

CHƯƠNG 2: CƠ SỞ LÝ THUYẾT

1. Tổng quan về hệ thống điện mặt trời

a) Trên thế giới

Với sự cạn kiệt nhanh chóng của nguyên liệu hóa thạch như dầu, khí đốt, than đá,..., và dần dần người ta nhận ra những hạn chế nhất định của nguyên liệu hóa thạch, ảnh hưởng đến sức khỏe con người và môi trường thiên nhiên, từ đó, khái niệm “năng lượng tái tạo” từ đó ra đời, đã có nhiều quốc gia trên thế giới tận dụng ưu thế về năng lượng điện tái tạo và đem về nghiên cứu, khai thác và phát triển một cách hiệu quả. Trong những nguồn năng lượng tái tạo tự nhiên và thân thiện với môi trường đang được quan tâm, chúng ta đang quan tâm chú ý đến năng lượng mặt trời. Để đánh giá tiềm năng của năng lượng mặt trời thì ta thấy vô cùng khả quan, và dự kiến sẽ thay thế hoàn toàn nguồn năng lượng hóa thạch trong thời gian tới. [1. Tài liệu tham khảo: Đề tài Nghiên cứu ứng dụng phát triển Điện mặt trời tại Việt Nam - luận án Tiến sĩ của Nguyễn Thùy Linh - ĐH Bách Khoa Hà Nội].

Mặc dù tiềm năng của năng lượng mặt trời là rất lớn, tuy nhiên trong năm 2025, tỷ lệ sử dụng của năng lượng mặt trời trong một thời gian dài chỉ chiếm tỷ phần rất nhỏ trong tổng số năng lượng được khai thác và sử dụng (theo báo cáo của Statia về Generation of electricity worldwide from 1990 to 2023, by energy source, trong năm 2023, năng lượng mặt trời chỉ chiếm 7.8112% trong tổng số năng lượng đang được khai thác và sử dụng).

Tuy vậy, năng lượng mặt trời đã khẳng định được vị thế của mình trong số các công nghệ năng lượng tái tạo khác, theo báo cáo của Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA), trong năm 2023, điện mặt trời chiếm 36.7% tổng công suất năng lượng tái tạo được lắp đặt. Năm 2023 chứng kiến công suất điện mặt trời toàn cầu ghi nhận mức tăng trưởng kỷ lục: công suất bổ sung đạt 347 gigawatt (GW), tăng 74% so với kỷ lục trước đó vào năm 2022, nhờ chi phí tấm pin giảm mạnh và các chính sách hỗ trợ. Với việc công suất năng lượng mặt trời trong năm là 1.418 GW,

điện mặt trời chính thức là công nghệ năng lượng tái tạo được lắp đặt nhiều nhất, mới mà năm ngoái chỉ đứng sau công nghệ thủy điện với 1.392 GW, nhưng năm nay công nghệ thủy điện chấp nhận đứng sau năng lượng mặt trời với 1.408 GW.

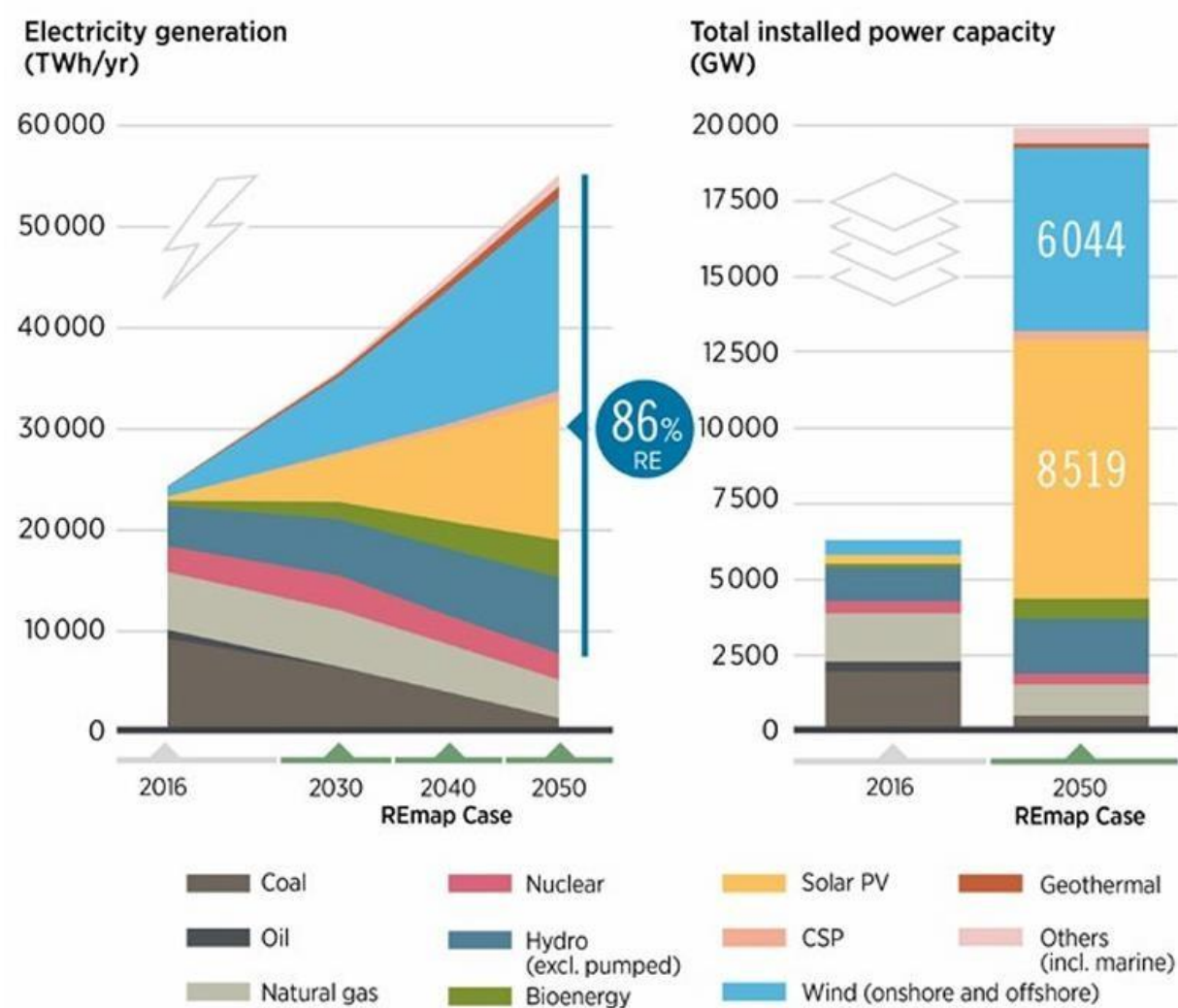
CAP(MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Châu Phi	1 630	2 125	3 296	5 048	7 944	9 293	10 659	11 582	12 646	13 438
Châu A	60 630	90 400	140 225	211 564	275 809	331 238	412 092	488 907	601 390	839 329
Châu Bắc Mỹ	20 394	27 409	39 098	48 261	58 476	71 841	87 978	109 579	129 156	156 000
Châu Âu	91 096	99 605	106 175	112 307	121 572	142 339	162 795	190 928	233 906	288 644
Châu Nam Mỹ	453	901	1 529	3 712	5 652	8 579	13 422	21 259	34 698	49 392
Châu Đại Dươn g	4 209	5 174	6 060	7 468	11 398	15 792	20 168	24 895	29 566	33 417
Thế giới	179 639	228 081	300 146	395 854	491 988	595 027	726 229	870 643	1 070 851	1 418 016

Dưới đây là bảng công suất lắp đặt điện mặt trời toàn cầu trong mười năm qua từ năm 2014 đến năm 2023, như ta có thể thấy mức tăng đáng kể khoảng 32% về công suất lắp đặt điện mặt trời trong

giai đoạn 2022-2023. Tiếp theo ta có bảng thống kê 14 quốc gia lắp đặt năng lượng mặt trời hàng đầu năm 2023:

Thống kê	Quốc gia	Công suất lắp đặt (MW)
1	Trung Quốc	609 921
2	Mỹ	137 205
3	Nhật Bản	89 077
4	Đức	81 739
5	Ấn Độ	73 109
6	Brazil	37 449
7	Úc	32 612
8	Tây Ban Nha	31 016
9	Ý	29 795
10	Hà Lan	23 904
11	Hàn Quốc	23 493
12	Pháp	20 551
13	Việt Nam	17 077
14	Vương quốc Liên hiệp Anh và Bắc Ireland	15 919

Chúng ta thấy rằng, trong khi Trung Quốc, Hoa Kỳ và Nhật Bản là ba quốc gia lắp đặt điện mặt trời hàng đầu, thì đóng góp tương đối của Trung Quốc chiếm đến 43% tổng công suất lắp đặt điện mặt trời vào năm 2023



Hình này minh họa rằng sự đóng góp của các nguồn năng lượng cho cả sản xuất điện và tổng công suất điện lắp đặt vào năm 2050. Vào năm 2016, năng lượng tái tạo đóng góp khoảng 30% công suất lắp đặt toàn cầu, cung cấp gần một phần tư sản lượng điện toàn cầu. Năng lượng mặt trời (PV+CSP) chiếm gần 8% sản lượng điện tái tạo. Dự kiến đến năm 2050, công nghệ pin điện quang được dự đoán sẽ có công suất lắp đặt lớn nhất (8519 GW), trở thành nguồn phát điện lớn thứ hai sau điện gió, và dự kiến sẽ tạo ra khoảng 25% nhu cầu điện tổng thể vào năm 2050.

Thông qua một cuộc khảo sát tài liệu có hệ thống, nghiên cứu đánh giá này tổng hợp tình hình năng lượng mặt trời thế giới (bao gồm năng lượng mặt trời tập trung và pin điện quang) cùng với các bài báo đánh giá tiềm năng năng lượng mặt trời đã được công bố cho 235 quốc gia và vùng lãnh thổ như là bước đầu tiên hướng tới phát triển năng lượng mặt trời ở các khu

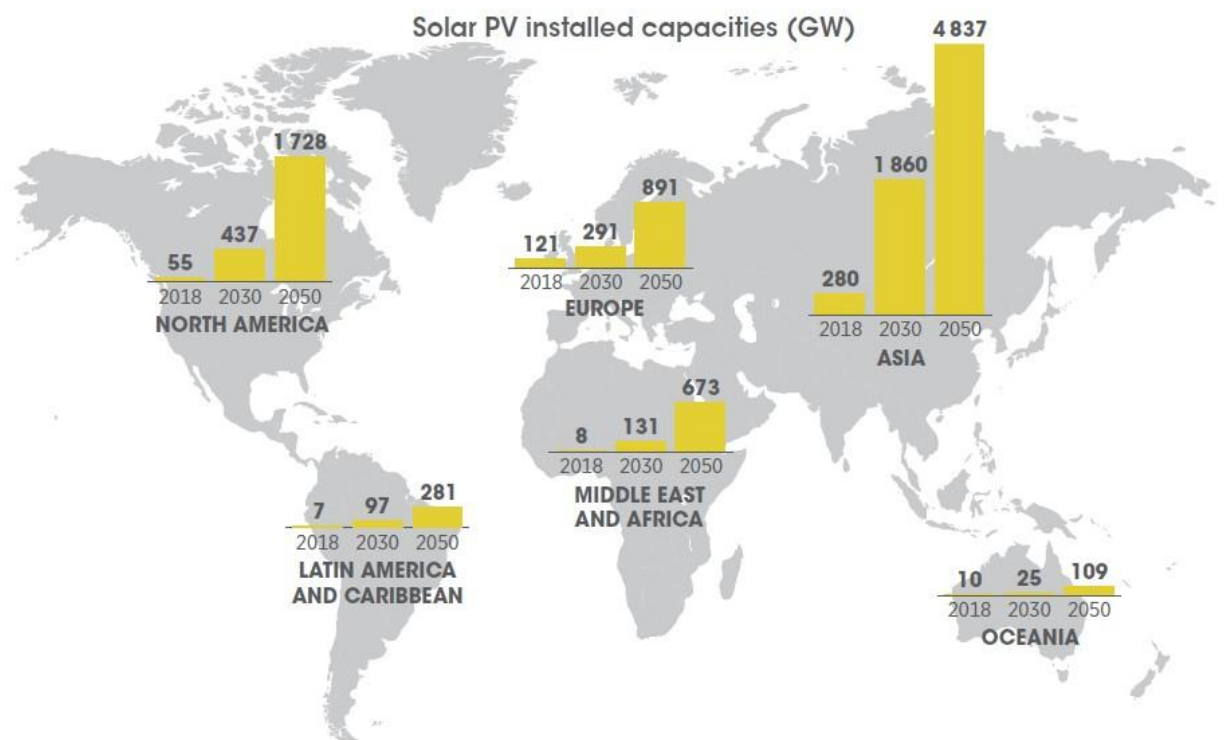
vực này. Một sự so sánh về tình hình năng lượng mặt trời giữa các quốc gia và vùng lãnh thổ đã được đưa ra, có tính đến công suất lắp đặt năng lượng mặt trời tập trung và pin điện quang của họ cho mỗi châu lục. Cuộc khảo sát tài liệu cho thấy rằng vẫn còn tồn tại những khoảng trống rõ ràng trong lĩnh vực năng lượng mặt trời. Trong ba thập kỷ tới, lĩnh vực pin điện quang có thể tiến lên trở thành nguồn phát điện nổi bật thứ hai bằng cách xây dựng thêm nhiều trang trại năng lượng mặt trời, cho phép các quốc gia tạo ra khoảng 25% tổng nhu cầu điện của thế giới vào năm 2050.

CAP(MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Châu Phi	1 465	1 800	2 871	4 523	6 959	8 208	9 574	10 497	11 561	12 353
Châu A	60 285	90 055	139 860	211 199	275 229	330 494	411 295	487 990	600 473	838 411
Châu Bắc Mỹ	18 728	25 651	37 340	46 503	56 702	70 066	86 213	108 082	127 659	154 503
Châu Âu	88 783	97 292	103 862	109 995	119 260	140 018	160 474	188 607	231 585	286 323
Châu Nam Mỹ	453	901	1 529	3 712	5 652	8 579	13 422	21 151	34 590	49 284
Châu Đại Dương	4 206	5 171	6 057	7 465	11 395	15 789	20 165	24 892	29 563	33 414
Thế giới	175 039	223 230	295 174	395 854	390 782	486 176	719 813	864 266	1 064 275	1 411 139

Đây là bảng công suất lắp đặt năng lượng mặt trời thông qua pin điện quang trong 10 năm qua, 2 năm đầu tiên, ta có thể thấy Châu Âu có những đóng góp lớn nhất về lắp đặt công suất pin điện quang. Tuy vậy, Trung Quốc đã bắt đầu vùng lên một cách mạnh mẽ, để rồi bắt đầu từ 2016 giúp châu Á vươn lên trở thành thị trường số 1 thế giới về công suất lắp đặt pin điện quang. Năm 2017, Trung Quốc đã trở thành thị trường pin điện quang lớn nhất, vượt qua châu Âu, với khoảng 1/3 công suất lắp đặt của thế giới. Tổng công suất điện pin điện quang lắp đặt của thế giới đã vượt qua 1411 GW vào năm 2023.

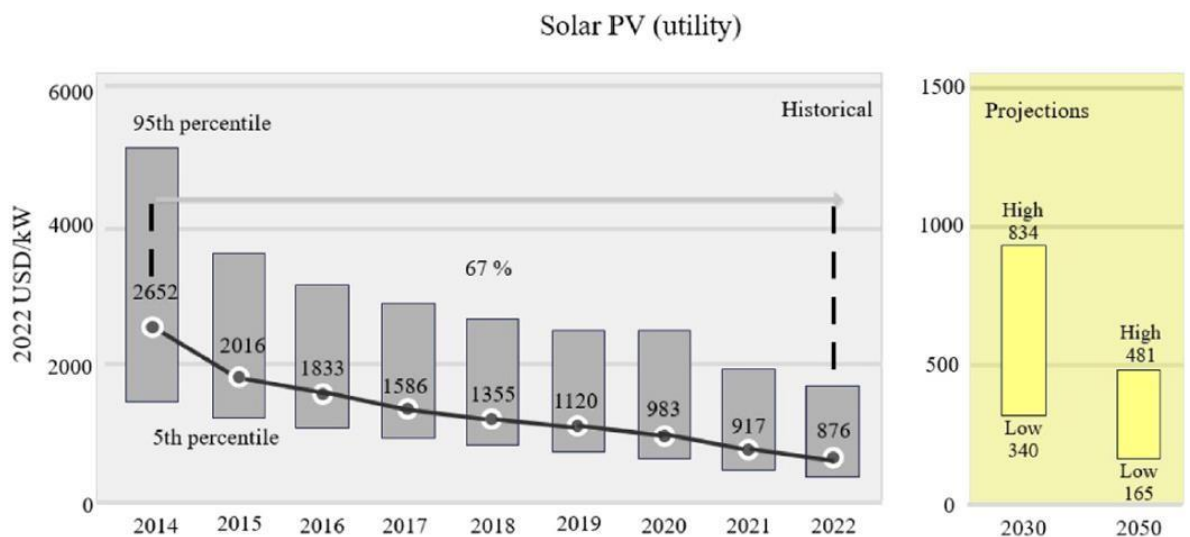
Thống kê	Quốc gia	Công suất lắp đặt (MW)
1	Trung Quốc	609 351
2	Mỹ	137 725
3	Nhật Bản	89 077
4	Đức	81 737
5	Ấn Độ	72 767
6	Brazil	37 449
7	Úc	32 609
8	Ý	29 789
9	Tây Ban Nha	28 712
10	Hà Lan	23 904
11	Hàn Quốc	23 493
12	Pháp	20 542
13	Việt Nam	17 077
14	Vương quốc Liên hiệp Anh và Bắc Ireland	15 919

Chúng ta đều thấy rằng công suất lắp đặt pin điện quang tăng mạnh khoảng 32% (347 GW) trong giai đoạn 2022-2023. Trong khi Trung Quốc, Hoa Kỳ và Nhật Bản là ba quốc gia lắp đặt điện mặt trời hàng đầu, thì đóng góp tương đối của Trung Quốc chiếm gần 43% tổng công suất lắp đặt pin điện quang vào năm 2023. Vị thế của Trung Quốc chiếm ưu thế đến mức riêng công suất bổ sung vào năm 2023 của nước này đã vượt xa công suất tích lũy của bất kỳ quốc gia nào khác cho đến nay. Khoảng 120,6 GW, chiếm 55% công suất lắp đặt năm 2023 của Trung Quốc, là ở các cụm lắp đặt quy mô tiện ích, trong khi 96,3 GW còn lại là ở các dự án điện mặt trời trên mái nhà và các dự án triển khai phân tán khác (Bloomberg, 2024). Châu Âu đã tăng thêm hơn 54 GW vào năm 2023, tăng 25% so với năm trước, trong khi Hoa Kỳ tăng thêm khoảng 25 GW, tăng 30% so với năm trước.

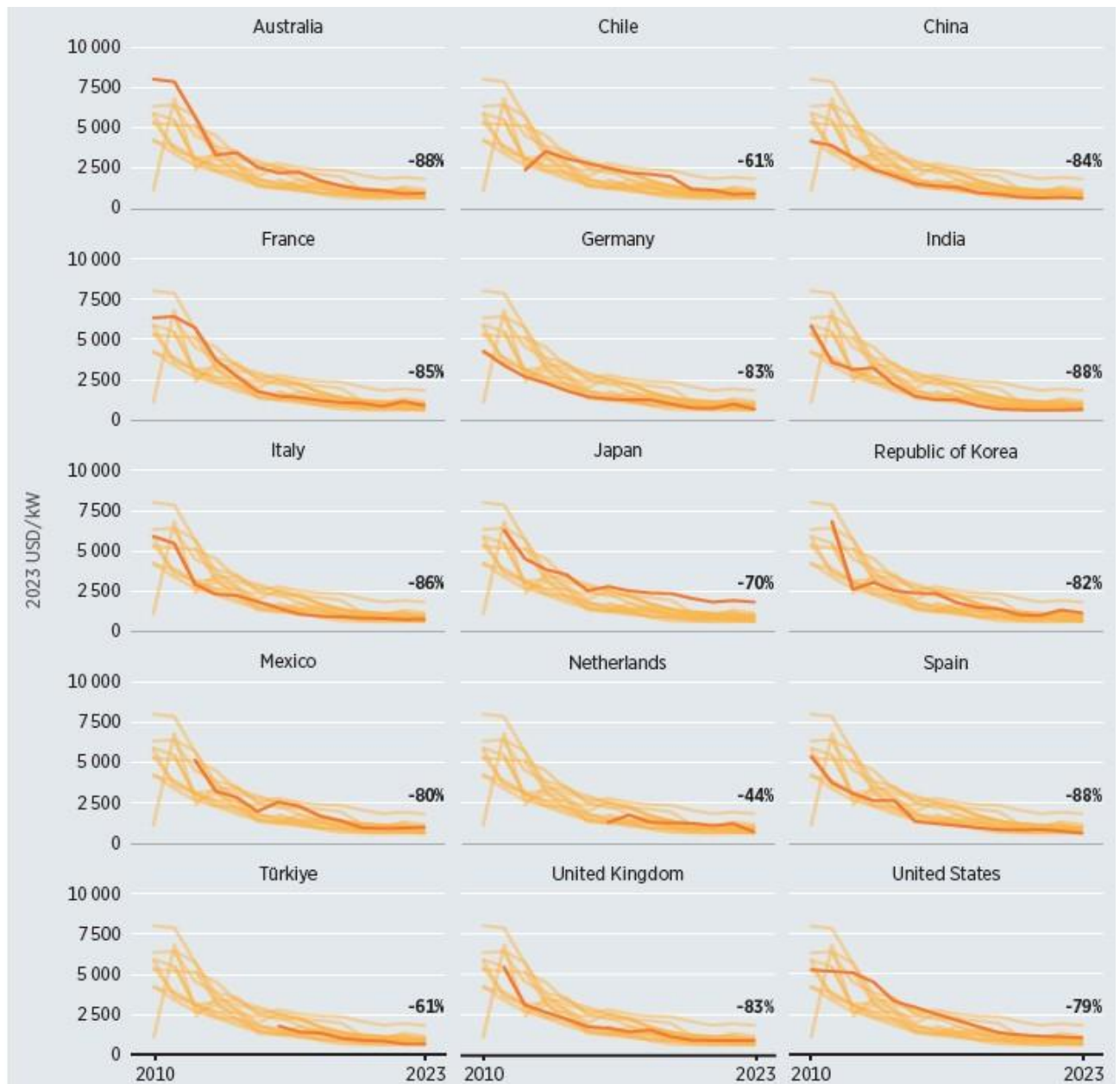


Hình này cho thấy sự đóng góp của mỗi châu lục vào công suất lắp đặt pin điện quang toàn cầu vào năm 2018, tiếp theo là năm 2030 và 2050 dựa trên phân tích REmap của IRENA. So với việc lắp đặt pin điện quang vào năm 2018 (481 GW), công suất lắp đặt pin điện quang toàn cầu được dự báo sẽ tăng gần sáu lần vào năm 2030 (lên 2841 GW) và gần 18 lần vào năm 2050

(lên 8519 GW, trong đó quy mô phân tán (trên mái nhà) sẽ chiếm 40%, trong khi 60% còn lại sẽ là quy mô tiện ích). Châu Á sẽ tiếp tục dẫn đầu thị trường pin điện quang với khoảng 65% số lượng lắp đặt pin điện quang toàn cầu (chủ yếu là Trung Quốc với 76% tổng số), tiếp theo là Bắc Mỹ với 15% (chủ yếu là Hoa Kỳ với hơn 90% tổng số) và Châu Âu với 10% vào năm 2030. Đến năm 2050, Châu Á, chủ yếu là Trung Quốc, dự kiến sẽ duy trì vị trí dẫn đầu trong thị trường pin điện quang với 4837 GW (khoảng 57% số lượng lắp đặt pin điện quang toàn cầu), tiếp theo là Bắc Mỹ với 21% và Châu Âu với 11%. Trong khi đó, một sự tăng trưởng thị trường lớn hơn nhiều được dự đoán cho cả Châu Phi và Nam Mỹ vào năm 2050.



Hình này cho thấy sự biến đổi của tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền toàn cầu của các dự án điện mặt trời PV kể từ năm 2014, tiếp theo là năm 2050. Có thể thấy rằng tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền toàn cầu của các dự án điện mặt trời PV đã giảm khoảng 67% từ 2652 USD/kW vào năm 2014 xuống còn 876 USD/kW vào năm 2022. Sự giảm gần đây trong tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền năm 2022 so với giá trị năm 2021 là khoảng 4%. Kết quả từ phân tích REmap của IRENA cũng chỉ ra rằng tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền toàn cầu của các dự án điện mặt trời PV sẽ giảm từ 876 USD/kW vào năm 2022 xuống mức trung bình trong khoảng 340–834 USD/kW vào năm 2030 và 165–481 USD/kW vào năm 2050.

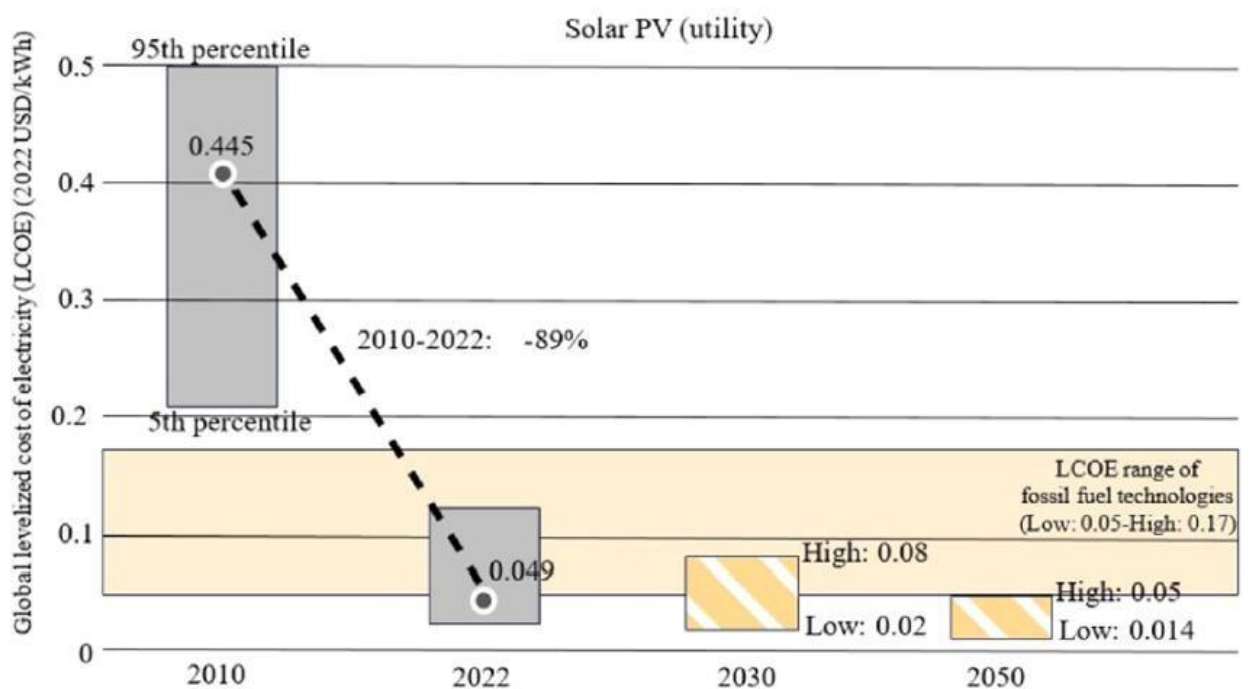


Vào năm 2023, các thị trường chứng kiến sự gia tăng tổng chi phí lắp đặt cho các dự án được đưa vào vận hành năm 2022 đã trải qua sự sụt giảm chi phí mạnh mẽ. Ví dụ, từ năm 2022 đến năm 2023, chi phí lắp đặt ở Hà Lan có mức giảm lớn nhất, khoảng 41%, trong số 15 thị trường được hiển thị. Chi phí ở Đức giảm 29% và quốc gia này có mức tăng trưởng 20% về công suất pin điện quang mới, lắp đặt hơn 14 GW vào năm 2023.

Pháp bổ sung 3 GW trong năm đó và chi phí giảm 20%, đạt 955 USD/kW. Cũng trong năm 2023, Úc và Ý chứng kiến tổng chi phí lắp đặt tăng, tuy nhiên, chỉ tăng 3%, trong khi Ấn Độ chứng kiến mức tăng cao nhất – 7% – với mức tăng trưởng 15% về công suất điện mặt trời PV mới. Chile và Mexico cũng trải qua sự gia tăng nhẹ về chi phí, lần lượt là 4% và 6%. Trong khi đó, Trung Quốc và Tây Ban Nha đều có các dự án PV cạnh

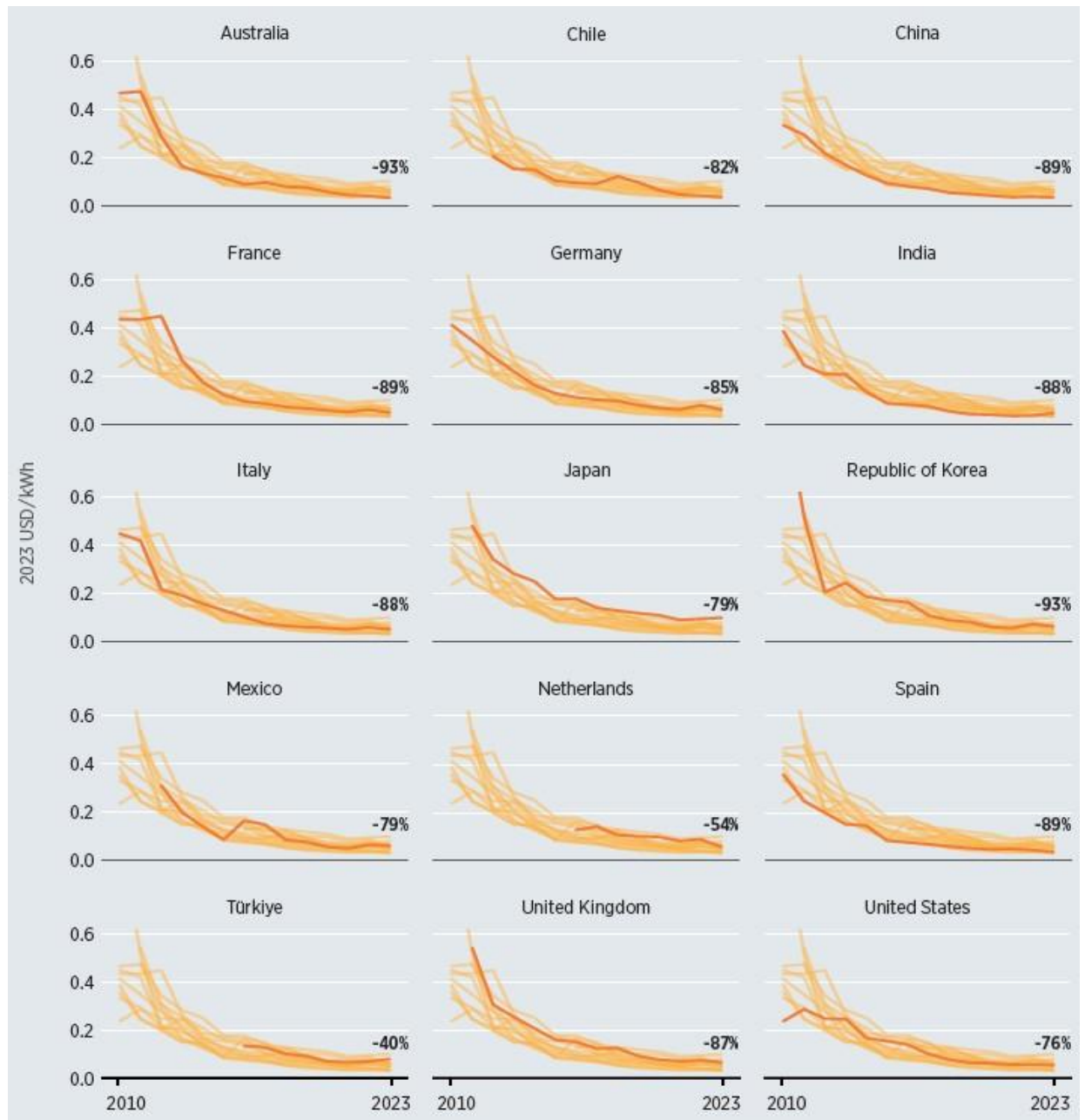
tranh với tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền là 671 USD/kW vào năm 2023. Từ năm 2022 đến năm 2023, chi phí giảm 10% ở Trung Quốc và 17% ở Tây Ban Nha.

Chi phí ở các thị trường châu Á khác, chẳng hạn như Hàn Quốc và Nhật Bản, đã giảm sau khi tăng 5% vào năm 2022. Thị trường pin điện quang đã điều chỉnh nhanh chóng vào năm 2023, bỏ lại những hạn chế về chuỗi cung ứng đã ảnh hưởng đến chi phí vào năm 2022. Trong năm đó, tổng chi phí lắp đặt tăng trong khoảng từ 2% đến 34% ở 8 trong số 15 thị trường được hiển thị trong hình trên. Vào năm 2023, ít quốc gia hơn chứng kiến chi phí tăng (5 trong số 15 thị trường), trong khi mức tăng thấp hơn – từ 3% đến 7% – đã được trải nghiệm. Mức giảm chi phí dao động từ 4% đến 41% đã được trải nghiệm ở 9 trong số 15 thị trường vào năm 2023, trong khi ở Vương quốc Anh, tổng chi phí lắp đặt vẫn không thay đổi so với năm 2021.



Hình này cho thấy sự biến đổi của LCOE trung bình gia quyền toàn cầu cho các dự án điện mặt trời PV kể từ năm 2010. Có thể thấy rằng LCOE trung bình gia quyền toàn cầu của công nghệ điện mặt trời PV đã giảm khoảng 89% từ 0,445 USD/kWh vào năm 2010 xuống còn 0,049 USD/kWh vào năm 2022. Điều đáng chú ý là LCOE của công nghệ PV đã giảm xuống mức chi phí điện nhiên liệu hóa thạch kể từ năm 2014. Mức giảm LCOE trung bình gia quyền toàn cầu gần đây năm 2022 so với giá trị năm 2021 là

khoảng 3%. Kết quả từ phân tích REmap của IRENA cũng chỉ ra rằng LCOE cho các dự án điện mặt trời PV sẽ giảm từ 0,049 USD/kWh vào năm 2022 xuống mức trung bình trong khoảng 0,02–0,08 USD/kWh vào năm 2030 và 0,014–0,05 USD/kWh vào năm 2050.



Vào năm 2023, LCOE trung bình gia quyền thấp nhất trong lĩnh vực quy mô tiện ích là ở Úc và Trung Quốc. Từ năm 2010 đến năm 2023, chi phí ở Úc giảm 93%, đạt 0,034 USD/kWh, trong khi ở Trung Quốc giảm 89%, đạt 0,036 USD/kWh. LCOE trung bình gia quyền ở Úc thấp hơn 22% so với mức trung bình gia quyền toàn cầu.

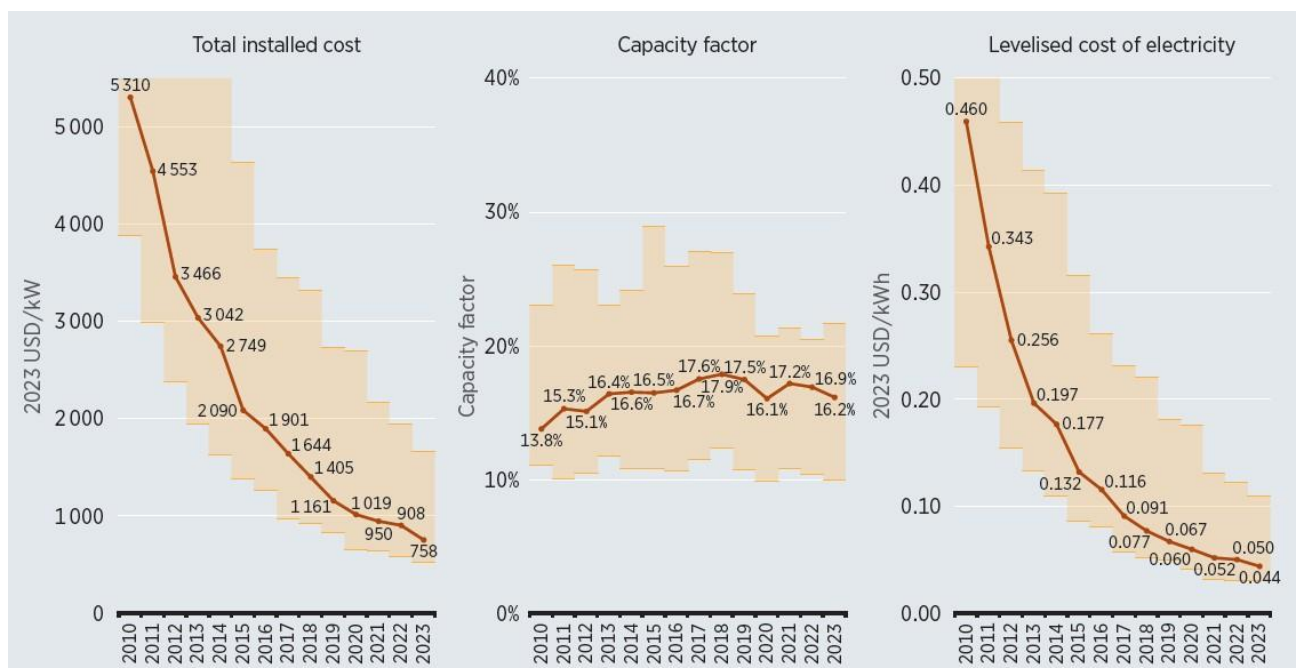
Hình này cũng cho thấy chi phí ở Chile cạnh tranh thứ ba trong số các thị trường lịch sử, ở mức 0,036 USD/kWh (cao hơn Úc 9%). Điều này xảy ra sau khi giảm 14% so với năm trước. LCOE của các dự án ở Tây Ban Nha giảm 18% và đạt mức cạnh tranh tương tự vào năm 2023, ở mức 0,038 USD/kWh. Điều này đã đưa thị trường Tây Ban Nha trở lại xu hướng chi phí giảm, sau khi LCOE tăng 4% từ năm 2020 đến năm 2021.

Vào năm 2023, Ấn Độ có chi phí cạnh tranh thứ tư, ở mức 0,048 USD/kWh. Mức này cao hơn 26% so với LCOE năm 2022 là 0,038 USD/kWh.

LCOE của PV quy mô tiện ích ở Hoa Kỳ giảm 3% so với năm trước, đạt 0,057 USD/kWh trong năm 2023 (cao hơn 33% so với mức trung bình gia quyền toàn cầu).

Hà Lan trải qua mức giảm lớn nhất, với LCOE giảm 35% từ năm 2022 đến năm 2023, đạt 0,059 USD/kWh.

Trong năm 2023, LCOE ở Nhật Bản tăng 5% – giống như đã làm vào năm 2022 – đạt 0,103 USD/kWh. Giá trị này cao gấp 2,5 lần LCOE ở Úc, quốc gia cạnh tranh nhất trong số những quốc gia được phân tích vào năm 2023.



Hình này cho thấy sự biến đổi của hệ số công suất trung bình gia quyền toàn cầu cho các dự án điện mặt trời PV từ năm 2010 đến năm 2023. Quan sát thấy rằng có xu hướng hệ số công suất cao hơn từ 13,8% vào năm 2010 lên 16,2% vào năm 2023. Sự tăng trưởng được quan sát thấy trong hệ số công suất chủ yếu là do ba yếu tố chính: 1) tăng cường hiệu suất của hệ thống bằng cách giảm tổn thất, 2) sử dụng hệ thống theo dõi năng lượng mặt trời và 3) xu hướng triển khai ở những khu vực có mức bức xạ cao hơn

Về sản xuất, Trung Quốc chiếm 96% công suất wafer toàn cầu và 88% công suất cell toàn cầu vào năm 2023 (Pierce và Sun, 2023). Các nhà sản xuất của Trung Quốc có lợi thế về quy mô và tận hưởng chi phí vật liệu, vốn và lao động thấp hơn so với các đối thủ cạnh tranh của họ. Tính đến tháng 12 năm 2023, Trung Quốc có thể sản xuất các module với giá 0,15 USD/watt, so với khoảng 0,22 USD ở Ấn Độ, 0,30 USD ở Châu Âu và 0,40 USD ở Hoa Kỳ (Financial Times, 2024). Tình trạng dư thừa công suất liên tục và ngày càng tăng trong sản xuất sẽ tiếp tục gây áp lực lên các nhà sản xuất và đẩy giá xuống (điều này cũng ngụ ý áp lực lên tiền lương). Từ năm 2020 đến năm 2023, công suất dư thừa toàn cầu đã tăng từ 12% lên 62% đối với polysilicon, từ -2% lên 45% đối với wafer, từ -2% lên 136% đối với cell và từ 37% lên 123% đối với module (Wood Mackenzie, 2024c).

Sự thống trị của Trung Quốc cũng đáng chú ý trong phân khúc biến tần của chuỗi cung ứng PV. Theo dữ liệu từ Wood Mackenzie (2024e), lượng xuất xưởng biến tần PV toàn cầu đã tăng 56% lên 536 GW vào năm 2023, với mười nhà sản xuất hàng đầu (trong đó chín nhà có trụ sở tại Trung Quốc) chiếm 81% thị phần. Chỉ riêng Huawei và Sungrow của Trung Quốc đã chiếm hơn một nửa lượng xuất xưởng toàn cầu.

Các nhà máy điện mặt trời PV ở Đông Nam Á đã nổi lên như một trung tâm xuất khẩu quan trọng. Nhiều nhà máy trong số này là kết quả của các khoản đầu tư của Trung Quốc nhằm lách thuế quan của Hoa Kỳ áp dụng đối với hàng nhập khẩu của Trung Quốc. Với việc Hoa Kỳ áp thuế quan đối với các module

được sản xuất ở Đông Nam Á, các công ty trong khu vực đã bắt đầu tái định hướng sang thị trường Ấn Độ (Raghavan, 2023).

Trước sức mạnh PV của Trung Quốc, Hoa Kỳ, các thành viên EU, Ấn Độ và các quốc gia khác không chỉ thực hiện các hàng rào thuế quan và phi thuế quan mà còn áp dụng các chính sách công nghiệp trong nỗ lực khôi phục cơ sở sản xuất của chính họ. Ấn Độ hiện là nhà sản xuất lớn thứ ba sau Trung Quốc và Đông Nam Á, trong khi Hoa Kỳ và Châu Âu có sự hiện diện nhỏ hơn (Pierce và Sun, 2023).

Chính sách thương mại là một vấn đề gây nhiều tranh cãi. Kinh nghiệm ở các quốc gia đa dạng như Ấn Độ, Nam Phi và Hoa Kỳ cho thấy rằng chỉ riêng các hạn chế nhập khẩu không hoạt động hiệu quả vì chúng không xây dựng được năng lực trong nước. Thay vào đó, sự kết hợp giữa các ràng buộc được thiết kế cẩn thận với các biện pháp chính sách công nghiệp (ví dụ: ưu đãi của chính phủ cho sản xuất trong nước) hỗ trợ tốt hơn cho chuỗi cung ứng năng lượng mặt trời trong nước (Hryshko, 2024).

Okay, chúng ta cùng đến với Điện mặt trời tập trung (Concentrated solar power) nhé.

CAP(MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Châu Phi	165	325	425	525	985	1 085	1 085	1 085	1 085	1 085
Châu A	345	345	365	365	580	744	798	918	918	918
Châu Bắc Mỹ	1 667	1 758	1 758	1 758	1 774	1 775	1 765	1 497	1 497	1 497
Châu Âu	2 312	2 312	2 312	2 312	2 312	2 321	2 321	2 321	2 321	2 321
Châu Nam Mỹ								108	108	108

Châu Đại	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Dươn g										
Thế giới	4 600	4 851	4 971	5 072	5 812	6 378	6 416	6 377	6 576	6 876

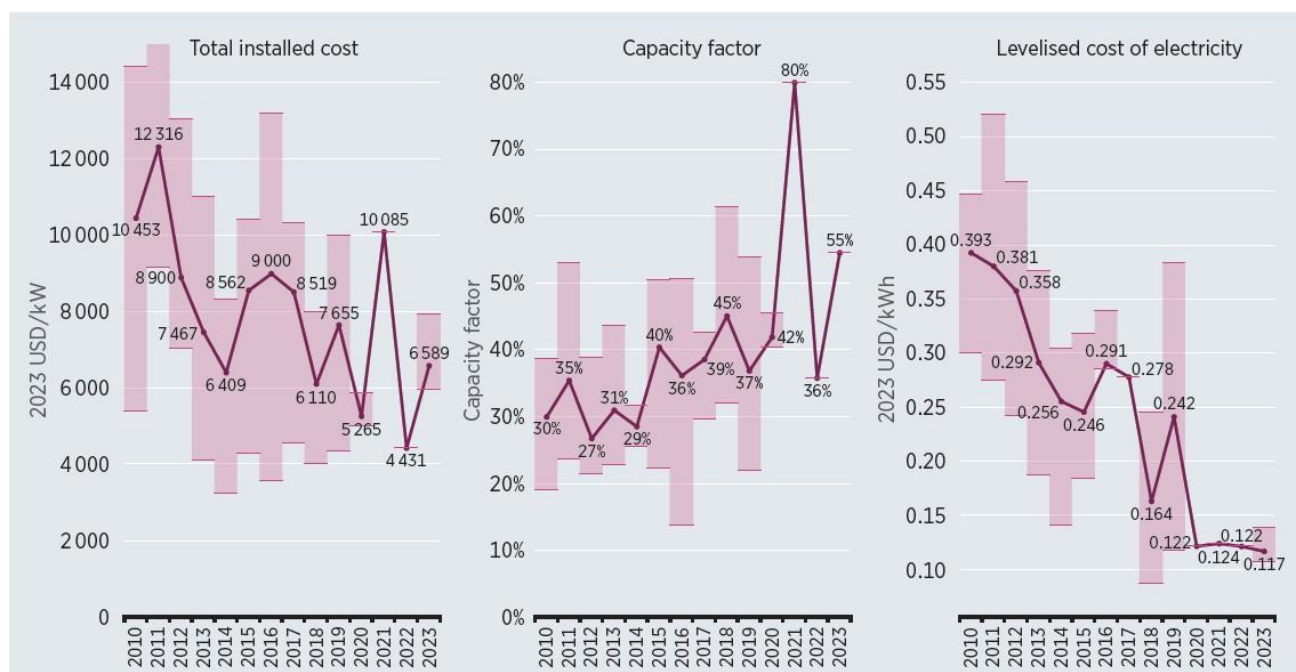
Thông kê	Quốc gia	Công suất lắp đặt (MW)
1	Tây Ban Nha	2 304
2	Mỹ	1 480
3	UAE	600
4	Trung Quốc	570
5	Ma Rốc	540
6	Nam Phi	500
7	Ấn Độ	343
8	Israel	242
9	Chile	108
10	Kuwait	52

Công suất lắp đặt năng lượng mặt trời tập trung toàn cầu trong mười năm qua và đóng góp của mười quốc gia hàng đầu được thể hiện trong 2 bảng trên (Báo cáo của IRENA năm 2023). Châu Âu là quốc gia đóng góp hàng đầu cho các dự án năng lượng mặt trời tập trung toàn cầu kể từ những năm đầu phát triển CSP. Vào năm 2014, 50% số lượng lắp đặt CSP trên thế giới có liên quan đến Châu Âu, tiếp theo là Bắc Mỹ (36%) và Châu Á (7%), như được thể hiện trong bảng đầu tiên. Sự phát triển CSP nhanh chóng đã xảy ra ở các khu vực khác kể từ năm 2014, đặc biệt là ở Châu Phi và Châu Á. Vào năm 2023, đóng góp tương đối của Châu Á và Châu Phi đều được ghi nhận ở mức khoảng 16% tổng số lắp đặt CSP. Công suất lắp đặt tích lũy của thế giới đã vượt qua 6,8 GW cho CSP vào năm 2023 (IRENA, 2023).

Với bảng ở dưới, trong khi Tây Ban Nha, Hoa Kỳ và có phần bất ngờ là UAE đã đá Trung Quốc xuống để ghi danh là 1 trong 3 ba quốc gia lắp đặt

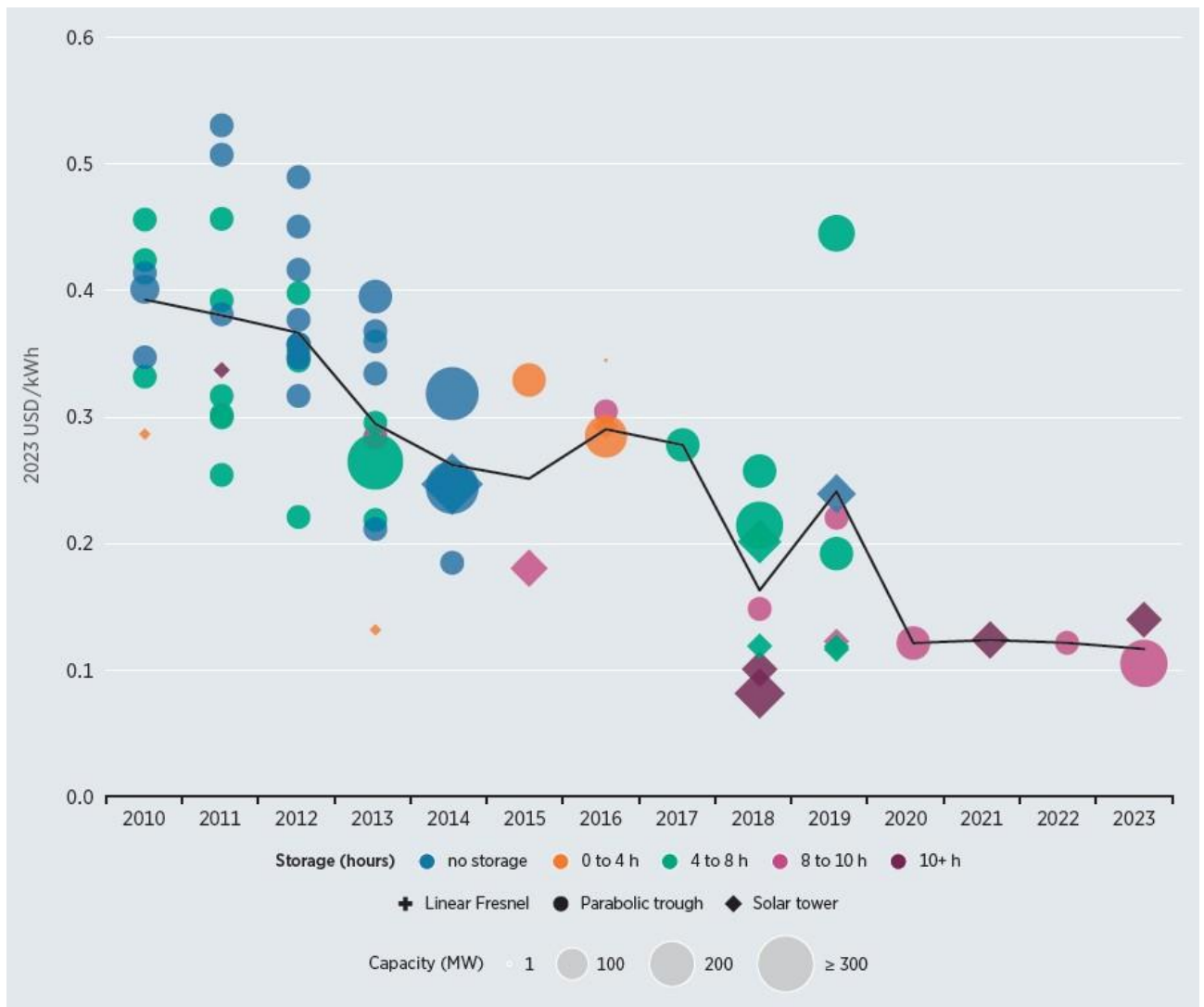
hàng đầu, thì đóng góp tương đối của Tây Ban Nha là khoảng 33% tổng số lắp đặt CSP, tiếp theo là Hoa Kỳ (21%) và UAE (8.7%) vào năm 2023.

Các công nghệ năng lượng tái tạo khác có quy mô nhỏ hơn và ít năng động hơn, đồng thời chỉ có thông tin hạn chế về việc làm mà chúng tạo ra. Năng lượng mặt trời tập trung (CSP) là một trong những công nghệ đó. Từ năm 1990, lĩnh vực CSP đã tiến bộ đều đặn; các triển khai ban đầu ở Hoa Kỳ và Tây Ban Nha sử dụng công nghệ máng parabol và tháp năng lượng. Sau năm 2010, công suất CSP toàn cầu đã tăng trưởng đáng kể, vượt quá 4 GW vào năm 2014. Giai đoạn này được đánh dấu bằng các thiết kế được cải tiến và quy mô máng parabol lớn hơn, cùng với việc triển khai rộng rãi hơn các tháp năng lượng. Noor Energy 1 của Các Tiểu vương quốc Ả Rập Thống nhất và nhiều dự án ở Trung Quốc là những ví dụ điển hình cho sự mở rộng này. Các quốc gia như Trung Quốc, Morocco và Các Tiểu vương quốc Ả Rập Thống nhất đã đóng vai trò then chốt trong sự trỗi dậy toàn cầu của CSP. Sự tăng trưởng của CSP đã được hỗ trợ bởi các cuộc đấu giá và biểu giá điện hỗ trợ; đáng chú ý, mô hình của Tây Ban Nha đã ảnh hưởng đến các chính sách ở Ấn Độ và Trung Quốc. Tuy nhiên, kể từ năm 2019, sự tăng trưởng đã chững lại; tính đến năm 2023, công suất toàn cầu đạt 7 GW (IRENA, 2024a).





Hình trên mình vừa gửi cho thấy tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền toàn cầu cho các dự án CSP từ năm 2010 đến năm 2023. Như được thể hiện trong hình đấy, tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền trên thế giới của công nghệ CSP đã giảm khoảng 35% từ 10.082 USD/kW vào năm 2010 xuống còn 6.589 USD/kW vào năm 2022. Với sự tham gia của Trung Quốc với tư cách là một đối thủ cạnh tranh lớn bằng cách triển khai nhiều nhà máy CSP hơn với giá lắp đặt tổng thể thấp hơn, mặc dù đã giảm 56% gần đây trong tổng chi phí lắp đặt năm 2022 so với giá trị năm 2021, nhưng sang 2023, tổng chi phí lắp đặt đã tăng lên 49%. Hình dưới cho thấy sự biến đổi của tổng chi phí lắp đặt cho các dự án CSP đối với các loại công nghệ và thời lượng lưu trữ khác nhau từ năm 2010 đến năm 2023. Dựa trên thời lượng lưu trữ, vị trí của các dự án, công suất nhà máy và loại công nghệ được sử dụng (Linear Fresnel, Parabolic Trough, Solar Tower), một loạt các chi phí lắp đặt đã được quan sát thấy mỗi năm cho công nghệ CSP. Ví dụ, vào năm 2018, phạm vi biến đổi là từ 3400 đến 7000 USD/kW với công suất lưu trữ cao hơn (từ 4 đến 8 giờ hoặc thậm chí nhiều hơn). Cũng có thể thấy rằng không có dự án CSP nào có thiết kế Linear Fresnel kể từ năm 2014, ngoại trừ một trường hợp ngoại lệ vào năm 2020, như được hiển thị trong hình đấy.



Hình tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền toàn cầu cho các dự án CSP đồng thời cũng thể hiện chi phí điện quy dẫn trung bình toàn cầu có trọng số (LCOE) cho các dự án CSP (Năng lượng mặt trời tập trung) từ năm 2010 đến năm 2023. Như được thể hiện trong hình đây, LCOE trung bình toàn cầu có trọng số của công nghệ CSP đã giảm khoảng 71% từ 0,393 USD/kWh vào năm 2010 xuống còn 0,117 USD/kWh vào năm 2023. Điều này khiến CSP trở thành nguồn năng lượng đắt nhất trong số các nguồn năng lượng tái tạo hiện nay.

Hình ở trên thể hiện sự biến đổi của chi phí điện quy dẫn cho các dự án CSP trên các loại công nghệ và thời lượng lưu trữ khác nhau từ năm 2010 đến năm 2023.

Trong giai đoạn từ năm 2010 đến năm 2012, việc triển khai năng lượng mặt trời tập trung (CSP) chủ yếu do Tây Ban Nha dẫn đầu – và phần lớn bao gồm các nhà máy PTC (máng parabol) – LCOE (chi phí điện quy dẫn) trung bình toàn cầu có trọng số theo dự án chỉ giảm nhẹ, mặc dù trong một phạm vi ngày càng rộng, khi các dự án mới được đưa vào hoạt động. Điều này đã thay đổi vào năm 2013, khi một xu hướng giảm rõ rệt trong LCOE của các dự án xuất hiện khi thị trường mở rộng, kinh nghiệm được tích lũy và việc mua sắm cạnh tranh hơn bắt đầu có tác động. Thay vì chỉ các hiệu ứng học hỏi công nghệ thúc đẩy LCOE dự án thấp hơn từ năm 2013 trở đi, sự dịch chuyển triển khai sang các khu vực có DNI (bức xạ mặt trời trực tiếp) cao hơn trong giai đoạn từ năm 2013 đến năm 2015 cũng đóng một vai trò (Lilliestam et al., 2017).

Trong giai đoạn từ năm 2016 đến năm 2019, chi phí tiếp tục giảm và việc đưa vào vận hành các dự án ở Trung Quốc trở nên rõ ràng. Các dự án được đưa vào vận hành ở đó vào năm 2018 và sau đó đạt được LCOE ước tính từ 0,082 USD/kWh đến 0,149 USD/kWh. Ngược lại, chi phí cho các dự án được đưa vào vận hành vào năm 2018 và 2019 ở Morocco và Nam Phi có xu hướng cao hơn.

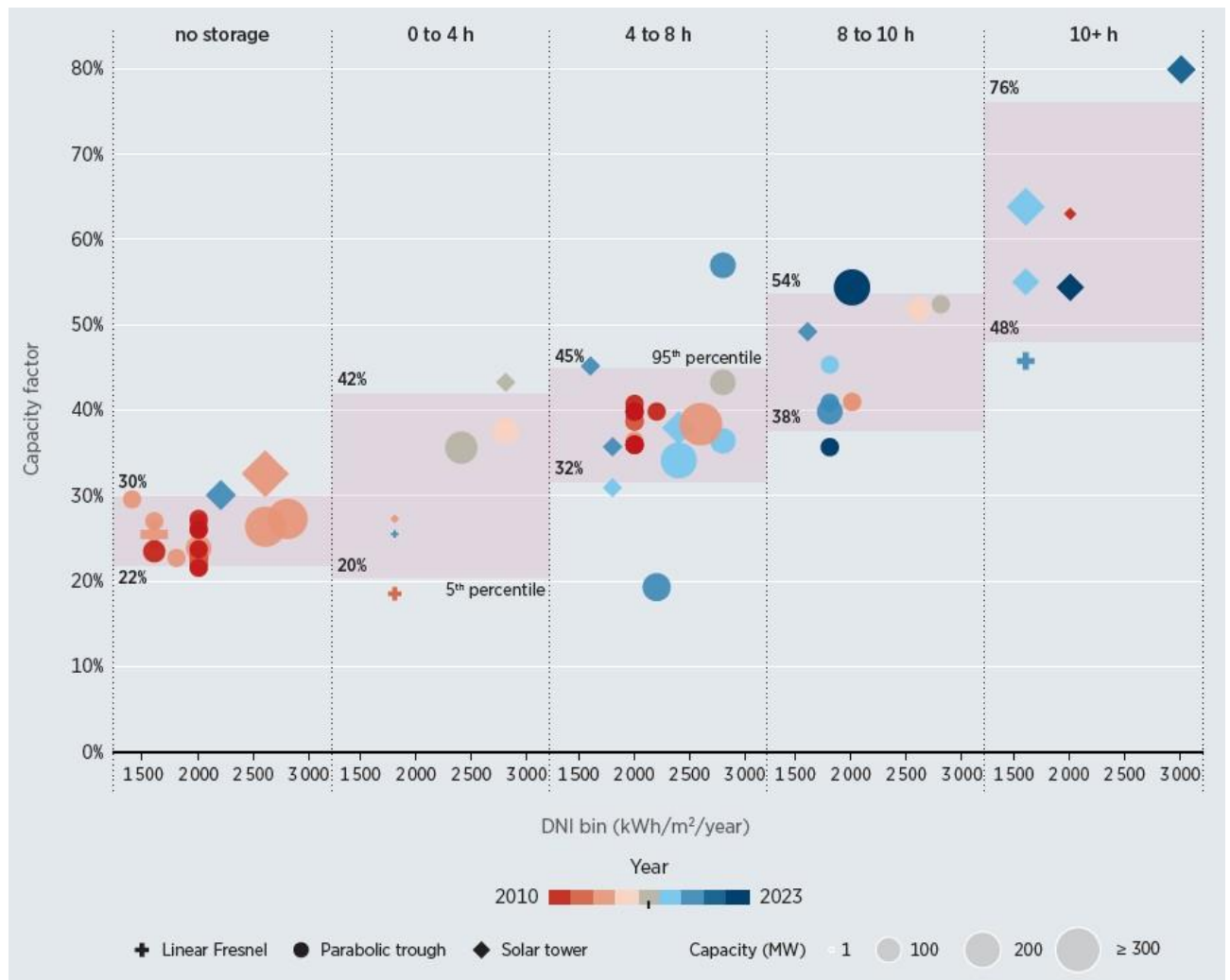
Đối với các dự án được đưa vào vận hành từ năm 2014 đến năm 2017, vị trí của chúng ở những nơi có DNI cao hơn là yếu tố chính góp phần tăng hệ số công suất (và do đó giảm giá trị LCOE). DNI trung bình có trọng số của các dự án được đưa vào vận hành trong giai đoạn đó, khoảng 2.600 kWh/m²/năm, cao hơn 28% so với giai đoạn từ năm 2010 đến năm 2013. Tuy nhiên, như đã lưu ý, đây không phải là yếu tố duy nhất thúc đẩy xu hướng LCOE, vì những cải tiến công nghệ đã chứng kiến sự chuyển dịch sang cấu hình nhà máy có dung lượng lưu trữ cao hơn. CSP với lưu trữ năng lượng nhiệt chi phí thấp đã chứng minh rằng nó có thể đóng một vai trò quan trọng trong việc tích hợp tỷ lệ năng lượng tái tạo biến đổi cao hơn ở những khu vực có DNI tốt.

Trong năm 2016 và 2017, chỉ một số ít nhà máy được hoàn thành, với khoảng 100 MW được bổ sung mỗi năm. Do đó, kết quả cho hai năm này không ổn định và bị chi phối bởi chi phí nhà máy cụ thể. Vào năm 2016, sự gia tăng LCOE là do chi phí cao hơn của các dự án ban đầu ở Nam Phi và Morocco được đưa vào vận hành trong năm đó. Vào năm 2017, LCOE trung bình toàn cầu có trọng số đã giảm trở lại mức được thiết lập vào năm 2014 và 2015.

Việc bổ sung công suất mới sau đó đã phục hồi vào năm 2018 và 2019, với 741 MW và 566 MW được bổ sung mỗi năm tương ứng. Vào năm 2018, các nhà máy được đưa vào vận hành ở Trung Quốc, Morocco và Nam Phi, với LCOE dao động từ mức thấp 0,082 USD/kWh ở Trung Quốc đến mức cao 0,258 USD/kWh ở Nam Phi. Ngược lại, năm 2019 chứng kiến LCOE cao hơn, khi hai dự án bị trì hoãn của Israel được đưa vào hoạt động. Chi phí trong năm đó dao động từ 0,117 USD/kWh cho một dự án ở Trung Quốc đến 0,446 USD/kWh cho dự án PTC của Israel.

Vào năm 2020, việc triển khai không vượt quá 150 MW, mặc dù chi phí vốn thấp cho các dự án diễn ra ở Trung Quốc đã đẩy LCOE trung bình có trọng số cho năm đó xuống 0,122 USD/kWh. Vào năm 2021, giá trị LCOE cao hơn 2% so với năm 2020, ở mức 0,124 USD/kWh – mặc dù vẫn thấp hơn 68% so với năm 2010. Tuy nhiên, con số năm 2021 được dựa trên một thị trường rất mỏng, cũng như con số năm 2022 là 0,122 USD/kWh.

Hiện tại, hệ số công suất cao hơn và tổng chi phí lắp đặt thấp hơn có thể góp phần giảm LCOE cho CSP. Ngoài ra, việc giảm thêm LCOE có thể đạt được bằng cách triển khai công nghệ lưu trữ trong các dự án CSP. Nhận thấy thực tế rằng lưu trữ giảm thiểu LCOE, không có dự án CSP nào không có khả năng lưu trữ kể từ năm 2014, như được thể hiện trong hình đây. Cũng thấy rằng thời lượng lưu trữ trung bình vào năm 2018 (8,3 giờ) gấp đôi giá trị năm 2010 (3,6 giờ).



Hình tổng chi phí lắp đặt trung bình gia quyền toàn cầu cho các dự án CSP và cũng thể hiện chi phí điện quy dẫn trung bình toàn cầu có trọng số (LCOE) cũng còn cho thấy cho thấy hệ số công suất trung bình toàn cầu có trọng số cho các dự án CSP từ năm 2010 đến năm 2023. Hệ số công suất trung bình toàn cầu có trọng số đã tăng từ 30% vào năm 2010 lên 55% vào năm 2023. Hình ở trên cho thấy sự biến thiên của hệ số công suất cho các dự án CSP trên các mức độ bức xạ trực tiếp thông thường, các loại công nghệ và thời lượng lưu trữ khác nhau từ năm 2010 đến năm 2023. Có thể thấy trong những năm gần đây, có xu hướng tăng công suất lưu trữ cùng với hệ số công suất cao hơn. Sự gia tăng hệ số công suất chủ yếu là do sự dịch chuyển từ Tây Ban Nha sang các địa điểm có mức bức xạ trực tiếp cao hơn, dao động từ 2500 đến 3000 kWh/m²/năm kể từ năm 2014.

CSP cũng có thể thúc đẩy tăng trưởng kinh tế rộng lớn hơn. Bằng cách cung cấp cho các nhà vận hành lưới điện một giải pháp thay thế, CSP có thể hỗ trợ tính linh hoạt và độ tin cậy của lưới điện khi nhu cầu năng lượng phát triển. Khả năng lưu trữ tích hợp của CSP khiến nó trở thành một tài sản có giá trị cho quá trình chuyển đổi năng lượng đầy tham vọng, đồng thời duy trì sự ổn định của lưới điện dựa trên năng lượng tái tạo. Trên thực tế, để đạt được các mục tiêu của Thỏa thuận Paris, công suất CSP cần đạt ít nhất 196,7 GW vào năm 2030 và 872,6 GW vào năm 2050, đòi hỏi đầu tư 657 tỷ USD vào năm 2030 và thêm 1,83 nghìn tỷ USD vào năm 2050. Sự mở rộng này hứa hẹn an ninh năng lượng, tạo việc làm và ổn định lưới điện thông qua các giải pháp lưu trữ (IRENA, 2024d sắp tới).

Tài liệu tham khảo [1. Solar energy status in the world: A comprehensive review - Hamed H. Poursal a,, *Reza Vatankhah Barenji b,, Vahid M. Khojastehnezhad a]*

[2. IRENA RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023 - Deborah Ayres, Lourdes Zamora]

[3. IRENA RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2024 - Julian Prime, Iman Abdulkadir Ahmed, Dennis Akande, Nazik Elhassan, Gerardo Escamilla, Akshay Jamdade, Yury Melnikov, Adrian Whiteman.]

[4. IRENA Renewable Energy and Jobs Annual Review 2024 - Michael Renner , Celia García-Baños, Arslan Khalid, Raul Alfaro-Pelico]

[5. IRENA FUTURE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects - Dolf Giele, Ricardo Gorin, Elisa Asmelash, Gayathri Prakash, Rodrigo Leme, Giacomo Gallina.]

b) Việt Nam

Tại Việt Nam, nguồn năng lượng hóa thạch hiện nay còn đáp ứng được nhu cầu sử dụng và sản xuất. Năm 2015, khả năng khai thác và nhập khẩu than đá đáp ứng hơn 90% nhu cầu sử dụng (trong đó phần lớn dành cho phát điện) nhưng theo dự báo đến năm 2020 thì khả năng khai thác chỉ đáp ứng được 60% và tỉ lệ này chỉ còn 34% đến năm 2035. Bên cạnh đó, do diễn biến thời tiết không thuận lợi, hạn hán thường xảy ra trên diện rộng và kéo dài nên lưu lượng nước về các hồ thủy điện rất thấp có lúc chỉ tích được 25 – 50% dung tích thiết kế. Sau khi thủy điện Lai Châu hoàn thành, Việt Nam sẽ không còn xây dựng những nhà máy thủy điện lớn vì cơ bản đã khai thác hết. Theo quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020, có xét đến 2030 thì vào năm 2020, Việt Nam sẽ nhập khẩu hơn 2.300 MW điện (chiếm 3,1% tổng cơ cấu năng lượng điện), năm 2030 sẽ nhập 7.100 MW (chiếm 4,9% tổng cơ cấu năng lượng điện).

Từ đây có thể nhận thấy rằng trong tương lai gần tỉ lệ trong cơ cấu phân bổ các nguồn năng lượng sơ cấp để phát điện sẽ cần phải thay đổi. Nếu không đảm bảo được kế hoạch khai thác các nguồn năng lượng nội địa hợp lý, vấn đề năng lượng của Việt Nam sẽ phụ thuộc¹ nhiều vào thị trường năng lượng quốc tế và chịu sự tác động thay đổi của nó. Do đó phát triển đa dạng hóa các nguồn năng lượng khác bên cạnh các nguồn năng lượng truyền thống ngày càng trở nên quan trọng trong cơ cấu nguồn năng lượng Việt Nam trong tương lai, đặc biệt là các nguồn năng lượng tái tạo. Việc phát triển các nguồn năng lượng mới này không chỉ giải quyết vấn đề cân bằng cung cầu năng lượng, an ninh năng lượng mà còn góp phần quan trọng giảm phát thải khí nhà kính, chống biến đổi khí hậu toàn cầu.

Một điểm thuận lợi của Việt Nam trong việc khai thác và sử dụng nguồn năng lượng mặt trời, đó là tiềm năng năng lượng mặt trời ở nước ta tương đối cao, là nước nằm trong giải phân bố ánh nắng mặt trời trong năm tương đối mạnh trên bản đồ bức xạ mặt trời của thế giới.

Năm 2014 trong một dự án do Chính Phủ Tây Ban Nha tài trợ [132] đã công bố bản đồ đánh giá tiềm năng năng lượng mặt trời trên lãnh thổ Việt Nam. Theo công trình này, Miền Bắc có 1681 giờ nắng/năm đạt 3,4 kWh/m²/ngày, Miền Trung có 1980 giờ nắng/năm tương ứng 3,8 kWh/m²/ngày và Miền Nam có 2588 giờ nắng/năm tương ứng 4,8 kWh/m²/ngày. Tuy nhiên mặc dù có tiềm năng khá tốt, thời gian đầu Việt Nam vẫn chưa tận dụng được nguồn năng lượng này

và hầu hết các dự án điện mặt trời ở Việt Nam vẫn đang phát triển ở qui mô nhỏ. Nhưng đến giai đoạn 2019 đổ đi, năng lượng mặt trời ở Việt Nam đã có được những sự bùng nổ cần thiết, ngày càng chứng tỏ năng lượng mặt trời đang bắt đầu tiến tới dần thay thế cho năng lượng thủy điện và hóa thạch. Thật vậy, cũng theo báo cáo của IRENA thì thấy sự tăng trưởng của năng lượng mặt trời Việt Nam được thể hiện như sau:

CAP (MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Việt Nam	5	5	5	8	105	4 994	16 661	16 661	16 698	17 077

Tính đến cuối năm 2014, đầu năm 2015, tổng công suất lắp đặt điện mặt trời trong cả nước đạt xấp xỉ 4,5 MWp, trong đó khoảng 20% tổng công suất (tương đương với 900 kWp) được đấu nối vào lưới điện. Các trạm điện mặt trời nối lưới này có công suất trung bình khoảng 50 kWp và thuộc sở hữu của một số tổ chức và doanh nghiệp lớn, như Intel Corporation, Big C (Hà Nội). Cho đến cuối năm 2017 tại Việt Nam có khoảng hàng trăm công trình sử dụng điện mặt trời cho nhiều mục đích khác nhau như chiếu sáng gia đình, chiếu sáng công cộng, trường học, trạm y tế, công viên, đèn tín hiệu cho giao thông vận tải, trạm thu phát sóng, ô tô, canô chạy điện mặt trời. Riêng tổng công suất ĐMT nối lưới ước tính khoảng 8MW.

Năm 2018, điện mặt trời của Việt Nam ghi nhận mức tăng trưởng đáng kể, nhưng con số này vẫn còn quá nhỏ so với một số quốc gia có tiềm năng tương tự, như Mỹ, Ý, Philippines, thậm chí còn thấp hơn Malaysia, Thái Lan. Cụ thể, tổng công suất điện mặt trời Việt Nam năm 2018 chỉ là 106 MWp, chưa bằng 1% so với Ý và chỉ bằng khoảng 4% của Thái Lan. Năm 2019, tổng công suất điện mặt trời đã tăng lên khoảng 5 GWp, trong đó 4,5 GWp là của các nhà máy điện mặt trời nối lưới và gần 0,4 GWp của hệ thống điện mặt trời áp mái. Sự phát triển mạnh mẽ này là do các nhà đầu tư đã tăng tốc độ triển khai dự án để tận dụng

các ưu đãi của Chính phủ theo Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam.

Tính đến hết năm 2020, nguồn điện mặt trời nối lưới đã được đưa vào vận hành lên tới 9 GW (trong đó, 2 tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận gần 3,5 GW). Quy mô công suất của các dự án điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch là trên 13 GW (tổng quy mô đăng ký xây dựng các dự án điện mặt trời nhưng chưa được bổ sung vào quy hoạch là khoảng 50 GW). Theo Dự thảo quy hoạch điện VIII, dự kiến công suất lắp đặt điện mặt trời sẽ tăng từ 17 GW (giai đoạn 2020-2025) lên khoảng 20 GW (năm 2030). Tỷ trọng điện mặt trời được kỳ vọng sẽ chiếm 17% (năm 2025), 14% (năm 2030) trong cơ cấu các nguồn điện.

Với tiềm năng lớn từ điều kiện tự nhiên cùng với các cơ chế khuyến khích về đất đai, nguồn vốn, thuế và đảm bảo bao tiêu mua điện mặt trời sản xuất theo mức giá cố định, nương theo tỷ giá với đồng USD, ngành sản xuất điện mặt trời của Việt Nam đã có bước phát triển vượt bậc trong 5 năm qua.

Việt Nam lọt top 10 thế giới và đứng đầu Đông Nam Á về công suất sản xuất điện mặt trời, ta có bảng dưới đây cho thấy, nguồn điện được sản xuất từ mặt trời có tốc độ tăng đáng kể. Nếu năm 2019, nhiệt điện than chiếm 50%, thủy điện chiếm 27,5%, điện khí chiếm 17,6%, nhiệt điện dầu chiếm 0,8%, năng lượng tái tạo chiếm 2,4%, nhập khẩu chiếm 1,3%, thì sang năm 2020, cục diện này đã thay đổi đáng kể: nhiệt điện than giảm chỉ còn 48%, thủy điện giảm xuống 25%, điện khí tăng hơn so với năm 2019, chiếm 21%, nhiệt điện dầu không có sự thay đổi, năng lượng tái tạo tăng từ 2,4% lên 4,8%. Điều này cho thấy, năng lực phát triển điện mặt trời ở Việt Nam là khá lớn, vì việc vận hành sản xuất điện được thực hiện trong thời gian khá ngắn, nhưng tốc độ sản xuất điện đạt tỷ lệ cao (Hình 1).

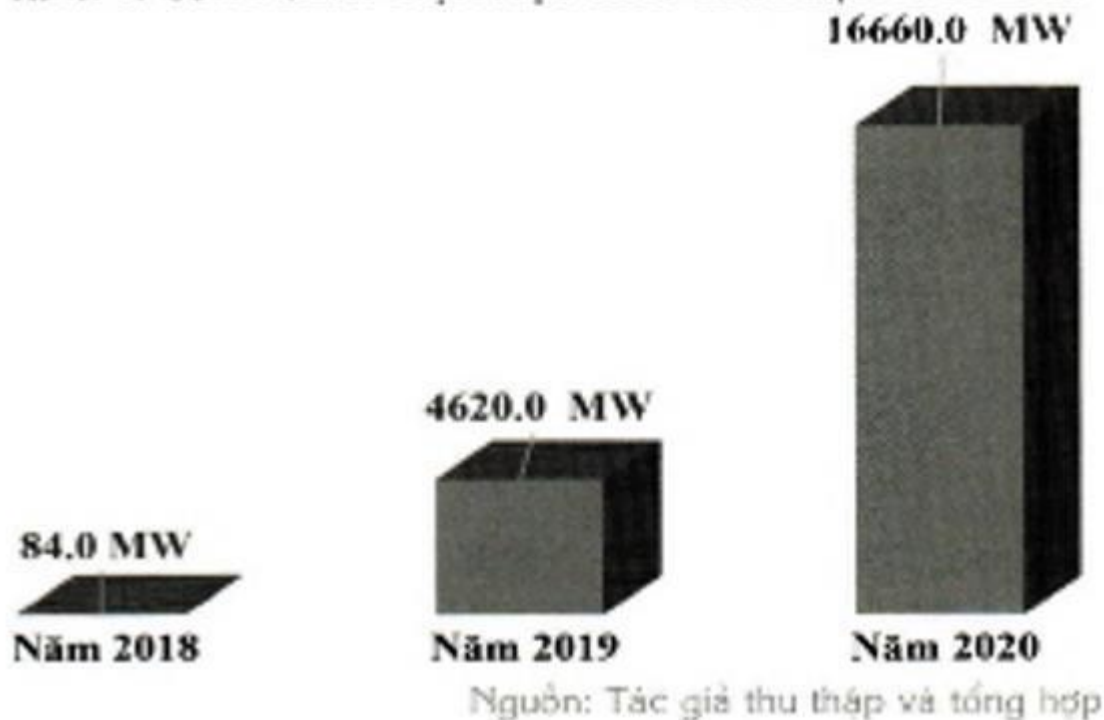
**BẢNG 1: ĐIỆN SẢN XUẤT VÀ NHẬP KHẨU TOÀN HỆ THỐNG
GIAI ĐOẠN 2016-2020**

Đơn vị: Triệu kWh

STT	Năm	2016	2017	2018	2019	2020
	Điện sản xuất + nhập khẩu	181.988	197.433	221.040	240.103	227.051
1	Nhiệt điện than	68.351	67.714	91.654	120.158	108.142
2	Thủy điện	63.491	85.940	83.081	66.117	56.199
3	Tuabin khí	45.242	40.201	40.562	42.402	47.490
4	Nhiệt điện dầu	1.168	139	740	2.061	1.958
5	Năng lượng tái tạo	323	558	998	5.890	9.424
	Gió	201	350	488	722	1010,8
	Mặt trời			22	4.818	8.432
	Sinh khối + rác	122	208	488	350	315
6	Nhập khẩu	2.736	2.361	3.125	3.315	3.149
7	Khác	878	870	881	860	688

Năm 2020, tổng công suất điện mặt trời của Việt Nam đạt khoảng 16.660 MW, chiếm khoảng 25% tổng công suất lắp đặt nguồn của hệ thống điện quốc gia. Trong đó, có gần 9.300 MWp điện mặt trời mái nhà với hơn 100.000 công trình đã được đấu nối vào hệ thống điện. Chỉ trong 3 ngày cuối trước thời hạn hoàn tất để hưởng giá ưu đãi, đã có thêm hơn 3.000 MW điện mặt trời mái nhà với hơn 10.000 dự án được vận hành. Con số này vượt xa mục tiêu do Chính phủ đề ra ban đầu là 850 MW, thậm chí đang tiến gần đến mục tiêu dự kiến là 18.600 MW công suất điện mặt trời lắp đặt vào năm 2030 được nêu trong dự thảo Quy hoạch Điện 8 của Việt Nam. Với kết quả này, Việt Nam hiện xếp thứ 8 trong top 10 quốc gia có công suất lắp đặt năng lượng mặt trời lớn nhất thế giới, chiếm 2,3% toàn cầu.

HÌNH 1: CÔNG SUẤT ĐIỆN MẶT TRỜI GIAI ĐOẠN 2018-2020



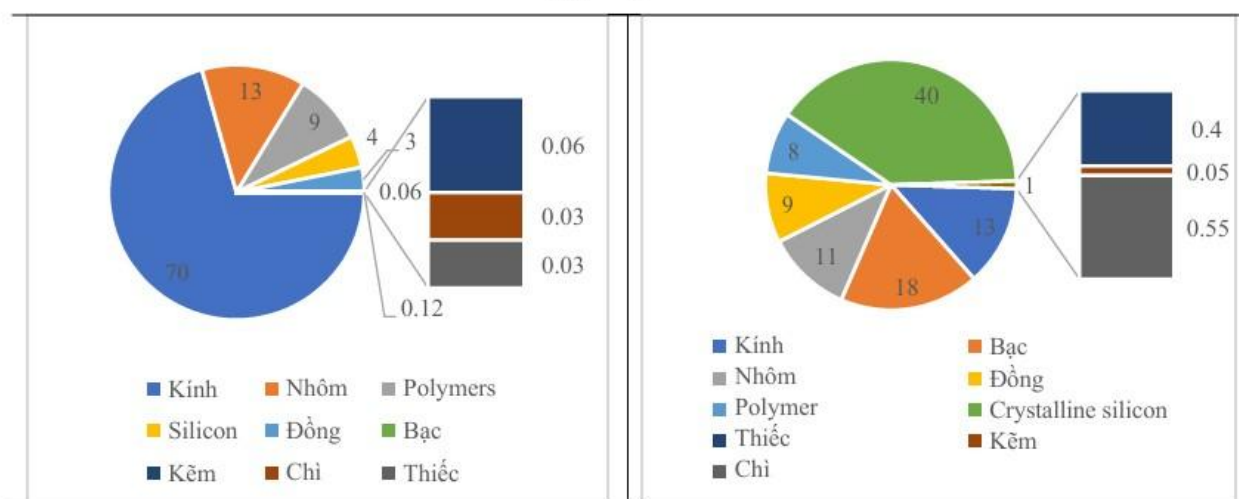
Để đạt được con số trên đây, ngoài lý do cơ bản là các trang trại điện mặt trời (ĐMT) hoàn thành xây dựng chỉ trong vòng 6 - 9 tháng, thì giá FiT mới chính là cú hích cho loại hình nguồn điện này phát triển nhanh. Giá FiT (Feed-in Tariffs) - biểu giá điện hỗ trợ là công cụ chính sách được thiết kế để thúc đẩy đầu tư vào các nguồn năng lượng tái tạo. Thời hạn của hợp đồng mua bán điện đối với các dự án điện mặt trời là 20 năm (kể từ ngày vận hành thương mại) và giá bán điện được điều chỉnh theo biến động của tỷ giá đồng/USD. Biểu giá theo cơ chế khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo (NLTT) - FiT được hưởng 20 năm, được điều chỉnh theo biến động của tỷ giá đồng Việt Nam với đô la Mỹ.

Hiện tại, Việt Nam mới chỉ có 9 nhà máy sản xuất tấm mô đun quang điện (PV), trong đó chỉ có hai công ty do Việt Nam làm chủ, đó là: IREX Solar (Vũng Tàu) và Công ty CP Năng lượng Mặt Trời Đỏ (TP Hồ Chí Minh). Các tấm pin năng lượng mặt trời nhập khẩu từ Mỹ, Đức, Nhật Bản, Hàn Quốc, Canada, Na Uy, Ấn Độ, Singapore, Trung Quốc và do các doanh nghiệp FDI sản xuất chiếm ưu thế gần như tuyệt đối trên thị trường Việt Nam.

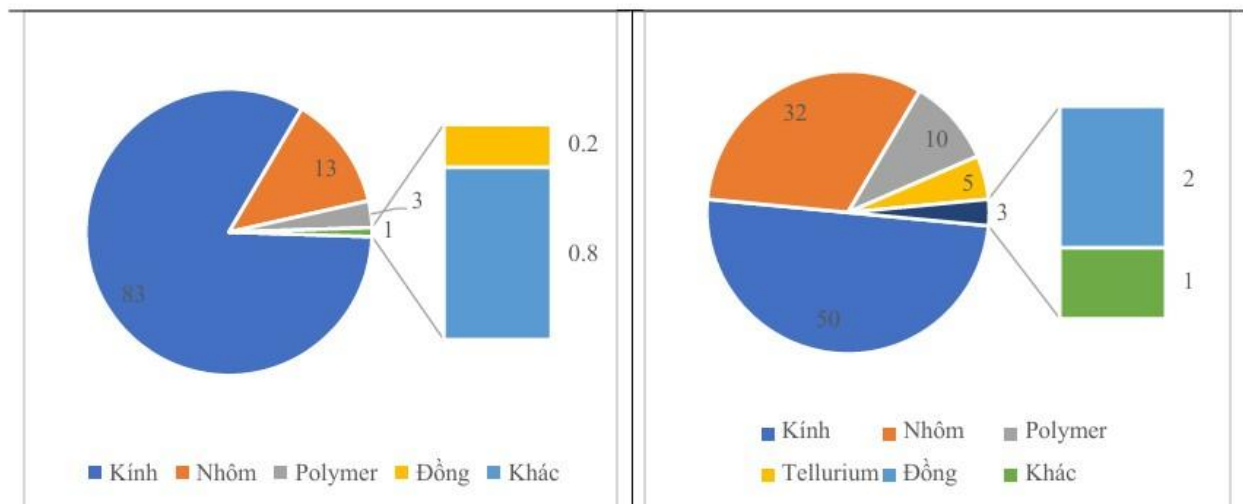
Tại Việt Nam, công nghệ, kỹ thuật và khả năng phát triển dự án điện mặt trời còn đang phụ thuộc rất nhiều vào nước ngoài, dẫn đến việc triển khai điện

mặt trời với quy mô lớn còn gặp nhiều khó khăn, đặc biệt là về giá thành. Điều này khiến điện mặt trời khó có khả năng cạnh tranh với những nguồn điện truyền thống khác. Ứng dụng quan trọng nhất của năng lượng mặt trời hiện nay và trong tương lai vẫn là sản xuất điện năng. Hai loại công nghệ sản xuất điện mặt trời được phát triển rộng rãi là: công nghệ quang điện (SPV - Solar photovoltaic) và công nghệ điện mặt trời hội tụ (CSP - Concentrated solar power). Công nghệ SPV phổ biến nhất hiện nay bao gồm: pin mặt trời tinh thể (chiếm khoảng 90% thị phần), còn lại là pin mặt trời màng mỏng (thị phần khoảng 10%). Theo đánh giá của các nhà nghiên cứu quốc tế, giá thành của công nghệ CSP sẽ còn cao trong tương lai, nên không có dự kiến đưa vào hoạt động nhà máy quy mô lớn. Bản thân theo như IRENA công bố báo cáo năm 2023 là rất nhiều nước, bao gồm có Việt Nam, chưa thể lắp đặt và vận hành công nghệ điện mặt trời hội tụ. Xu hướng này ngày càng tăng lên khi hiệu quả sử dụng dạng C- silicon (hiệu suất hoạt động: 12 -24 %) cao hơn dạng film mỏng (9%) vì có tuổi thọ kéo dài, có thể chịu được các điều kiện khác nghiệt, có khả năng chịu nhiệt và chi phí lắp đặt thấp. Hơn thế nữa, silicon thân thiện với môi trường và có thể tái chế trong khi đó film mỏng có cấu trúc phức tạp và chiếm nhiều diện tích.

Tỷ trọng thành phần dựa trên công nghệ sản xuất C – silicon theo khối lượng (trái) và giá trị (phải)



Tỷ trọng thành phần dựa trên công nghệ sản xuất Thin – Film theo khối lượng (trái) và giá trị (phải)



Có thể thấy rằng chi phí sản xuất module pin năng lượng mặt trời liên tục giảm qua các năm nhờ sự tiến bộ về khoa học công nghệ từ mức 1.6 USD/W năm 2010 xuống còn trung bình khoảng 0.3 USD/W năm 2021. Trong khi đó chi phí sản xuất tại Trung Quốc chỉ là 0.24 USD/W còn một số quốc gia Đông Nam Á như Việt Nam thì chi phí này cao hơn 5%, khoảng 0.26 USD/W trong khi châu Âu là 0.33 USD/W, Mỹ khoảng 0.3 USD/W do hầu hết module pin sử dụng tại Châu Âu và Mỹ đều phải nhập khẩu từ Trung Quốc và Đông Nam Á nên phát sinh chi phí vận chuyển. Điều này cũng cho thấy lợi thế cạnh tranh của Việt Nam trong việc phát triển năng lượng mặt trời cũng như thu hút đầu tư vốn nước ngoài cho lĩnh vực này. Dự báo chi phí đầu tư điện mặt trời sẽ tiếp tục giảm trong những năm tiếp theo nhờ sự tiến bộ của công nghệ sản xuất, tối ưu hóa sản phẩm cũng như sự cạnh tranh mạnh hơn bởi có sự tham gia của nhiều nhà sản xuất trong lĩnh vực này.

Chi phí đầu tư điện mặt trời giai đoạn 2020 - 2045

		Chi phí xây dựng (kUSD/MW)	Chi phí vận hành và bảo trì cố định (kUSD/MW)	Tuổi thọ (năm)
ĐMT quy mô lớn	2020 - 2024	1,009	9.2	20
	2025 - 2029	911	8.25	
	2030 - 2039	806	7.3	
	2040 - 2045	696	6.75	
ĐMT áp mái	2020 - 2024	1,009	18.56	20
	2025 - 2029	911	16.53	
	2030 - 2039	806	14.51	
	2040 - 2425	696	12.91	

Nguồn: Dự thảo quy hoạch điện 8

Chi phí sử dụng đất cho những dự án phát triển điện mặt trời nói chung và năng lượng tái tạo nói riêng đã đang và sẽ tiếp tục được ưu đãi từ chính phủ so với lĩnh vực khác nhằm khuyến khích nhà đầu tư tham gia sâu rộng vào các dự án điện mặt trời tại Việt Nam. Chi phí sử dụng đất được cập nhật từ các quyết định của UBND các tỉnh về bảng giá đất hiện tại và dự kiến, giá đất cho các công trình năng lượng tái tạo được giả thiết lấy theo giá đất nông nghiệp (trồng cây hàng năm và lâu năm), cụ thể theo các vùng như sau:

Chi phí sử dụng đất cho công trình điện mặt trời quy mô lớn

Vùng	Dải chi phí sử dụng đất (USD/m ²)	Chi phí sử dụng đất trung bình (USD/m ²)
Bắc Bộ	1.65 - 4.78	2.75
Bắc Trung Bộ	1.52 - 4.35	2.88
Trung Trung Bộ	1.3 - 4.35	2.57
Tây Nguyên	3.26 - 5.87	4.57
Nam Trung Bộ	3.35 - 18.5	6 - 8.5
Nam Bộ	3.13 - 19.57	6 - 10.3

Nguồn: bảng giá đất của UBND các tỉnh năm 2020

Với Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017, cho các nhà máy điện mặt trời mặt đất và một chế độ hỗ trợ bù trừ điện năng (tín dụng bù trừ điện năng) tại cùng một mức giá cho lượng điện dư thừa nối lưới đối với hệ thống điện mặt trời áp mái. Quy định mang tính bước ngoặt này đã đem đến cơ hội được đầu tư cho hơn 100 nhà máy điện mặt trời mặt đất với công suất 4,500 MWp vào cuối năm 2019.

Sau khi FIT đầu tiên hết hạn vào tháng 6/2019, Chính phủ đã ban hành một quy định tiếp theo cùng với một quy định điều chỉnh về giá FIT cho các hệ thống điện mặt trời trên mặt đất và trên mái nhà theo Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg do Thủ tướng ban hành ngày 6/4/2020 quy định về FIT mới áp dụng cho các hệ thống điện mặt trời được đưa vào vận hành thương mại trước ngày 31/12/2020 vẫn giữ nguyên những đặc điểm chính của quy định đầu tiên về FIT với giá điện mặt trời nổi lưới giảm nhẹ xuống còn 1,943 VNĐ/kWh (8.38 cent USD/kWh).

Đợt					Hiệu lực
Fit 1	Cho các dự án điện mặt trời vận hành thương mại 9.35 Uscent/KWh Các dự án điện mặt trời nổi lưới Hiệu lực 20 năm mại (COD) trước ngày 30/06/2019				20 năm
Fit 2	cho các dự án điện mặt trời nổi lưới vận hành thương mại (COD) trước ngày 1 tháng 1 năm 2021.	Dự án điện mặt trời nổi	1,783VND/ KWh	7.69 Uscent/KWh	20 năm
Fit 3 (tạm thời)		Dự án điện mặt trời mặt đất	1,644VND/ KWh	7.09 Uscent/KWh	
		Dự án điện mặt trời áp mái	1,943VND/ KWh	8.38 Uscent/KWh	

	Cho các dự án điện mặt trời chuyển tiếp	Điện mặt trời mặt đất Điện mặt trời nổi		5.05 Uscent/KWh 6.43 Uscent/KWh	
--	--	--	--	--	--

Ngày 07/01/2023, Bộ Công Thương (BCT) đã công bố Quyết định 21/QĐ-BCT chính thức phê duyệt khung giá trần cho các dự án NLTT chuyển tiếp trẻ hện chính sách ưu đãi FIT trước đó hết hạn vào tháng 11/2021. Nhìn chung, cơ chế giá mới trung bình thấp hơn 23% so với giá FIT, điều này phần nào làm giảm sự hấp dẫn trong việc kêu gọi đầu tư NLTT, nhất là nguồn vốn ngoài nhà nước do sự đầu tư ồ ạt vào lĩnh vực năng lượng mặt trời trong 3 năm vừa qua.

Cơ chế khuyến khích đối với dự án điện mặt trời nổi lưới

Cơ chế khuyến khích tài chính	Cụ thể
Thuế thu nhập doanh nghiệp	Thuế suất thuế TNDN: <ul style="list-style-type: none"> - 4 năm đầu kể từ năm có thu nhập chịu thuế: 0%. - 9 năm tiếp theo: 5% - 2 năm tiếp theo: 10% - Các năm còn lại: 20%
Thuế nhập khẩu	Hàng hóa nhập khẩu làm tài sản cố định, vật liệu và bán thành phẩm không được sản xuất trong nước. Nhà đầu tư nên kiểm tra Danh mục các hàng hóa và sản phẩm được miễn thuế nhập khẩu hàng năm được Bộ KHĐT công bố.
Sử dụng đất	Tiền thuê đất ưu đãi theo quy định của tỉnh
Phí bảo vệ môi trường	0%
Đầu tư	Ngân hàng Phát triển Việt Nam (VDB) cho vay lên tới 70% tổng chi phí đầu tư với lãi suất tương đương với mức lãi suất trái phiếu chính phủ kỳ hạn 5 năm cộng với 1%/năm.

Nguồn: EVN

Ngày 02/11/2024, Chính phủ ban hành Nghị định số 135/2024/NĐ-CP ngày 22/10/2024 quy định cơ chế, chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ. Nghị định này quy định về cơ chế, chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời tự sản xuất, tự tiêu thụ được lắp đặt trên mái nhà của công trình xây dựng gồm nhà ở, cơ quan công sở, khu công nghiệp, cụm công nghiệp, khu chế xuất, khu công nghệ cao, khu kinh tế, cơ sở sản xuất, cơ sở kinh doanh được đầu tư, xây dựng theo đúng quy định của pháp luật, đáp ứng sự mong chờ của doanh nghiệp trong phát triển sản xuất gắn với tăng trưởng xanh.

Việt Nam có tiềm năng lớn về NLMT, do ở gần xích đạo và tồn tại những vùng khô nắng nhiều như các tỉnh Nam Trung bộ, với tổng số giờ nắng cao lên đến 2,500 giờ/năm, tổng lượng bức xạ trung bình năm vào khoảng 230-250 kcal/cm²/ngày, tỉnh miền Trung và miền Nam, cường độ bức xạ trung bình khoảng 4,5-5,5 kWh/ m²/ngày, ở các tỉnh miền Bắc khoảng 4-4,5 kWh/m²/ngày. Nếu hệ thống điện mặt trời công suất 5kWp được lắp đặt ở khu vực có cường độ bức xạ mặt trời 5kWh/m²/ngày, thì có thể tạo ra 25 kWh điện mỗi ngày. Vì thế, sử dụng năng lượng mặt trời cho phép phát huy tiềm năng sẵn có để đáp ứng nhu cầu điện tăng cao và phù hợp với chiến lược phát triển năng lượng trong thời gian tới

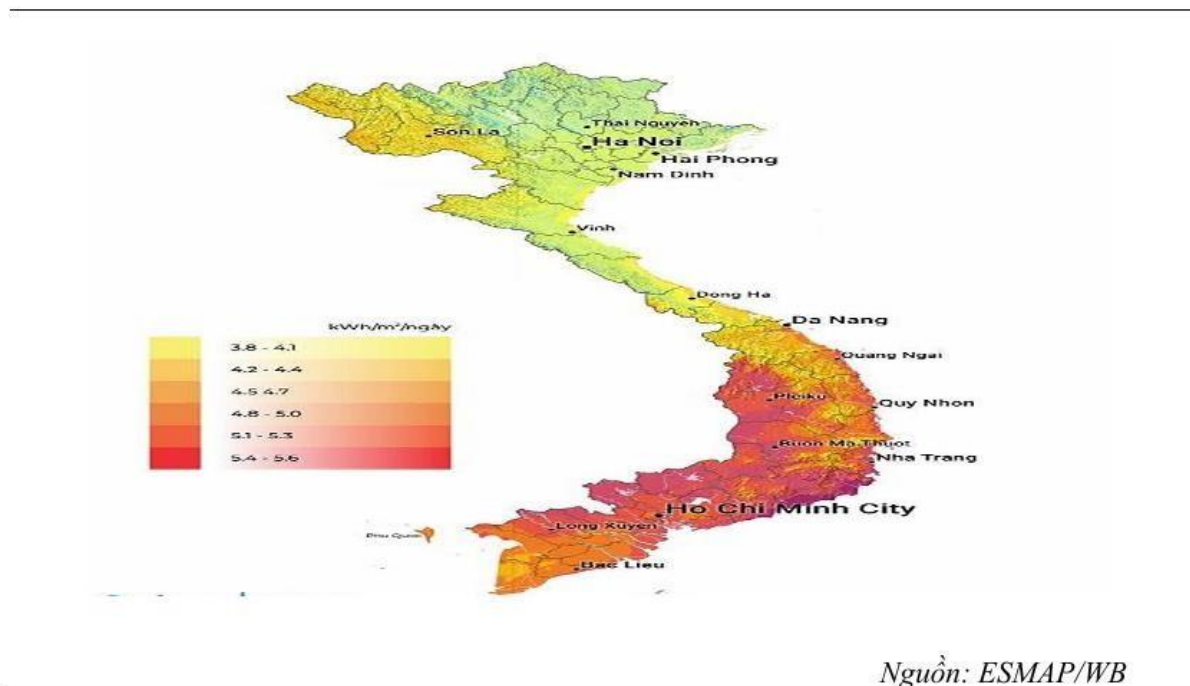
Nhờ những ưu đãi về đầu tư xây dựng và giá bán điện cao cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam từ biểu giá FIT của Chính phủ, đã thu hút sự quan tâm của nhà đầu tư trong và ngoài nước. Vì thế, tuy chỉ bắt đầu xây dựng nhà máy điện mặt trời từ năm 2015, đến giữa năm 2019 Việt Nam đã có hàng trăm dự án NLMT được ra đời. Chỉ trong chưa đầy hai năm (từ 2019 đến 2020), tổng công suất lắp đặt của điện mặt trời ở Việt Nam vươn lên đến đứng đầu Đông Nam Á.

Thời gian qua, những ưu đãi về đầu tư xây dựng và giá bán điện cao cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) từ biểu giá FIT của Chính phủ đã thu hút sự quan tâm của nhà đầu tư trong và ngoài nước. Nhiều dự án điện mặt trời công suất lớn đã được triển khai, như: Hồng Phong 1, Tuy Phong, Phong Phú (Bình Thuận), Dầu Tiếng 1 và 2 (Tây Ninh), Trung Nam - Thuận Nam 450 MW (Ninh

Thuận)... Gần đây là Nhà máy điện mặt trời Xuân Thiện - Ea Súp (giai đoạn 1) có công suất 600 MWac (831 MWp), tổng mức đầu tư gần 20.000 tỷ đồng, điện lượng 1,5 tỷ kWh/năm với gần 2 triệu tấm panel PV, trạm biến áp 500 kV-1.200 MVA và 22,2 km đường dây 500 kv

Nhờ những ưu đãi về đầu tư xây dựng và giá bán điện cao cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam từ biểu giá FIT của Chính phủ, đã thu hút sự quan tâm của nhà đầu tư trong và ngoài nước. Vì thế, tuy chỉ bắt đầu xây dựng nhà máy điện mặt trời từ năm 2015, đến giữa năm 2019 Việt Nam đã có hàng trăm dự án NLMT được ra đời. Chỉ trong chưa đầy hai năm (từ 2019 đến 2020), tổng công suất lắp đặt của điện mặt trời ở Việt Nam vươn lên đến đứng đầu Đông Nam Á.

Bản đồ bức xạ mặt trời tại Việt Nam



Tại Việt Nam, sở hữu số giờ nắng nhiều như vậy và không có sự chênh lệch quá lớn ở mỗi vùng thì khu vực nào cũng có tiềm năng về điện năng lượng mặt trời. Tại khu vực miền Nam, lượng bức xạ mặt trời nhìn chung ở mức ổn định. Ở khu vực miền Bắc, lượng bức xạ mặt trời vào mùa hạ và mùa thu khá cao cũng gần tương đương khu vực miền Nam, nhưng vào mùa Đông và mùa Xuân thì lượng bức xạ ánh sáng bị giảm và giữ chỉ số không quá cao.

Vùng	Cường độ bức xạ mặt trời (kWh/m ² /ngày)	Ứng dụng điện mặt trời
Đông Bắc	3.3 – 4.1	Trung bình
Tây Bắc	4.1 – 4.9	Trung bình
Bắc Trung Bộ	4.6 – 5.2	Tốt
Tây Nguyên và Nam Trung Bộ	4.9 – 5.7	Rất tốt
Nam Bộ	4.3 – 4.9	Rất tốt
Cả nước	4.6	Tốt

Khu vực Bắc bộ và bắc trung bộ	<ul style="list-style-type: none"> - Nắng nhiều vào tháng 5 – 7, số giờ nắng nhiều nhất vào tháng 5, khoảng 6-7h/ngày. - Cường độ bức xạ mặt trời trung bình cao nhất khoảng tháng 4-5 từ 3.3-4.9 kwh/m²/ngày. - Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh, Lai Châu, Sơn La... có nắng nhiều, bình quân 1,600-2,000 giờ nắng/năm
Khu vực Trung bộ	<ul style="list-style-type: none"> - Thời gian nắng nhiều nhất trong ngày từ 8h10h. - Cường độ bức xạ trong khoảng 4.6-5.7kwh/m²/ngày. - Các tỉnh Quảng Trị tới Bình Định là những nơi có nắng nhiều, bình quân 1,700-2,600 giờ nắng/năm.
Khu vực Nam trung bộ và Nam bộ	<ul style="list-style-type: none"> - Nắng nhiều vào các tháng 1,2,3, thời gian nắng nhiều từ 6h-17h. - Cường độ bức xạ mặt trời từ 4.3-4.9 kwh/m²/ngày.

	- Khu vực này có nắng nhiều quanh năm, bình quân 2,200-2,500 giờ nắng/năm
--	---

Tiềm năng công suất điện mặt trời mặt đất

Khu vực	Công suất (GW)	Sản lượng điện (TWh/năm)
Bắc bộ và Bắc trung bộ	930	1,183
Trung bộ và Tây nguyên	230	390
Nam trung bộ và Nam bộ	407	720
Tổng cộng	1,567	2,293

Tiềm năng công suất điện mặt trời áp mái

Khu vực	Công suất (GW)	Sản lượng điện (MWh/năm)
Bắc bộ và Bắc trung bộ	16.3	21
Trung bộ và Tây nguyên	6	9.5
Nam trung bộ và Nam bộ	26	45.7
Tổng cộng	48.3	76.2

Tiềm năng công suất điện mặt trời mặt nước

Khu vực	Công suất (GW)	Sản lượng điện (Mwh/năm)
Bắc bộ và Bắc trung bộ	25.7	41.2
Trung bộ và Tây nguyên	20	32.2
Nam trung bộ và Nam bộ	31	50
Tổng cộng	76.7	123.4

Nguồn: dự thảo quy hoạch điện 8

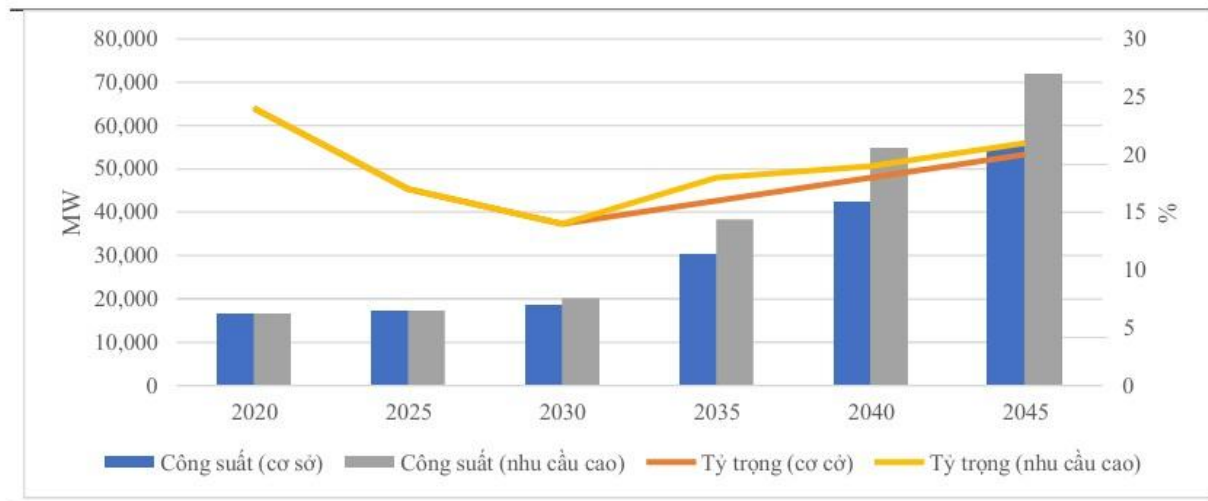
Cho tới nay, công suất mặt trời đã phát triển vượt quá kế hoạch trong chiến lược phát triển mà ngành điện đề ra. Tuy nhiên, tiềm năng của ngành điện mặt trời vẫn còn rất lớn.

Ta sẽ nói thêm về dự thảo quy hoạch điện 8 - động lực tăng trưởng lớn cho năng lượng mặt trời Việt Nam nhé

Theo cam kết của Việt Nam về giảm thải thí CO2 và hướng tới mức phát thải ròng về 0 vào năm 2020. Đề án quy hoạch điện 8 trên tinh thần như vậy và

sau nhiều lần dự thảo, chỉnh sửa, bổ sung hướng tới kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo Chiến lược phát triển NLTT là kịch bản chính sách cho phát triển nguồn điện toàn quốc trong giai đoạn tới. Cơ cấu công suất có sự thay đổi dần theo hướng giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than, tăng dần tỷ trọng nguồn nhiệt điện khí và đặc biệt là năng lượng tái tạo. Tỷ trọng thủy điện sẽ giảm dần do hiện đã khai thác gần hết tiềm năng, các nguồn điện gió và mặt trời sẽ được phát triển mạnh trong tương lai, tỷ trọng công suất nguồn NLTT (gồm cả thủy điện lớn) đạt 50% năm 2020, 48% năm 2030 và 53% năm 2045.

**Công suất điện mặt trời và tỷ trọng/tổng công suất nguồn theo 2 kịch bản
giai đoạn 2020 – 2045**



Nguồn: quy hoạch điện 8 bổ sung (tháng 5/2023)

Theo đó, tỷ trọng công suất điện mặt trời có xu hướng giảm dần nhẹ trong giai đoạn 2022 – 2030 xuống khoảng 8 – 9% tổng công suất nguồn điện do sự phát triển mạnh mẽ của 2 năm trước đó dẫn tới một số dự án đã đưa vào vận hành thương mại nhưng sau hiệu lực Fit 2 lên vẫn chưa có cơ chế mua bán điện với EVN. Tuy nhiên từ năm 2030 trở đi, tỷ trọng năng lượng điện mặt trời sẽ trở lại mạnh mẽ và chiếm khoảng 20% tổng công suất điện khi đó.

Với sự quan tâm ngày một lớn về chống biến đổi khí hậu toàn cầu, các chính sách hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo của thế giới cũng ngày một lớn và đồng bộ, trong đó có thị trường tài chính xanh. Nhìn chung, các dòng tiền đổ vào tài chính xanh tăng mạnh sau khi ngân hàng trung ương các nước, như: Anh, ECB tham gia vào nắm giữ trái phiếu xanh (trái phiếu phát hành từ bởi các dự án giảm thải carbon, chẳng hạn như sản xuất điện mặt trời). Ngân hàng trung ương

Mỹ không có chính sách nắm giữ trái phiếu xanh theo các tiêu chí ưu đãi như ngân hàng trung ương Anh và ECB, nhưng Mỹ cũng đang trong quá trình thiết lập một ngân hàng xanh - một kiểu ngân hàng thương mại hoạt động hoàn toàn bằng tiền ngân sách, sẽ giải ngân tiền nắm giữ trái phiếu, cổ phiếu, cho vay vào các dự án giảm thải carbon; ưu tiên tiêu chí giảm thải carbon hơn là hiệu quả tài chính và dòng tiền.

Hiện nay trên sàn chứng khoán có một số doanh nghiệp đang vận hành và khai thác dự án điện mặt trời nhưng nhìn chung chỉ ở quy mô nhỏ với công suất khoảng 50 MW, duy chỉ có 2 doanh nghiệp là BCG và GEG là có quy mô tương đối với tổng công suất lần lượt là 570 MWG và 260 MW. Tổng quy mô nhà máy điện mặt trời các doanh nghiệp trên sàn ước khoảng 1,500 MW chiếm khoảng 7% tổng công suất các nhà máy tại Việt Nam. Đặc biệt, các doanh nghiệp lớn trong lĩnh vực này phải kể đến như Xuân Thiện Group, Trung Nam Group, Bim Group và T&T group...

nhờ tận dụng được ưu đãi từ chính chủ (giá bán điện cao) cùng với chi phí đầu vào giảm dần qua các năm đặc biệt là giai đoạn 2010 – 2015 giúp biên lợi nhuận gộp mảng điện mặt trời luôn ở mức cao, khoảng 50%, thậm chí GEG đạt mức 55% và TTA đạt hơn 60%. Điều này giúp bức tranh KQKD của nhiều doanh nghiệp điện mặt trời như GEG, BCG, ASM, TTA tăng trưởng mạnh trong giai đoạn 2019 – 2021. Tuy nhiên, đà tăng này sẽ bị chững lại bởi giá bán điện mới chưa có, hoặc nếu có sẽ bị giảm so với giá fit trước (fit 2) hoặc có thể việc bán điện mặt trời sẽ được đấu thầu cạnh tranh. Ngoài ra, việc phát triển ồ ạt nhiều dự án trong 2 năm 2019 – 2020 khiến việc đầu tư mới khó có thể được chấp thuận trong thời gian tới.

Bức tranh kết quả kinh doanh một số doanh nghiệp niêm yết 2021 - 2022

STT	Mã CK	Sàn	DTT 2022 (tỷ đồng)	Tỷ trọng mảng điện mặt trời (điện)/TDĐT (%)	Tăng trưởng svck (%)	LNST 2022 (tỷ đồng)	Tăng trưởng svck	(Marcap) 5/2023 (tỷ đồng)	EPS cơ bản TTM 4 quý gần nhất (đồng)	P/E cơ bản (X)	ROE quý 2022 (%)	ROA quý 2022 (%)	Vốn vay ngắn dài hạn/VCSH 2022 (Đơn vị: Lân)	Vốn vay ngắn dài hạn/TTS 2022(Đơn vị: Lân)
1	BCG	HOSE	4,595	72	47	540	75	5,089.28	1,925	4.96	7.89	1.97	1.05	0.32
2	GEG	HOSE	2,093	95	72	370	42	4,491.02	1,024	13.63	8.62	2.59	1.83	0.57
3	TTA	HOSE	808	100	28	205	74	1,739.97	1,195	9.24	10.5	3.98	1.2	0.47
7	HDG	HOSE	3,581	56	-28	1,362	52	7,778.47	5,709	5.57	25.07	8.72	1.15	0.44
8	PCI	HOSE	8,357	31	-34	537	-41	6,455.13	2,066	13.28	7.63	2.55	1.64	0.54

Nguồn: Fiinpro

Các dự án điện mặt trời của một số doanh nghiệp niêm yết trên sàn và một số doanh nghiệp hàng đầu

	Tên	Công suất (MW)	Vận hành
BCG	BCG Long An 1	40.6	2019
	BCG Long An 2	100.5	2020
	BCG Phù Mỹ	330	Giai đoạn 1 năm 2020 (214MW)
	BCG Vĩnh Long	49.3	2020
	BCG Gia Lai	49	Chưa vận hành thương mại
GEG	TTC Krong Pa	69	2018
	TTC Phong Điền	48	2018
	TTC Trúc Sơn	44	2019
	TTC Đức Huệ 1	49	2019
	TTC Hàm Phú 2	49	2019
TTA	Hồ Núi Một 1	50	2020
	Hồ Bầu Ngủ	61	2019
HDG	Hồng Phong 4	48	2019
	Hà Đô Ninh Phước	50	Chưa vận hành thương mại
GEX	Gelex Ninh Thuận	50	2019
HID	Halcom	29	2020
LIG	LIG - Quảng Trị	49.5	2019
ASM	Sao Mai An Giang	210	2019
Trung Nam Group	Trung Nam Trà Vinh	140	2019
	ĐMT Trung Nam	204	2019
	Trung Nam Thuận Nam	450	2020
T&T Group	Phước Ninh	45	2020
	Thiên Tân 1.2	50	2020
	Thiên Tân 1.3	100	2020
	Hồng Liêm 3	50	2020
BIM Group	BIM 1,2,3	330	2019
Xuân Thiện Group	Xuân Thiện E Súp 1,2,3,4,5	830	2020

Nguồn: tổng hợp

Với sự phát triển mạnh mẽ của tài chính xanh, sự ủng hộ của các ngân hàng trung ương với tư cách là người vay và cho vay cuối cùng với trái phiếu xanh, các dự án điện mặt trời trong nước có cơ hội tiếp cận với thị trường tài chính quốc tế với chi phí thấp và nhiều ưu đãi.

Công nghệ điện mặt trời đang phát triển nhanh, bên cạnh việc nghiên cứu, tự mình làm chủ công nghệ, có một lựa chọn khác ít tốn kém hơn là chuyển giao công nghệ và từ đó tự sản xuất nhờ vào sự đa dạng của các nhà cung cấp công nghệ. Một vấn đề công nghệ khác mà chúng ta cần quan tâm, đó là công nghệ điện mặt trời nổi trên mặt nước với nhiều ưu điểm vượt trội. Tuy nhiên, nhược điểm lớn nhất của công nghệ này là suất đầu tư lớn hơn nhiều so với điện mặt trời trên mặt đất.

Thách thức và khó khăn sắp tới như sau.

(1) Giá thành sản xuất cao và rủi ro EVN phải bù giá ngày một lớn do tỷ trọng điện mặt trời tăng cao trong cơ cấu nguồn cung

Hiện nay, Việt Nam hoàn toàn phụ thuộc vào khu vực sản xuất FDI trong nước và nhập khẩu trang thiết bị đầu vào cho các dự án điện mặt trời. Theo nghiên cứu của Đặng Hoàng Hợp và cộng sự (2021), hiện mới chỉ có 9 nhà máy sản xuất tấm mô đun quang điện (gọi là pin PV), trong đó chỉ có 2 công ty của Việt Nam làm chủ, đó là: IREX Solar (Vũng Tàu) và Công ty Cổ phần Năng lượng Mặt trời Đỏ (TP. Hồ Chí Minh). Các tấm pin năng lượng mặt trời nhập khẩu từ Mỹ, Đức, Nhật Bản, Hàn Quốc, Canada, Na Uy, Ấn Độ, Singapore, Trung Quốc và do các doanh nghiệp FDI sản xuất chiếm ưu thế gần như tuyệt đối trên thị trường Việt Nam.

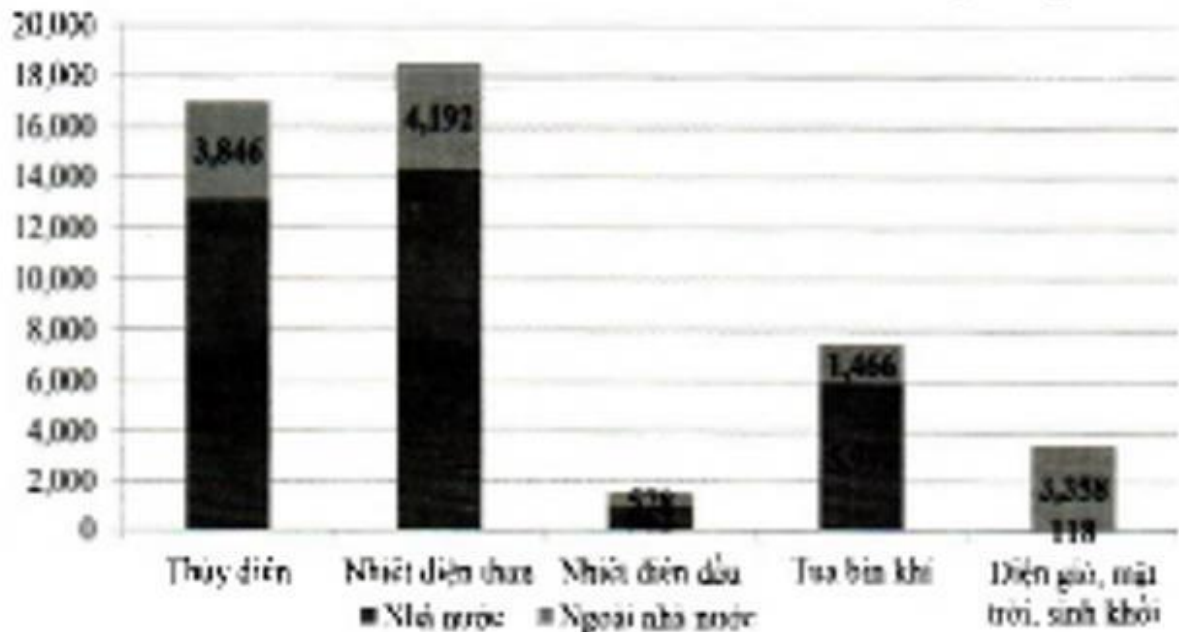
Đó là chưa kể, 2 doanh nghiệp nội địa sản xuất tấm pin năng lượng mặt trời ở Việt Nam còn chiếm tỷ trọng rất nhỏ về thị phần. Để sản xuất pin PV phục vụ ngành công nghiệp điện mặt trời, ngoài công nghệ thì nguyên liệu đầu vào thiết yếu cho sản phẩm này là polysilicon. Trung Quốc hiện đang chiếm ưu thế tuyệt đối về sản xuất polysilicon trên toàn cầu, chiếm 66% nguồn cung toàn cầu. Do đứt gãy chuỗi cung ứng từ Trung Quốc bởi đại dịch Covid-19, nên giá polysilicon đã tăng gấp nhiều lần.

Không chỉ trang thiết bị đầu vào, công nghệ, kỹ thuật và khả năng phát triển dự án điện mặt trời hiện cũng phụ thuộc vào nước ngoài do Việt Nam chưa làm chủ được công nghệ. Điều này dẫn tới việc các dự án điện mặt trời quy mô lớn có giá thành cao, làm giảm khả năng cạnh tranh về giá so với điện sản xuất truyền thống.

Hiện nay, giá mua điện mặt trời nói riêng và năng lượng tái tạo nói chung đang cao hơn so với giá thành sản xuất điện truyền thống (nhiệt điện, thủy điện...). EVN được Nhà nước giao thực hiện mua toàn bộ sản lượng điện từ các dự án điện năng lượng tái tạo với mức giá do Nhà nước quy định. Như vậy, chi phí bù giá cho năng lượng tái tạo đang được hòa chung với chi phí của ngành điện, chưa tách rõ ràng trong hóa đơn tiền điện. Khi tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng lên, thì thành phần bù giá sẽ ngày càng tăng và ảnh hưởng lớn đến chi phí giá thành ngành điện.

HÌNH 2: ĐẦU TƯ NGUỒN ĐIỆN THEO HÌNH THỨC SỞ HỮU

Đơn vị: Triệu USD



Nguồn: CIEM (2019)

(ii) Hạ tầng lưới điện không đáp ứng được nguồn cung điện mặt trời ở một số tỉnh, thành

Do phụ thuộc nhiều vào điều kiện thời tiết, địa hình, khí hậu..., nên tiềm năng các nguồn năng lượng tái tạo thường tập trung ở một số tỉnh, thành (phần lớn là các địa phương có phụ tải tiêu thụ tại chỗ nhỏ), hệ thống lưới điện chưa đáp ứng yêu cầu về truyền tải công suất.

Trong hệ thống điện có tích hợp số lượng lớn các nguồn điện không ổn định như gió và mặt trời, thì cần phải xây dựng nguồn điện dự phòng lớn làm tăng chi phí đầu tư hệ thống. Việc nghiên cứu, xây dựng và vận hành các thiết bị tích trữ điện năng; xây dựng các hệ thống lưới điện thông minh, xây dựng hệ thống dự báo thời tiết, khí tượng theo thời gian thực; các vấn đề về điều khiển trào lưu công suất, điều khiển điện áp; tần số, triệt tiêu sóng hài trong hệ thống có tỷ trọng lớn năng lượng tái tạo... vẫn chưa đáp ứng đòi hỏi thực tế. Trong thời gian qua, tiến độ xây dựng một số công trình lưới điện để đảm bảo giải tỏa công suất các nhà máy điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch tại những tỉnh có tiềm năng lớn về điện mặt trời, như: Ninh Thuận, Bình Thuận... còn chậm.

Việc mạng lưới truyền tải điện còn lạc hậu cũng đang là rào cản phát triển thị trường năng lượng mặt trời. Điện mặt trời ở các quốc gia trong khu vực châu Á - Thái Bình Dương (APAC), trong đó có Việt Nam đang phải đối mặt với tình trạng bế tắc khi sản lượng điện bắt đầu vượt quá tỷ lệ 10% cơ cấu (công suất điện mặt trời vượt quá 10% tổng công suất trên mạng lưới truyền tải điện). Để giải quyết ách tắc này, mạng lưới điện APAC cần được kết nối với nhau tốt hơn và có khả năng phát điện linh hoạt giống như lưới điện ở châu Âu. Nói cách khác, nó có thể tiếp nhận điện từ năng lượng mặt trời và điện gió nhiều hơn. Điều này đòi hỏi phải có khoản đầu tư lớn nâng cấp cơ sở hạ tầng lưới điện.

Vốn đầu tư cho ngành điện tương đối lớn, trong đó trên 80% là đầu tư cho lĩnh vực phát điện và cũng chủ yếu là dành cho các dự án nguồn điện lớn, bao gồm cả điện than, điện khí và thủy điện. Hình 2 cho biết, phần lớn các dự án đầu tư vào hạ tầng điện được cấp vốn chủ yếu từ ngân sách và thông qua các chương trình đầu tư trái phiếu chính phủ và các khoản tài trợ ưu đãi từ các định chế tài chính quốc tế và đối tác phát triển, do vậy thủy điện, nhiệt điện than, tua bin khí là lĩnh vực mà đầu tư của khu vực nhà nước chiếm tỷ trọng lớn. Trong những năm gần đây, chủ trương xã hội hóa trong đầu tư các dự án nguồn và lưới điện, được đưa ra để khuyến khích các doanh nghiệp trong và ngoài nước, nhất là khu vực tư nhân đầu tư vào các dự án nguồn và lưới điện nhằm giảm bớt sức ép về đầu tư công vào hạ tầng điện. Theo Hình 2, vốn ngân sách nhà nước đầu tư cho ngành điện là khá cao, song với những lĩnh vực mới, như sản xuất điện mặt trời, thì nguồn vốn ngoài nhà nước là chủ yếu, mà chưa nhận được nhiều sự quan tâm đầu tư từ Nhà nước.

(iii) Rào cản về tiếp cận vốn vay ngân hàng thương mại trong nước

Như đã phân tích ở trên, do phụ thuộc vào trang thiết bị, nguyên vật liệu đầu vào và công nghệ sản xuất, nên chi phí sản xuất, đầu tư của các dự án năng lượng mặt trời rất lớn. Thêm vào đó, dự án năng lượng mặt trời có thời gian thu hồi vốn dài hạn, rủi ro cao do công suất và sản lượng phụ thuộc vào thời tiết, khí hậu, trong khi giá mua điện cố định từ EVN hiện chưa đáp ứng được chi phí sản xuất điện mặt trời gia tăng đột biến do đứt gãy chuỗi cung ứng bởi đại dịch và xung đột địa - chính trị gia tăng, cũng như quyền lực độc quyền với sản phẩm pin PV của Trung Quốc gia tăng. Vì vậy, các tổ chức tài chính, ngân hàng

thương mại thường chưa sẵn sàng cho vay các dự án đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo.

(iv) Rủi ro ô nhiễm môi trường gia tăng

Điện năng lượng mặt trời là nguồn năng lượng tái tạo phổ biến hiện nay. Ngoài những lợi ích to lớn mà năng lượng mặt trời mang lại, thì vẫn có những mặt trái của nguồn năng lượng này chưa giải quyết được.

Thứ nhất, ô nhiễm môi trường nước và đất. Trong các tấm pin quang điện có một số chất gọi là kim loại nặng, tuy chỉ 3%-5%, nhưng không phân hủy được, khi ngấm xuống đất sẽ gây ô nhiễm nguồn đất, nguồn nước giống trò xỉ từ các bãi thải khi sử dụng nhiệt điện than. Các tấm panel huy không phải thải hàng ngày, nhưng với số lượng các dự án điện mặt trời lớn và nhỏ lẻ hiện nay đang ngày một nhiều, thì sau giai đoạn sử dụng khoảng 15-20 năm nữa, số lượng tấm pin thải ra là rất nhiều, khi đem chôn lấp sẽ ngấm vào đất gây ô nhiễm và ảnh hưởng đến sức khỏe con người.

Thứ hai, không tiêu hủy theo cách thông thường được. Quá trình xử lý các tấm pin năng lượng mặt trời hết hạn sử dụng không thể đốt theo cách thông thường được, bởi chúng sẽ gây ra khói chứa các chất độc hại có khả năng gây ung thư hoặc dị tật bẩm sinh khi phải, ví trong các tấm pin có các kim loại nặng như Cadmium Telluride.

Thứ ba, thải thải từ pin năng lượng mặt trời gây hại đến môi trường. Về cơ bản, việc sản xuất điện năng lượng mặt trời sẽ không gây ô nhiễm môi trường. Nhưng hiện có 2 loại chất thải gây hại từ tấm pin năng lượng mặt trời, chất thải từ pin năng lượng mặt trời sau khi đã qua vòng đời sử dụng và từ việc sản xuất. Trường hợp bị rò rỉ ra đất ngấm sẽ gây ô nhiễm môi trường đất và nước như đã nói ở trên. Hơn nữa, trong quy trình sản xuất các tấm pin mặt trời đều được sử dụng các chất liệu nguy hiểm, như axit sunfuamica và khí phosphine độc hại. Việc tái sử dụng được các chất liệu này là rất khó cả về chi phí và khả năng tái sử dụng, trong khi các tấm pin năng lượng mặt trời từ sự dụng thường có vòng đời sử dụng rất ngắn.

Ta có những đề xuất giải pháp sau đây:

ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP

Thứ nhất, chính sách giá cần tiến tới đồng bộ, bao phủ hết các phân khúc sản xuất điện mặt trời theo công suất. Điều chỉnh cơ chế giá mua điện phù hợp với biến động giá đầu vào sản xuất trong bối cảnh rủi ro giá nguyên vật liệu tăng mạnh, làm phát ra giá làm hóa thế giới tăng cao. Ngoài ra, chính sách giá cần bao phủ hết các phân khúc công suất khác nhau, chứ không chỉ giới hạn nguồn điện mặt trời khác nhau, bởi hiện tại, EVN mới mua điện mặt trời từ các tổ chức có dự án về đầu vào hệ thống lưới điện, chứ chưa mua trực tiếp dự án điện áp mái.

Thứ hai, nâng cấp mạng lưới truyền tải điện quốc gia. Nghiên cứu, xây dựng và vận hành các thiết bị tích trữ điện năng; xây dựng các hệ thống lưới điện thông minh, tích hợp được cả các lợi ích năng lượng tái tạo trong hệ thống, vì dù có khả năng tích hợp được tới 50%-60% điện năng từ gió và mặt trời. Ngoài ra, xây dựng hệ thống an toàn thích khí, khả năng theo thời gian thực, các vấn đề điều khiển ra lưu công suất, điều khiển điện áp; từ đó, mới tiếp nhận hài trong hệ thống có ý trọng lớn năng lượng tái tạo... Cần đáp ứng yêu cầu thúc đẩy và sung điện truyền thông công như năng lượng tái tạo. Đảm bảo tải tiến luôn điện quốc gia 100% lưới điện tới các sản xuất theo quy hoạch.

Thứ ba, phát triển thị trường thì chính sánh trong nước và hội nhập với thị trường tài chính xanh quốc tế nhằm hỗ trợ các dự án năng lượng tái tạo đa dạng hóa nguồn vốn với chi phí rẻ, nhiều ưu đãi, các tài sản và giá trị của các cơ sở hạ tầng và thanh khoản cao để tối ưu hóa hiệu quả chi phí, vốn đang là khó khăn của ngành này.

Thứ tư, phát triển công nghiệp phụ trợ cho ngành sản xuất điện mặt trời. Giảm phụ thuộc vào nguyên liệu, pin PV, được nhập từ công nghiệp sản xuất hàng cách đẩy mạnh hợp tác với khu vực FDI, xây dựng các chính sách ưu đãi về tiếp cận tài nguyên, vốn, thuế với các doanh nghiệp phụ trợ ngành, như doanh nghiệp sản xuất pin, nguyên liệu polysilicon đầu vào cho sản xuất pin PV...

Thứ năm, tiếp tục xuất và sử dụng pin năng lượng mặt trời để giảm thiểu rủi ro về ô nhiễm môi trường. Nghiên cứu, đưa vào ứng dụng các dự án tái chế, xử lý pin năng lượng mặt trời trong nước. Quản lý ngành và đa phương liên quan đến sản xuất và sử dụng năng lượng mặt trời cần có quy định chặt chẽ,

đồng bộ về thu gom, xử lý pin năng lượng mặt trời, có chế tài nghiêm khắc về các vi phạm, thông qua bộ đo đề trung ương đến địa phương về vấn đề này.

Qua những phân tích nêu trên có thể thấy, điện mặt trời tại Việt Nam đã bước đầu phát triển nhưng còn thiếu tính bền vững. Trong những rào cản tác động đến sự phát triển điện mặt trời của Việt Nam, vấn đề tự chủ công nghệ rất cần được quan tâm. Để đảm bảo phát triển điện mặt trời bền vững và hài hòa với các nguồn năng lượng khác, bên cạnh việc tính toán phê duyệt tổng công suất lắp đặt và phát điện phù hợp với mục tiêu từng giai đoạn, chúng ta phải có chiến lược dài hạn về tự chủ công nghệ như: tăng cường tài trợ cho các chương trình R&D, tạo kênh đầu tư và xây dựng các chương trình đào tạo nhằm tạo ra nguồn nhân lực có trình độ cao đáp ứng nhu cầu phát triển ngành công nghiệp điện mặt trời của đất nước. Ngoài ra, Chính phủ cần liên tục hoàn thiện các bất cập hiện hành để xây dựng các chính sách một cách toàn diện hơn, đặc biệt là cơ chế giá điện mặt trời. Việc liên tục cập nhật chính sách điện mặt trời sẽ tháo gỡ những khó khăn làm giảm nhịp độ phát triển của điện mặt trời, đồng thời ứng phó với những tình huống phát sinh bất ngờ trong tương lai. Mặc dù những năm sau này sự tăng trưởng có phần bị chững lại, nhưng với mức độ phủ rộng của hệ thống năng lượng điện mặt trời, chúng ta có thể kỳ vọng rằng nguồn năng lượng tái tạo hữu ích này sẽ ngày càng được nhiều người dân biết đến, trong bối cảnh chính phủ đang hướng đến mục tiêu NetZero vào năm 2050.

Tài liệu tham khảo: [1. Đề tài Nghiên cứu ứng dụng phát triển Điện mặt trời tại Việt Nam - luận án Tiến sĩ của Nguyễn Thùy Linh - ĐH Bách Khoa Hà Nội]

[2. IRENA RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2024 - Julian Prime, Iman Abdulkadir Ahmed, Dennis Akande, Nazik Elhassan, Gerardo Escamilla, Akshay Jamdade, Yury Melnikov, Adrian Whiteman.]

[3. Đặng, Hoàng Hợp, et al., Phát triển điện mặt trời tại Việt Nam: hiện trạng và những rào cản. Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam, số 3A, 2022.]

[4. Thị Thu Hương, H., Giải pháp phát triển điện mặt trời tại Việt Nam. 2022.]

[5. BÁO CÁO NGÀNH NĂNG LƯỢNG MẶT TRỜI VIỆT NAM
Q1/2023

- Nhóm nghiên cứu Ngành chăm sóc sức khỏe của Kirin Capital]

2. Các dạng hư hỏng của tấm pin năng lượng mặt trời

Pin quang điện mặt trời có thể gặp phải nhiều loại lỗi khác nhau, thường được bảo hành bởi hệ thống nếu chúng xảy ra trong điều kiện vận hành bình thường. Khi các hệ thống này bị lỗi, nó có thể dẫn đến các rủi ro an toàn, giảm hiệu suất, giảm khả năng cung cấp điện và làm giảm độ tin cậy của hệ thống. Các vấn đề phổ biến được tìm thấy trong PVM bao gồm sự đổi màu, vết nứt, vết ố sên, hư hỏng lớp phủ phản xạ, bong bóng, ô nhiễm, oxi hóa các thanh phân phối, ăn mòn và sự phá vỡ lớp bọc trên các tế bào và kết nối liên kết. Ngoài ra, các vấn đề như mất độ bám dính của tấm nền phía sau cũng được ghi nhận. Có nhiều chiến lược khác nhau để phát hiện các lỗi này, tập trung vào các vấn đề như lớp bọc, ăn mòn bộ phận, vết nứt tế bào và các vấn đề với bộ biến tần quang điện.

Các lỗi trong PVM thường được phân loại thành hai loại: vĩnh viễn và tạm thời. Các lỗi vĩnh viễn bao gồm sự tách lớp, bong bóng, ố vàng, vết trầy xước và tế bào bị cháy, thường yêu cầu thay thế các mô-đun bị lỗi. Các sự cố tạm thời, như che bóng một phần, tích tụ bụi, bụi bẩn và tuyết trên PVM, thường có thể được người dùng giải quyết mà không cần thay thế mô-đun. Các lỗi có thể phát sinh từ cả nguyên nhân bên ngoài và bên trong, cả hai đều có thể làm giảm công suất đầu ra, hiệu suất và độ tin cậy của hệ thống.

Các loại lỗi chính có thể xảy ra trong PVM được tóm tắt trong bảng dưới đây. Hơn nữa, ảnh hưởng của chúng đến hiệu suất hệ thống cũng được đưa vào bảng, cùng với các thành phần bị ảnh hưởng và nguyên nhân, dựa trên các tài liệu đã khảo sát (RQ3). Thông tin chi tiết hơn về các lỗi và mối quan hệ của chúng với hiệu suất có thể được tìm thấy trong các phần phụ sau.

Loại lỗi	Yếu tố bị ảnh hưởng	Nguyên nhân		Ảnh hưởng
		Khách quan	Chủ quan	

Hiện tượng Hot spot	Pin quang điện, Module quang điện	Bị che phủ bởi: Bụi, Tuyết, Bóng râm	Phân mảnh pin	Hủy hoại tấm pin quang điện
		Các loại module	Dòng điện không khớp giữa các pin	Hở mạch
				Giảm hiệu suất

		quang điện mặt trời hoặc công nghệ khác nhau	Các điểm hàn có điện trở cao hoặc "lạnh"	Vấn đề độ tin cậy
			Lão hóa và suy thoái của pin mặt trời	
Lỗi Diode	Blocking Diode	Pin bị che bóng một phần		Hỏng hóc diode
	Diode Bypass	Quá nhiệt		Diode bị đoản mạch
				Diode bị hở mạch hoặc bị cách ly
Lỗi Hộp đấu nối điện	Hộp đấu nối điện		Hao mòn Ăn mòn Lỏng kết nối Oxi hóa	Hủy hoại pin quang điện
				Nguy cơ cháy
				Giảm hiệu suất
				Vấn đề độ tin cậy

Lỗi module pin quang điện Lỗi dây pin quang điện	Module pin quang điện	Vỡ kính module pin quang điện không khung do kẹp gây ra Lỗi đầu nối Cách ly đất Đóng gói	Ăn mòn pin mặt trời Lỗi sản xuất Bong lớp Hiệu ứng bong bóng Ổ vàng	Module bị cô lập Ngắn mạch giữa các module Rò rỉ dòng điện Hủy hoại module pin quang điện Giảm hiệu suất
---	------------------------------	---	--	---

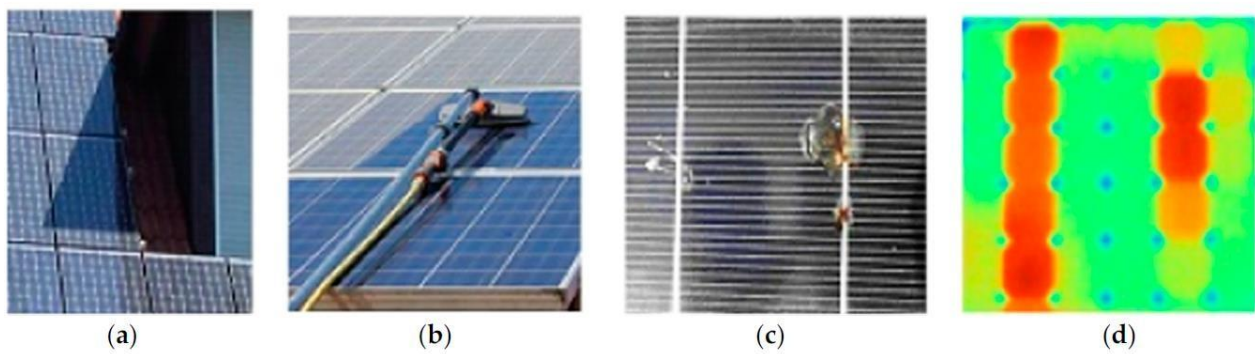
		Lỗi đi dây lắp đặt	Vết trầy xước Pin mặt trời bị cháy	Vấn đề độ tin cậy Giảm công suất đầu ra
--	--	---------------------------	---	--

Ground fault	Dây pin quang điện		Lỗi cách điện của dây cáp	Nguy cơ cháy
	Chuỗi pin quang điện		Lỗi chạm đất dây điện	
			Lỗi chạm đất bên trong tấm pin mặt trời do cách điện cáp bị lỗi trong quá trình lắp đặt	
			Lỗi chạm đất bên trong tấm pin mặt trời do niêm phong kém	
			Đoản mạch bên trong hộp đấu nối tấm pin mặt trời	
			Phá hủy lớp cách điện của dây cáp	

Sự cố hồ quang	Lỗi module pin điện quang		Ốc vít bị lỏng Hộp đấu nối bị động vật hoang dã xâm nhập Rò rỉ vào bên trong tấm pin mặt trời do hư hỏng cơ học Kết nối hàn kém Hai dây điện có điện thế khác nhau được đặt gần nhau Dây điện bị đứt ngắn	Nguy cơ cháy Hủy hoại tấm pin quang điện mặt trời
Sự cố L – L – L	Dây pin điện quang mặt trời		Điện trở thấp giữa hai điểm có điện thế khác nhau Lỗi cách điện của dây cáp Lỗi cách điện của dây cáp	Hư hỏng tấm điện quang pin mặt trời Hư hỏng dây Nguy cơ cháy

			Lỗi cách điện giữa các đầu nối chuỗi	
			Tác động cơ học	

Hiện tượng hot spot (HS) có thể xảy ra khi một số pim trong tấm pin mặt trời quang điện có đặc tính dòng điện-điện áp (I-V) khác nhau. Điều này thường xảy ra do sự không nhất quán trong sản xuất, dẫn đến các điểm có điện trở cao hoặc mối hàn kém chất lượng. Bụi và bẩn bám trên các tấm pin (Hình b), sự lão hóa của các tấm pin, cách điện không hoàn chỉnh ở các cạnh bằng vật liệu trong suốt, sai số sản xuất và sự tiếp xúc ánh sáng mặt trời không đồng đều cũng có thể góp phần gây ra các vấn đề này. Che bóng một phần của các tấm pin (Hình a) là một ví dụ phổ biến về sự mất cân bằng như vậy. Các vấn đề HS (Hình c) phát sinh khi các diode bypass của các tấm pin bị che bóng bị hỏng hoặc bị cô lập. Điều này dẫn đến giảm dòng điện và điện áp âm, khiến các tấm pin bị che bóng tiêu thụ năng lượng từ các tấm pin không bị che bóng thay vì tạo ra nó. Nếu tình trạng này kéo dài, nó có thể làm hỏng các tấm pin mặt trời bị ảnh hưởng (Hình d).



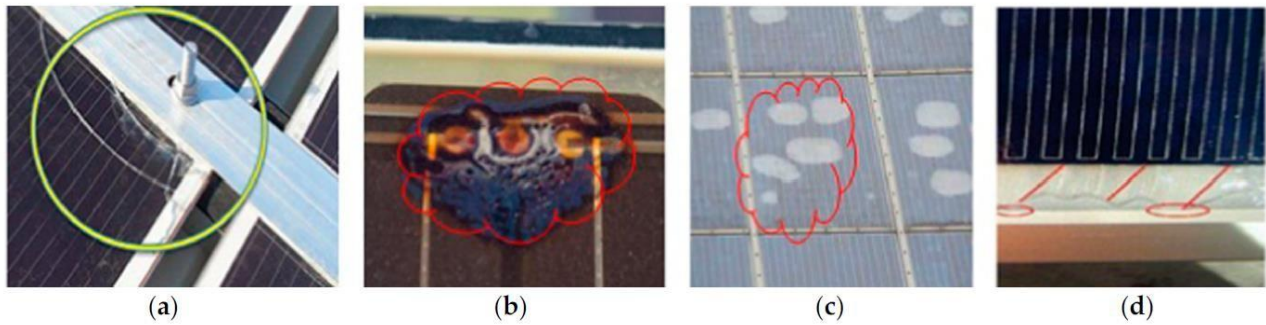
Hiện tượng hot spot (a) che bóng; (b) bám bẩn và tích tụ bụi; (c) HS bị hư hại trên các tế bào mặt trời; (d) hiện tượng HS được phát hiện trên PVM bằng thiết bị hồng ngoại

Diode bypass và Blocking diode là các thành phần quan trọng trong hệ thống pin điện quang mặt trời, đảm bảo hoạt động hiệu quả và an toàn của chúng. Diode

bypass (BpD) giúp bảo vệ hệ thống khỏi điện áp ngược, trong khi Blocking diode (BkD) ngăn chặn dòng điện ngược. Các vấn đề thường gặp với các diode này bao gồm đoản mạch và hở mạch, có thể xảy ra nếu chuỗi pin điện quang mặt trời bị che bóng một phần trong thời gian dài. Diode bypass rất quan trọng cho hoạt động an toàn của hệ thống, nhưng Blocking diode, được kết nối nối tiếp với module pin điện quang mặt trời, đôi khi có thể gây trở ngại cho hoạt động đúng đắn của Thiết bị Bảo vệ Quá dòng (OCPD). Nếu dòng điện ngược giảm xuống dưới một mức nhất định, được gọi là Điểm Tải Âm (LLF), Blocking diode sẽ cắt dòng điện, khiến hệ thống bị lỗi.

Hộp đấu nối điện (JB) là một thành phần quan trọng đối với độ tin cậy của các tấm pin mặt trời điện quang trong quá trình vận hành ngoài trời. Sự ăn mòn theo thời gian có thể khiến điện trở trong JB tăng lên nhanh chóng. Điều này có thể dẫn đến hiện tượng phóng hồ quang điện giữa các kết nối, gây quá nhiệt và làm nóng chảy hộp đấu dây. Những sự cố như vậy có thể làm hỏng các module tấm pin mặt trời điện quang và toàn bộ chuỗi pin, dẫn đến tổn thất đáng kể về sản lượng năng lượng cho chủ sở hữu hệ thống.

Các lỗi module pin điện quang năng lượng mặt trời có thể xảy ra vì nhiều lý do khác nhau, chẳng hạn như ăn mòn, các thành phần bị lão hóa, rò rỉ dòng điện bên trong hoặc lỗi sản xuất. Những vấn đề này có thể gây ra sự ngắt kết nối hoặc đoản mạch bên trong các module. Khi các lỗi như vậy xảy ra, chúng có thể gây ra những rủi ro nghiêm trọng như điện giật hoặc hỏa hoạn. Ví dụ, Hình 14 cho thấy các loại khiếm khuyết khác nhau trong các module pin điện quang năng lượng mặt trời; Hình a minh họa một tấm kính bị vỡ, Hình b, c, d cho thấy các vấn đề phổ biến như oxy hóa, tách lớp và bọt khí, tương ứng. Những loại khiếm khuyết này thường thấy trong các module pin điện quang năng lượng mặt trời và có thể ảnh hưởng đến cả sự an toàn và hiệu suất của hệ thống.



Lỗi module: (a) kính vỡ; (b) oxy hóa và bạc màu; (c) tách lớp; (d) bột khí

Ground fault trong hệ thống quang điện năng lượng mặt trời xảy ra khi có sự đoản mạch điện ngoài ý muốn giữa dây nối đất và một hoặc nhiều dây dẫn điện của hệ thống. Những lỗi này là một mối lo ngại an toàn lớn vì chúng có thể tạo ra hồ quang điện một chiều (DC) tại vị trí lỗi, mà nếu không được xử lý, có thể dẫn đến hỏa hoạn. Việc phát hiện ground fault đặc biệt khó khăn trong các hệ thống quang điện năng lượng không nối đất, vì những lỗi này không tạo ra đủ dòng điện lỗi để dễ dàng phát hiện trong quá trình vận hành bình thường. Ground fault là loại lỗi phổ biến nhất trong hệ thống quang điện năng lượng mặt trời và có thể phát sinh từ nhiều nguyên nhân khác nhau. Chúng bao gồm đoản mạch ngẫu nhiên giữa dây dẫn và đất, lỗi cách điện của cáp và lỗi chạm đất bên trong module pin điện quang mặt trời. Một hậu quả phổ biến của ground fault là Suy thoái do Điện thế Cảm ứng (PID), xảy ra khi có sự chênh lệch điện áp đáng kể giữa các tấm pin và đất. Những lỗi này không chỉ gây nguy cơ cháy mà còn ảnh hưởng đến hiệu suất tổng thể của hệ thống.

Lỗi hồ quang điện xảy ra khi điện nhảy qua một khe hở trong không khí hoặc một vật liệu cách điện khác. Những lỗi này có hai loại chính: (1) Lỗi Hồ Quang Điện Nối Tiếp (AFa), khi có sự đứt hoặc khe hở trong một dây điện đơn, và (2) Lỗi Hồ Quang Điện Song Song (AFa), giữa hai dây dẫn có chênh lệch điện thế.

Sự cô L – L – L xảy ra khi có sự kết nối điện trở thấp ngoài ý muốn giữa hai điểm có điện thế khác nhau trong một hệ thống điện. Trong hệ thống điện quang năng lượng mặt trời, điều này thường có nghĩa là đoản mạch giữa các cáp của các PVM hoặc dây pin điện quang năng lượng mặt trời khác nhau có điện áp khác nhau. Những lỗi này trong dây pin điện quang năng lượng mặt trời có thể do:

- **Hỏng cách điện cáp:** khi lớp cách điện xung quanh cáp bị xuống cấp hoặc hư hỏng, nó có thể dẫn đến đoản mạch ngẫu nhiên giữa các dây dẫn.
- **Cách điện kém và tác động cơ học:** nếu lớp cách điện giữa các đầu nối chuỗi pin không đủ hoặc nếu cáp phải chịu ứng suất cơ học, nó có thể dẫn đến LLF.

Nghiên cứu khám phá cách các yếu tố môi trường khác nhau tác động đến hiệu suất của hệ thống điện quang năng lượng mặt trời. Nghiên cứu này đặc biệt xem xét bốn yếu tố: (1) tích tụ bụi, (2) giọt nước, (3) phân chim và (4) che bóng một phần. Các phát hiện chính từ nghiên cứu là:

- **Bụi, che bóng và phân chim:** các yếu tố này làm giảm đáng kể dòng điện và điện áp trong hệ thống điện quang năng lượng mặt trời, dẫn đến sản lượng năng lượng thấp hơn.
- **Che bóng:** Yếu tố này có tác động đáng kể nhất đến hiệu suất tấm pin điện quang năng lượng mặt trời. Khi che bóng bao phủ một phần tư, một nửa và ba phần tư bề mặt tấm pin, công suất đầu ra giảm lần lượt là 33,7%, 45,1% và 92,6%.
- **Giọt nước:** Không giống như các yếu tố khác, giọt nước thực sự có thể giúp ích bằng cách làm mát các tấm pin, điều này làm tăng sự chênh lệch điện áp và tăng cường công suất đầu ra ít nhất 5,6%.
- **Bụi:** Sự tích tụ bụi trên các tấm pin làm giảm công suất đầu ra 8,80% và hiệu suất 11,86%.

- **Phân chim:** Những thứ này làm giảm hiệu suất hệ thống khoảng 7,4%.

Những phát hiện này nhấn mạnh sự cần thiết phải làm sạch và bảo trì thường xuyên các tấm pin điện quang năng lượng mặt trời để đảm bảo chúng hoạt động ở mức tốt nhất. Bằng cách giữ cho các tấm pin sạch sẽ, chúng ta có thể giảm thiểu các tác động tiêu cực của các yếu tố môi trường và duy trì sản lượng năng lượng tối ưu.

Nói chung, các yếu tố môi trường như điều kiện thời tiết khắc nghiệt cũng có thể ảnh hưởng nghiêm trọng đến hiệu quả của công nghệ phát hiện lỗi tấm pin điện quang năng lượng mặt trời. Nhiệt độ quá cao có thể khiến camera nhiệt hiểu sai các khu vực quá nhiệt, trong khi nhiệt độ quá lạnh có thể làm giảm thời gian hoạt động của máy bay không người lái và camera do ảnh hưởng đến pin của chúng. Mưa và độ ẩm có thể gây cản trở và làm mờ ống kính camera, gây ra trở ngại cho việc phát hiện lỗi chính xác. Điều kiện gió mạnh có thể gây ra hình ảnh bị mờ do vấn đề ổn định của camera, trong khi máy bay không người lái có thể không hoạt động được trong trường hợp gió mạnh. Tuyết và băng có thể bao phủ các tấm pin, cản trở việc phát hiện hoặc thậm chí làm hỏng máy bay không người lái và camera. Cuối cùng, ánh sáng mặt trời trực tiếp cũng có thể ảnh hưởng đến chất lượng hình ảnh do ánh sáng chói.