000\text{W/m}^2$, $t_{\text{mt}} = 25^\circ\text{C}$, $v = 0\text{m/s}$

Góc nghiêng tấm PV, độ	Nhiệt độ hoạt động, °C	Hệ số truyền nhiệt, W/m².K
0	76,6	7,89
15	75,4	7,82
30	73,7	7,25
45	71,2	6,23

Cảm biến nhiệt độ loại K (UNI-T UT-T01)



UT-T01 Thermocouple

- Accuracy: $\pm 0.75\%$
- Test range: $-40^{\circ}\text{C}\sim 260^{\circ}\text{C}$ ($40^{\circ}\text{F}\sim 500^{\circ}\text{F}$)
- Features and application: Teflon covered insulation, through hole input, used for general temperature measurement, not for liquid measurement
- Amount: 1pc

Thiết bị hiển thị nhiệt độ UNI-T UT325F

Model	UT325F	
Thermocouple types	Type K, J, T, E, R, S and N	
Measuring range	Type K thermocouple	$-200.0^{\circ}\text{C}\sim 1372^{\circ}\text{C}$ ($-328.0^{\circ}\text{F}\sim 2501^{\circ}\text{F}$)
	Type J thermocouple	$-210.0^{\circ}\text{C}\sim 1200^{\circ}\text{C}$ ($-346.0^{\circ}\text{F}\sim 2192^{\circ}\text{F}$)
	Type T thermocouple	$-250.0^{\circ}\text{C}\sim 400.0^{\circ}\text{C}$ ($-418.0^{\circ}\text{F}\sim 752.0^{\circ}\text{F}$)
	Type E thermocouple	$-150.0^{\circ}\text{C}\sim 1000^{\circ}\text{C}$ ($-238.0^{\circ}\text{F}\sim 1832^{\circ}\text{F}$)
	Type R thermocouple	$0^{\circ}\text{C}\sim 1767^{\circ}\text{C}$ ($32^{\circ}\text{F}\sim 3212^{\circ}\text{F}$)
	Type S thermocouple	$0^{\circ}\text{C}\sim 1767^{\circ}\text{C}$ ($32^{\circ}\text{F}\sim 3212^{\circ}\text{F}$)
	Type N thermocouple	$-200.0^{\circ}\text{C}\sim 1300^{\circ}\text{C}$ ($-328.0^{\circ}\text{F}\sim 2372^{\circ}\text{F}$)
Display resolution	$0.1^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{F}/\text{K}$ (<1000)	
	$1.0^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{F}/\text{K}$ (≥ 1000)	
Accuracy	$\pm(0.2\%+0.5^{\circ}\text{C})$	Below -10°C : The original basis + 0.5°C ; Below -200°C : The original basis + 2°C ; Type T below -200°C : For reference only
	$\pm(0.2\%+0.9^{\circ}\text{F})$	
Interval between 1s~24h	Unit selection	$^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{F}/\text{K}$
	Data hold	√
	Auto power off	√
	Measurement modes	MIN/MAX/AVG
	Difference	View temperature difference between any two channels
	Timing measurement	√
	System functions	Data recording
Backlight		Turn on/off
Data transmission		Type-C USB, Bluetooth
Battery status		√
Power frequency anti-interference	50/60Hz	
Drop proof	1m	
Battery type	3 x AAA alkaline zinc-manganese battery	
Operating time	$>30\text{h}$	
Operating temperature	$-10^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$ ($14^{\circ}\text{F}\sim 122^{\circ}\text{F}$)	
Storage temperature	$20^{\circ}\text{C}\sim 60.0^{\circ}\text{C}$ ($-4^{\circ}\text{F}\sim 140^{\circ}\text{F}$)	
Operating humidity	90%RH (non-condensing)	



华南国家计量测试中心
广东省计量科学研究院
SOUTH CHINA NATIONAL CENTER OF METROLOGY
GUANGDONG INSTITUTE OF METROLOGY



中国认可
国际互认
校准
CALIBRATION
CNAS L0730

校准证书

CALIBRATION CERTIFICATE

证书编号 GRGB202300761
Certificate No.

第 1 页, 共 3 页
Page of

委托方 优利德科技(中国)股份有限公司
Client

委托方联络信息 广东省东莞市松山湖园区工业北一路6号
Contact Information

计量器具名称 数字温度计 (温度显示仪)
Description

型号规格 UT325F
Model/Type

制造厂 优利德
Manufacturer

出厂编号 C223175325
Serial No.

设备编号 /
Equipment No.

接收日期 2023 年 10 月 26 日
Date of Receipt Y M D

结果 见校准结果
Results

校准日期 2023 年 10 月 30 日
Date of calibration Y M D

批准人 胡启亮
Approved Signatory

核 验 李礼受
Reviewed by

校 准 刘悦
Calibrated by

证书专用章
Stamp



东莞地址: 广东省东莞市石排镇东园大道石排段152号 邮政编码: 523343
电话: (0769) 22200760 传真: (0769) 22692542 E-mail: yws@scmdg.com.cn
Add: No.152, Shipai Duan, Dongyuan Road, Shipai Town, Dongguan, Guangdong, China.
Post Code: 523343 Tel: (0769)22200760 Fax: (0769)22692542

8231026063 1

Máy đo và ghi bức xạ mặt trời TES 132

TES-132 Solar Power Meter (Data logging)



Features

- ◆ Wide spectral range.
- ◆ Excellent long term stability.
- ◆ Cosine corrected.
- ◆ Automatic transmission measurements.
- ◆ Select either power or transmission.
- ◆ Solar energy measurement.
- ◆ User calibration factor setting function.
- ◆ Select either W/m² or Btu / (ft² x h) units.
- ◆ Data Hold/MAX/MIN/AVG modes.
- ◆ Auto Data Memory function. (microSD CARD 2GB)
- ◆ Data Memory and Read function. (99 sets)
- ◆ Software and USB interface to PC.

Applications

- Meteorology.
- Agriculture.
- Solar radiation measurement.
- Solar power research.
- Physics and optical laboratories.
- Solar transmission measurement.

- Identify high performance windows.

Display: LCD display, 4 digit LCD reading

Range: 200.0 W/m², 2000 W/m²

63.4 Btu / (ft² x h),

634 Btu / (ft² x h)

Resolution: 0.1W / m², 1W/m²

0.1Btu / (ft² x h), 1Btu / (ft² x h)

Spectral response: 400 to 1000nm

Accuracy: Typically within ± 10 W/m²

[± 3 Btu / (ft² x h)] or ± 5%,

whichever is greater in sunlight;

Additional temperature induced

error ± 0.38 W/m²/°C [± 0.12

Btu / (ft² x h)/°C] from 25°C

Angular accuracy:

Cosine corrected <5% for angles < 60°

Drift: < ± 2% per year

Calibration: User recalibration available

Over-Input: Display shows "OL"

Sampling Rate: 1 times/sec

Manual Data Memory and Read: 99 sets

Auto Data Memory: MicroSD CARD 2GB

Ampe kim UNI-T UT204+



Industrial electricity



Residential electricity



Air conditioning



Automobile

Specifications	Range	UT201+/201R	UT202+/202R	UT202A+/202F	UT203+/203R	UT204+/204R
Certificates (UT200R/F series only)	CE, UKCA, cETLus					
AC current (A)	400A 600A	$\pm(2\%+10)$	$\pm(2\%+10)$	$\pm(2\%+10)$	$\pm(2\%+5)$	$\pm(2\%+5)$
AC current frequency response		50Hz~100Hz	50Hz~100Hz	50Hz~100Hz	45Hz~400Hz	45Hz~400Hz
DC current (A)	400A 600A				$\pm(2\%+5)$	$\pm(2\%+5)$
AC voltage (V)	600V	$\pm(0.8\%+5)$	$\pm(0.8\%+5)$	$\pm(0.8\%+5)$	$\pm(0.8\%+5)$	$\pm(0.8\%+5)$
AC voltage frequency response		45Hz~400Hz	45Hz~400Hz	45Hz~400Hz	45Hz~400Hz	45Hz~400Hz
High voltage frequency	5~600V (on voltage position)	10Hz~10kHz	10Hz~10kHz	10Hz~10kHz	10Hz~60kHz	10Hz~60kHz
DC voltage (V)	600V	$\pm(0.5\%+2)$	$\pm(0.5\%+2)$	$\pm(0.5\%+2)$	$\pm(0.5\%+2)$	$\pm(0.5\%+2)$
Resistance (Ω)	40M Ω 60M Ω	$\pm(0.8\%+2)$	$\pm(0.8\%+2)$		$\pm(0.8\%+2)$	$\pm(0.8\%+2)$
Capacitance (F)	4mF 40mF 60mF		$\pm(4\%+5)$		$\pm(4\%+5)$	$\pm(4\%+5)$
Temperature ($^{\circ}\text{C}$)	-40 $^{\circ}\text{C}$ ~1000 $^{\circ}\text{C}$		$\pm(1.5\%+5)$			$\pm(1.5\%+5)$
Frequency (Hz)	<30V (on Hz position)			10Hz~10MHz	10Hz~10MHz	10Hz~10MHz
Display count		4000	4000	6000	4000	6000
Jaw opening		28mm	28mm	28mm	28mm	28mm
Relative mode			\checkmark	\checkmark	\checkmark	\checkmark
Zero mode					\checkmark	\checkmark
Category ratings	CAT II 600V, CAT III 300V					

Features	
Auto range	Data hold
True RMS/NCV	MAX/MIN
Continuity test	Low battery indication
Diode	Auto power off

Characteristics	
Standard accessories	Batteries, test leads, Themocouple (UT202+/204+/202R/204R), English manual
Power	1.5V battery (R03) x 2
Display	37 x 25mm
Product size	215 x 63 x 36mm
Product net weight	Around 240g
Standard individual packing	Gift box, carrying bag
Standard quantity per carton	40pcs
Standard carton measurement	485 x 295 x 385mm
Standard carton gross weight	UT201+/201R: 16.6kg; UT202+/202R: 17.1kg; UT203+/203R: 16.1kg; UT202A+/UT204+/202F/204R: 16.7kg



广州广电计量检测股份有限公司
GUANG ZHOU GRG METROLOGY & TEST CO.,LTD.



中国认可
国际互认
校准
CALIBRATION
CNAS L0446

校准证书

CALIBRATION CERTIFICATE

证书编号:
Certificate No.



J201909104059-0003

第 1 页 共 4 页
Page of

委托方
Client

优利德科技（中国）股份有限公司

委托方地址
Address

广东省东莞松山湖高新技术产业开发区工业北一路6号

仪器名称
Description

数字钳形表

型号/规格
Model/Type

UT204+

制造厂
Manufacturer

UNI-T

出厂编号
Serial No.

管理号
Asset No.

FC-QJ-332

校准日期

2019年09月12日

Date of Calibration

Y M D

样品接收日期

2019年09月11日

Date of Receipt

Y M D

批准人:

Approved Signatory

钟毅 (副总工)

审核:

Inspected by

黄华伟

校准:

Calibrated by

周燕新



总部地址: 广东省广州市黄埔大道西平云路163号 (分场所地址见公司网站)

Headquarters Address: No.163 Pingyun Rd. West of HuangPu Ave. Guangzhou. Guangdong China (Each Address Can be Found on The Company's Website)

联系电话(Tel): 020-38699960, 66830999, 400-602-0999

传真(Fax): 020-38695185

邮政编码(Postcode): 510656

网站(Website): <http://www.grgtest.com>

电子邮件(E-mail): grgtest@grgtest.com



扫一扫验真伪

Máy đo tốc độ gió và nhiệt độ UNI-T UT363BT



UT363BT

Specifications	UT363	UT363BT
Certificates	CE, UKCA	
Wind speed	0~30m/s	0~30m/s
Wind speed accuracy	±(5%+0.5)	±(5%+0.5)
Wind speed resolution	0.1m/s	0.1m/s
Temperature	-10~50°C/14~122°F	-10~50°C/14~122°F
Temperature accuracy	±2°C/±4°F	±2°C/±4°F
Temperature resolution	0.1°C/0.2°F	0.1°C/0.2°F
Wind scale	Level 0~12	Level 0~12
Wind scale accuracy	±1	±1
Sampling rate	0.5s	0.5s
Bluetooth APP		√

Features	
MAX/AVG	Data hold
LCD backlight	Auto power off
Overload indication	Low battery indication

Characteristics	
Standard accessories	Batteries, English manual
Power	1.5V battery (R03) x 3
Display	32 x 26mm
Product size	160 x 50 x 28mm
Product net weight	118g
Standard individual packing	Blister
Standard quantity per carton	UT363: 40pcs; UT363BT: 20pcs
Standard carton measurement	UT363: 505 x 330 x 280mm; UT363BT: 332 x 262 x 290mm
Standard carton gross weight	UT363: 8.42kg; UT363BT: 4.2kg



Certificate of Conformity

NO.: EDG2303070035E01901C

The following products have been tested by us with the listed standards and found in conformity with the council Radio Equipment Directive 2014/53/EU. This is to certify that the specimen is in conformity with the assessment requirement mentioned follow. This certificate does not imply assessment to the production of the product.

Applicant : UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO.,LTD.

Address : No 6, Gong Ye Bei 1 st Road, Songshan Lake National High-Tech Industrial Development Zone, Dongguan City, Guangdong

Manufacturer : UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO.,LTD.

Address : No 6, Gong Ye Bei 1 st Road, Songshan Lake National High-Tech Industrial Development Zone, Dongguan City, Guangdong

Trade Mark : UNI-T

EUT : Mini Anemometer

M/N : UT363 BT

Essential Requirements	Standard	Report No.
Health(article 3.1.a)	EN 62479: 2010	EDG2303070035E01904R
Safety(article 3.1.a)	EN 61010-1:2020/A1:2019/AC2019-04	EDG2303070035S02001R
EMC(article 3.1.b)	ETSI EN 301 489-1 V2.2.3: 2019	EDG2303070035E01902R
	ETSI EN 301 489-17 V3.2.4: 2020	
	EN IEC 61326-1: 2021	EDG2303070035E01801R
	EN IEC 61326-2-2: 2021	
	IEC 61000-4-2: 2008	
	IEC 61000-4-3: 2020	
Radio (article 3.2)	ETSI EN 300 328 V2.2.2: 2019	EDG2303070035E01903R



(Manager)

March 29, 2023

The certificate is based on a single evaluation of one sample of above-mentioned product. It does not constitute an assessment of the whole production and does not permit the use of the test lab. logo.

EMTEK (Dongguan) Co., Ltd.
 Add: -1&2/F ,Building 2,Zone A,Zhongda Marine Biotechnology Research and Development Base ,No.9, Xincheng Avenue,Songshanhu High-technology Industrial Development Zone,Dongguan, Guangdong,China Http://www.emtek.com.cn E-mail: project@emtek.com.cn



PHỤ LỤC 6. Công suất của các tấm quang điện đo được

	Tấm PV0	Tấm PV1	Tấm PV2	Tấm PV3
5.1. $t_{mt} = 25^{\circ}C$, $\theta = 0^{\circ}$, $v = 0m/s$, CĐBX thay đổi				
1000W/m ²	39,69	41,99	42,06	42,26
800W/m ²	33,26	34,65	34,71	34,82
600W/m ²	26,41	27,10	27,14	27,18
400W/m ²	18,47	18,72	18,74	18,76
5.2. $E = 1000W/m^2$, $\theta = 0^{\circ}$, $v = 0m/s$, nhiệt độ môi trường thay đổi				
25°C	39,69	41,99	42,07	42,26
27°C	39,42	41,55	41,61	41,82
29°C	39,15	41,12	41,20	41,42
31°C	38,88	40,74	40,82	41,01
33°C	38,61	40,34	40,42	40,61
35°C	38,34	39,96	40,07	40,26
37°C	38,07	39,61	39,72	39,88
39°C	37,80	39,23	39,34	38,96
5.3. $E = 1000W/m^2$, $t_{mt} = 25^{\circ}C$, $\theta = 0^{\circ}$, vận tốc gió thay đổi				
0m/s	39,69	41,99	42,07	42,26
1m/s	42,66	43,61	43,69	43,79
2m/s	44,28	44,66	44,74	44,82
3m/s	45,36	45,39	45,47	45,55

5.4. $E = 1000W/m^2$, $t_{mt} = 25^\circ C$, $v = 0m/s$, góc nghiêng tấm PV thay đổi				
0°	39,69	41,99	42,07	42,26
15°	38,60	40,84	40,93	41,13
30°	35,07	37,18	37,25	37,43
45°	28,82	30,79	30,85	30,96

PHỤ LỤC 7. Một số kết quả đo thực nghiệm ngoài thực tế ngày 27/7/2025

Thời gian	Nhiệt độ môi trường, °C	Cường độ bức xạ, W/m ²	Tấm PV0		Tấm PV1		Tấm PV3	
			Nhiệt độ, °C	Công suất, W	Nhiệt độ, °C	Công suất, W	Nhiệt độ, °C	Công suất, W
9h00	29,5	250	29,5	12,0	29,5	12,0	29,5	12,0
	29,5	250	29,8	12,0	29,8	12,0	29,7	12,0
	29,6	250	30,1	12,0	30,0	12,0	30,0	12,0
	29,6	250	30,3	12,0	30,2	12,0	30,2	12,0
	29,7	250	30,4	12,0	30,3	12,3	30,2	12,4
	29,7	250	30,5	12,0	30,3	12,3	30,3	12,4
	29,6	250	30,6	12,0	30,4	12,3	30,4	12,4
	29,7	250	30,7	12,0	30,5	12,3	30,5	12,4
	29,7	250	30,9	12,0	30,7	12,3	30,6	12,4
	29,7	250	31,0	12,0	30,8	12,3	30,7	12,4
9h10	29,7	250	31,2	12,0	30,9	12,2	30,9	12,3
	29,7	250	31,2	12,0	30,9	12,2	30,9	12,3
	29,7	250	31,3	12,0	31,0	12,2	31,0	12,3
	29,7	250	31,4	12,0	31,1	12,2	31,1	12,3
	29,7	250	31,5	12,0	31,2	12,2	31,1	12,3
	29,7	250	31,5	12,0	31,2	12,2	31,1	12,3
	29,7	250	31,6	12,0	31,3	12,2	31,2	12,3
	29,7	250	31,7	12,0	31,4	12,2	31,3	12,3

	29,7	250	31,8	12,0	31,4	12,2	31,4	12,3
	29,7	250	31,9	12,0	31,5	12,2	31,5	12,3
9h20	29,8	260	32,0	12,4	31,6	12,7	31,5	12,8
	29,8	260	32,1	12,4	31,7	12,7	31,6	12,8
	29,8	260	32,2	12,4	31,8	12,7	31,7	12,8
	29,8	260	32,4	12,4	32,0	12,7	31,9	12,8
	29,8	260	32,6	12,4	32,1	12,7	32,0	12,8
	29,8	260	32,7	12,4	32,2	12,7	32,1	12,8
	29,8	260	32,8	12,4	32,3	12,7	32,2	12,8
	29,8	260	32,9	12,4	32,4	12,7	32,3	12,8
	29,8	260	33,0	12,4	32,5	12,7	32,4	12,8
	29,8	260	33,1	12,4	32,5	12,7	32,4	12,8
9h30	29,8	270	33,2	12,8	32,6	13,1	32,5	13,2
	29,9	270	33,3	12,8	32,7	13,1	32,6	13,2
	29,9	270	33,5	12,8	32,9	13,1	32,7	13,2
	29,9	270	33,6	12,8	33,0	13,1	32,9	13,2
	29,9	270	33,7	12,8	33,1	13,1	32,9	13,2
	29,9	270	33,8	12,8	33,1	13,1	33,0	13,2
	29,9	270	34,0	12,7	33,3	13,0	33,2	13,1
	29,9	270	34,1	12,7	33,4	13,0	33,3	13,1
	29,9	270	34,2	12,7	33,5	13,0	33,3	13,1
	29,9	270	34,3	12,7	33,6	13,0	33,4	13,1

9h40	30	280	34,4	13,2	33,6	13,5	33,5	13,5
	30	280	34,5	13,2	33,7	13,5	33,6	13,5
	30,1	280	34,6	13,1	33,8	13,4	33,7	13,5
	30,1	280	34,7	13,1	33,9	13,4	33,8	13,5
	30,1	280	34,8	13,1	34,0	13,4	33,8	13,5
	30,1	280	34,9	13,1	34,1	13,4	33,9	13,5
	30,2	280	35,0	13,1	34,2	13,4	34,0	13,4
	30,2	280	35,1	13,1	34,2	13,4	34,1	13,4
	30,2	280	35,2	13,1	34,3	13,4	34,2	13,4
	30,2	280	35,3	13,1	34,4	13,4	34,2	13,4
9h50	30,3	290	35,4	13,5	34,5	13,8	34,3	13,9
	30,3	290	35,5	13,5	34,6	13,8	34,4	13,9
	30,3	290	35,6	13,5	34,7	13,8	34,5	13,9
	30,4	290	35,7	13,5	34,7	13,8	34,6	13,9
	30,4	290	35,8	13,5	34,8	13,8	34,7	13,9
	30,4	290	35,9	13,5	34,9	13,8	34,7	13,9
	30,5	290	36,0	13,4	35,0	13,7	34,8	13,8
	30,5	290	36,1	13,4	35,1	13,7	34,9	13,8
	30,5	290	36,2	13,4	35,2	13,7	35,0	13,8
	30,5	290	36,3	13,4	35,3	13,7	35,1	13,8
10h00	30,6	400	36,4	18,4	35,3	18,9	35,1	19,0
	30,6	400	36,5	18,4	35,4	18,9	35,2	19,0

	30,7	400	36,6	18,4	35,5	18,8	35,3	18,9
	30,7	400	36,7	18,4	35,6	18,8	35,4	18,9
	30,8	400	36,8	18,4	35,7	18,8	35,5	18,9
	30,8	400	36,9	18,4	35,8	18,8	35,6	18,9
	30,9	400	37,0	18,3	35,9	18,8	35,6	18,9
	30,9	400	37,1	18,3	35,9	18,8	35,7	18,9
	31	400	37,2	18,3	36,0	18,8	35,8	18,8
	31	400	37,3	18,3	36,1	18,8	35,9	18,8
10h10	31,1	410	37,5	18,6	36,3	19,1	36,0	19,2
	31,1	410	37,6	18,6	36,4	19,1	36,1	19,2
	31,2	410	37,8	18,6	36,5	19,0	36,3	19,1
	31,2	410	38,1	18,6	36,8	19,0	36,5	19,1
	31,3	410	38,3	18,5	37,0	19,0	36,7	19,1
	31,3	410	38,5	18,5	37,1	19,0	36,9	19,1
	31,3	410	38,7	18,5	37,3	19,0	37,0	19,1
	31,4	410	38,9	18,4	37,5	18,9	37,2	19,0
	31,4	410	38,9	18,4	37,5	18,9	37,2	19,0
	31,4	410	39,1	18,4	37,6	18,9	37,4	19,0
10h20	31,5	430	39,3	19,2	37,8	19,7	37,5	19,8
	31,5	430	39,7	19,2	38,1	19,7	37,8	19,8
	31,6	430	40,0	19,1	38,4	19,6	38,1	19,7
	31,6	430	40,3	19,1	38,6	19,6	38,3	19,7

	31,7	430	40,8	19,0	39,1	19,5	38,7	19,6
	31,7	430	41,2	19,0	39,4	19,5	39,1	19,6
	31,8	430	41,5	19,0	39,7	19,5	39,3	19,6
	31,8	430	41,9	19,0	40,0	19,5	39,6	19,6
	31,9	430	42,3	18,9	40,3	19,4	40,0	19,5
	31,9	430	42,7	18,9	40,7	19,4	40,3	19,5
10h30	31,9	450	42,9	19,8	40,8	20,3	40,5	20,4
	32,0	450	43,1	19,7	41,0	20,2	40,6	20,3
	32,0	450	43,3	19,7	41,2	20,2	40,8	20,3
	32,0	450	43,5	19,7	41,4	20,2	41,0	20,3
	32,0	450	43,9	19,7	41,7	20,2	41,3	20,3
	32,1	450	44,3	19,6	42,0	20,1	41,6	20,2
	32,1	450	44,6	19,6	42,3	20,1	41,9	20,2
	32,2	450	45,0	19,6	42,6	20,1	42,2	20,2
	32,2	450	45,2	19,6	42,8	20,1	42,3	20,2
	32,3	450	45,5	19,6	43,0	20,0	42,6	20,1
10h40	32,3	450	45,8	19,6	43,3	20,0	42,8	20,1
	32,3	450	46,1	19,6	43,6	20,0	43,1	20,1
	32,5	450	46,5	19,5	43,9	20,0	43,4	20,1
	32,5	450	46,8	19,5	44,1	20,0	43,7	20,1
	32,5	450	47,2	19,5	44,5	20,0	44,0	20,1
	32,6	450	47,4	19,5	44,7	20,0	44,1	20,1

	32,6	450	47,7	19,5	44,9	20,0	44,4	20,1
	32,6	450	48,0	19,5	45,2	20,0	44,6	20,1
	32,7	450	48,3	19,4	45,4	19,9	44,9	20,0
	32,7	450	48,6	19,4	45,7	19,9	45,1	20,0
10h50	32,8	450	48,9	19,4	45,9	19,9	45,4	20,0
	32,8	450	49,1	19,4	46,1	19,9	45,5	20,0
	32,8	450	49,4	19,4	46,4	19,9	45,8	20,0
	32,9	450	49,7	19,4	46,6	19,8	46,0	19,9
	32,9	450	49,9	19,4	46,8	19,8	46,2	19,9
	32,9	450	50,2	19,4	47,0	19,8	46,4	19,9
	32,9	450	50,4	19,4	47,2	19,8	46,6	19,9
	33,0	450	50,6	19,4	47,4	19,8	46,8	19,9
	33,0	450	50,8	19,4	47,5	19,8	46,9	19,9
	33,0	450	51,1	19,4	47,8	19,8	47,2	19,9
11h00	33,0	230	51,4	9,8	48,0	10,0	47,4	10,1
	33,0	230	51,6	9,8	48,2	10,0	47,6	10,1
	33,1	460	51,9	19,5	48,5	20,0	47,8	20,1
	33,2	460	52,3	19,5	48,8	20,0	48,2	20,1
	33,3	460	52,6	19,5	49,1	19,9	48,4	20,0
	33,3	460	52,8	19,5	49,2	19,9	48,6	20,0
	33,4	460	53,0	19,5	49,4	19,9	48,7	20,0
	33,5	460	53,2	19,5	49,6	19,9	48,9	20,0

	33,5	460	53,5	19,5	49,8	19,9	49,1	20,0
	33,6	460	53,8	19,4	50,1	19,9	49,4	20,0
11h10	33,7	460	54,0	19,4	50,2	19,9	49,5	20,0
	33,7	460	54,2	19,4	50,4	19,9	49,7	20,0
	33,8	460	54,4	19,4	50,6	19,9	49,9	20,0
	33,8	460	54,6	19,4	50,8	19,9	50,0	20,0
	33,9	460	54,8	19,4	50,9	19,9	50,2	20,0
	33,9	460	55,1	19,4	51,2	19,9	50,4	20,0
	34,0	460	55,3	19,3	51,3	19,8	50,6	19,9
	34,0	460	55,5	19,5	51,5	20,0	50,8	20,1
	34,1	460	55,7	19,5	51,7	20,0	50,9	20,1
	34,1	460	55,9	19,5	51,9	20,0	51,1	20,1
11h20	34,2	900	56,1	38,0	52,0	39,0	51,3	39,1
	34,2	900	56,2	38,0	52,1	39,0	51,3	39,1
	34,3	900	56,4	38,0	52,3	39,0	51,5	39,1
	34,4	900	56,6	38,0	52,4	39,0	51,7	39,1
	34,4	900	56,7	38,0	52,5	39,0	51,8	39,1
	34,5	900	56,8	37,5	52,6	38,4	51,8	38,6
	34,5	900	56,9	37,5	52,7	38,4	51,9	38,6
	34,6	900	57,0	37,5	52,8	38,4	52,0	38,6
	34,7	900	57,2	37,5	53,0	38,4	52,2	38,6
	34,7	900	57,3	37,5	53,0	38,4	52,2	38,6

11h30	34,8	900	57,4	37,3	53,1	38,2	52,3	38,4
	34,8	900	57,5	37,3	53,2	38,2	52,4	38,4
	34,9	900	57,6	37,3	53,3	38,2	52,5	38,4
	35,0	220	57,8	9,0	53,5	9,2	52,7	9,3
	35,0	220	57,9	9,0	53,5	9,2	52,7	9,3
	35,1	900	58,0	36,8	53,6	37,7	52,8	37,9
	35,2	900	58,1	36,8	53,7	37,7	52,9	37,9
	35,3	900	58,2	36,8	53,8	37,7	53,0	37,9
	35,3	900	58,3	36,8	53,9	37,7	53,1	37,9
	35,4	900	58,4	36,7	54,0	37,6	53,1	37,8
11h40	35,5	900	58,6	36,7	54,1	37,6	53,3	37,8
	35,6	900	58,7	36,7	54,2	37,6	53,4	37,8
	35,7	900	58,8	36,7	54,3	37,6	53,5	37,8
	35,8	900	58,9	36,7	54,4	37,6	53,6	37,8
	35,8	900	59,0	36,7	54,5	37,6	53,6	37,8
	35,9	900	59,2	36,5	54,6	37,4	53,8	37,6
	35,9	900	59,3	36,5	54,7	37,4	53,9	37,6
	36,0	900	59,4	36,5	54,8	37,4	54,0	37,6
	36,0	900	59,5	36,5	54,9	37,4	54,0	37,6
	36,1	900	59,6	36,5	55,0	37,4	54,1	37,6
11h50	36,2	900	59,7	36,5	55,1	37,4	54,2	37,6
	36,2	350	59,8	14,2	55,2	14,6	54,3	14,6

	36,3	350	59,9	14,1	55,2	14,5	54,4	14,5
	36,3	350	60,0	14,1	55,3	14,5	54,5	14,5
	36,4	350	60,2	14,1	55,5	14,5	54,6	14,5
	36,4	350	60,3	14,1	55,6	14,5	54,7	14,5
	36,4	350	60,4	14,1	55,7	14,5	54,8	14,5
	36,5	800	60,7	32,0	55,9	32,8	55,0	33,0
	36,5	800	60,9	32,0	56,1	32,8	55,2	33,0
	36,5	800	61,1	32,0	56,3	32,8	55,4	33,0
12h00	36,6	800	61,2	32,0	56,3	32,8	55,4	33,0
	36,6	800	61,3	32,0	56,4	32,8	55,5	33,0
	36,7	800	61,4	32,0	56,5	32,8	55,6	33,0
	36,7	800	61,5	32,0	56,6	32,8	55,7	33,0
	36,7	800	61,6	32,0	56,7	32,8	55,8	33,0
	36,8	800	61,8	31,8	56,8	32,6	55,9	32,8
	36,8	800	61,9	31,8	56,9	32,6	56,0	32,8
	36,8	800	62,0	31,8	57,0	32,6	56,1	32,8
	36,9	800	62,1	31,8	57,1	32,6	56,2	32,8
	36,9	800	62,2	31,8	57,2	32,6	56,3	32,8
12h10	37,0	950	62,4	37,6	57,4	38,5	56,4	38,7
	37,0	950	62,5	37,6	57,4	38,5	56,5	38,7
	37,0	950	62,6	37,6	57,5	38,5	56,6	38,7
	37,1	950	62,7	37,6	57,6	38,5	56,7	38,7

	37,1	950	62,8	37,6	57,7	38,5	56,8	38,7
	37,1	950	62,9	37,6	57,8	38,5	56,8	38,7
	37,2	950	63,0	37,6	57,9	38,5	56,9	38,7
	37,2	950	63,2	37,6	58,0	38,5	57,1	38,7
	37,2	950	63,3	37,6	58,1	38,5	57,2	38,7
	37,2	950	63,4	37,6	58,2	38,5	57,2	38,7
12h20	37,3	950	63,6	37,2	58,4	38,1	57,4	38,3
	37,3	950	63,7	37,2	58,5	38,1	57,5	38,3
	37,3	950	63,8	37,2	58,5	38,1	57,6	38,3
	37,4	950	63,9	37,2	58,6	38,1	57,7	38,3
	37,4	950	64,0	37,2	58,7	38,1	57,7	38,3
	37,5	950	64,1	37,2	58,8	38,1	57,8	38,3
	37,5	950	64,2	37,2	58,9	38,1	57,9	38,3
	37,5	950	64,3	37,2	59,0	38,1	58,0	38,3
	37,6	950	64,4	37,1	59,1	38,0	58,1	38,2
	37,6	950	64,5	37,1	59,1	38,0	58,1	38,2
12h30	37,7	460	64,7	17,9	59,3	18,3	58,3	18,4
	37,7	460	64,8	17,9	59,4	18,3	58,4	18,4
	37,7	460	64,9	17,9	59,5	18,3	58,5	18,4
	37,8	460	65,0	17,9	59,6	18,3	58,6	18,4
	37,8	460	65,1	17,9	59,6	18,3	58,6	18,4
	37,8	870	65,2	33,9	59,7	34,7	58,7	34,9

	37,9	870	65,3	33,9	59,8	34,7	58,8	34,9
	37,9	870	65,4	33,9	59,9	34,7	58,9	34,9
	37,9	870	65,5	33,9	60,0	34,7	59,0	34,9
	37,9	870	65,6	33,9	60,1	34,7	59,0	34,9
12h40	38,0	870	65,7	33,8	60,2	34,6	59,1	34,8
	38,0	870	65,8	33,8	60,2	34,6	59,2	34,8
	38,0	870	65,9	33,8	60,3	34,6	59,3	34,8
	38,0	870	66,0	33,8	60,4	34,6	59,4	34,8
	38,0	870	66,1	33,8	60,5	34,6	59,5	34,8
	38,0	870	66,2	33,8	60,6	34,6	59,5	34,8
	38,0	870	66,3	33,8	60,7	34,6	59,6	34,8
	38,1	870	66,4	33,8	60,7	34,6	59,7	34,8
	38,1	870	66,5	33,8	60,8	34,6	59,8	34,8
	38,1	870	66,6	33,8	60,9	34,6	59,9	34,8
12h50	38,1	870	66,7	33,8	61,0	34,6	59,9	34,8
	38,1	870	66,8	33,8	61,1	34,6	60,0	34,8
	38,1	870	66,9	33,8	61,2	34,6	60,1	34,8
	38,2	870	67,0	33,7	61,3	34,5	60,2	34,7
	38,2	870	67,1	33,7	61,3	34,5	60,3	34,7
	38,2	870	67,2	33,7	61,4	34,5	60,4	34,7
	38,2	870	67,3	33,7	61,5	34,5	60,4	34,7
	38,2	870	67,4	33,7	61,6	34,5	60,5	34,7

	38,2	870	67,5	33,7	61,7	34,5	60,6	34,7
	38,2	870	67,6	33,7	61,8	34,5	60,7	34,7
13h00	38,3	550	67,7	21,3	61,8	21,8	60,8	21,9
	38,3	550	67,8	21,3	61,9	21,8	60,8	21,9
	38,3	550	67,9	21,3	62,0	21,8	60,9	21,9
	38,3	550	68,0	21,3	62,1	21,8	61,0	21,9
	38,2	870	68,1	33,7	62,2	34,5	61,1	34,7
	38,2	870	68,2	33,7	62,3	34,5	61,2	34,7
	38,2	870	68,3	33,7	62,4	34,5	61,3	34,7
	38,1	870	68,4	33,7	62,4	34,5	61,3	34,7
	38,1	870	68,5	33,7	62,5	34,5	61,4	34,7
	38,1	870	68,6	33,7	62,6	34,5	61,5	34,7
13h10	38,0	950	68,5	37,0	62,5	37,9	61,4	38,1
	38,0	950	68,5	37,0	62,5	37,9	61,4	38,1
	38,0	950	68,5	37,0	62,4	37,9	61,3	38,1
	38,0	950	68,5	37,0	62,4	37,9	61,3	38,1
	38,0	950	68,4	37,0	62,4	37,9	61,3	38,1
	37,9	950	68,4	37,1	62,3	38,0	61,2	38,2
	37,9	950	68,3	37,1	62,3	38,0	61,2	38,2
	37,9	950	68,3	37,1	62,2	38,0	61,1	38,2
	37,9	950	68,3	37,1	62,2	38,0	61,1	38,2
	37,9	950	68,3	37,1	62,2	38,0	61,1	38,2

13h20	37,8	950	68,3	37,1	62,1	38,0	60,9	38,2
	37,8	950	68,2	37,1	62,1	38,0	60,9	38,2
	37,8	950	68,2	37,1	62,0	38,0	60,8	38,2
	37,8	950	68,2	37,1	62,0	38,0	60,8	38,2
	37,8	950	68,2	37,1	61,9	38,0	60,7	38,2
	37,8	950	68,1	37,2	61,9	38,1	60,7	38,3
	37,8	950	68,1	37,2	61,9	38,1	60,7	38,3
	37,8	950	68,1	37,2	61,8	38,1	60,6	38,3
	37,8	950	68,1	37,2	61,8	38,1	60,6	38,3
	37,8	950	68,1	37,2	61,7	38,1	60,5	38,3
13h30	37,7	850	68,0	33,5	61,7	34,3	60,5	34,5
	37,7	850	68,0	33,5	61,7	34,3	60,5	34,5
	37,7	850	68,0	33,5	61,6	34,3	60,4	34,5
	37,7	850	68,0	33,5	61,6	34,3	60,4	34,5
	37,7	850	68,0	33,5	61,6	34,3	60,4	34,5
	37,7	850	67,9	33,5	61,5	34,3	60,3	34,5
	37,6	850	67,9	33,5	61,5	34,3	60,3	34,5
	37,6	850	67,9	33,5	61,4	34,3	60,2	34,5
	37,6	850	67,9	33,5	61,4	34,3	60,2	34,5
	37,6	850	67,8	33,5	61,3	34,3	60,1	34,5
13h40	37,5	850	67,8	33,6	61,3	34,4	60,1	34,6
	37,5	850	67,8	33,6	61,2	34,4	60,0	34,6

	37,5	850	67,6	33,6	61,2	34,4	60,0	34,6
	37,5	850	67,6	33,6	61,2	34,4	60,0	34,6
	37,5	850	67,6	33,6	61,1	34,4	59,8	34,6
	37,4	850	67,6	33,6	61,1	34,4	59,8	34,6
	37,4	850	67,5	33,6	61,0	34,4	59,7	34,6
	37,4	850	67,5	33,6	61,0	34,4	59,7	34,6
	37,4	850	67,5	33,6	60,9	34,4	59,6	34,6
	37,4	850	67,5	33,6	60,9	34,4	59,6	34,6
13h50	37,3	850	67,4	33,8	60,8	34,6	59,5	34,8
	37,3	850	67,4	33,8	60,8	34,6	59,5	34,8
	37,3	850	67,4	33,8	60,8	34,6	59,5	34,8
	37,3	850	67,3	33,8	60,7	34,6	59,4	34,8
	37,3	850	67,3	33,8	60,7	34,6	59,4	34,8
	37,2	850	67,3	33,8	60,6	34,6	59,3	34,8
	37,2	850	67,2	33,8	60,6	34,6	59,3	34,8
	37,2	850	67,2	33,8	60,5	34,6	59,2	34,8
	37,2	850	67,2	33,8	60,5	34,6	59,2	34,8
	37,2	850	67,2	33,8	60,4	34,6	59,1	34,8
14h00	37,1	850	67,1	34,0	60,4	34,9	59,1	35,0
	37,1	850	67,1	34,0	60,3	34,9	59,0	35,0
	37,1	850	67,1	34,0	60,3	34,9	59,0	35,0
	37	850	67,1	34,0	60,2	34,9	58,9	35,0

	37	850	67,0	34,0	60,2	34,9	58,9	35,0
	37	850	67,0	34,0	60,1	34,9	58,7	35,0
	37	850	67,0	34,0	60,1	34,9	58,7	35,0
	36,9	850	66,9	34,3	60,1	35,2	58,7	35,3
	36,9	850	66,9	34,3	60,0	35,2	58,6	35,3
	36,9	850	66,9	34,3	60,0	35,2	58,6	35,3
14h10	36,8	850	66,9	34,3	60,0	35,2	58,6	35,3
	36,8	850	66,8	34,3	59,9	35,2	58,5	35,3
	36,8	850	66,8	34,3	59,9	35,2	58,5	35,3
	36,8	850	66,8	34,3	59,9	35,2	58,5	35,3
	36,8	850	66,8	34,3	59,8	35,2	58,4	35,3
	36,8	850	66,7	34,3	59,8	35,2	58,4	35,3
	36,8	850	66,7	34,3	59,7	35,2	58,3	35,3
	36,8	850	66,7	34,3	59,7	35,2	58,3	35,3
	36,8	850	66,7	34,3	59,6	35,2	58,2	35,3
	36,8	850	66,6	34,3	59,6	35,2	58,2	35,3
14h20	36,8	850	66,6	34,3	59,5	35,2	58,1	35,3
	36,7	850	66,5	34,4	59,5	35,3	58,1	35,4
	36,7	850	66,5	34,4	59,5	35,3	58,1	35,4
	36,7	850	66,5	34,4	59,4	35,3	58,0	35,4
	36,7	850	66,4	34,4	59,4	35,3	58,0	35,4
	36,7	850	66,4	34,4	59,3	35,3	57,9	35,4

	36,7	850	66,4	34,4	59,3	35,3	57,9	35,4
	36,7	850	66,3	34,4	59,2	35,3	57,8	35,4
	36,7	850	66,3	34,4	59,2	35,3	57,8	35,4
	36,7	850	66,3	34,4	59,2	35,3	57,8	35,4
14h30	36,7	560	66,2	23,0	59,1	23,6	57,6	23,7
	36,6	560	66,2	23,0	59,1	23,6	57,6	23,7
	36,6	560	66,1	23,0	59,0	23,6	57,5	23,7
	36,6	560	66,1	23,0	59,0	23,6	57,5	23,7
	36,6	850	66,0	35,0	59,0	35,9	57,5	36,1
	36,6	850	66,0	35,0	58,9	35,9	57,4	36,1
	36,6	850	66,0	35,0	58,9	35,9	57,4	36,1
	36,5	850	65,9	35,0	58,9	35,9	57,4	36,1
	36,5	850	65,9	35,0	58,7	35,9	57,2	36,1
	36,5	850	65,8	35,0	58,7	35,9	57,2	36,1
14h40	36,5	850	65,8	35,0	58,7	35,9	57,2	36,1
	36,5	830	65,7	34,5	58,6	35,4	57,1	35,5
	36,5	830	65,7	34,5	58,6	35,4	57,1	35,5
	36,5	830	65,7	34,5	58,6	35,4	57,1	35,5
	36,4	830	65,6	34,5	58,5	35,4	57,0	35,5
	36,4	830	65,6	34,5	58,5	35,4	57,0	35,5
	36,4	830	65,6	34,5	58,5	35,4	57,0	35,5
	36,4	830	65,5	34,5	58,4	35,4	56,9	35,5

	36,4	830	65,5	34,5	58,4	35,4	56,9	35,5
	36,4	830	65,5	34,5	58,3	35,4	56,8	35,5
14h50	36,4	830	65,5	34,5	58,3	35,4	56,8	35,5
	36,3	830	65,4	34,6	58,2	35,5	56,7	35,6
	36,3	830	65,4	34,6	58,2	35,5	56,7	35,6
	36,3	830	65,4	34,6	58,1	35,5	56,5	35,6
	36,3	830	65,3	34,6	58,0	35,5	56,4	35,6
	36,3	830	65,3	34,6	57,9	35,5	56,3	35,6
	36,3	830	65,2	34,6	57,9	35,5	56,3	35,6
	36,3	830	65,2	34,6	57,8	35,5	56,2	35,6
	36,3	830	65,1	34,6	57,7	35,5	56,1	35,6
	36,2	830	65,1	34,6	57,7	35,5	56,1	35,6
15h00	36,2	830	65,0	34,6	57,6	35,5	56,0	35,6

PHỤ LỤC 8. Một số kết quả đo thực nghiệm ngoài thực tế ngày 13/9/2025

Thời gian	Nhiệt độ môi trường, °C	Cường độ bức xạ, W/m ²	Tấm PV0		Tấm PV1		Tấm PV3	
			Nhiệt độ, °C	Công suất, W	Nhiệt độ, °C	Công suất, W	Nhiệt độ, °C	Công suất, W
10h00	29	320	29	15,6	29	15,6	29	15,6
	29	320	29,7	15,6	29,6	15,6	29,5	15,6
	29	320	30,7	15,5	30,4	15,5	30,3	15,5
	29,1	320	31,8	15,4	31,3	15,5	31,2	15,5
	29,1	320	32,8	15,4	32,1	15,4	32,0	15,4
	29,1	320	34,0	15,3	33,0	15,4	32,9	15,4
	29,1	350	35,1	16,7	33,9	16,7	33,7	16,7
	29,1	350	36,1	16,6	34,8	16,7	34,6	16,7
	29,1	350	37,2	16,5	35,6	16,6	35,4	16,6
	29,1	500	38,2	23,5	36,5	23,7	36,2	23,7
10h10	29,2	500	39,3	23,4	37,4	23,6	37,0	23,6
	29,2	500	40,6	23,3	38,4	23,5	38,0	23,5
	29,2	700	41,6	32,5	39,3	32,8	38,8	32,8
	29,2	700	42,0	32,4	39,6	32,7	39,1	32,8
	29,2	700	42,4	32,4	39,9	32,7	39,4	32,7
	29,2	700	42,7	32,3	40,2	32,7	39,7	32,7
	29,2	700	43,1	32,3	40,5	32,6	40,0	32,7
	29,2	300	43,5	13,8	40,8	14,0	40,3	14,0

	29,2	300	43,5	13,8	40,8	14,0	40,3	14,0
	29,3	300	43,5	13,8	40,8	14,0	40,3	14,0
10h20	29,3	650	43,7	29,9	40,9	30,2	40,5	30,3
	29,3	650	43,7	29,9	41,0	30,2	40,5	30,3
	29,4	650	43,9	29,9	41,1	30,2	40,7	30,3
	29,4	650	44,1	29,8	41,3	30,2	40,8	30,2
	29,4	650	44,2	29,8	41,4	30,2	40,9	30,2
	29,5	700	44,6	32,1	41,8	32,4	41,3	32,5
	29,5	700	44,7	32,0	41,8	32,4	41,3	32,5
	29,5	700	44,9	32,0	41,9	32,4	41,4	32,5
	29,6	700	45,0	32,0	42,1	32,4	41,6	32,5
	29,6	760	45,6	34,7	42,6	35,1	42,1	35,2
10h30	29,6	760	45,8	34,6	42,7	35,1	42,2	35,2
	29,7	760	46,0	34,6	42,9	35,1	42,4	35,1
	29,7	760	46,3	34,6	43,2	35,0	42,6	35,1
	29,8	760	46,6	34,5	43,4	35,0	42,9	35,1
	29,8	760	46,8	34,5	43,6	35,0	43,0	35,0
	29,8	760	47,2	34,4	43,9	34,9	43,3	35,0
	29,9	800	48,1	36,1	44,6	36,6	44,0	36,7
	29,9	800	48,8	36,0	45,2	36,6	44,6	36,7
	29,9	800	49,1	36,0	45,4	36,5	44,8	36,6
	30	800	49,5	35,9	45,8	36,5	45,2	36,6

10h40	30	800	49,7	35,9	46,0	36,4	45,3	36,5
	30	820	50,7	36,6	46,8	37,2	46,1	37,3
	30,1	820	51,3	36,5	47,3	37,2	46,6	37,3
	30,1	820	52,3	36,4	48,1	37,0	47,3	37,1
	30,1	820	53,3	36,2	48,9	36,9	48,1	37,0
	30,2	780	53,5	34,4	49,1	35,1	48,3	35,2
	30,2	780	53,5	34,4	49,1	35,1	48,3	35,2
	30,2	780	53,8	34,4	49,3	35,0	48,5	35,2
	30,3	780	54,0	34,3	49,5	35,0	48,7	35,1
	30,3	780	54,3	34,3	49,7	35,0	48,9	35,1
10h50	30,3	815	54,4	35,8	49,8	36,5	49,0	36,7
	30,4	815	55,1	35,7	50,4	36,5	49,6	36,6
	30,4	815	55,2	35,7	50,5	36,4	49,7	36,6
	30,4	815	55,4	35,6	50,7	36,4	49,9	36,5
	30,5	815	55,7	35,6	50,9	36,4	50,1	36,5
	30,5	440	55,9	19,2	51,1	19,6	50,3	19,7
	30,5	440	55,9	19,2	51,1	19,6	50,3	19,7
	30,6	440	55,9	19,2	51,1	19,6	50,3	19,7
	30,6	440	56,2	19,2	51,3	19,6	50,5	19,7
	30,6	440	56,2	19,2	51,3	19,6	50,5	19,7
11h00	30,7	830	56,7	36,1	51,7	36,9	50,9	37,0
	30,7	830	57,0	36,1	52,0	36,9	51,1	37,0

	30,8	830	57,3	36,0	52,3	36,8	51,4	37,0
	30,8	830	57,7	35,9	52,6	36,8	51,7	36,9
	30,9	830	58,1	35,9	52,9	36,7	52,0	36,9
	30,9	870	58,5	37,5	53,3	38,4	52,3	38,6
	31	870	59,1	37,4	53,8	38,4	52,8	38,5
	31	870	59,6	37,4	54,2	38,3	53,3	38,4
	31,1	870	60,3	37,2	54,8	38,2	53,8	38,4
	31,1	870	60,8	37,2	55,2	38,1	54,2	38,3
11h10	31,2	860	61,2	36,7	55,5	37,6	54,5	37,8
	31,2	860	61,4	36,6	55,6	37,6	54,6	37,8
	31,3	860	61,5	36,6	55,8	37,6	54,8	37,8
	31,3	860	61,6	36,6	55,9	37,6	54,9	37,7
	31,4	860	62,1	36,5	56,3	37,5	55,3	37,7
	31,5	850	62,4	36,0	56,6	37,0	55,5	37,2
	31,6	850	62,4	36,0	56,6	37,0	55,6	37,2
	31,6	850	62,4	36,0	56,6	37,0	55,6	37,2
	31,7	850	62,4	36,0	56,6	37,0	55,6	37,2
	31,7	850	62,4	36,0	56,6	37,0	55,6	37,2
11h20	31,8	820	62,5	34,8	56,7	35,7	55,6	35,9
	31,8	820	62,5	34,8	56,7	35,7	55,6	35,9
	31,9	820	62,9	34,7	57,0	35,7	56,0	35,8
	31,9	820	62,9	34,7	57,0	35,7	56,0	35,8

	32	820	62,9	34,7	57,0	35,7	56,0	35,8
	32	820	62,9	34,7	57,0	35,7	56,0	35,8
	32,1	815	63,1	34,5	57,2	35,4	56,2	35,6
	32,1	815	63,1	34,5	57,2	35,4	56,2	35,6
	32,2	815	63,1	34,5	57,2	35,4	56,2	35,6
	32,2	815	63,1	34,5	57,2	35,4	56,2	35,6
11h30	32,3	812	63,1	34,3	57,3	35,3	56,3	35,4
	32,3	812	63,1	34,3	57,3	35,3	56,3	35,4
	32,4	812	63,1	34,3	57,3	35,3	56,3	35,4
	32,4	812	63,1	34,3	57,3	35,3	56,3	35,4
	32,5	825	63,3	34,8	57,5	35,8	56,5	36,0
	32,5	825	63,3	34,8	57,5	35,8	56,5	36,0
	32,6	825	63,3	34,8	57,5	35,8	56,5	36,0
	32,6	825	63,3	34,8	57,5	35,8	56,5	36,0
	32,7	825	63,5	34,8	57,6	35,8	56,6	35,9
	32,8	825	63,5	34,8	57,6	35,8	56,6	35,9
11h40	32,8	850	63,6	35,9	57,7	36,8	56,7	37,0
	32,9	850	63,6	35,9	57,7	36,8	56,7	37,0
	33,0	850	63,6	35,9	57,8	36,8	56,8	37,0
	33,1	850	63,8	35,8	58,0	36,8	57,0	37,0
	33,2	850	63,8	35,8	58,0	36,8	57,0	37,0
	33,3	850	63,9	35,8	58,1	36,8	57,0	37,0

	33,4	880	63,9	37,1	58,1	38,1	57,1	38,2
	33,5	880	63,9	37,1	58,2	38,1	57,2	38,2
	33,6	880	64,1	37,0	58,3	38,1	57,3	38,2
	33,7	880	64,1	37,0	58,3	38,0	57,3	38,2
11h50	33,8	880	64,2	37,0	58,4	38,0	57,4	38,2
	33,9	830	64,2	34,9	58,5	35,9	57,5	36,0
	34,0	830	64,2	34,9	58,5	35,9	57,5	36,0
	34,1	830	64,3	34,9	58,6	35,8	57,6	36,0
	34,2	830	64,3	34,9	58,6	35,8	57,6	36,0
	34,3	830	64,4	34,9	58,6	35,8	57,7	36,0
	34,4	800	64,3	33,6	58,7	34,5	57,7	34,7
	34,5	800	64,3	33,6	58,7	34,5	57,7	34,7
	34,6	800	64,4	33,6	58,8	34,5	57,8	34,7
	34,7	800	64,4	33,6	58,8	34,5	57,8	34,7
12h00	34,8	800	64,4	33,6	58,8	34,5	57,8	34,7
	34,9	820	64,5	34,4	58,9	35,4	57,9	35,5
	35,0	820	64,5	34,4	58,9	35,4	58,0	35,5
	35,1	820	64,5	34,4	59,0	35,4	58,0	35,5
	35,2	820	64,6	34,4	59,0	35,3	58,1	35,5
	35,3	820	64,6	34,4	59,0	35,3	58,1	35,5
	35,4	820	64,6	34,4	59,1	35,3	58,1	35,5
	35,4	810	64,6	34,0	59,1	34,9	58,1	35,1

	35,5	810	64,6	34,0	59,1	34,9	58,1	35,0
	35,6	810	64,6	34,0	59,1	34,9	58,1	35,0
12h10	35,6	810	64,6	34,0	59,1	34,9	58,1	35,0
	35,7	810	64,7	34,0	59,2	34,9	58,2	35,0
	35,7	810	64,7	34,0	59,2	34,9	58,2	35,0
	35,8	855	64,7	35,9	59,2	36,8	58,3	37,0
	35,9	855	64,7	35,9	59,3	36,8	58,3	37,0
	36,0	855	64,8	35,9	59,3	36,8	58,4	37,0
	36,1	855	64,8	35,9	59,3	36,8	58,4	37,0
	36,2	855	64,8	35,9	59,4	36,8	58,4	36,9
	36,3	855	64,9	35,9	59,4	36,8	58,5	36,9
	36,4	855	64,9	35,9	59,4	36,8	58,5	36,9
12h20	36,5	760	64,9	31,9	59,5	32,7	58,6	32,8
	36,5	760	64,9	31,9	59,5	32,7	58,6	32,8
	36,5	760	64,9	31,9	59,5	32,7	58,6	32,8
	36,6	760	64,9	31,9	59,5	32,7	58,6	32,8
	36,6	760	64,9	31,9	59,5	32,7	58,6	32,8
	36,6	760	64,9	31,9	59,5	32,7	58,6	32,8
	36,7	826	64,9	34,6	59,6	35,5	58,6	35,7
	36,7	826	64,9	34,6	59,6	35,5	58,6	35,7
	36,7	826	64,9	34,6	59,6	35,5	58,6	35,7
	36,7	826	64,9	34,6	59,6	35,5	58,6	35,7

12h30	36,8	826	64,9	34,6	59,6	35,5	58,7	35,7
	36,8	816	64,9	34,2	59,5	35,1	58,6	35,2
	36,8	816	64,9	34,2	59,5	35,1	58,6	35,2
	36,8	816	64,9	34,2	59,5	35,1	58,6	35,2
	36,9	816	64,9	34,2	59,6	35,1	58,7	35,2
	36,9	816	64,9	34,2	59,6	35,1	58,7	35,2
	36,9	812	65,0	34,0	59,6	34,9	58,7	35,0
	36,9	812	65,0	34,0	59,6	34,9	58,7	35,0
	37,0	812	65,1	34,0	59,8	34,9	58,8	35,0
	37,0	812	65,1	34,0	59,8	34,9	58,8	35,0
12h40	37,0	812	65,1	34,0	59,8	34,9	58,8	35,0
	37,0	812	65,1	34,0	59,8	34,9	58,8	35,0
	37,0	812	65,1	34,0	59,8	34,9	58,8	35,0
	36,9	450	64,8	18,9	59,5	19,4	58,6	19,4
	36,9	450	64,8	18,9	59,5	19,4	58,6	19,4
	36,9	450	64,8	18,9	59,5	19,4	58,6	19,4
	36,9	450	64,8	18,9	59,5	19,4	58,6	19,4
	36,9	450	64,8	18,9	59,5	19,4	58,6	19,4
	36,8	320	64,5	13,4	59,3	13,8	58,4	13,8
	36,8	320	64,5	13,4	59,3	13,8	58,4	13,8
12h50	36,8	320	64,5	13,4	59,3	13,8	58,4	13,8
	36,8	320	64,4	13,5	59,1	13,8	58,2	13,8

	36,8	320	64,4	13,5	59,1	13,8	58,2	13,8
	36,7	320	64,4	13,5	59,1	13,8	58,2	13,8
	36,7	320	64,4	13,5	59,1	13,8	58,2	13,8
	36,7	760	64,4	31,9	59,1	32,7	58,2	32,9
	36,8	760	64,4	31,9	59,2	32,7	58,3	32,9
	36,8	760	64,4	31,9	59,2	32,7	58,3	32,9
	36,8	760	64,4	31,9	59,2	32,7	58,3	32,9
	36,8	760	64,5	31,9	59,3	32,7	58,4	32,9
13h00	36,8	760	64,5	31,9	59,3	32,7	58,4	32,9
	36,8	760	64,5	31,9	59,3	32,7	58,4	32,9
	36,9	800	64,6	33,6	59,3	34,4	58,4	34,6
	36,9	800	64,6	33,6	59,3	34,4	58,4	34,6
	36,9	800	64,6	33,6	59,3	34,4	58,4	34,6
	36,9	800	64,6	33,6	59,3	34,4	58,4	34,6
	36,9	800	64,7	33,6	59,4	34,4	58,5	34,6
	36,9	800	64,7	33,6	59,4	34,4	58,5	34,6
	36,9	800	64,7	33,6	59,4	34,4	58,5	34,6
	36,9	800	64,7	33,6	59,4	34,4	58,5	34,6
13h10	37,0	845	65,1	35,4	59,8	36,3	58,8	36,4
	37,0	845	65,1	35,4	59,8	36,3	58,8	36,4
	37,0	845	65,1	35,4	59,8	36,3	58,8	36,4
	37,0	845	65,2	35,4	59,8	36,3	58,9	36,4

	37,0	845	65,2	35,4	59,8	36,3	58,9	36,4
	37,0	845	65,2	35,4	59,8	36,3	58,9	36,4
	36,9	810	65,1	33,9	59,8	34,8	58,8	34,9
	36,9	810	65,1	33,9	59,8	34,8	58,8	34,9
	36,9	810	65,1	33,9	59,8	34,8	58,8	34,9
	36,9	810	65,1	33,9	59,8	34,8	58,8	34,9
13h20	36,8	810	65,1	33,9	59,7	34,8	58,8	35,0
	36,8	810	65,1	33,9	59,7	34,8	58,8	35,0
	36,8	765	65,0	32,1	59,7	32,9	58,7	33,0
	36,9	765	65,0	32,1	59,7	32,9	58,8	33,0
	36,9	765	65,0	32,1	59,7	32,9	58,8	33,0
	36,9	765	64,9	32,1	59,6	32,9	58,6	33,0
	36,9	765	64,9	32,1	59,6	32,9	58,6	33,0
	36,9	765	64,9	32,1	59,6	32,9	58,6	33,0
	36,9	765	64,9	32,1	59,6	32,9	58,6	33,0
	36,9	765	64,9	32,1	59,6	32,9	58,6	33,0
13h30	36,8	320	64,9	13,4	59,5	13,8	58,6	13,8
	36,8	320	64,9	13,4	59,5	13,8	58,6	13,8
	36,8	320	64,7	13,4	59,4	13,8	58,5	13,8
	36,8	320	64,7	13,4	59,4	13,8	58,5	13,8
	36,8	320	64,7	13,4	59,4	13,8	58,5	13,8
	36,7	346	64,6	14,5	59,3	14,9	58,4	15,0

	36,7	346	64,6	14,5	59,3	14,9	58,4	15,0
	36,7	346	64,4	14,5	59,2	14,9	58,2	15,0
	36,7	346	64,4	14,5	59,2	14,9	58,2	15,0
	36,7	346	64,4	14,5	59,2	14,9	58,2	15,0
13h40	36,7	346	64,4	14,5	59,2	14,9	58,2	15,0
	36,6	310	64,4	13,0	59,1	13,4	58,2	13,4
	36,6	310	64,4	13,0	59,1	13,4	58,2	13,4
	36,6	310	64,4	13,0	59,1	13,4	58,2	13,4
	36,6	310	64,2	13,0	59,0	13,4	58,1	13,4
	36,6	310	64,2	13,0	59,0	13,4	58,1	13,4
	36,5	360	64,0	15,2	58,7	15,5	57,8	15,6
	36,5	360	64,0	15,2	58,7	15,5	57,8	15,6
	36,5	360	64,0	15,2	58,7	15,5	57,8	15,6
	36,5	360	64,0	15,2	58,7	15,5	57,8	15,6
13h50	36,5	360	63,8	15,2	58,6	15,5	57,7	15,6
	36,5	330	63,6	13,9	58,4	14,3	57,5	14,3
	36,4	330	63,6	13,9	58,4	14,3	57,5	14,3
	36,4	330	63,6	13,9	58,4	14,3	57,5	14,3
	36,4	330	63,4	13,9	58,3	14,3	57,4	14,3
	36,4	330	63,4	13,9	58,3	14,3	57,4	14,3
	36,3	365	63,4	15,4	58,2	15,8	57,4	15,8
	36,3	365	63,4	15,4	58,2	15,8	57,4	15,8

	36,3	365	63,4	15,4	58,2	15,8	57,4	15,8
	36,3	365	63,4	15,4	58,2	15,8	57,4	15,8
14h00	36,2	670	63,3	28,3	58,1	29,0	57,2	29,1
	36,2	670	63,3	28,3	58,1	29,0	57,2	29,1
	36,2	670	63,3	28,3	58,1	29,0	57,2	29,1
	36,2	670	63,3	28,3	58,1	29,0	57,2	29,1
	36,2	670	63,3	28,3	58,1	29,0	57,2	29,1
	36,1	720	63,2	30,4	58,1	31,2	57,2	31,3
	36,1	720	63,2	30,4	58,1	31,2	57,2	31,3
	36,1	720	63,2	30,4	58,1	31,2	57,2	31,3
	36,1	720	63,2	30,4	58,1	31,2	57,2	31,3
	36,1	720	63,2	30,4	58,0	31,2	57,1	31,3
14h10	36,1	740	63,1	31,3	58,0	32,0	57,1	32,2
	36,1	740	63,1	31,3	58,0	32,0	57,1	32,2
	36,0	740	63,1	31,3	58,0	32,0	57,1	32,2
	36,0	740	63,1	31,3	57,9	32,0	57,0	32,2
	36,0	740	63,1	31,3	57,9	32,0	57,0	32,2
	36,0	745	63,1	31,5	57,9	32,3	57,0	32,4
	35,9	745	63,1	31,5	57,9	32,3	57,0	32,4
	35,9	745	63,1	31,5	57,9	32,3	57,0	32,4
	35,9	745	63,1	31,5	58,0	32,3	57,1	32,4
	35,9	745	63,1	31,5	58,0	32,3	57,1	32,4

14h20	35,8	700	63,0	29,6	57,9	30,3	57,0	30,4
	35,8	700	63,0	29,6	57,9	30,3	57,0	30,4
	35,8	700	63,0	29,6	57,9	30,3	57,0	30,4
	35,7	700	63,0	29,6	57,8	30,3	56,9	30,5
	35,7	700	63,0	29,6	57,8	30,3	56,9	30,5
	35,7	700	63,0	29,6	57,8	30,3	56,9	30,5
	35,6	720	62,9	30,5	57,7	31,2	56,8	31,3
	35,6	720	62,9	30,5	57,7	31,2	56,8	31,3
	35,6	720	62,9	30,5	57,7	31,2	56,8	31,3
	35,6	720	62,9	30,5	57,7	31,2	56,8	31,3
14h30	35,6	730	63,0	30,9	57,8	31,6	56,9	31,8
	35,5	730	63,0	30,9	57,7	31,6	56,8	31,8
	35,5	730	63,0	30,9	57,7	31,6	56,8	31,8
	35,5	730	63,0	30,9	57,7	31,6	56,8	31,8
	35,5	660	63,0	27,9	57,7	28,6	56,8	28,7
	35,5	660	63,0	27,9	57,7	28,6	56,8	28,7
	35,4	660	63,0	27,9	57,7	28,6	56,8	28,7
	35,4	660	62,9	27,9	57,7	28,6	56,7	28,7
	35,4	660	62,9	27,9	57,7	28,6	56,7	28,7
	35,4	660	62,9	27,9	57,7	28,6	56,7	28,7
14h40	35,4	650	62,8	27,5	57,6	28,2	56,7	28,3
	35,3	650	62,8	27,5	57,6	28,2	56,7	28,3

	35,3	650	62,8	27,5	57,6	28,2	56,7	28,3
	35,3	650	62,8	27,5	57,6	28,2	56,7	28,3
	35,3	650	62,8	27,5	57,6	28,2	56,7	28,3
	35,3	710	62,9	30,0	57,7	30,8	56,8	30,9
	35,3	710	62,9	30,0	57,7	30,8	56,8	30,9
	35,2	710	62,8	30,1	57,6	30,8	56,7	30,9
	35,2	710	62,8	30,1	57,6	30,8	56,7	30,9
	35,2	710	62,8	30,1	57,6	30,8	56,7	30,9
14h50	35,2	550	62,6	23,3	57,4	23,9	56,5	24,0
	35,2	550	62,6	23,3	57,4	23,9	56,5	24,0
	35,1	550	62,6	23,3	57,4	23,9	56,5	24,0
	35,1	550	62,6	23,3	57,4	23,9	56,5	24,0
	35,1	550	62,6	23,3	57,4	23,9	56,5	24,0
	35,1	480	62,6	20,3	57,4	20,8	56,4	20,9
	35	480	62,6	20,3	57,3	20,8	56,4	20,9
	35	480	62,6	20,3	57,3	20,8	56,4	20,9
	35	480	62,6	20,3	57,3	20,8	56,4	20,9
	35	450	62,4	19,1	57,2	19,5	56,3	19,6
15h00	35	450	62,4	19,1	57,2	19,5	56,3	19,6