

ĐÁNH GIÁ CÁC GIẢI PHÁP LÀM MÁT TẮM PIN QUANG ĐIỆN

EVALUATING OF COOLING SOLUTIONS FOR PHOTOVOLTAIC PANEL

Đặng Văn Bình^{1,2,*}, Phạm Văn Cường¹, Phạm Thế Vũ¹,
Nguyễn Đức Nam¹, Nguyễn Ngọc Quý¹,
Phạm Quang Vũ², Phạm Mạnh Hải²

DOI: <https://doi.org/10.57001/huih5804.2023.176>

TÓM TẮT

Năng lượng mặt trời là một loại năng lượng tái tạo được sử dụng phổ biến, nó có vai trò quan trọng trong phát triển bền vững. Hiệu suất của tấm pin quang điện (PV) phụ thuộc vào nhiều yếu tố như cường độ bức xạ, tốc độ gió, nhiệt độ môi trường, ... trong đó có nhiệt độ hoạt động của tấm pin. Khi nhiệt độ hoạt động của PV tăng 1°C thì hiệu suất chuyển đổi giảm 0,4 - 0,5%, làm mát tấm PV là giải pháp cần thiết để duy trì hiệu suất. Bài báo này trình bày đánh giá tổng quan các phương pháp làm mát tấm PV: làm mát bị động, làm mát chủ động. Qua đó, nhóm tác giả đưa ra ưu, nhược điểm của các giải pháp và đề xuất một số giải pháp, nghiên cứu cần thiết khi áp dụng các giải pháp làm mát tấm PV.

Từ khóa: Làm mát tấm PV; tấm pin quang điện; nhiệt độ hoạt động; hiệu quả làm mát.

ABSTRACT

Solar energy is a type of renewable energy, it plays an important role in sustainable development. The efficiency of photovoltaic (PV) panel depends on many factors such as radiation intensity, wind speed, ambient temperature, etc., including the operating temperature of the panel. When the operating temperature of PV increases by 1°C, the conversion efficiency decreases by 0.4 - 0.5%, cooling PV panel is a necessary solution to maintain efficiency. This paper presents an overview of PV panel cooling methods: passive cooling, active cooling. Thereby, the authors give advantages and disadvantages of solutions and propose solutions and necessary research when we apply cooling solutions for PV panel.

Keywords: Cooling PV panel; photovoltaic panel; operating temperature; cooling effect.

¹Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội

²Trường Đại học Điện lực

*Email: binhdv@hau.edu.vn

Ngày nhận bài: 10/8/2023

Ngày nhận bài sửa sau phản biện: 02/10/2023

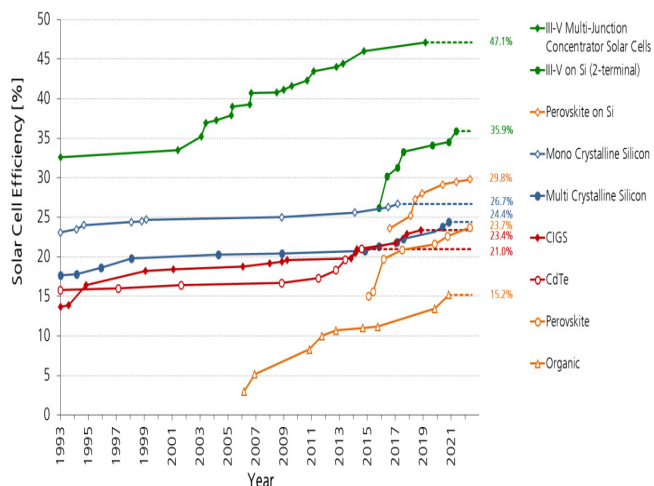
Ngày chấp nhận đăng: 15/10/2023

1. GIỚI THIỆU

Trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 khẳng định đẩy mạnh phát triển các nguồn năng lượng tái tạo (thủy điện, điện gió, mặt trời, sinh khối...), năng lượng mới, năng lượng sạch (hydro, amoniac xanh...) phù hợp với khả năng bảo đảm an toàn hệ thống với giá thành điện năng hợp lý, đặc biệt là các

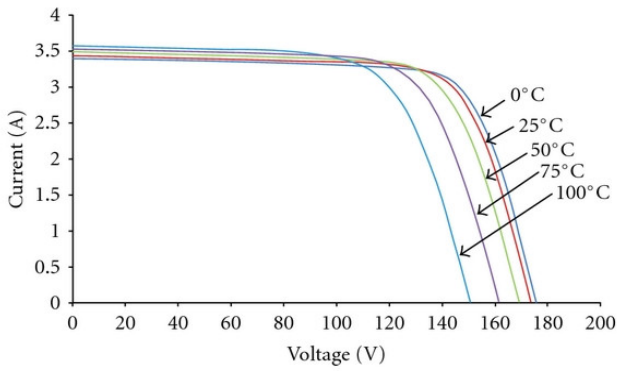
nguồn điện tự sản, tự tiêu, điện mặt trời mái nhà. Các nguồn năng lượng tái tạo phục vụ sản xuất điện, đạt tỷ lệ khoảng 30,9 - 39,2% vào năm 2030, định hướng đến năm 2050 tỷ lệ năng lượng tái tạo lên đến 67,5 - 71,5% [1].

Điện mặt trời là điện năng được chuyển hóa từ quang năng nhờ pin mặt trời thông qua hiệu ứng quang điện. Hiệu suất chuyển đổi của tấm pin quang điện (PV) là tỷ lệ giữa năng lượng điện (công suất đầu ra) với bức xạ mặt trời. Hiệu suất danh nghĩa của tấm PV được xác định ở các điều kiện tiêu chuẩn: nhiệt độ không khí 25°C, bức xạ mặt trời 1000W/m², khối lượng không khí 1,5G và chùm sáng vuông góc với tấm pin [2]. Hình 1 thể hiện hiệu suất của PV trong phòng thí nghiệm, đối với PV thương mại, hiệu suất trung bình của các môđun Silicon (c-Si) tinh thể là 20,9%, hiệu suất thấp nhất là 17,2% và hiệu suất cao nhất là 23,2% [3]. Hiệu quả của tấm PV bị ảnh hưởng bởi các yếu tố môi trường như bức xạ, nhiệt độ, bụi bẩn, gió, bóng râm, độ ẩm, ... [4].

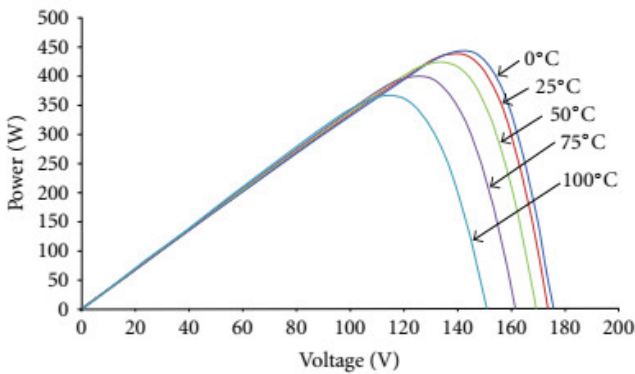


Hình 1. Hiệu suất của tấm PV trong phòng thí nghiệm [3]

Một phần bức xạ mặt trời không được chuyển hóa thành điện năng sẽ làm tăng nhiệt độ hoạt động của tấm PV, đây là yếu tố ảnh hưởng đến hiệu quả chuyển đổi. Ở điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn (STC), khi nhiệt độ hoạt động của PV tăng 1°C thì hiệu suất chuyển đổi giảm 0,4 - 0,5% [5], giá trị này chính là Hệ số nhiệt độ (P_{max}) của tấm PV. Đường cong đặc trưng của PV ở các nhiệt độ khác nhau được thể hiện trong hình 2.



a)

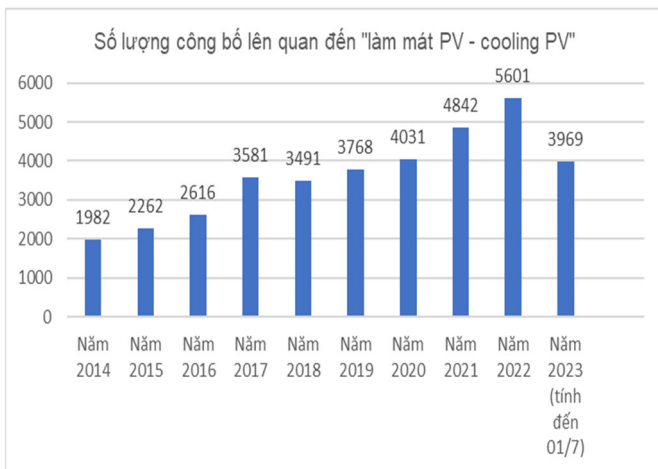


b)

Hình 2. Đường đặc tính của tấm PV ở các nhiệt độ khác nhau (a) I-V; (b) P-V [6]

Về mặt thực nghiệm, mỗi loại PV có một hệ số nhiệt độ khác nhau, hệ số nhiệt độ của công nghệ m-Si, p-Si, CIGS, CIS, CdTe lần lượt là -0,44; -0,45; -0,38; -0,39; -0,25 (%/K) [7].

Nhằm duy trì hiệu suất của tấm PV khi làm việc, thì việc giảm nhiệt độ hoạt động (làm mát) là một giải pháp được nghiên cứu, áp dụng nhiều. Nhóm tác giả sử dụng từ khóa "làm mát PV - cooling PV" để tra trên hệ thống ScienceDirect của Elsevier, kết quả cho thấy số lượng các nghiên cứu được công bố như thể hiện trên hình 3.



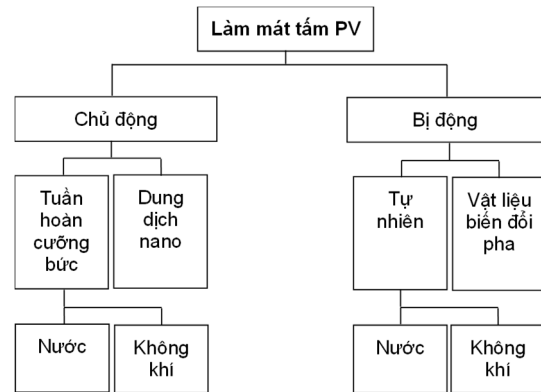
Hình 3. Số lượng công bố liên quan đến "làm mát PV - cooling PV" trên hệ thống ScienceDirect của Elsevier (nguồn: nhóm tác giả tổng hợp trên Elsevier)

Ta thấy, số lượng nghiên cứu được công bố liên quan đến "làm mát PV" rất nhiều và liên tục tăng trong các năm gần đây, chỉ trong 6 tháng đầu năm 2023 đã có gần 4000 nghiên cứu được công bố. Điều này chứng tỏ vấn đề làm mát tấm PV được rất nhiều nhà khoa học trên toàn thế giới tập trung nghiên cứu.

Bài báo này trình bày về các giải pháp làm mát tấm PV, đánh giá hiệu quả các giải pháp làm mát thông qua một số nghiên cứu tiêu biểu. Dựa trên việc đánh giá đó, nhóm tác giả đưa ra các nhận xét, kết luận cũng như các hướng nghiên cứu, giải pháp làm mát có thể được nghiên cứu, áp dụng trong thời gian tới.

2. GIẢI PHÁP LÀM MÁT PV

Hiện nay, làm mát tấm PV có nhiều giải pháp khác nhau và có thể được phân loại như trong hình 4.



Hình 4. Phân loại giải pháp làm mát tấm PV

Làm mát PV có thể phân làm hai nhóm chính là làm mát bị động và làm mát chủ động.

Đối với làm mát bị động: là làm mát tấm PV dựa trên hình thức đối lưu tự nhiên giữa tấm PV và môi trường xung quang (không khí, nước). Làm mát bị động dựa trên sự chênh lệch nhiệt độ của không khí/nước và nhiệt độ bề mặt tấm PV. Để tăng cường khả năng làm mát có thể làm thêm cánh để tăng diện tích trao đổi nhiệt. Vật liệu biến đổi pha cũng được sử dụng trong làm mát bị động tấm PV, dựa trên đặc tính của vật liệu biến đổi pha là hấp phụ hoặc tỏa ra một lượng nhiệt lớn khi thực hiện quá trình biến đổi pha.

Đối với làm mát chủ động: là làm mát tấm PV dựa trên hình thức đối lưu cưỡng bức để tăng khả năng trao đổi nhiệt, chúng ta sử dụng quạt (làm mát bằng không khí), bơm (làm mát bằng nước) để tăng lượng chất làm mát. Khi sử dụng chất làm mát tấm PV (dạng lỏng), để nâng cao hiệu quả làm mát (tăng hệ số trao đổi nhiệt) có thể bổ sung một các hạt nano có hệ số truyền nhiệt cao.

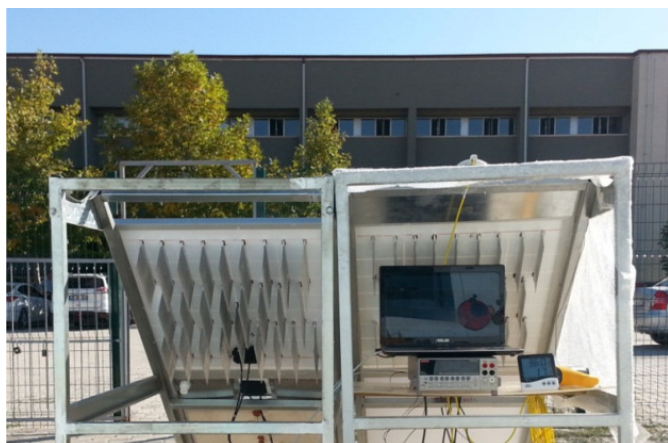
3. ĐÁNH GIÁ CÁC GIẢI PHÁP LÀM MÁT TẤM PV

3.1. Làm mát bị động

Để tăng cường khả năng trao đổi nhiệt giữa tấm PV và môi trường không khí, các bộ tản nhiệt đã được nghiên cứu chế tạo và gắn vào mặt sau tấm PV. Nhôm là vật liệu phổ biến để chế tạo bộ tản nhiệt do hệ số dẫn nhiệt cao, giá thành hợp lý, dễ gia công chế tạo. Các hình dạng cánh, cấu trúc

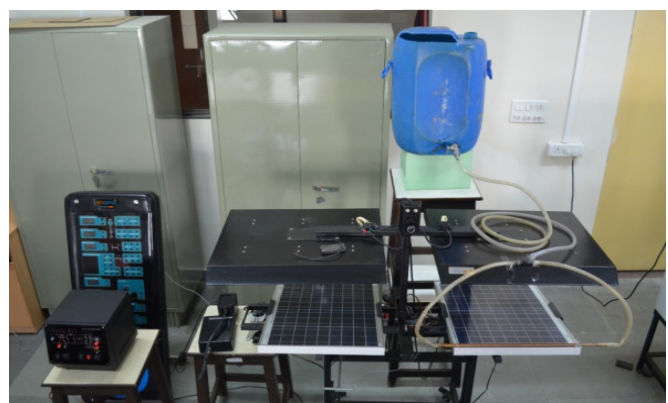
cánh khác nhau đã được các tác giả nghiên cứu, đánh giá hiệu quả làm mát tấm PV như: cánh gián đoạn [8, 9], cánh phẳng [10], cánh phẳng có đục lỗ [11], cánh hình chữ nhật, hình tròn [12], cánh phẳng đặt nghiêng [13]. Bên cạnh đó, vật liệu đồng cũng được S. V. Hudisteanu và cộng sự [14] sử dụng để chế tạo bộ tản nhiệt và có hiệu quả làm mát tốt hơn do hệ số truyền nhiệt tốt hơn nhôm nhưng chi phí đắt hơn, khó gia công hơn so với nhôm.

Hình 5 thể hiện một nghiên cứu thực nghiệm sử dụng các bộ tản nhiệt cánh nhôm lắp ở mặt sau để làm mát tấm PV.



Hình 5. Bộ tản nhiệt bằng nhôm có cánh gián đoạn [9]

Nước là chất làm mát hiệu quả được sử dụng nhiều trong quá trình làm mát. Tác giả Shenyi Wu và Chenguang Xiong [15] đã tiến hành nghiên cứu thực nghiệm bằng cách tạo mưa theo dữ liệu thực tế để đánh giá khả năng làm mát tấm PV. Nghiên cứu [16, 17] làm mát tấm PV bằng cách tạo dòng chảy tự nhiên trên bề mặt tấm PV nhờ thế năng chênh lệch của bình chứa nước (hình 6). Một giải pháp khác làm mát bị động tấm PV bằng nước đó là ngâm tấm PV trong môi trường nước đã được nghiên cứu, đánh giá trong [18, 19].

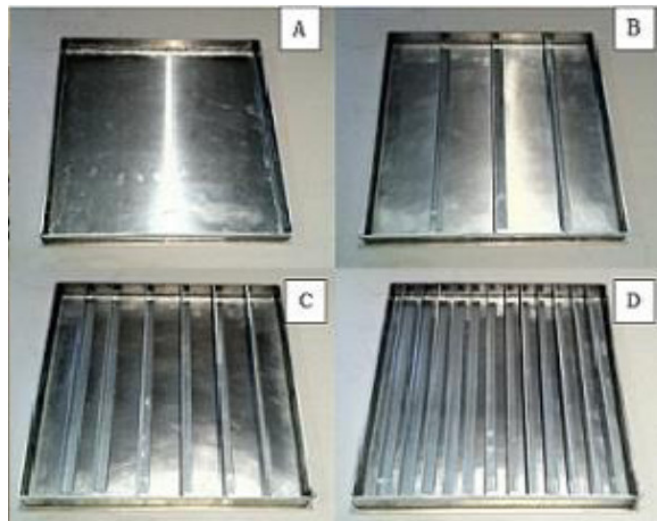


Hình 6. Làm mát tấm PV nhờ dòng chảy tự nhiên của nước [17]

Vật liệu biến đổi pha như paraffin, RT, ceresin, dầu cọ,... chứa trong các ngăn chứa được lắp vào phía mặt sau tấm PV để hấp thụ nhiệt giúp làm mát tấm PV [20 - 25]. Để tăng cường khả năng truyền nhiệt, các ngăn chứa vật liệu biến đổi pha được chế tạo thêm các cánh [26 - 29]. Đồng thời, để cải thiện một số tính chất nhiệt của vật liệu biến đổi pha, một số vật liệu nano đã được thêm vào như nano đồng [26], nano

Al_2O_3 [30], kết quả cho thấy tỉ lệ vật liệu nano bổ sung thêm vào vật liệu biến đổi pha ảnh hưởng đến hiệu quả làm mát tấm PV.

Hình 7 là hình dạng của ngăn chứa vật liệu biến đổi pha với số lượng cánh khác nhau được chế tạo để lắp vào mặt sau tấm PV.

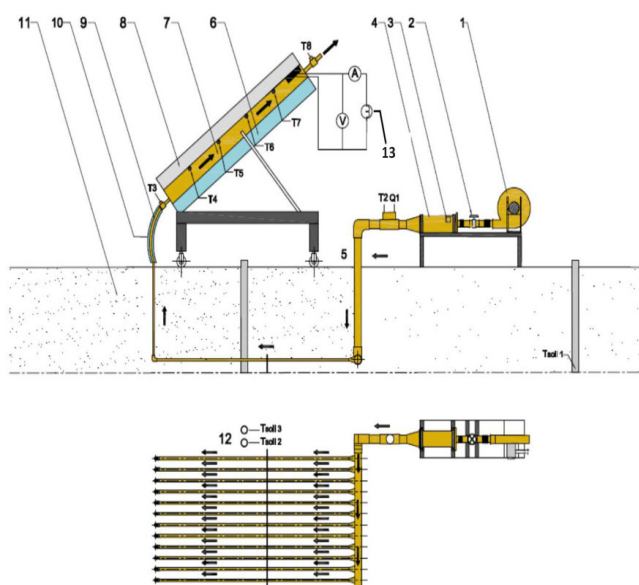


Hình 7. Ngăn chứa vật liệu biến đổi pha [27]

Bảng 1 tổng hợp đánh giá hiệu quả làm mát bị động tấm PV.

3.2. Làm mát chủ động

Tác giả Nabil A.S. Elminshawy và cộng sự [31] đã chế tạo hệ thống làm mát không khí bằng cách dẫn qua nền đất, trước khi sử dụng lượng không khí này để làm mát tấm PV (hình 8). Hiệu quả của hệ thống này phụ thuộc vào độ chênh lệch nhiệt độ giữa môi trường và nền đất.



Hình 8. Hệ thống làm mát tấm PV với bộ trao đổi nhiệt với đất [31]

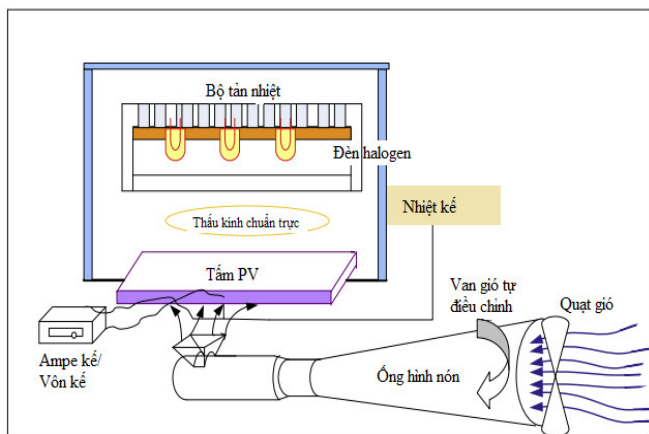
1. Quạt; 2. Van điều khiển; 3. Kiểm soát nhiệt độ; 4. Sấy không khí; 5. Ống cấp; 6. Cách nhiệt; 7. Kênh dẫn không khí làm mát; 8. Tấm PV; 9. Ống thoát không khí làm mát; 10. Ống thoát cách nhiệt; 11. Nền đất; 12. Bộ ống trao đổi nhiệt; 13. Tải

Bảng 1. Đánh giá hiệu quả làm mát bị động tấm PV

STT	Chất giải nhiệt	Thông số nghiên cứu	Kết quả	TLTK
1	Không khí	Tấm PV polycrystalline 15Wp. Bộ tản nhiệt bằng nhôm, cánh gián đoạn với chiều cao 40mm, rộng 20mm. Nhiệt độ môi trường 28°C	Giảm nhiệt độ tấm PV: 5 - 7°C	[8]
2		Tấm PV polycrystalline 15Wp. Bộ tản nhiệt bằng nhôm, cánh có chiều rộng 20mm, dày 0,71mm, cao 40mm, khoảng cách cánh 42mm được đặt nghiêng một góc 30° so với phương vuông góc mặt sau tấm PV.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 10°C	[13]
3		Tấm PV kích thước 35 x 70cm, 30Wp. Bộ tản nhiệt bằng nhôm kích thước 60 x 28cm, cánh phẳng cao 40mm	Giảm nhiệt độ tấm PV: 6,1°C	[10]
4		Tấm PV monocrystalline 50Wp. Bộ tản nhiệt bằng nhôm có cánh dạng hình chữ nhật và hình tròn: - Hình chữ nhật: dày 7mm, cao 25mm, dài 720mm, 14 cánh, khoảng cách cánh 3mm. - Hình tròn: đường kính 5mm, khoảng cách cánh 4mm, 205 cánh	Cánh hình chữ nhật có hiệu quả giải nhiệt tốt hơn cánh hình tròn. Giảm nhiệt độ tấm PV: 7°C	[12]
5		Tấm PV polycrystalline 75Wp. Các loại cánh nhôm có kích thước khác nhau (cao 7 và 12cm, dài 20 và 60cm) được dán lên mặt sau tấm PV bằng tấm dán nhiệt với số lượng cánh 9, 13, 26 cánh theo chiều dọc hoặc ngang	Giảm nhiệt độ tấm PV: 3,39°C	[9]
6		Tấm PV polycrystalline 260Wp. 174 cánh nhôm kích thước 80x80mm, dày 1,5mm được đục 5 lỗ được gắn lên mặt sau tấm PV	Giảm nhiệt độ tấm PV: 3°C	[11]
7		Tấm PV monocrystalline 320Wp. Bộ tản nhiệt bằng đồng, cánh dày 1mm, cao 20mm, bố trí dọc tấm PV dài 1520mm, bố trí ngang tấm PV dài 860mm, gồm ba loại: không đục lỗ, đục lỗ đường kính 30mm, đục lỗ đường kính 60mm. Nhiệt độ môi trường 35°C.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 15°C	[14]
8	Nước	Tấm PV gồm 8 cell có kích thước 6 x 6 x 0,3cm. Nước làm mát chứa trong bình đặt ở độ cao 1,2m, chảy tự nhiên trên bề mặt tấm PV nhờ chênh lệch thế năng, nước làm mát không tuần hoàn. Lưu lượng nước 0,03 - 2l/phút, nhiệt độ nước 28°C.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 32°C.	[16]
9		Tấm PV polycrystalline 2Wp. Tấm PV được ngâm trong nước với độ sâu 1 - 6cm.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 24,6°C (ngâm sâu 1cm); 28,6°C (ngâm sâu 6cm).	[18]
10		Tấm PV 40Wp. Nước làm mát chứa trong bình đặt ở độ cao 1m, nước chảy trong ống đồng có 8 lỗ đường kính 1mm lắp phía trên đầu tấm PV để tạo lớp nước chảy tự nhiên trên toàn bộ bề mặt tấm PV, nước làm mát không tuần hoàn. Lưu lượng nước chảy gián đoạn 3l/phút; 5,3l/phút; 6,2l/phút và chảy liên tục 0,6l/phút.	Với các lưu lượng của nước làm mát khác nhau, nhiệt độ của tấm PV giảm được nhiều nhất 25°C.	[17]
11		Tấm PV polycrystalline 100Wp. Bể nước làm bằng acrylic kích thước 1,8 x 0,83 x 0,26m, chứa 380kg nước, tấm PV được ngâm trong bể nước ở các độ sâu 10, 20, 30, 40mm.	Giảm nhiệt độ tấm PV: tối đa 12,9°C (ngâm sâu 40mm).	[19]
12		Tấm PV 250Wp, đặt nghiêng góc 38°. Tạo điều kiện làm mát như có mưa dựa trên dữ liệu thu thập thực tế.	Giảm nhiệt độ tấm PV: trung bình 12,5 - 18,5°C; cao nhất 19°C.	[15]
13	Vật liệu biến đổi pha (PCM)	Tấm PV được lắp thêm lớp vật liệu biến đổi pha paraffin dày 23mm ở phía sau.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 20,74°C	[20]
14		Ngăn chứa vật liệu biến đổi pha paraffin RT42 có kích thước bên ngoài 36 x 35 x 35mm. Ngăn chứa có lắp thêm 20 cánh bằng nhôm dày 1mm, cao 0,5mm, khoảng cách cánh 0,5mm. Vật liệu biến đổi pha bổ sung thêm 0,5% khối lượng nano đồng 60nm.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Paraffin RT42 không cánh: 9,6°C - Paraffin RT42 có cánh: 10,7°C - Paraffin RT42 bổ sung nano đồng không cánh: 11,2°C - Paraffin RT42 bổ sung nano đồng có cánh: 12,5°C	[26]

Bảng 1. Đánh giá hiệu quả làm mát bị động tấm PV (tiếp theo)

STT	Chất giải nhiệt	Thông số nghiên cứu	Kết quả	TLTK
15	Vật liệu biến đổi pha (PCM)	Tấm PV có kích thước 100 x 100 x 0,5mm. Vật liệu biến đổi pha RT44 được chứa trong ngăn chứa kích thước 100 x 100 x 30mm lắp phía sau tấm PV.	Giảm nhiệt độ tấm PV: trung bình 21,2°C; tối đa 35°C.	[21]
16		Tấm PV polycrystalline 10Wp đặt nghiêng 15°. Vật liệu biến đổi pha RT58 chứa trong ngăn chứa làm bằng nhôm kích thước 270 x 350 x 25mm, có 9 cánh bằng nhôm kích thước 220 x 3 x 5mm để tăng cường trao đổi nhiệt.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Không cánh: 12°C - Có cánh: 22,3°C	[29]
17		Tấm PV monocrystalline CL010- 12. Ba loại vật liệu biến đổi pha paraffin 42-44, rubitherm RT22, caresin được lắp vào mặt sau tấm PV với độ dày 20, 30, 50mm.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 7°C đối với paraffin 42-44.	[22]
18		Tấm PV polycrystalline 20Wp. Vật liệu biến đổi pha paraffin RT27 chứa trong ngăn chứa bằng nhôm được thiết kế 0, 3, 6 và 12 cánh.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 15°C đối với ngăn chứa có 12 cánh	[27]
19		Tấm PV polycrystalline 20Wp đặt nghiêng 15°. Vật liệu biến đổi pha dầu cọ chứa trong ngăn chứa dạng rãnh (diện tích bề mặt 4158,5cm ²), ống (4346,8cm ²), cánh (5402cm ²).	Ngăn chứa có dạng cánh có hiệu quả làm mát tốt nhất, nhiệt độ tấm PV giảm được 6,1°C.	[28]
20		Tấm PV polycrystalline 40Wp. Vật liệu biến đổi pha paraffin RT42 chứa trong ngăn chứa làm bằng nhôm dày 4mm dung tích 10,2l, khi vật liệu biến đổi pha ở trạng thái đông đặc có khoảng trống 7cm.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 10,5°C.	[23]
21		Tấm PV polycrystalline 50Wp. Vật liệu biến đổi pha Calcium Chloride Hexahydrat (CaCl ₂ H ₁₂ O ₆) bổ sung thêm nano Al ₂ O ₃ với tỉ lệ 0%; 0,25%; 0,5%; 0,75%; 1% khối lượng chứa trong kênh kích thước 25 x 25mm dày 1mm.	Khả năng giảm nhiệt độ tấm PV phụ thuộc vào tỉ lệ Al ₂ O ₃ . Tối đa giảm được 14,5°C.	[30]
22		Tấm PV 170Wp. Vật liệu biến đổi pha là hỗn hợp giữa 70% CaCl ₂ .6H ₂ O và 30% Fe ₃ Cl ₂ .6H ₂ O.	Giảm nhiệt độ tấm PV: tối đa 9°C.	[25]
23		Tấm PV monocrystalline 250Wp. Vật liệu biến đổi pha paraffin RT25HC dày 35mm lắp phía sau tấm PV, ngoài cùng là tấm kính acrylic trong suốt dày 5mm.	Giảm nhiệt độ tấm PV: trung bình 22-24°C, tối đa 35,6°C.	[24]



Hình 9. Hệ thống làm mát tấm PV với tuabin gió [32]

Một hệ thống tuabin gió có ống hình nón như hình 13 được chế tạo để cung cấp không khí làm mát mặt sau tấm PV [32]. Các kênh dẫn gió làm bằng vật liệu khác nhau, số lượng kênh khác nhau cũng được nghiên cứu và đánh giá trong [33]. Một giải pháp khác là gắn thêm quạt gió sử dụng động cơ DC 5W với số lượng quạt 1, 2, 3, 4 quạt (hình 10) [34].

Kênh dẫn gió bằng thép cung cấp không khí làm mát được lắp đặt phía sau tấm PV [35] hoặc lắp bộ ống hút không khí nóng phía sau tấm PV [36].



Hình 10. Làm mát tấm PV sử dụng quạt động cơ DC 5W [34]

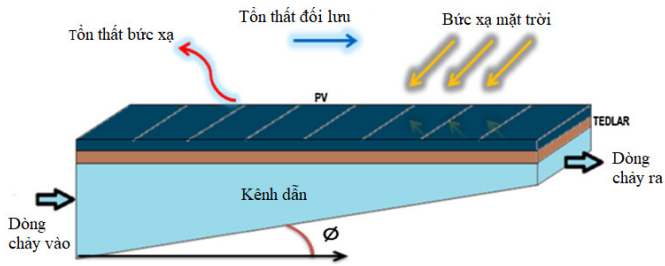
Hình 11 mô tả phương pháp làm mát tấm PV bằng kênh dẫn nước có tiết diện thay đổi [37] hoặc nhiều kênh dẫn khác nhau lắp phía mặt sau tấm PV [38], bộ trao đổi nhiệt bằng nhôm [39], bộ trao đổi nhiệt có sẵn trên thị trường [40] thông qua máy bơm có thể điều chỉnh được lưu lượng đã được nghiên cứu. Hệ thống phun nước, phun sương lên bề mặt trước và sau tấm PV cũng được nghiên cứu trong [41 - 44]. Hình 12 thể hiện hệ thống phun nước làm mát cho bề mặt trước và sau của tấm PV.

Bảng 2. Đánh giá hiệu quả làm mát chủ động tấm PV

STT	Chất giải nhiệt	Thông số nghiên cứu	Kết quả	TLTK
1	Không khí	Tấm PV polycrystalline gồm các cell 5Wp, bố trí trên diện tích 374cm ² . Hệ thống làm mát mặt sau tấm PV dạng tuabin ống hình nón. Lưu lượng không khí có thể điều chỉnh từ 100 đến 340m ³ /h.	Với lưu lượng 100m ³ /h nhiệt độ trung bình tấm PV giảm 16 - 26°C tùy thuộc vào cường độ bức xạ.	[32]
2		Tấm PV polycrystalline gồm 36 cell. Kênh dẫn không khí được chế tạo bằng nhôm và được lắp vào mặt sau tấm PV như sau: - 3 kênh tiếp xúc với mặt sau qua tấm tedlar; - 3 kênh tiếp xúc với mặt sau qua tấm nhôm 1mm; - 3 kênh tiếp xúc với mặt sau qua tấm nhôm 2mm; - 4 kênh tiếp xúc với mặt sau qua tấm nhôm 1mm; Tốc độ không khí 2,3m/s.	Giảm nhiệt độ tấm PV tương ứng như sau: 5,2°C; 8,4°C; 9°C; 12,1°C	[33]
3		Tấm PV polycrystalline 250Wp. Bộ trao đổi nhiệt gồm 12 hàng ống dài 1,2m đường kính 19mm được chôn dưới đất sâu 1m, không khí làm mát được cấp nhờ quạt qua ống góp dài 2m đường kính 80mm.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 13°C	[31]
4		Tấm PV monocrystalline 250Wp. Sử dụng 1, 2, 3 và 4 quạt động cơ DC 5W lắp trực tiếp vào phía sau tấm PV.	Giảm nhiệt độ tấm PV như sau: - 1 quạt: 4,81°C - 2 quạt: 14,09°C - 3 quạt: 14,7°C - 4 quạt: 16,03°C	[34]
5		Tấm PV polycrystalline 240, 250, 260, 270 và 280Wp. Kênh dẫn gió bằng thép lắp phía sau tấm PV có sử dụng quạt với vận tốc không khí 2 và 4m/s.	Giảm nhiệt độ tấm PV: trung bình 16°C.	[35]
6	Nước	Tấm PV monocrystalline gồm 6 cell 3,4Wp. Kênh dẫn có tiết diện thay đổi nhỏ dần theo dòng chảy của nước, đầu vào có kích thước 20 x 134mm. Lưu lượng nước 1,8l/phút.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Mùa hè: 26,1°C - Mùa đông: 11,9°C	[37]
7		Tấm PV YSP-20M 20Wp. Bộ trao đổi nhiệt bằng nhôm được lắp phía sau tấm PV. Sử dụng bơm 12V để cấp nước cho bộ trao đổi nhiệt.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Mặt trước: 6,7°C - Mặt sau: 16,5°C	[39]
8		Tấm PV polycrystalline gồm 18 cell 3Wp. Bộ tản nhiệt dạng kênh dẫn được cấp nước bởi 2 loại ống cấp: 1 ống cấp dài 22cm rộng 1mm sâu 500µm và nhiều ống cấp dài 7cm rộng 1mm sâu 500µm. Sử dụng bơm AP1400F.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - 1 ống cấp: 6,8°C - Nhiều ống cấp: 19°C	[38]
9		Tấm PV monocrystalline gồm 50Wp. Sử dụng bơm DC bơm nước lên bề mặt tấm PV.	Giảm nhiệt độ tấm PV: từ 5 - 23°C tùy thuộc cường độ bức xạ	[41]
10		Tấm PV monocrystalline SL50M 50Wp. Làm mát tấm PV bằng cách phun nước lên bề mặt trước và sau tấm PV. Ống dẫn nước đường kính 4mm đặt cách mặt trước 80mm, cách mặt sau 150mm. Áp suất nước trung bình 4,8bar, nhiệt độ nước trung bình 17°C, lưu lượng tối đa 225l/h.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Làm mát mặt sau: 22,3°C - Làm mát mặt trước: 26,4°C - Làm mát cả hai mặt: 31,9°C	[42]
11		Tấm PV monocrystalline BP7185 185Wp. Làm mát bằng phun nước từ 120 vòi phun lên bề mặt tấm PV. Nước được cấp bởi bơm 1HP, nhiệt độ nước làm mát 25°C.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 30°C	[43]
12		Tấm PV monocrystalline 230Wp. Sử dụng bộ trao đổi nhiệt có sẵn Sundrum Solar SDM100 gắn lên phía sau tấm PV. Bơm 0,5HP, lưu lượng lớn nhất 3,6l/phút cung cấp nước làm mát cho bộ trao đổi nhiệt.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 7,3°C	[40]
13		Tấm PV không xác định công suất lắp đặt sẵn tại Đại học Politehnica ở Bucharest - Romania. Làm mát bằng tạo một lớp nước trên bề mặt tấm PV bằng ống nước lắp phía trên có 25 lỗ đường kính 1,5mm. Nhiệt độ nước 24°C, lưu lượng 2l/phút.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Mặt trước: 13,4°C - Mặt sau: 14,7°C	[44]
14	Dung dịch nano	Tấm PV monocrystalline 40Wp. Bộ trao đổi nhiệt bằng đồng gắn sau tấm PV. Chất làm mát là nước tinh khiết và nước có bổ sung thêm nano silica 11 - 14nm với tỷ lệ 1, 2, 3% khối lượng, lưu lượng 20, 30, 40l/giờ.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Nước tinh khiết: 16°C - Nước bổ sung 1% nano silica: 17°C - Nước bổ sung 3% nano silica: 18°C	[45]

Bảng 2. Đánh giá hiệu quả làm mát chủ động tấm PV (tiếp theo)

STT	Chất giải nhiệt	Thông số nghiên cứu	Kết quả	TLTK
15	Dung dịch nano	Tấm PV monocrystalline 40Wp. Bộ trao đổi dạng ống bằng đồng gắn phía sau tấm PV. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano TiO ₂ , Al ₂ O ₃ , ZnO với tỷ lệ 0,2% khối lượng, lưu lượng 40kg/giờ.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Nước bổ sung nano TiO ₂ : 11,48°C - Nước bổ sung nano Al ₂ O ₃ : 11,3°C - Nước bổ sung nano ZnO: 11,85°C	[49]
16		Tấm PV monocrystalline SFPVM50 50Wp. Bộ trao đổi nhiệt ống đồng 3/8" dày 1mm gắn phía sau tấm PV. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano TiO ₂ với tỷ lệ 1, 2, 3% khối lượng, lưu lượng 0,8 ÷ 1,6l/s.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Nước tinh khiết: 7,8°C - Nước bổ sung 1% nano TiO ₂ : 8°C - Nước bổ sung 2% nano TiO ₂ : 8,2°C - Nước bổ sung 3% nano TiO ₂ : 9,9°C	[53]
17		Tấm PV monocrystalline SFPVM-50 50Wp. Bộ trao đổi nhiệt bằng đồng dày 1mm gắn phía sau tấm PV. Chất làm mát là nước bổ sung thêm 1% vật liệu nano Al ₂ O ₃ và 1% vật liệu nano TiO ₂ , lưu lượng 0,5 ÷ 3l/phút.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 10°C với bức xạ 823,5W/m ² , lưu lượng dung dịch làm mát 2,5l/phút.	[55]
18		Tấm PV SR-100S 100Wp. Bộ trao đổi nhiệt dạng kênh dẫn bằng nhôm sâu 8mm gắn phía sau tấm PV. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano Al ₂ O ₃ với tỷ lệ 1; 1,5g/13l nước.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 23°C.	[51]
19		Tấm PV monocrystalline 110Wp. Bộ trao đổi nhiệt gồm 16 ống đường kính 10mm gắn phía sau tấm PV. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano MWCNT, Al ₂ O ₃ , CuO với tỷ lệ 0; 0,5; 1; 2,5; 5% thể tích.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Nước bổ sung nano Al ₂ O ₃ : 5°C - Nước bổ sung nano CuO: 6,5°C - Nước bổ sung nano MWCNT: 9°C	[47]
20		Tấm PV STF-120P6 120Wp. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano SiC với tỷ lệ 1; 1,5; 2; 3; 4% khối lượng với dung tích 12l. Chất làm mát được cung cấp cho bộ làm mát bằng bơm stream PM45 của Trung Quốc.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 17,24°C.	[54]
21		Tấm PV STF-120P6 120Wp. Bộ trao đổi nhiệt dạng ống thép dày 1mm kích thước 15 x 25mm. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano SiC, TiO ₂ , SiO ₂ với tỷ lệ 0; 0,5; 1; 2% khối lượng, lưu lượng 0,17kg/s. Thử nghiệm với bức xạ 1000W/m ² .	Giảm nhiệt độ tấm PV so với làm mát bằng nước tinh khiết: - Nước bổ sung nano SiO ₂ : 1,06°C - Nước bổ sung nano TiO ₂ : 3,49°C - Nước bổ sung nano SiC: 7,4°C	[52]
22		Tấm PV monocrystalline 150Wp. Bộ trao đổi nhiệt bằng đồng đường kính 12,5mm, dài 2,5 được xoắn ốc với khoảng cách giữa các vòng là 30mm gắn phía sau tấm PV. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano CNT/Al ₂ O ₃ (50:50%) với tỷ lệ 0,1; 0,5; 2% khối lượng. Chất làm mát được cấp cho bộ trao đổi nhiệt bằng bơm 12VDC.	Kết quả thực nghiệm cho thấy tỷ lệ 2% khối lượng cho hiệu quả cao nhất, giảm được tới đa 45°C. Giảm nhiệt độ tấm PV trung bình: - Nước tinh khiết: 11,42°C - Nước bổ sung 1% nano CNT/Al ₂ O ₃ : 13,88°C	[56]
23		Tấm PV polycrystalline 155Wp. Bộ trao đổi nhiệt ống đồng hình bán nguyệt đường kính 0,93cm gắn phía sau tấm PV. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano Al ₂ O ₃ với tỷ lệ 0,01; 0,03; 0,05% khối lượng, lưu lượng 0,01; 0,03; 0,05; 0,07kg/s. Nhiệt độ dung dịch 27 ÷ 30°C.	Kết quả thực nghiệm cho thấy tỷ lệ nano Al ₂ O ₃ bổ sung vào nước tốt nhất là 0,05%. Giảm nhiệt độ tấm PV: tối đa 22,88°C đối với dung dịch nước bổ sung 0,05% nano Al ₂ O ₃ , lưu lượng 0,07kg/s so với tấm PV không làm mát.	[50]
24		Tấm PV monocrystalline bao gồm 72cell. Chất làm mát tấm PV là nước bổ sung thêm vật liệu nano CuO 50nm với tỷ lệ 0,01; 0,1; 0,2; 0,3 (g/l), lưu lượng 0; 3,5; 8,5; 12,5m ³ /giờ.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 30,4°C ở bức xạ 1000W/m ² sau 45 phút	[46]
25		Tấm PV monocrystalline bao gồm 72cell. Bộ trao đổi nhiệt gồm 40 rãnh chữ nhật kích thước 24 x 1,8 x 0,5mm gắn phía sau tấm PV. Chất làm mát là nước bổ sung thêm vật liệu nano biohmitite (AlOOH.xH ₂ O) với tỷ lệ 0,01; 0,1; 0,3% khối lượng. Nhiệt độ thực nghiệm 20°C, lưu lượng 300ml/phút.	Giảm nhiệt độ tấm PV: - Nước bổ sung 0,01% nano: 29,79°C - Nước bổ sung 0,2% nano: 28,99°C - Nước bổ sung 0,3% nano: 27,29°C	[57]
26		Tấm PV monocrystalline không xác định công suất. Chất làm mát tấm PV là nước bổ sung thêm vật liệu nano Al ₂ O ₃ 50nm với tỷ lệ 0,3% khối lượng, lưu lượng 0,2l/s.	Giảm nhiệt độ tấm PV: 36,9°C so với làm mát bằng nước tinh khiết.	[48]



Hình 11. Làm mát tấm PV bằng kênh dẫn nước có tiết diện thay đổi [37]



Hình 12. Làm mát tấm PV bằng phun nước lên bề mặt trước và sau tấm PV [42]

Vật liệu nano được bổ sung vào chất làm mát (nước) để làm mát tấm PV như: silica [45], CuO [46, 47], Al₂O₃ [47 - 51], TiO₂ [49, 52, 53], ZnO [49], SiC [52, 54], MWCNT [47], SiO₂ [52]. Hỗn hợp nano Al₂O₃ (1%) và TiO₂ (1%) [55], nano CNT/Al₂O₃ (tỉ lệ 50/50) [56] được nghiên cứu và đánh giá khả năng làm mát. Hình 13 là mô hình thí nghiệm sử dụng chất làm mát bổ sung thêm vật liệu nano trong làm mát tấm PV.



Hình 13. Làm mát tấm PV sử dụng chất làm mát bổ sung thêm vật liệu nano [53]

Bảng 2 tổng hợp đánh giá hiệu quả làm mát chủ động tấm PV.

3.3. Nhận xét

Phương pháp làm mát bị động tấm PV: Có hệ thống thiết bị, vận hành đơn giản; Quá trình hoạt động không có tiếng ồn do không có các thiết bị chuyển động; Không cần

bất cứ nguồn năng lượng nào trong quá trình hoạt động; Hiệu quả giải nhiệt thấp hơn phương pháp làm mát chủ động. Với làm mát bị động sử dụng nước, tấm PV được ngâm trong nước hoặc lớp nước chảy tự nhiên trên bề mặt tấm PV, tạo lớp cấu cặn trên bề mặt tấm PV sau thời gian hoạt động do đó ảnh hưởng đến hiệu suất chuyển đổi quang năng thành điện năng. Sử dụng vật liệu biến đổi pha để làm mát tấm PV là một giải pháp hiệu quả, tuy nhiên cần phải lựa chọn và tính toán khối lượng vật liệu phù hợp với điều kiện thực tế. Sau khi vật liệu biến đổi pha nhận nhiệt từ tấm PV, vật liệu sẽ biến đổi pha từ rắn sang lỏng. Để biến đổi trở lại từ pha lỏng sang rắn, cần thời gian dài để tỏa nhiệt ra môi trường, nên giải pháp này phù hợp với những khu vực có sự chênh lệch nhiệt độ giữa ngày và đêm lớn.

Phương pháp làm mát chủ động tấm PV: Có hiệu quả giải nhiệt cao hơn phương pháp bị động; Hệ thống thiết bị, vận hành phức tạp do cần hệ thống đường ống dẫn không khí, chất lỏng cũng như bơm và quạt; Cần phải tiêu tốn nguồn năng lượng nhất định để vận hành bơm, quạt; Hệ thống tạo ra tiếng ồn khi hoạt động do có các thiết bị chuyển động; Quá trình làm việc cần được vệ sinh, bảo dưỡng để hiệu quả được cao. Sử dụng nước trong quá trình làm mát chủ động cũng ảnh hưởng đến khả năng truyền ánh sáng đến lớp cell và tạo cấu cặn trên bề mặt tấm PV nên ảnh hưởng đến hiệu suất chuyển đổi quang năng thành điện năng. Sử dụng dung dịch nano trong làm mát tấm PV là phương pháp được đánh giá có hiệu quả làm mát cao nhất, tuy nhiên chi phí ban đầu khá cao do giá thành của vật liệu nano cao. Các loại nano khác nhau, tỷ lệ nano trong dung dịch ảnh hưởng đến hiệu quả làm mát tấm PV nên cần tính toán, thử nghiệm để lựa chọn vật liệu nano, tỷ lệ cho phù hợp.

Bảng 3 và 4 thể hiện ưu, nhược điểm, đánh giá độ phức tạp và hiệu quả của các phương pháp làm mát tấm PV.

Bảng 3. Ưu, nhược điểm của các phương pháp làm mát tấm PV

STT	Phương pháp làm mát	Chất làm mát	Ưu, nhược điểm
1	Làm mát bị động	Không khí	- Không tạo ra tiếng ồn khi hoạt động. - Hệ thống thiết bị, vận hành đơn giản, chi phí thấp. - Không cần cung cấp nguồn năng lượng để hoạt động. - Hiệu quả làm mát thấp.
2		Nước	- Không tạo ra tiếng ồn khi hoạt động. - Hệ thống thiết bị, vận hành đơn giản, chi phí thấp. - Không cần cung cấp nguồn năng lượng để hoạt động. - Do được ngâm trong nước hoặc tạo lớp nước chảy tự nhiên trên bề mặt tấm PV nên sẽ ảnh hưởng đến ánh sáng truyền tới lớp cell.
3		Vật liệu biến đổi pha (PCM)	- Không tạo ra tiếng ồn khi hoạt động. - Hệ thống thiết bị tương đối đơn giản. - Không cần cung cấp nguồn năng lượng để hoạt động.

			<ul style="list-style-type: none"> - Hiệu quả làm mát tương đối cao, chi phí đầu tư tương đối lớn. - Cần phải tính toán khối lượng PCM phù hợp, nếu lượng PCM không đủ sẽ làm tích tụ nhiệt tăng lên. - Cần có thời gian dài để PCM giải nhiệt. - Phương pháp này phù hợp với vùng có sự chênh lệch nhiệt độ ngày và đêm lớn.
4	Làm mát chủ động	Không khí	<ul style="list-style-type: none"> - Hệ thống làm mát cần có quạt nên tiêu tốn thêm phần năng lượng cho quạt. - Hệ thống tạo ra tiếng ồn. - Hệ thống phức tạp hơn làm mát bị động bằng không khí nhưng có hiệu quả giải nhiệt cao hơn. - Quá trình sử dụng cần phải bảo dưỡng, sửa chữa định kỳ.
5		Nước	<ul style="list-style-type: none"> - Hệ thống làm mát cần hệ thống đường ống và bơm nước nên khá phức tạp. - Do sử dụng bơm nên hệ thống cần tiêu tốn năng lượng và tạo ra tiếng ồn. - Quá trình sử dụng cần phải vệ sinh đường ống và bảo dưỡng định kỳ. - Hiệu quả giải nhiệt cao hơn làm mát bị động bằng nước.
6		Dung dịch nano	<ul style="list-style-type: none"> - Hệ thống làm mát cần hệ thống đường ống và bơm nước nên khá phức tạp. - Do sử dụng bơm nên hệ thống cần tiêu tốn năng lượng và tạo ra tiếng ồn. - Quá trình sử dụng cần phải vệ sinh đường ống và bảo dưỡng định kỳ. - Chi phí ban đầu để lắp đặt hệ thống lớn, do vật liệu nano khá đắt. - Hiệu quả giải nhiệt cao nhất.

Bảng 4. Đánh giá độ phức tạp và hiệu quả của các giải pháp làm mát tấm PV

STT	Phương pháp làm mát	Chất làm mát	Độ phức tạp của hệ thống làm mát	Hiệu quả giải nhiệt
1	Làm mát	Không khí	v	v
2	bị động	Nước	v	vv
3		Vật liệu biến đổi pha (PCM)	vvv	vvv
4	Làm mát	Không khí	vv	vv
5	chủ động	Nước	vvv	vvv
6		Dung dịch nano	vvvv	vvvv

Ghi chú: Càng nhiều v càng phức tạp, hiệu quả; đánh giá từ v đến vvvv.

4. KẾT LUẬN

Năng lượng mặt trời là nguồn năng lượng tái tạo được sử dụng rất phổ biến hiện nay để thay thế các nguồn năng lượng truyền thống. Tấm PV tạo ra điện năng nhờ hiện tượng quang điện, chuyển đổi quang năng thành điện năng. Hiệu suất của tấm PV phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau như: cường độ bức xạ, nhiệt độ môi trường, tốc độ gió,... trong đó có nhiệt độ hoạt động của nó. Làm mát tấm PV được nhiều nhà khoa học quan tâm nghiên cứu, thử nghiệm để duy trì hiệu suất của tấm PV. Hiện nay, làm mát tấm PV có hai phương pháp là làm mát chủ động và làm mát bị động, sử

dụng chất giải nhiệt là không khí, nước, vật liệu biến đổi pha, dung dịch nano. Tùy thuộc vào điều kiện thực tế, chúng ta lựa chọn giải pháp làm mát phù hợp. Trên cơ sở các kết quả nghiên cứu đã được công bố, bên cạnh việc nghiên cứu phát triển vật liệu chế tạo cell có hiệu suất chuyển đổi quang năng thành điện năng cao hơn, nhóm tác giả đề xuất một số giải pháp, nghiên cứu cần thiết về làm mát tấm PV như sau:

- Các nghiên cứu chủ yếu là nghiên cứu cho tấm PV riêng lẻ, chưa có một nghiên cứu nào toàn diện trên một hệ thống lớn, thực tế. Trong thời gian tới, cần có những nghiên cứu một cách toàn diện, quy mô lớn, trên thực tế, đánh giá bài toán kỹ thuật - kinh tế, có khả năng thương mại hóa.

- Khi tính toán hiệu quả năng lượng đối với phương pháp làm mát chủ động tấm PV cần trừ đi phần năng lượng sử dụng để vận hành bơm, quạt.

- Chế tạo vật liệu sơn, tạo màng trên bề mặt tấm PV nhằm giảm khả năng hấp thụ nhiệt nhưng không ảnh hưởng đến khả năng để ánh sáng mặt trời xuyên qua đến lớp cell.

- Các phương pháp làm mát sử dụng dung dịch nano và vật liệu biến đổi pha cần tính đến độ tin cậy khi vận hành và cần giảm chi phí đầu tư ban đầu cũng như quá trình vận hành của các hệ thống này.

- Phương pháp làm mát sử dụng vật liệu biến đổi pha, vật liệu phải được chọn sao cho quá trình nóng chảy và hóa rắn xảy ra một cách tự nhiên không cần làm mát phụ bổ sung để tránh dẫn đến giảm hiệu suất.

- Phương pháp làm mát sử dụng vật liệu biến đổi pha có thể kết hợp với các bộ trao đổi nhiệt như bộ tản nhiệt (heat sink), cánh tản nhiệt, bổ sung thêm nano để tăng cường khả năng truyền nhiệt của vật liệu.

- Phương pháp làm mát tấm PV nên kết hợp với giải pháp tận dụng nhiệt của tấm PV vào mục đích, nhu cầu nhiệt, ví dụ tận dụng nhiệt từ nước làm mát tấm PV hoặc tận dụng nhiệt từ quá trình làm mát PV sử dụng dung dịch nano để đun nước, sưởi ấm. Tức là tấm PV vừa tạo ra điện và tạo ra nhiệt phục vụ nhu cầu.

- Nên tiến hành nghiên cứu các phương pháp làm mát ở các vùng có điều kiện khí hậu khác nhau để đánh giá hiệu quả trong các điều kiện vận hành.

LỜI CẢM ƠN

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội đã hỗ trợ nghiên cứu thông qua đề tài nghiên cứu khoa học cấp trường mã số 28-2022-RD/HĐ-ĐHCN.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1]. Decision No. 500/QĐ-TTg dated May 15, 2023 approving the national electricity development planning of 2021 - 2030 and vision for 2050. Hanoi, Vietnam, May 15, 2023.

[2]. ASTM, ASTM G173-03 Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface. 2012.

[3]. Photovoltaics Report. Freiburg, Germany, Feb. 2023.

- [4]. K. Hasan, S. B. Yousuf, M. S. H. K. Tushar, B. K. Das, P. Das, Md. S. Islam, 2022. *Effects of different environmental and operational factors on the PV performance: A comprehensive review*. Energy Sci Eng, vol. 10, no. 2, pp. 656–675, doi: 10.1002/ese3.1043.
- [5]. A. H. Alami, 2014. *Effects of evaporative cooling on efficiency of photovoltaic modules*. Energy Convers Manag, vol. 77, pp. 668–679, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.019>.
- [6]. M.-H. Wang, M.-J. Chen, 2012. *Two-Stage Fault Diagnosis Method Based on the Extension Theory for PV Power Systems*. International Journal of Photoenergy, vol. 2012, p. 892690, 2012, doi: 10.1155/2012/892690.
- [7]. M. Moldovan, B. G. Burduhos, I. Visa, 2023. *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, doi: 10.3390/en16031229.
- [8]. J. G. Hernandez-Perez, J. G. Carrillo, A. Bassam, M. Flota-Banuelos, L. D. Patino-Lopez, 2021. *Thermal performance of a discontinuous finned heatsink profile for PV passive cooling*. Appl Therm Eng, vol. 184, p. 116238, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.116238.
- [9]. F. Bayrak, H. F. Oztop, F. Selimefendigil, 2019. *Effects of different fin parameters on temperature and efficiency for cooling of photovoltaic panels under natural convection*. Solar Energy, vol. 188, pp. 484–494, doi: 10.1016/j.solener.2019.06.036.
- [10]. A. El Mays, et al., 2017. *Improving Photovoltaic Panel Using Finned Plate of Aluminum*. Energy Procedia, vol. 119, pp. 812–817, doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.103.
- [11]. F. Grubišić Čabo, S. Nižetić, E. Giama, A. Papadopoulos, 2020. *Techno-economic and environmental evaluation of passive cooled photovoltaic systems in Mediterranean climate conditions*. Appl Therm Eng, vol. 169, p. 114947, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.114947.
- [12]. K. P. Amber, W. Akram, M. A. Bashir, M. S. Khan, A. Kousar, 2021. *Experimental performance analysis of two different passive cooling techniques for solar photovoltaic installations*. J Therm Anal Calorim, vol. 143, no. 3, pp. 2355–2366, doi: 10.1007/s10973-020-09883-6.
- [13]. J. G. Hernandez-Perez, J. G. Carrillo, A. Bassam, M. Flota-Banuelos, L. D. Patino-Lopez, 2020. *A new passive PV heatsink design to reduce efficiency losses: A computational and experimental evaluation*. Renew Energy, vol. 147, pp. 1209–1220, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.088.
- [14]. S. V. Hudisteanu, et al., 2022. *Effect of Wind Direction and Velocity on PV Panels Cooling with Perforated Heat Sinks*. Applied Sciences, vol. 12, no. 19, p. 9665, doi: 10.3390/app12199665.
- [15]. S. Wu, C. Xiong, 2014. *Passive cooling technology for photovoltaic panels for domestic houses*. International Journal of Low-Carbon Technologies, vol. 9, no. 2, pp. 118–126, doi: 10.1093/ijlct/ctu013.
- [16]. E. Wilson, 2009. *Theoretical and operational thermal performance of a 'wet' crystalline silicon PV module under Jamaican conditions*. Renew Energy, vol. 34, no. 6, pp. 1655–1660, doi: 10.1016/j.renene.2008.10.024.
- [17]. A. Saxena, S. Deshmukh, S. Nirali, S. Wani, 2018. *Laboratory based Experimental Investigation of Photovoltaic (PV) Thermo-control with Water and its Proposed Real-time Implementation*. Renew Energy, vol. 115, pp. 128–138, doi: 10.1016/j.renene.2017.08.029.
- [18]. Saurabh Mehrotra, Pratish Rawat, Mary Debbarma, K Sudhakar, 2014. *Performance of a solar panel with water immersion cooling technique*. Int J Sci Environ Technol, vol. 3, no. 3, pp. 1161–1172.
- [19]. B. Sivakumar, S. Navakrishnan, M. R. Cibi, R. Senthil, 2021. *Experimental study on the electrical performance of a solar photovoltaic panel by water immersion*. Environmental Science and Pollution Research, vol. 28, no. 31, pp. 42981–42989, doi: 10.1007/s11356-021-15228-z.
- [20]. M. Arıcı, F. Bilgin, S. Nižetić, A. M. Papadopoulos, 2018. *Phase change material based cooling of photovoltaic panel: A simplified numerical model for the optimization of the phase change material layer and general economic evaluation*. J Clean Prod, vol. 189, pp. 738–745, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.04.057.
- [21]. A. Waqas, J. Ji, 2017. *Thermal management of conventional PV panel using PCM with movable shutters - A numerical study*. Solar Energy, vol. 158, pp. 797–807, doi: 10.1016/j.solener.2017.10.050.
- [22]. E. Klugmann-Radziemska, P. Wcisło-Kucharek, 2017. *Photovoltaic module temperature stabilization with the use of phase change materials*. Solar Energy, vol. 150, pp. 538–545, doi: 10.1016/j.solener.2017.05.016.
- [23]. A. Hasan, J. Sarwar, H. Alnoman, S. Abdelbaqi, 2017. *Yearly energy performance of a photovoltaic-phase change material (PV-PCM) system in hot climate*. Solar Energy, vol. 146, pp. 417–429, doi: 10.1016/j.solener.2017.01.070.
- [24]. R. Stropnik, U. Strith, 2016. *Increasing the efficiency of PV panel with the use of PCM*. Renew Energy, vol. 97, pp. 671–679, doi: 10.1016/j.renene.2016.06.011.
- [25]. A. Karthick, P. Ramanan, A. Ghosh, B. Stalin, R. Vignesh Kumar, I. Baranilingesan, 2020. *Performance enhancement of copper indium diselenide photovoltaic module using inorganic phase change material*. Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering, vol. 15, no. 5, doi: 10.1002/apj.2480.
- [26]. S. Sharma, L. Micheli, W. Chang, A. A. Tahir, K. S. Reddy, T. K. Mallick, 2017. *Nano-enhanced Phase Change Material for thermal management of BICPV*. Appl Energy, vol. 208, pp. 719–733, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.09.076.
- [27]. L. Tan, A. Date, G. Fernandes, B. Singh, S. Ganguly, 2017. *Efficiency Gains of Photovoltaic System Using Latent Heat Thermal Energy Storage*. Energy Procedia, vol. 110, pp. 83–88, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.110.
- [28]. T. Wongwuttanasatian, T. Sarikarin, A. Suksri, 2020. *Performance enhancement of a photovoltaic module by passive cooling using phase change material in a finned container heat sink*. Solar Energy, vol. 195, pp. 47–53, doi: 10.1016/j.solener.2019.11.053.
- [29]. R. Kumar, P. Praveen, S. Gupta, J. Saikiran, R. S. Bharj, 2020. *Performance evaluation of photovoltaic module integrated with phase change material-filled container with external fins for extremely hot climates*. J Energy Storage, vol. 32, p. 101876, doi: 10.1016/j.est.2020.101876.
- [30]. M. R. Salem, M. M. Elsayed, A. A. Abd-Elaziz, K. M. Elshazly, 2019. *Performance enhancement of the photovoltaic cells using Al₂O₃/PCM mixture and/or water cooling-techniques*. Renew Energy, vol. 138, pp. 876–890, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.032.
- [31]. N. A. S. Elminshawy, A. M. I. Mohamed, K. Morad, Y. Elhenawy, A. A. Alrobaian, 2019. *Performance of PV panel coupled with geothermal air cooling system subjected to hot climatic*. Appl Therm Eng, vol. 148, pp. 1–9, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.11.027.
- [32]. M. Rahimi, P. Valeh-e-Sheyda, M. A. Parsamoghdam, M. M. Masahi, A. A. Alsairafi, 2014. *Design of a self-adjusted jet impingement system for cooling of photovoltaic cells*. Energy Convers Manag, vol. 83, pp. 48–57, doi: 10.1016/j.enconman.2014.03.053.
- [33]. N. Arcuri, F. Reda, M. De Simone, 2014. *Energy and thermo-fluid-dynamics evaluations of photovoltaic panels cooled by water and air*. Solar Energy, vol. 105, pp. 147–156, doi: 10.1016/j.solener.2014.03.034.
- [34]. A. R. Amelia, et al., 2016. *Cooling on Photovoltaic Panel Using Forced Air Convection Induced by DC Fan*. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), vol. 6, no. 2, p. 526, doi: 10.11591/ijece.v6i2.9118.
- [35]. R. Mazón-Hernández, J. R. García-Cascales, F. Vera-García, A. S. Káiser, B. Zamora, 2013. *Improving the Electrical Parameters of a Photovoltaic Panel by Means*

of an Induced or Forced Air Stream. *International Journal of Photoenergy*, vol. 2013, pp. 1–10, doi: 10.1155/2013/830968.

[36]. J.-H. Kim, S.-H. Park, J.-T. Kim, 2014. *Experimental Performance of a Photovoltaic-thermal Air Collector*. *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 888–894, doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.102.

[37]. A. A. B. Baloch, H. M. S. Bahaidarah, P. Gandhidasan, F. A. Al-Sulaiman, 2015. *Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling*. *Energy Convers Manag*, vol. 103, pp. 14–27, doi: 10.1016/j.enconman.2015.06.018.

[38]. M. Rahimi, M. Asadi, N. Karami, E. Karimi, 2015. *A comparative study on using single and multi header microchannels in a hybrid PV cell cooling*. *Energy Convers Manag*, vol. 101, pp. 1–8, doi: 10.1016/j.enconman.2015.05.034.

[39]. G. Colt, 2016. *Performance evaluation of a PV panel by rear surface water active cooling*. in 2016 International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE), IEEE, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICATE.2016.7754634.

[40]. H. Bahaidarah, A. Subhan, P. Gandhidasan, S. Rehman, 2013. *Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions*. *Energy*, vol. 59, pp. 445–453, doi: 10.1016/j.energy.2013.07.050.

[41]. Y. M. Irwan, et al., 2015. *Indoor Test Performance of PV Panel through Water Cooling Method*. *Energy Procedia*, vol. 79, pp. 604–611, doi: 10.1016/j.egypro.2015.11.540.

[42]. S. Nižetić, D. Čoko, A. Yadav, F. Grubišić-Čabo, 2016. *Water spray cooling technique applied on a photovoltaic panel: The performance response*. *Energy Convers Manag*, vol. 108, pp. 287–296, doi: 10.1016/j.enconman.2015.10.079.

[43]. K. A. Moharram, M. S. Abd-Elhady, H. A. Kandil, H. El-Sherif, 2013. *Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling*. *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 4, no. 4, pp. 869–877, doi: 10.1016/j.asej.2013.03.005.

[44]. L. Dorobanțu, M. Popescu, C. Popescu, A. Crăciunescu, 2013. *Experimental Assessment of PV Panels Front Water Cooling Strategy*. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 1009–1012, doi: 10.24084/repqj11.510.

[45]. M. Sardarabadi, M. Passandideh-Fard, S. Zeinali Heris, 2014. *Experimental investigation of the effects of silica/water nanofluid on PV/T (photovoltaic thermal units)*. *Energy*, vol. 66, pp. 264–272, doi: 10.1016/j.energy.2014.01.102.

[46]. Z. Rostami, M. Rahimi, N. Azimi, 2018. *Using high-frequency ultrasound waves and nanofluid for increasing the efficiency and cooling performance of a PV module*. *Energy Convers Manag*, vol. 160, pp. 141–149, doi: 10.1016/j.enconman.2018.01.028.

[47]. M. Sangeetha, S. Manigandan, M. T. Chaichan, V. Kumar, 2020. *Progress of MWCNT, Al₂O₃, and CuO with water in enhancing the photovoltaic thermal system*. *Int J Energy Res*, vol. 44, no. 2, pp. 821–832, doi: 10.1002/er.4905.

[48]. M. Hasanuzzaman, A. R. Abdulmunem, A. H. Noman, H. A. Hussien, 2014. *Enhance photovoltaic/thermal system performance by using nanofluid*. in 3rd IET International Conference on Clean Energy and Technology (CEAT) 2014, Institution of Engineering and Technology, pp. 68 (5)-68 (5). doi: 10.1049/cp.2014.1515.

[49]. M. Sardarabadi and M. Passandideh-Fard, 2016. *Experimental and numerical study of metal-oxides/water nanofluids as coolant in photovoltaic thermal systems (PVT)*. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 157, pp. 533–542, doi: 10.1016/j.solmat.2016.07.008.

[50]. A. Ibrahim, M. R. Ramadan, A. E.-M. Khallaf, M. Abdulhamid, 2023. *A comprehensive study for Al₂O₃ nanofluid cooling effect on the electrical and thermal properties of polycrystalline solar panels in outdoor conditions*. *Environmental Science and Pollution Research*, doi: 10.1007/s11356-023-25928-3.

[51]. M. Saadoon, I. Hasan, M. Mohammed, 2021. *Preparing Nanofluids (Al₂O₃) for Enhancement Performance of Photovoltaic*. *Engineering and Technology Journal*, vol. 39, no. 9, pp. 1445–1453, doi: 10.30684/etj.v39i9.2110.

[52]. A. N. Al-Shamani, K. Sopian, S. Mat, H. A. Hasan, A. M. Abed, M. H. Ruslan, 2016. *Experimental studies of rectangular tube absorber photovoltaic thermal collector with various types of nanofluids under the tropical climate conditions*. *Energy Convers Manag*, vol. 124, pp. 528–542, doi: 10.1016/j.enconman.2016.07.052.

[53]. T. K. Murtadha, A. A. dil Hussein, A. A. H. Alalwany, S. S. Alrwashdeh, A. M. Al-Falahat, 2022. *Improving the cooling performance of photovoltaic panels by using two passes circulation of titanium dioxide nanofluid*. *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 36, p. 102191, doi: 10.1016/j.csite.2022.102191.

[54]. A. H. A. Al-Waeli, K. Sopian, M. T. Chaichan, H. A. Kazem, H. A. Hasan, A. N. Al-Shamani, 2017. *An experimental investigation of SiC nanofluid as a base-fluid for a photovoltaic thermal PV/T system*. *Energy Convers Manag*, vol. 142, pp. 547–558, doi: 10.1016/j.enconman.2017.03.076.

[55]. T. K. Murtadha, 2023. *Effect of using Al₂O₃/SiO₂ hybrid nanofluids on improving the photovoltaic performance*. *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 47, p. 103112, doi: 10.1016/j.csite.2023.103112.

[56]. R. Sathyamurthy, A. E. Kabeel, A. Chamkha, A. Karthick, A. Muthu Manokar, M. G. Sumithra, 2021. *Experimental investigation on cooling the photovoltaic panel using hybrid nanofluids*. *Appl Nanosci*, vol. 11, no. 2, pp. 363–374, doi: 10.1007/s13204-020-01598-2.

[57]. N. Karami, M. Rahimi, 2014. *Heat transfer enhancement in a hybrid microchannel-photovoltaic cell using Boehmite nanofluid*. *International Communications in Heat and Mass Transfer*, vol. 55, pp. 45–52, doi: 10.1016/j.icheatmasstransfer.2014.04.009.

AUTHORS INFORMATION

Dang Van Binh^{1,2}, Pham Van Cuong¹, Pham The Vu¹, Nguyen Duc Nam¹, Nguyen Ngoc Quy¹, Pham Quang Vu², Pham Manh Hai²

¹Hanoi University of Industry, Vietnam

²Electric Power University, Vietnam