

CÔNG TY CỔ PHẦN ĐIỆN GIA LAI (HSX: GEG)

Tiềm năng tăng trưởng đến từ mở rộng công suất NLTT

Sử dụng kết hợp phương pháp tổng hợp thành phần (SOTP) và so sánh EV/EBITDA với tỷ lệ 50:50, chúng tôi xác định mức giá hợp lý cổ phiếu **GEG** trong một năm tới là **19.600** đồng/cp, tương đương với mức sinh lời kỳ vọng là **36%**. Chúng tôi khuyến nghị **MUA** đối với cổ phiếu GEG.

Trong năm 2025F, động lực tăng trưởng chính đến từ điều chỉnh giá bán điện gió. Chúng tôi kỳ vọng GEG sẽ ghi nhận mức doanh thu 3.094 tỷ đồng (+33% YoY) và lợi nhuận sau thuế -cổ đông mẹ đạt 590 tỷ đồng (+413% YoY). Kết quả kinh doanh của Công ty được cải thiện nhờ (1) nhà máy điện gió Tân Phú Đông 1 được cấp giá bán chính thức, cao gấp đôi mức giá tạm tính; (2) khoản thu nhập bất thường từ phần thanh toán chênh lệch giá bán của nhà máy Tân Phú Đông 1 và (3) khoản thu nhập tài chính từ chuyển nhượng vốn cổ phần tại thủy điện Trường Phú.

Năm 2026F: Sản lượng điện của GEG dự kiến đi ngang (-1% YoY) khi sản lượng điện mặt trời tăng 8% YoY nhưng bị bù trừ bởi thủy điện giảm 10% YoY sau chu kỳ La-Nina; doanh thu ước giảm 11% YoY xuống 2,8 nghìn tỷ đồng do không còn lợi nhuận bất thường như năm 2025F, kéo LNST-CĐM giảm còn 173 tỷ đồng (-71% YoY).

Xây mới, mở rộng công suất. Trong giai đoạn 2025-2029F, Công ty dự kiến sẽ xây dựng thêm 4 nhà máy điện mới, bổ sung thêm 179 MW vào tổng công suất đặt, là động lực tăng trưởng doanh thu chính Công ty trong giai đoạn tới. Để tài trợ cho các dự án này, Công ty dự kiến sẽ vay thêm 4,9 nghìn tỷ đồng, bổ sung thêm vào gánh nặng chi phí tài chính.

Nhìn chung, trong giai đoạn 2025-2027, chúng tôi kỳ vọng GEG sẽ bắt đầu một giai đoạn mở rộng công suất mới, thúc đẩy tăng trưởng cả về doanh thu và sản lượng của GEG. Tuy nhiên, LNST-CĐM của GEG sẽ chưa thể phản ánh sự tăng trưởng này do áp lực chi phí lãi vay còn lớn. Từ năm 2028, sau khi nhà máy điện gió Tân Thành đi vào hoạt động, biên LNST-CĐM của GEG mới có thể cải thiện.

Rủi ro

Thay đổi bất ngờ trong chính sách giá mua bán điện có thể ảnh hưởng đến khả năng sinh lời Công ty

Tỷ lệ đòn bẩy cao trong ngắn và trung hạn khiến Công ty dễ bị tác động bởi biến động lãi suất.

Chỉ tiêu tài chính quan trọng

(Tỷ đồng)	2022	2023	2024	2025E	2026F	2027F
Doanh thu thuần	2.093	2.163	2.325	3.094	2.749	2.980
Tăng trưởng (%)	51,5%	3,3%	7,5%	33,1%	-11,2%	8,4%
EBITDA	1.440	1.633	1.730	2.271	1.940	2.146
LNST-CĐM	316	137	115	590	173	237
Tăng trưởng (%)	11,6%	-56,5%	-16,3%	413,4%	-70,7%	37,4%
Biên ròng (%)	15,1%	6,3%	4,9%	19,1%	6,3%	8,0%
ROA (%)	1,8%	0,9%	0,8%	3,6%	1,1%	1,3%
ROE (%)	5,6%	2,4%	2,0%	9,7%	3,0%	3,9%
EPS cơ bản(VND)	981	402	320	1.645	482	662
GTSS (VND)	17.487	16.901	16.088	16.994	16.183	17.048
Cổ tức tiền mặt(VND)	177	247	213	134	689	202
P/E (x)	21,3	37,5	40,1	7,3	34,2	29,7
P/BV (x)	1,2	0,9	0,8	0,7	1,0	1,2

Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt. Dựa trên giá đóng cửa ngày 26/11/2025

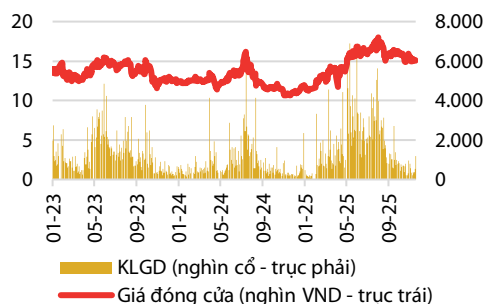
MUA

+36%

Giá thị trường (VNĐ)	14.350
Giá mục tiêu (VNĐ)	19.600

Thông tin cổ phiếu

Ngành	Năng lượng/ Tiền ích
Vốn hoá (tỷ đồng)	5.393
SLCP đang lưu hành (triệu CP)	358
Khối lượng BQ 3 Tháng (nghìn CP)	657
Giá trị GDBQ 3 tháng (tỷ đồng)	10
Vốn sở hữu NĐTNN còn lại (%)	4,36
Biến động giá 52 tuần (nghìn đồng)	10.700 – 18.000



Tỷ suất sinh lời (%)

	3T	1N	2N
GEG	-2,3	40,7	19,3
VN30 Index	2,6	50,7	71,9
VN-Index	-0,7	37,4	50,4

Cổ đông lớn (%)

Jera Asia Vietnam Holding	35,1
CTCP Đầu tư Thành Thành Công	16,8
CTCP Thành Thành Công – Bến Tre	11
Giới hạn sở hữu NĐTNN còn lại (%)	37,1

Nguyễn Đức Chính

(084) 028 - 6299 2006 -Ext: (1524)

chinh1.nd@vdsc.com.vn

ĐỊNH GIÁ

ĐỊNH GIÁ DÀI HẠN BẰNG PHƯƠNG PHÁP SOTP

Chúng tôi sử dụng phương pháp tổng các thành phần (Sum of the parts-SOTP) để định giá cổ phiếu GEG. Trong đó, giá trị tài sản ròng của Công ty được tổng hợp từ giá trị thành phần sở hữu của GEG tại các nhà máy được Công ty vận hành, dòng tiền mặt, đầu tư tài chính và nợ vay. Chúng tôi định giá từng nhà máy bằng phương pháp dự phóng DCF 10 năm*, sử dụng tỷ suất chiết khấu (WACC của GEG) 10,7% và tỷ lệ exit EV/EBITDA 7,7x.

Bảng 1: Giá trị hợp lý xác định bằng phương pháp SOTP

Dự án	Phương pháp định giá	Tỷ suất chiết khấu (WACC)	NPV	Tỷ lệ sở hữu	Giá trị sở hữu
H'Chan	DCF	14,4%	175	63%	110
H'Mun	DCF	14,4%	317	63%	198
Các nhà máy khác	DCF	14,4%	19	100%	19
Ea-tih	DCF	14,4%	1.865	100%	1.865
Nhóm thủy điện					2.192
Phong Điền	DCF	14,4%	1.087	100%	1.087
Krông Pa	DCF	14,4%	1.540	100%	1.540
Đức Huệ 1	DCF	14,4%	1.183	100%	1.181
Hàm Phú 2	DCF	14,4%	1.080	63%	675
Trúc Sơn	DCF	14,4%	1.028	100%	1.028
Áp mái	DCF	14,4%	738	100%	738
Đức Huệ 2	DCF	14,4%	79	100%	79
Nhóm điện mặt trời					6.328
Ia Bang	DCF	14,4%	2.193	85%	1.858
VPL1	DCF	14,4%	1.408	89%	1.251
Tân Phú Đông 2	DCF	14,4%	2.231	55%	1.225
Tân Phú Đông 1	DCF	14,4%	4.150	55%	2.279
VPL2	DCF	14,4%	269	89%	239
Tân Thành	DCF	14,4%	817	96%	786
Nhóm điện gió					7.638
Giá trị doanh nghiệp					16.158
(+) Tiền mặt & tương đương tại ngày định giá					532
(-) Nợ					9.185
Giá trị vốn chủ sở hữu					7.485
Số lượng cổ phiếu lưu hành (triệu CP)					358
Giá trị VCSH trên mỗi cổ phiếu (VND)					20.890

Nguồn: CTCK Rồng Việt

(*): Chúng tôi sử dụng khung thời gian dự phóng 15 năm cho các dự án Ea-tih, Đức Huệ 2, VPL2 và Tân Thành, nhằm thể hiện rõ hơn giá trị dài hạn của các nhà máy.

ĐỊNH GIÁ NGẮN HẠN BẰNG PHƯƠNG PHÁP SO SÁNH EV/EBITDA

Chúng tôi sử dụng phương pháp so sánh EV/EBITDA để xác định giá trị hợp lý của cổ phiếu GEG như bảng dưới.

Bảng 2: Giá mục tiêu ước tính của GEG bằng phương pháp EV/EBITDA

			5,7	6,7	EV/EBITDA 7,7	8,7	9,7
EBITDA	2025	2.271	11.446	17.786	24.125	30.464	36.803
	2026	1.940	6.738	12.153	17.568	22.984	28.399
Giá trị tại ngày định giá			7.379	12.920	18.461	24.002	29.543

Nguồn: CTCK Rồng Việt

Tổng hợp 2 phương pháp với tỷ lệ 50:50, giá trị hợp lý cho mục tiêu trong 1 năm tới của cổ phiếu GEG là 19.600 đồng/cổ phiếu, tương đương EV/EBITDA dự phóng cho năm 2025 là 7,7x lần. Mức định giá này hàm ý tỷ suất sinh lời kỳ vọng là 36% so với giá giao dịch tại ngày 26/11/2025.

Bảng 3: Định giá tổng hợp của GEG

Phương pháp	Tỷ trọng	Giá mục tiêu (đồng/cổ phiếu)
SOTP (10 năm ^(*) , WACC: 14,3%, Exit EV/EBITDA: 7,7x)	50%	9.200
EV/EBITDA (7,7x, EBITDA hỗn hợp 2025F-2026F)	50%	10.400
Tổng	100%	19.600

Nguồn: CTCK Rồng Việt

Chúng tôi xin lưu ý nhà đầu tư rằng nhận định phân tích của chúng tôi dựa trên giả định là các dự án nhà máy điện mới của GEG sẽ được triển khai đúng tiến độ với tổng vốn đầu tư bằng mức công bố của Công ty. Nếu giả định trọng yếu này diễn biến khác với kỳ vọng của chúng tôi, hiệu quả hoạt động kinh doanh của GEG có thể bị ảnh hưởng đáng kể trong trung và dài hạn.

MỤC LỤC	
A. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH & DỰ PHÓNG TRONG GIAI ĐOẠN 2025-2029	Trang 5
B. PHÂN TÍCH CHUỖI GIÁ TRỊ DOANH NGHIỆP	Trang 18
1. Tổng quan doanh nghiệp	Trang 18
2. Hoạt động kinh doanh cốt lõi	Trang 19
PHỤ LỤC 1 – PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH & DỰ PHÓNG TRONG GIAI ĐOẠN 2025-2029	Trang 22
PHỤ LỤC 2 – CÁC DOANH NGHIỆP KINH DOANH TƯƠNG ĐỒNG VỚI GEG	Trang 23
PHỤ LỤC 3: QUY HOẠCH ĐIỆN VIII ĐIỀU CHỈNH – CƠ HỘI CHO NGÀNH NLTT	Trang 25
PHỤ LỤC 4: ĐIỀU CHỈNH TRONG CHÍNH SÁCH GIÁ BÁN NLTT	Trang 28
PHỤ LỤC 5: CƠ CHẾ BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP (DPPA)	Trang 30
PHỤ LỤC 6: THAY ĐỔI TRONG GIÁ BÁN LẺ ĐIỆN	Trang 33

PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH & DỰ PHÓNG TRONG GIAI ĐOẠN 2025 – 2029

Công ty điện Gia Lai (GEG:HSX) là công ty chuyên về hoạt động sản xuất và kinh doanh điện cũng như vận hành các nhà máy điện, bao gồm các nhà máy thủy điện, điện mặt trời và điện gió. GEG thuộc hệ sinh thái Tập đoàn Thành Thành Công, với tỷ lệ sở hữu ước tính khoảng 39,4% thông qua các công ty liên kết. Là một trong những doanh nghiệp năng lượng tái tạo hàng đầu Việt Nam, GEG đã thu hút sự đầu tư từ nhiều tổ chức lớn nước ngoài, bao gồm JERA Asia và Tập đoàn Đầu tư Đức.

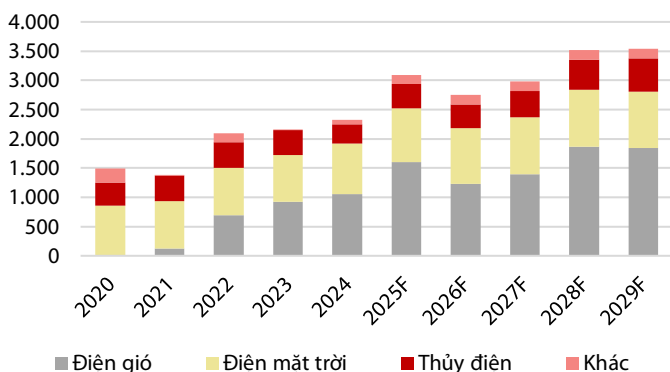
DOANH THU:

Chúng tôi dự báo doanh thu của GEG sẽ tăng từ mức 2.325 tỷ đồng trong năm 2024 lên 3.553 tỷ đồng vào năm 2029F (tương đương mức tăng trưởng kép 8,9%/năm, từ năm 2025F-2029F), với động lực tăng trưởng chính đến từ các nhà máy mới mà GEG đang đầu tư xây dựng.

Cụ thể, **giai đoạn 2025–2029F**, GEG dự kiến bổ sung 179 MW công suất, nâng tổng công suất từ 1.351 MW lên 1.640 MW. Các dự án quan trọng bao gồm điện mặt trời Đức Huệ 2 (49 MWp), thủy điện Ea-Tih (8,6 MW), điện gió VPL Bến Tre 2 (30 MW) và điện gió Tân Thành (100 MW). Khi hoàn thành, sản lượng điện của GEG tăng từ 1,3 tỷ kWh năm 2024 lên 1,7 tỷ kWh năm 2029F, tương đương mức tăng trưởng kép 4,7%/năm trong giai đoạn 2025-2029F.

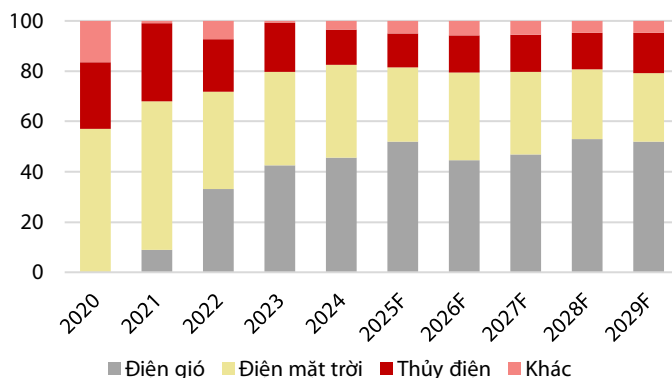
Năm 2025F, chúng tôi dự phóng doanh thu của Công ty đạt 3.094 tỷ đồng, +33% YoY. Động lực tăng trưởng doanh thu đến từ (1) nhà máy điện gió Tân Phú Đông 1 (TPD1) được cấp giá bán chính thức, cao gấp đôi mức giá tạm tính, (2) khoản thu nhập bất thường từ phần chênh lệch giữa giá bán tạm thời và giá bán chính thức của nhà máy TPD1, và (3) doanh thu thủy điện kỳ vọng tăng trưởng 28% YoY nhờ vào điều kiện thủy văn thuận lợi tạo ra bởi chu kỳ thời tiết La Nina.

Hình 1: Doanh thu thuần của GEG (Tỷ đồng)



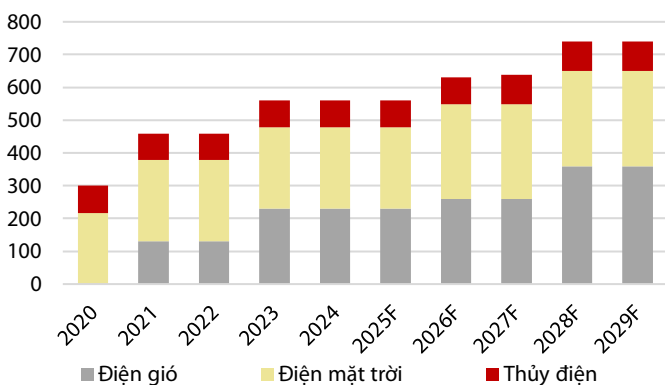
Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 2: Đóng góp doanh thu của GEG theo các mảng (%)



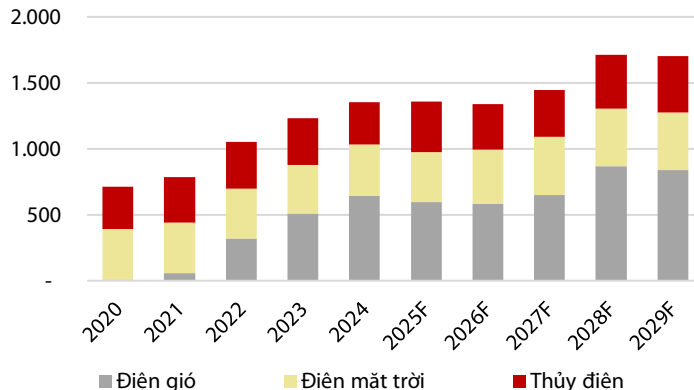
Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 3: Công suất lắp đặt của GEG (MW)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 4: Sản lượng hàng năm của GEG (triệu kWh)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Năm 2026F: Sản lượng điện của GEG dự kiến đi ngang (-1% YoY) khi sản lượng điện mặt trời tăng 8% YoY sau khi Đức Huệ 2 đi vào vận hành thương mại, nhưng bị bù trừ bởi thủy điện giảm 10%

YoY sau chu kỳ La-Nina; doanh thu ước giảm 11% YoY xuống 2,75 nghìn tỷ đồng do không còn lợi nhuận bất thường như năm 2025F, kéo LNST-CĐM giảm còn 176 tỷ đồng (-71% YoY).

a) Mảng điện gió

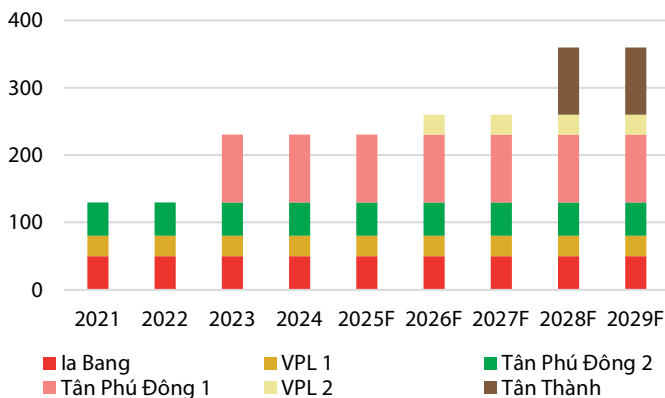
Điện gió là mảng phát điện mới của GEG nhưng đang nhanh chóng trở thành trụ cột trong cơ cấu kinh doanh của Công ty. GEG mới chỉ đưa vào vận hành nhà máy điện gió đầu tiên từ năm 2021, đến năm 2024, điện gió đã chiếm 43% tổng công suất lắp đặt, đóng góp 48% sản lượng và 45% doanh thu của Công ty.

Tính đến cuối 2024, GEG đang vận hành 4 nhà máy điện gió với tổng công suất 230 MW, gồm la Bang (50 MW), VPL Bến Tre 1 (30 MW), Tân Phú Đông 2 (TPD2, 50 MW) và TPD1 (TPD1, 100 MW). Trong giai đoạn tới, Công ty tiếp tục mở rộng quy mô với các dự án VPL 2 (30 MW) và Tân Thành (100 MW). Từ năm 2028, sau khi các dự án đi vào vận hành toàn bộ, tổng sản lượng từ nguồn điện gió khoảng 860 triệu kWh/năm, tương ứng khoảng 2 nghìn tỷ đồng doanh thu, chiếm gần 60% tổng doanh thu của GEG.

Giai đoạn 2021-2024: đây là giai đoạn đầu vận hành các nhà máy điện gió, với 3 nhà máy la Bang, VPL 1 và Tân Phú Đông đi vào vận hành thương mại (COD) vào cuối năm 2021, và nhà máy TPD1 hoạt động trong năm 2023. Với các nhà máy liên tục mở mới, sản lượng điện trong giai đoạn này tăng trưởng mạnh với tốc độ tăng trưởng kép 82%/năm, đạt 646 triệu kWh trong năm 2024. Các nhà máy la Bang, VPL 1 và TPD 2 đang được hưởng cơ chế giá ưu đãi (FIT1), với giá bán điện 9,8 cent/kWh (tương đương 2.223 đồng/kWh, **PHỤ LỤC 3**). Ngoài mức giá bán được ưu đãi, các nhà máy này còn được EVN đảm bảo bao tiêu toàn bộ sản lượng sản xuất (tuy vẫn chịu sự chi phối bởi lịch vận hành hệ thống).

Đối với TPD 1, nhà máy bắt đầu vận hành từ năm 2023, vào giai đoạn chuyển tiếp từ cơ chế FIT sang cơ chế giá mới. Trong giai đoạn 2023–2024, dự án bán điện với mức giá tạm tính khoảng 908 đồng/kWh^(*), bằng khoảng một nửa mức giá chuyển tiếp do nhà máy chưa hoàn tất hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN. Đến Q1/2025, TPD1 hoàn tất ký kết PPA với mức giá chính thức 1.816 đồng/kWh. Khoản chênh lệch giữa giá chính thức và mức giá tạm thời trước đây đã được ghi nhận bổ sung vào doanh thu của mảng điện gió trong kỳ. Theo hợp đồng PPA này, 100% sản lượng của TPD1 được cam kết bao tiêu, đảm bảo tiêu thụ đầu ra của nhà máy.

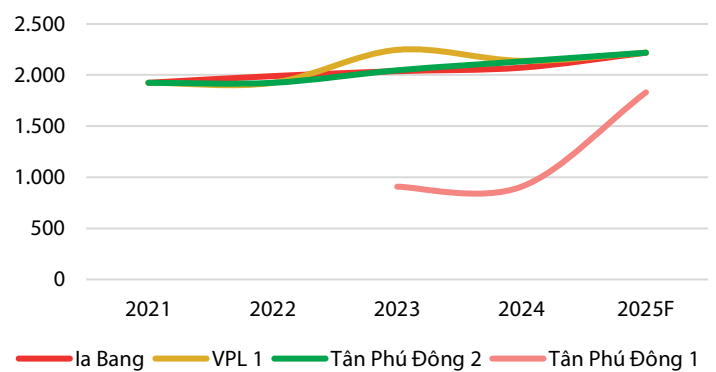
Hình 5: Công suất lắp đặt nhóm điện gió của GEG (MW)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

(*): Đây là mức giá bán được chuyên viên phân tích ước tính, mức giá bán tạm tính chính thức không được GEG công bố.

Hình 6: Giá bán điện (đồng/kWh) của các nhà máy điện gió của GEG



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt ước tính

Trong năm 2025F: chúng tôi dự phóng sản lượng điện gió của Công ty đạt 594 triệu kWh (-8% YoY) do ảnh hưởng của chu kỳ La-Nina khiến tốc độ gió suy yếu so với mức cao trong năm 2024. Mặc dù sản lượng giảm, doanh thu mảng điện gió vẫn được kỳ vọng tăng mạnh lên 1.607 tỷ đồng (+52% YoY), nhờ (1) giá bán điện chính thức của TPD1 cao gấp đôi so với giá tạm thời, qua đó cải thiện đáng kể nguồn thu, và (2) khoản thu nhập bất thường từ phần chênh lệch giữa giá bán tạm thời và giá bán chính thức của nhà máy TPD1 được thanh toán bổ sung trong năm. Loại bỏ khoảng

thu nhập một lần của nhà máy TPD1, chúng tôi ước tính mảng điện gió vẫn có thể ghi nhận mức doanh thu vào khoảng 1.217 tỷ đồng (+15% YoY), nhờ vào giá bán chính thức cao.

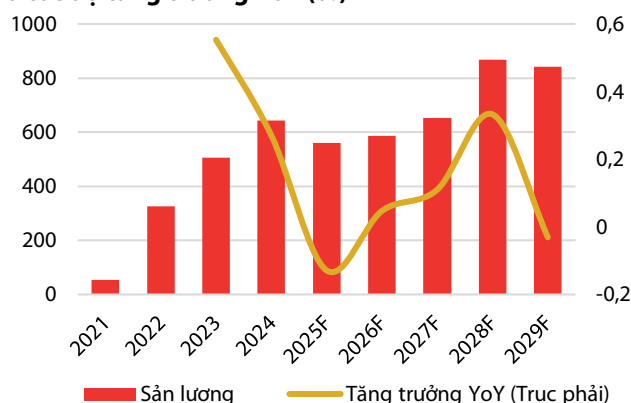
Trong năm 2026F: Doanh thu của nhóm giảm 24% YoY, do không còn được hưởng lợi từ các khoản thu một lần, tương tự như năm 2025F.

Giai đoạn 2025F-2029F: Chúng tôi kỳ vọng mảng điện gió sẽ tiếp tục đóng góp lớn nhất trong cơ cấu sản lượng và doanh thu của Công ty, với tốc độ tăng trưởng kép doanh thu của mảng trong giai đoạn này ở mức 12%/năm. Mức tăng trưởng này đến từ các nhà máy điện gió mới mà Công ty kỳ vọng đưa vào vận hành thương mại trong giai đoạn tới:

- **Điện gió V.P.L 2 Bến Tre (30MW):** Theo chia sẻ từ Công ty, dự án hiện đang trong giai đoạn xây dựng và dự kiến sẽ đi vào vận hành thương mại trong năm 3Q/2026. Nhà máy sẽ sử dụng chung hạ tầng truyền tải với VPL1, giúp rút ngắn thời gian đầu nối và tiết kiệm chi phí đầu tư hệ thống truyền tải. Khi hoàn tất, VPL2 dự kiến đóng góp thêm khoảng 91 triệu kWh/năm.
- **Điện gió Tân Thành (100MW):** Trong tháng 6/2025, dự án đã được phê duyệt chủ trương đầu tư và dự kiến sẽ khởi công vào tháng 9/2026, trước khi đi vào vận hành thương mại từ tháng 7/2028. Nhà máy đặt tại tỉnh Đồng Tháp, đồng thời sử dụng chung mặt bằng và hạ tầng truyền tải với hai dự án TPD2 và TPD1, giúp tối ưu chi phí đầu tư và rút ngắn thời gian đầu nối. Khi hoàn thành, Tân Thành được kỳ vọng sẽ đóng góp thêm khoảng 302 triệu kWh/năm, qua đó gia tăng đáng kể sản lượng điện gió của GEG.

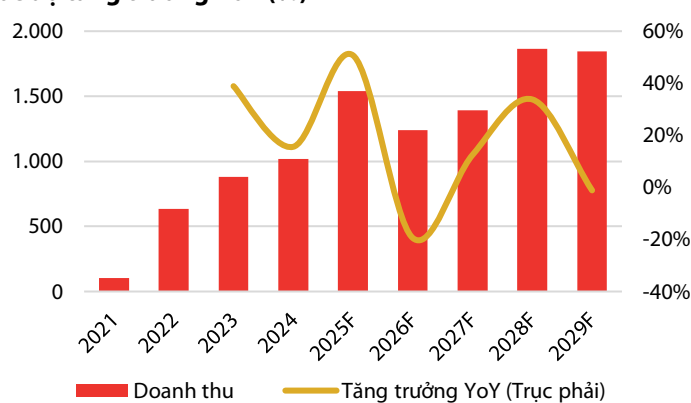
Tuy các nhà máy VPL2 và Tân Thành chưa tiến hành đàm phán PPA và chưa có thỏa thuận tiêu thụ, chúng tôi cho rằng sản lượng tiêu thụ của các nhà máy sẽ duy trì ở mức cao (hiệu suất đạt trên 90%) do (1) Tỷ trọng đóng góp của NLTT trong tổng tiêu thụ điện quốc gia dự kiến duy trì xu hướng tăng trong giai đoạn 2025-2035 theo Quy hoạch điện 8 Điều chỉnh (**PHỤ LỤC 1**) và (2) khả năng cao được ký kết các hợp đồng mua bán điện trực tiếp với khách hàng tư nhân, đảm bảo tiêu thụ toàn bộ sản lượng sản xuất (**PHỤ LỤC 4**).

Hình 7: Sản lượng bán điện của mảng điện gió (triệu kWh) và tốc độ tăng trưởng YoY (%)



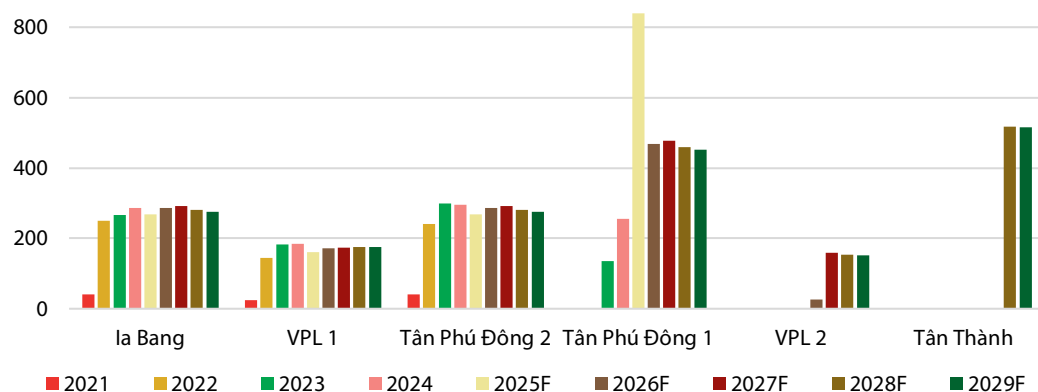
Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt dự phóng

Hình 8: Doanh thu bán điện của mảng điện gió (tỷ VND) và tốc độ tăng trưởng YoY (%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt dự phóng

Hình 9: Doanh thu dự phóng từ các nhà máy điện gió của GEG (tỷ đồng)



Nguồn: GEG, GHC, CTCK Rồng Việt dự phóng

b) Mảng điện mặt trời

Mảng điện mặt trời (ĐMT) hiện là mảng phát điện lớn thứ hai của GEG với tổng công suất lắp đặt 298 MWp (tương đương 249 MW*), chiếm 44% tổng công suất của Công ty. Tuy có quy mô công suất tương đương nhóm điện gió, nhưng trong năm 2024, sản lượng ĐMT chỉ chiếm 29% tổng sản lượng, thấp hơn đáng kể so với 48% của điện gió, hiệu suất hoạt động của ĐMT chỉ đạt khoảng 18% công suất, trong khi điện gió đạt tới 34%.

Công ty hiện vận hành 5 nhà máy điện mặt trời trang trại gồm Phong Điền (48 MWp), Krông Pa (69 MWp), Đức Huệ 1 (49 MWp), Hàm Phú 2 (49 MWp) và Trúc Sơn (44 MWp) cùng nhiều hệ thống điện mặt trời áp mái với tổng công suất 32 MWp. Các dự án này đều được đưa vào vận hành trong giai đoạn 2018-2019, nhờ đó phần lớn sản lượng được bán điện theo giá ưu đãi theo cơ chế FIT 1 và FIT2 (**PHỤ LỤC 3**).

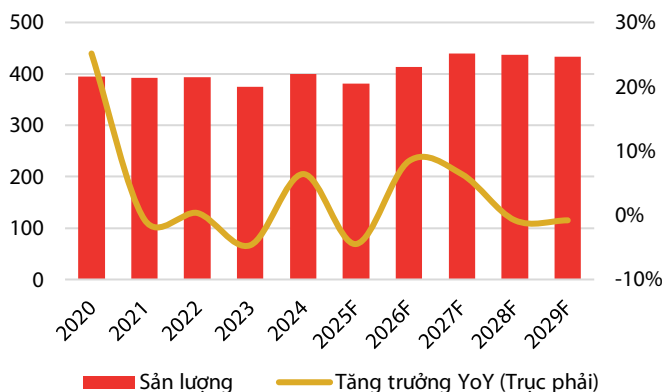
Chính sách giá FIT được ban hành nhằm thúc đẩy phát triển, xây dựng mới công suất các nguồn NLTT. Ngoài mức giá được thiết kế để đảm bảo sinh lời cho nhà đầu tư, **EVN cũng cam kết sẽ thu mua toàn bộ lượng điện sản xuất bởi các nhà máy được hưởng mức giá FIT.**

Giai đoạn 2020-2024, sản lượng trung bình của mảng điện mặt trời đạt khoảng 381 triệu kWh/năm, mang lại doanh thu bình quân 830 tỷ đồng/năm. Tỷ trọng đóng góp doanh thu giảm từ 57% năm 2020 xuống còn 37% năm 2024 (giảm 20 pps), cho thấy sự vươn lên mạnh mẽ của mảng điện gió trong cơ cấu kinh doanh của GEG.

Giai đoạn 2025F-2029F: Chúng tôi kỳ vọng sản lượng và doanh thu của nhóm ĐMT sẽ tăng trưởng kép khoảng 2,1%/năm, chủ yếu nhờ đưa nhà máy Đức Huệ 2 vào vận hành trong Q2/2026, bổ sung 49 MWp vào công suất lắp đặt của nhóm ĐMT, nâng tổng công suất lên 347 MWp. Theo chia sẻ của công ty, dự án sẽ bán trực tiếp cho người mua doanh nghiệp FDI thông qua hình thức hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA, **PHỤ LỤC 4**), thay vì bán lên lưới điện. GEG sẽ bổ sung một hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) cho dự án, việc này đã nâng giá bán gần mức giá trần của nhóm điện mặt trời có pin lưu trữ (~1.130 đồng/KWh và tương đương ~4 US cent/kWh). Những thay đổi này đã khiến vốn đầu tư của dự án được điều chỉnh về mức khoảng 758 tỷ đồng.

Trong năm 2025F và 2026F : Rồng Việt dự phóng doanh thu của nhóm trong năm 2025F sẽ đi ngang (+2% YoY), đạt 912 tỷ đồng, với mức sản lượng giảm nhẹ do ảnh hưởng pha La-Nina. Sang năm 2026F, với việc Đức Huệ 2 đi vào vận hành trong Q2/2026, sản lượng của nhóm được kỳ vọng tăng trưởng 8% YoY, với doanh thu tăng 5% YoY.

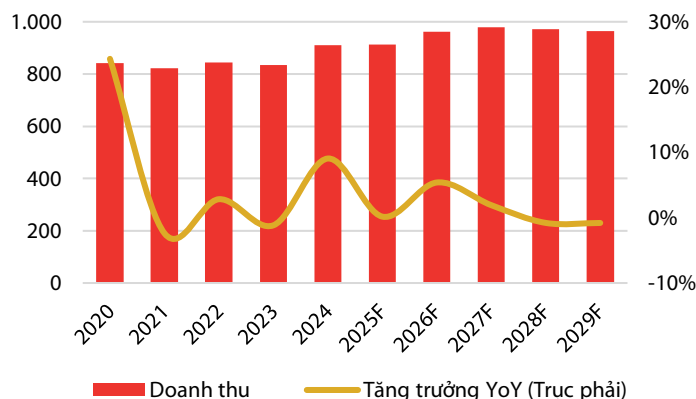
Hình 10: Sản lượng bán điện của mảng ĐMT (triệu kWh) và tốc độ tăng trưởng YoY (%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

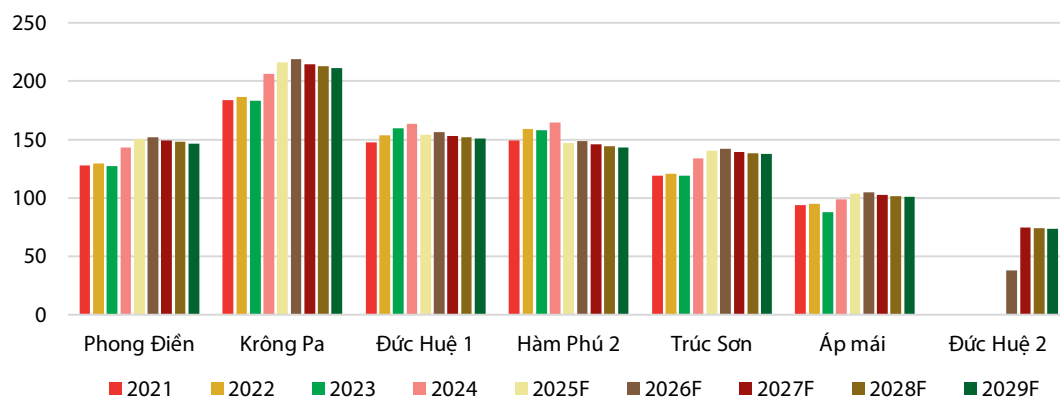
(*): Các nhà máy ĐMT sử dụng công suất tại đỉnh (MWp) để xác định công suất lắp đặt, để tiện lợi việc so sánh, chúng tôi quy đổi công suất lắp đặt về đơn vị MW, chúng tôi chuyển đổi theo hệ số 1 MW=1,2 MWp.

Hình 11: Doanh thu bán điện của mảng ĐMT (tỷ VND) và tốc độ tăng trưởng YoY (%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 12: Doanh thu dự phóng từ các nhà máy điện gió của GEG (tỷ đồng)



Nguồn: GEG, GHC, CTCK Rồng Việt dự phóng

c) Mảng thủy điện

Thủy điện là mảng phát điện truyền thống nhưng chiếm tỷ trọng nhỏ nhất trong danh mục của Công ty, với tổng công suất lắp đặt ở mức 81,1MW, tương đương 14,6% tổng công suất phát điện của Công ty. Danh mục thủy điện gồm 12 nhà máy vừa và nhỏ, tập trung ở khu vực tỉnh Gia Lai và khu vực miền Trung.

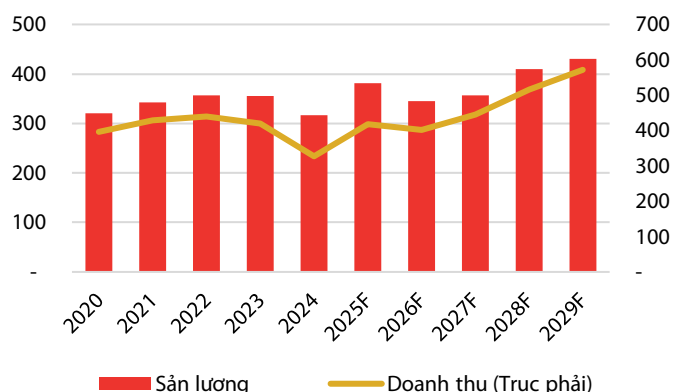
Giai đoạn 2020-2024: mảng thủy điện đóng góp bình quân 339 triệu kWh/năm, tương đương mức doanh thu trung bình 402 tỷ đồng. Năm 2024, mảng thủy điện đóng góp 14% tổng doanh thu của Công ty. Khác mảng ĐMT và Điện gió, sản lượng thủy điện phụ thuộc lớn vào điều kiện thủy văn như lượng mưa và mực nước về hồ chứa. Riêng trong năm 2024, do chịu ảnh hưởng của chu kỳ thời tiết El-Nino, lượng nước mưa giảm dẫn đến sản lượng thủy điện của GEG giảm 11%, đi đôi với giá bán trung bình của mảng giảm 12% YoY do điều chỉnh tỷ lệ tăng alpha*, đã dẫn đến doanh thu của nhóm thủy điện giảm 11% YoY.

Giai đoạn 2025F-2029F: Chúng tôi dự báo sản lượng và doanh thu bình quân của nhóm thủy điện ở mức 385 triệu kWh/năm và 469 tỷ đồng/năm (tăng 13,5%/16% so với trung bình 2020-2024). Mức tăng trưởng này đến từ nhà máy Ea-Tih (8,6 MW) đi vào vận hành trong năm 2027F, bổ sung thêm 34 triệu kWh vào sản lượng trung bình của nhóm (tăng 9% so với mức sản lượng cũ).

Trong năm 2025F: chúng tôi dự phóng sản lượng và doanh thu của nhóm thủy điện đạt lần lượt 381 triệu kWh (+21% YoY) và 418 tỷ đồng (+28% YoY). Sản lượng trong năm tăng nhờ vào thời

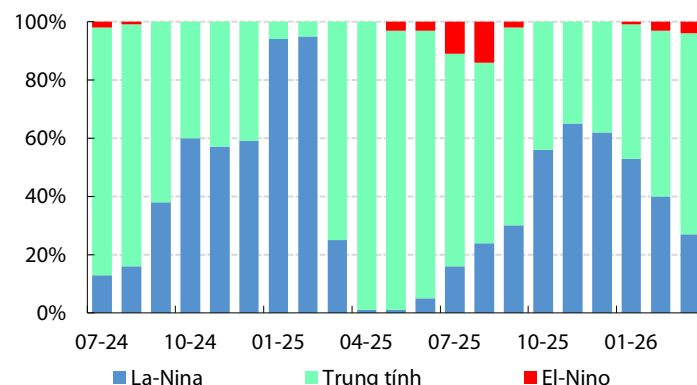
tiết chuyển dịch từ chu kỳ El Nino sang chu kỳ La Nina – Trung tính, tạo ra điều kiện thủy văn thuận lợi và tăng lưu lượng nước mưa về hồ chứa.

Hình 13: Sản lượng (triệu kWh) và doanh thu (tỷ đồng) của mảng thủy điện của GEG



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 14: Chu kỳ thời tiết ENSO



Nguồn: IRI, CTCK Rồng Việt

Lưu ý: Dữ liệu cập nhật tới tháng 10/2025

(*): tỷ lệ alpha là tỷ lệ sản lượng điện bán theo giá hợp đồng (Qc)/ sản lượng điện thực phát (Qm), với tỷ lệ alpha được quy định hàng năm bởi Bộ Công Thương. Trong đó giá Qc bao gồm các chi phí sản xuất điện cộng với một tỷ suất lợi nhuận nhất định. Do chi phí sản xuất của các nhà máy thủy điện ở mức thấp, giá Qc của thủy điện thường thấp hơn giá Qm. Từ năm 2024, mức tỷ lệ alpha của các nhà máy thủy điện được quy định là 98%.

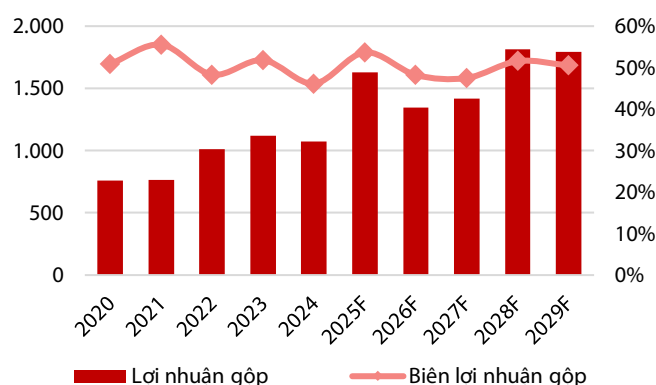
LỢI NHUẬN

Tuy lợi nhuận gộp của GEG được kỳ vọng sẽ duy trì ở mức cao trong giai đoạn 2025F–2029F, chúng tôi cho rằng lợi nhuận sau thuế – cổ đông công ty mẹ (LNST-CDM) vẫn sẽ chịu áp lực lớn từ chi phí lãi vay và chi phí bán hàng & quản lý doanh nghiệp. Những yếu tố này có thể làm suy giảm đáng kể biên LNST-CDM, đặc biệt trong giai đoạn cao điểm đầu tư mở rộng công suất.

a) Lợi nhuận gộp:

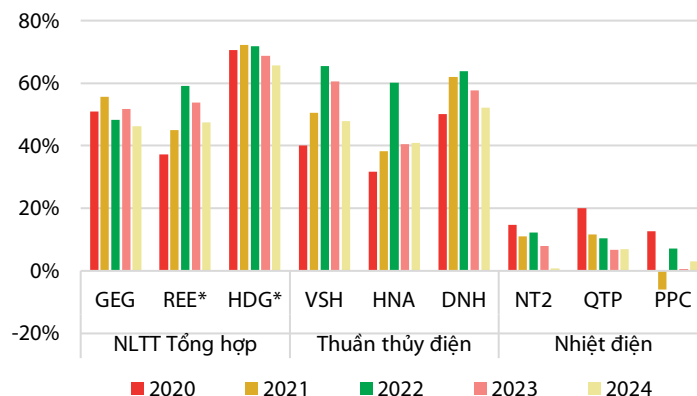
Trong giai đoạn 2020-2024, biên lợi nhuận gộp (LNG) của GEG dao động trong khoảng 46-56%, với mức biên lợi nhuận gộp bình quân vào khoảng 51%. Mức biên LNG cao này phản ánh đặc thù của các dự án NLTT khi không phải chịu chi phí nhiên liệu, chi phí sản xuất chủ yếu đến từ các khoản chi cố định như khấu hao, vận hành và bảo dưỡng. Đây cũng là xu hướng lợi nhuận có thể quan sát được ở các doanh nghiệp chuyên vận hành nhà máy NLTT tại Việt Nam.

Hình 15: Lợi nhuận gộp (Tỷ VND) và biên lợi nhuận gộp (%) dự phóng của GEG



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 16: So sánh biên lợi nhuận gộp của GEG (%) và các doanh nghiệp cùng ngành



Nguồn: GEG, FiinPro, CTCK Rồng Việt

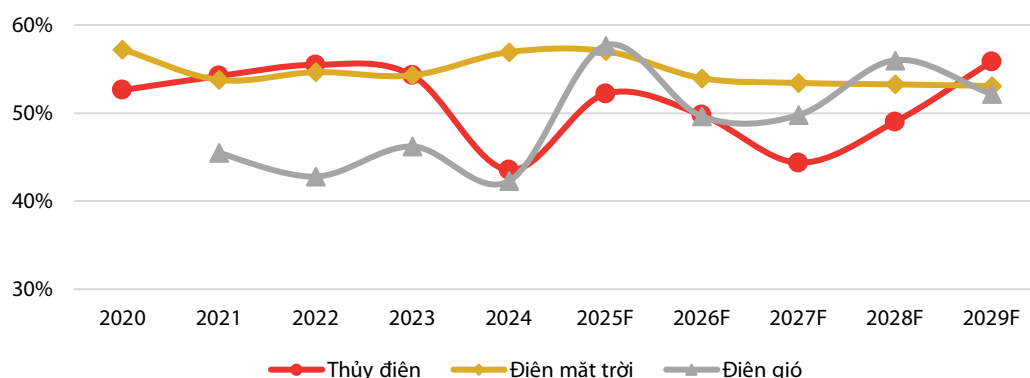
(*): đây là mức biên lợi nhuận gộp riêng mảng phát điện của REE và HDG

Năm 2024: Công ty ghi nhận 1.073 tỷ đồng LNG (-4,3% YoY), tương đương biên LNG 46,2% (-5,7 pps YoY). Mức biên LNG giảm do nhà máy TPD1 hạch toán giá bán điện theo giá chuyển tiếp tạm thời, ảnh hưởng đến doanh thu và lợi nhuận gộp của nhà máy và cả công ty.

Năm 2025F: Chúng tôi dự phóng LNG của Công ty sẽ đạt 1.680 tỷ đồng, tăng 56% YoY, tương đương mức biên LNG 54,3% (+8,2 pps YoY) nhờ (1) TPD1 hoàn tất đàm phán giá bán chính thức, cao gấp đôi giá tạm tính và (2) nhận được khoản bù trừ chênh lệch giá bán của nhà máy TPD 1. Loại bỏ khoản thu nhập bất thường, chúng tôi ước tính Công ty vẫn có thể ghi nhận 1,3 nghìn tỷ đồng LNG (+24% YoY), tương đương biên LNG 49%.

2026F-2029F: Chúng tôi dự phóng biên LNG của GEG duy trì ổn định quanh mức 50%, giao động từ 48% - 52%. Sự ổn định này đến từ (1) chi phí sản xuất hầu như không thay đổi và (2) kỳ vọng giá bán điện duy trì ổn định hơn so với giai đoạn 2020-2024. Chúng tôi đánh giá hệ thống chính sách liên quan đến ngành NLTT tại Việt Nam đã bước vào giai đoạn trưởng thành, qua đó mang lại tính ổn định về giá bán và sản lượng tiêu thụ của NLTT, giúp biên LNG của GEG ổn định hơn trong dài hạn. Tuy vậy, rủi ro từ những thay đổi đột ngột trong cơ chế giá điện vẫn hiện hữu và có thể ảnh hưởng đáng kể đến khả năng sinh lời của Công ty. **(PHỤ LỤC 4).**

Hình 17: Biên lợi nhuận gộp ước tính của từng mảng phát điện của GEG (%)



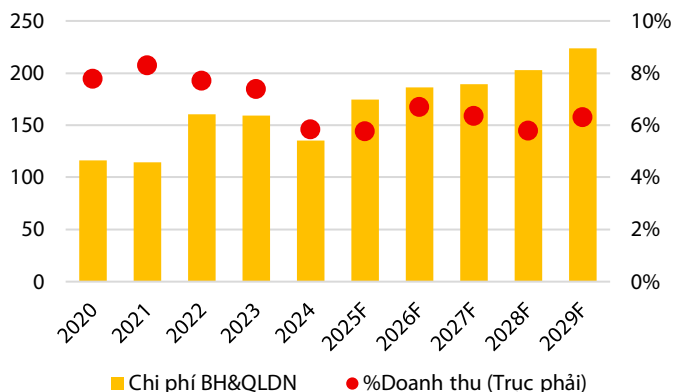
Nguồn: CTCK Rồng Việt ước tính

b) Chi phí bán hàng và quản lý doanh nghiệp

2020-2024: chi phí bán hàng và quản lý doanh nghiệp (BH&QLDN) của GEG duy trì quanh mức 7,4% tổng doanh thu, trong đó chi phí bán hàng hầu như không đáng kể (bình quân 0,04% doanh thu) do Công ty bán điện trực tiếp lên lưới quốc gia. Bình quân, chi phí BH&QLDN ở mức 137 tỷ đồng/năm, tương đương 302 triệu đồng/MW lắp đặt.

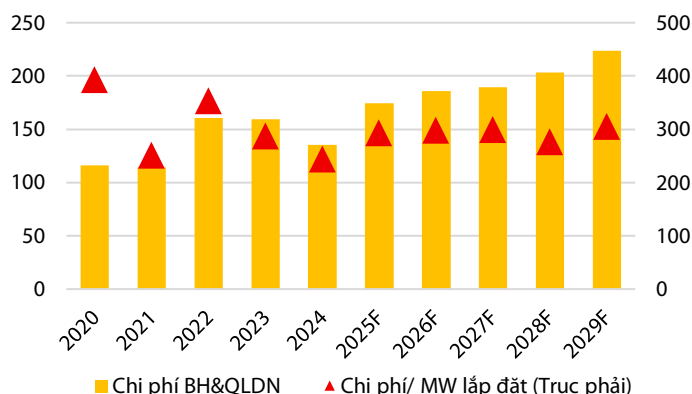
2025F-2029F: Chúng tôi đánh giá hoạt động BH&QLDN của Công ty ngày càng hiệu quả, giúp tối ưu hóa chi phí quản lý các nhà máy. Chúng tôi dự phóng chi phí BH&QLDN có thể duy trì ổn định quanh mức 6% doanh thu (-1,4 pps so với giai đoạn 2020–2024), tương đương 284 triệu đồng/MW lắp đặt (-6% so với giai đoạn 2020–2024).

Hình 18: Chi phí BH&QLDN của GEG (Tỷ đồng) và tỷ lệ chi phí BH&QLDN trên doanh thu (%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 19: Chi phí BH&QLDN của GEG (Tỷ đồng) và chi phí BH&QLDN trên một MW công suất lắp đặt (triệu đồng/MW)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

c) Chi phí và doanh thu tài chính

Doanh thu tài chính: Trong giai đoạn 2020-2024, thu nhập lãi tiền gửi mang về trung bình 32 tỷ đồng/năm (~1,7% doanh thu), tạo nguồn thu ổn định mà chúng tôi kỳ vọng sẽ duy trì. Sang giai đoạn 2025F-2029F, chúng tôi ước tính khoản thu này tăng lên mức bình quân ~43 tỷ đồng/năm, tương ứng 1,4% doanh thu thuần.

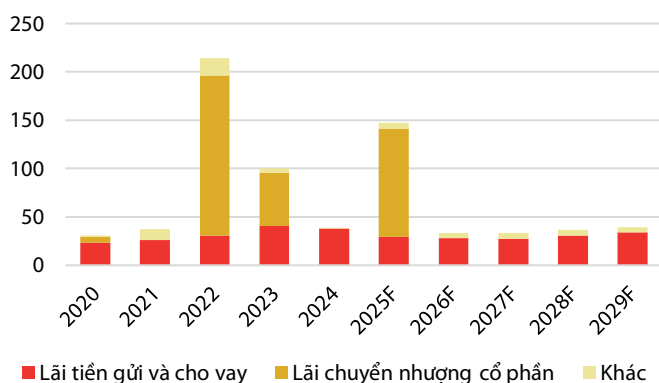
Công ty còn ghi nhận doanh thu tài chính đến từ hoạt động chuyển nhượng cổ phần. Trong 2Q25F, Công ty ghi nhận 112 tỷ đồng lợi nhuận từ chuyển nhượng cổ phần tại CTCP Thủy điện Trường Phú.

Chi phí tài chính: Để tài trợ cho các dự án điện mới, GEG áp dụng cấu trúc vốn 30% VCSH và 70% nợ vay, khiến dư nợ dài hạn và chi phí lãi vay tăng nhanh trong những năm gần đây. Giai đoạn 2020–2024, dư nợ dài hạn của Công ty tăng trưởng kép 22%/năm, đạt 8.596 tỷ đồng vào 2024, chủ

yếu để tài trợ các dự án NLTT đi vào vận hành trong giai đoạn này. Tương tự, chi phí lãi vay cũng tăng trung bình 17%/năm, đạt 786 tỷ đồng trong 2024.

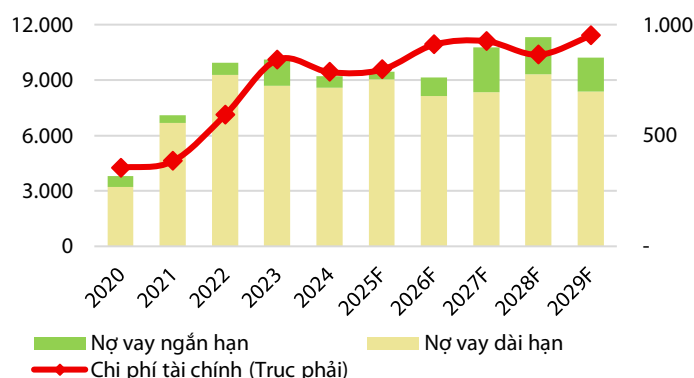
Trong 2025F-2029F: chúng tôi kỳ vọng dư nợ dài hạn của GEG sẽ duy trì trong khoảng 8,5–11 nghìn tỷ đồng, do Công ty tiếp tục vay mới để tài trợ cho các dự án NLTT đang triển khai. Theo đó, chi phí tài chính bình quân dự kiến sẽ dao động trong khoảng 800–1.000 tỷ đồng/năm. Tuy nhiên, tỷ lệ đòn bẩy cao có thể khiến GEG đặc biệt nhạy cảm với rủi ro lãi suất.

Hình 20: Doanh thu tài chính của GEG (Tỷ đồng)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 21: Khoản mục nợ vay dài hạn, ngắn hạn của GEG (tỷ đồng) và chi phí tài chính (tỷ đồng)

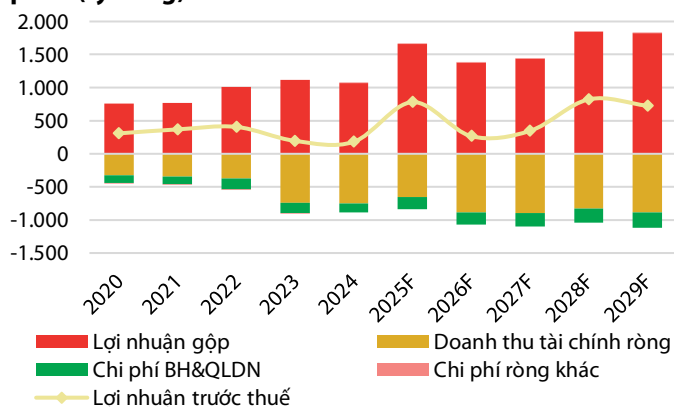


Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

d) Thuế TNDN:

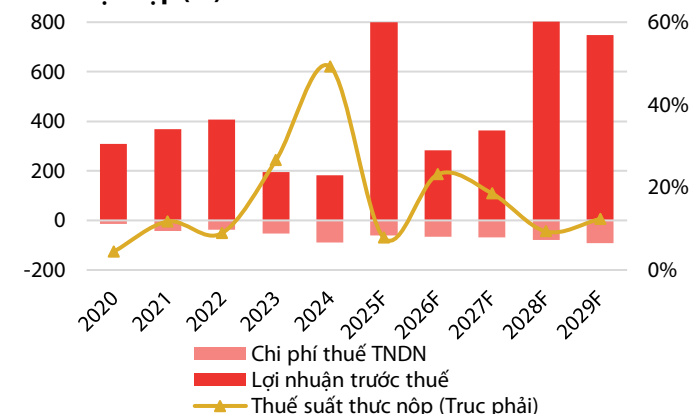
Phần lớn các nhà máy của GEG thuộc nhóm năng lượng tái tạo và được hưởng chính sách thuế ưu đãi đặc biệt. Cụ thể, các dự án áp dụng mức thuế suất 10%/năm, đồng thời được miễn thuế trong 4 năm đầu và giảm 50% trong 9 năm tiếp theo. Dựa trên tổng hợp chi phí thuế của các nhà máy, chúng tôi ước tính nghĩa vụ thuế trung bình của GEG trong giai đoạn 2025F–2029F sẽ dao động từ 61–94 tỷ đồng/năm.

Hình 22: Lợi nhuận trước thuế của GEG và các thành phần (tỷ đồng)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 23: Chi phí thuế TNDN của GEG (tỷ đồng) và mức thuế thực nộp (%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

e) Lợi nhuận sau thuế - Cổ đông mẹ (LNST-CĐM):

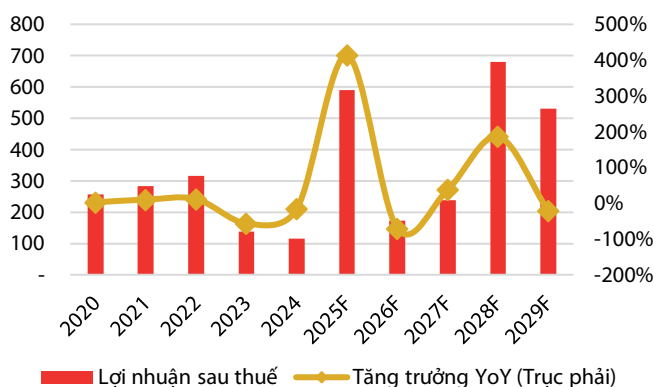
2020-2024: Trong giai đoạn này, mặc dù sản lượng và doanh thu duy trì tốc độ tăng trưởng cao, LNST-CĐM của Công ty lại suy giảm với tốc độ trung bình 15%/năm, chỉ còn 115 tỷ đồng vào năm 2024. Biên LNST-CĐM cũng giảm mạnh từ 17% (2020) xuống 5% (2024). Nguyên nhân chủ yếu đến từ gánh nặng chi phí tài chính và chi phí BH&QLDN tăng đáng kể sau khi các nhà máy mới được đưa vào vận hành. Tác động này thể hiện rõ nhất trong năm 2023–2024, khi nhà máy TPD1 đi vào hoạt động và hạch toán giá bán điện theo giá chuyển tiếp tạm thời, khiến biên LNST-CĐM giảm còn 6,3% và 4,9%, tương ứng giảm 11,3/12,7 pps so với mức trung bình giai đoạn 2020–2022.

2025F: Chúng tôi dự phóng LNST-CĐM có thể đạt 590 tỷ đồng (+413% YoY), tương ứng biên LNST-CĐM 19,1% (+14,2 pps YoY), tăng mạnh do (1) giá bán chính thức của TPD1 cao gấp đôi giá tạm tính, và (2) hai khoản doanh thu bất thường gồm (a) hồi tố doanh thu do chênh lệch giá bán của nhà máy TPD 1, và (b) thu nhập tài chính từ thoái vốn tại thủy điện Trường Phú.

2026F-2027F: Sau mức LNST-CĐM cao bất thường trong năm 2025F, chúng tôi dự đoán biên LNST-CĐM trượt dần về 6,3% (2026F) và 8% (2027F), đến từ (1) việc sản lượng và doanh thu mảng điện mặt trời điện gió cải thiện nhẹ nhưng chi phí tài chính cho những dự án này tăng cao và (2) chu kỳ thủy văn chuyển về giai đoạn El-Nino, gây ảnh hưởng tiêu cực đến sản lượng thủy điện.

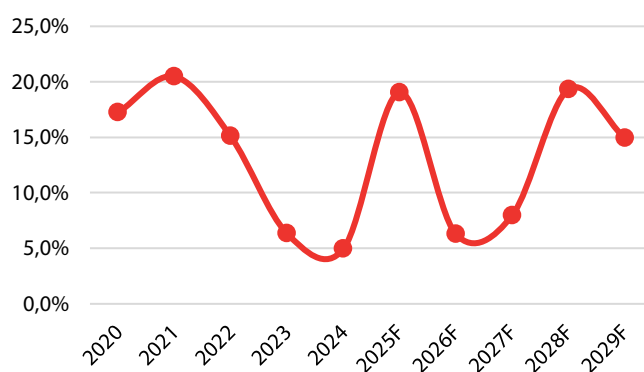
2028F-2029F: Dự án Tân Thành đi vào hoạt động trong năm 2028F cùng với tác động của chu kỳ La-Nina có thể sẽ giúp cải thiện biên LNST-CĐM của Công ty lên 19,3% (2028F) và 14,9% (2029F).

Hình 24: LNST-CĐM của GEG (tỷ đồng) và tăng trưởng YoY (%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 25: Biên LNST-CĐM của GEG(%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

ĐIỂM NỔI BẬT VỀ TÀI SẢN

Công ty đang chuẩn bị bước vào một giai đoạn mở rộng công suất mới, khiến cả khoản mục tài sản cố định hữu hình và nợ dài hạn tăng mạnh trong các năm tới. Nhờ duy trì dòng vốn lưu động một cách hiệu quả, Công ty có đủ dư địa để mở rộng các khoản phải thu và phải trả mà không tạo áp lực lớn lên dòng tiền hoạt động.

a) Vốn lưu động:

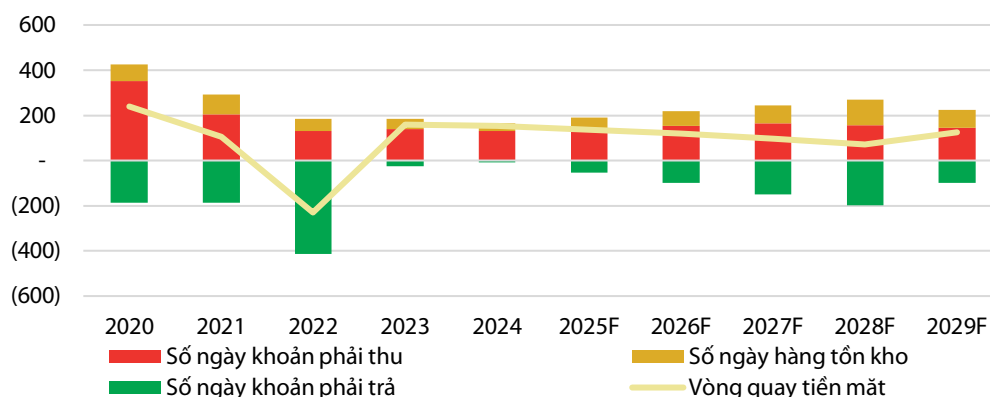
Khoản phải thu : Số ngày thu tiền bình quân năm 2023–2024 lần lượt là 140 và 129 ngày, tương đương mức trung bình ngành (124 ngày) và thấp hơn đáng kể so với giai đoạn 2020–2021, khi các khoản phải thu tăng do tạm ứng cho nhà thầu và tư vấn dự án NLTT. Sau khi các dự án đi vào vận hành, khoản này đã quay về mức hợp lý.

Trong giai đoạn 2025F–2029F, chúng tôi dự phóng số ngày thu tiền trung bình có thể tăng lên mức 152 ngày (+23 ngày so với 2024) do nhu cầu tạm ứng cho các dự án mới. Khoản phải thu từ hoạt động kinh doanh chính đến từ các đơn vị bán lẻ và phân phối điện, chiếm 17–22% doanh thu giai đoạn 2020–2024, thể hiện khả năng thu hồi nợ ổn định của Công ty.

Hàng tồn kho: số ngày hàng tồn kho bình quân năm 2023–2024 ở mức 40 ngày, giảm 41 ngày so với giai đoạn 2020–2021 và chỉ bằng một nửa mức trung bình ngành (80 ngày). Chúng tôi dự phóng số ngày tồn kho trung bình giai đoạn 2025F–2029F sẽ tăng lên mức trung bình khoảng 78 ngày (+38 ngày so với giai đoạn 2023–2024) nhằm đáp ứng tiến độ triển khai các dự án mới.

Khoản phải trả: Trong giai đoạn 2020–2022, số ngày phải trả trung bình của GEG tăng cao hơn do nhu cầu thanh toán cho nhà thầu trong quá trình xây dựng nhà máy, lên mức 262 ngày. Trong giai đoạn 2023–2024 chỉ ở mức 18 ngày, giảm 93% so với giai đoạn trước và thấp hơn nhiều so với trung bình ngành (141 ngày). Chúng tôi dự phóng giai đoạn 2025F–2029F, số ngày phải trả bình quân tăng lên khoảng 120 ngày, giúp Công ty cân đối dòng tiền khi mở rộng đầu tư.

Hình 26: Số ngày tồn kho, phải thu, phải trả và vòng quay tiền mặt của GEG(ngày)



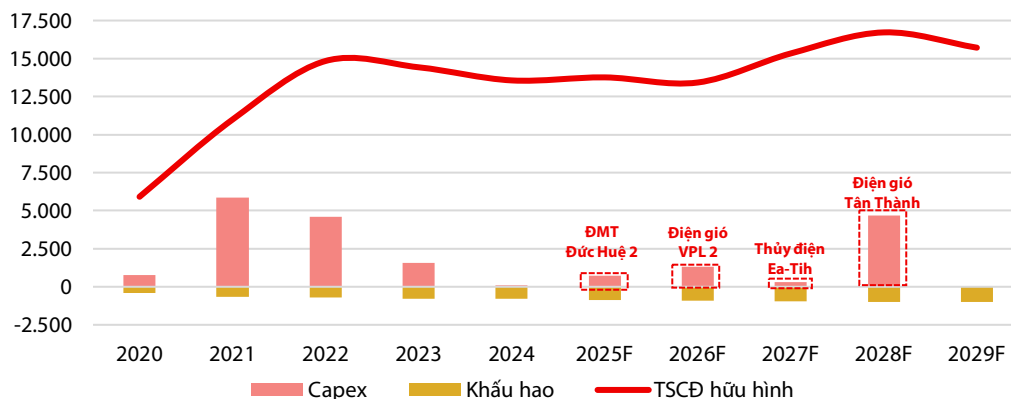
Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

b) Đầu tư tài sản cố định

Tài sản cố định (TSCĐ) hữu hình chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu tài sản của GEG, chiếm trung bình 87% tổng tài sản của Công ty trong giai đoạn 2020-2024 và tăng trưởng kép ở mức 18%/năm, đạt 13.565 tỷ đồng trong năm 2024. Mức tăng trưởng cao này đến từ hoạt động xây dựng nhà máy NLTT mới của Công ty.

Trong giai đoạn **2025F-2029F**, với việc Công ty mỗi năm bổ sung thêm mới một nhà máy chúng tôi kỳ vọng tổng chi phí vốn đầu tư (Capex) trong giai đoạn này đạt 7.072 tỷ đồng. Như vậy, trung bình khoản mục TSCĐ của công ty sẽ tiếp tục tăng trưởng kép ở mức 2,7%/năm lên mức đỉnh 16,8 nghìn tỷ đồng trong năm 2028 sau khi dự án điện gió Tân Thành đi vào hoạt động.

Hình 27: Chi phí đầu tư TSCĐ, chi phí khấu hao và khoản mục TSCĐ hữu hình của GEG (tỷ đồng)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

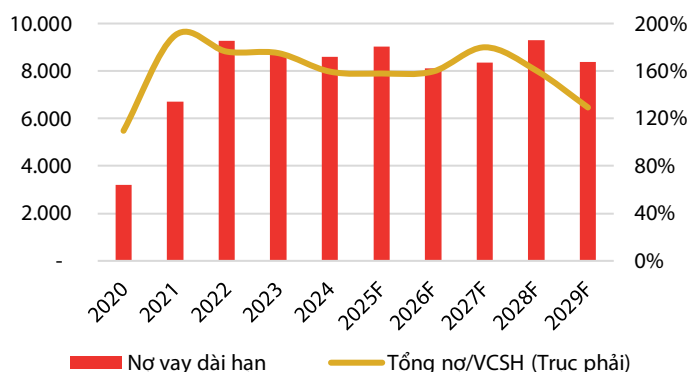
c) Nợ vay

Để tài trợ cho các dự án mới, GEG thường sử dụng cơ cấu vốn gồm 70% nợ vay ngân hàng và 30% vốn tự có. Do đó, nợ dài hạn của Công ty tăng đồng pha với tài sản cố định, với mức tăng bình quân 21%/năm giai đoạn 2020-2024 và đạt 8,6 nghìn tỷ đồng vào năm 2024. Chiến lược mở rộng công suất khiến tỷ lệ nợ vay/VCSH trung bình của GEG ở mức cao, khoảng 1,62 lần, gấp đôi mức trung bình ngành (0,77 lần). Mặc dù đòn bẩy tài chính cao, dòng tiền ổn định từ mảng năng lượng tái tạo giúp GEG đảm bảo khả năng trả nợ và tiếp cận vốn cho các dự án mới. Tuy nhiên, chi phí lãi vay lớn cũng làm gia tăng gánh nặng tài chính và hạn chế biên lợi nhuận ròng của Công ty, như đã đề cập trong phần lợi nhuận.

2025F-2029F: Trong trường hợp Công ty không phát hành thêm cổ phiếu, chúng tôi dự báo GEG sẽ cần vay thêm khoảng 4,9 nghìn tỷ đồng để tài trợ cho các dự án mới sắp triển khai. Việc vay mới song song với nghĩa vụ trả nợ cũ sẽ khiến nợ dài hạn của Công ty duy trì ở mức cao, trung bình

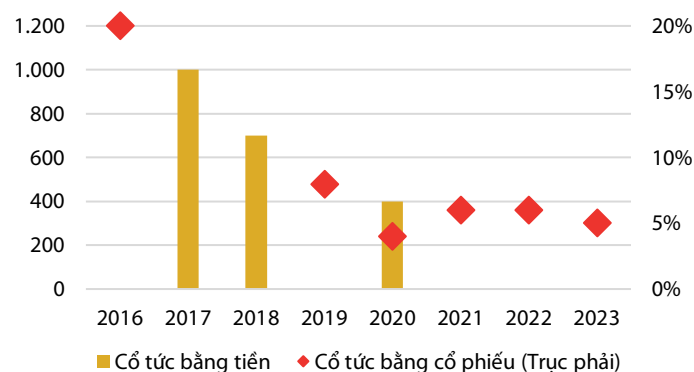
khoảng 8,7 nghìn tỷ đồng giai đoạn 2025F-2029F, tăng 21% so với trung bình giai đoạn 2020-2024.
Tỷ lệ nợ vay/VCSH dự kiến tiếp tục ở mức cao, trung bình khoảng 160% trong các năm tới.

Hình 28: Nợ vay dài hạn (tỷ đồng) và tỷ lệ nợ vay/VCSH của GEG (%)



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Hình 29: Lịch sử phân phối cổ tức của GEG



Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Chính sách cổ tức

Từ năm 2021 tới 2023, Công ty duy trì chính sách chi trả cổ tức bằng cổ phiếu ở mức 5-6%/năm, lần cuối công ty chi trả cổ tức bằng tiền mặt là vào năm 2020 với tỷ lệ 400 đồng/CP. Riêng với năm 2024, Công ty không có kế hoạch chia cổ tức. Chúng tôi cho rằng Công ty lựa chọn chính sách cổ tức này để vừa đảm bảo quyền lợi cho nhà đầu tư vừa giữ lại nguồn vốn để đầu tư vào các dự án mới.

Trong giai đoạn dự phóng, chúng tôi kỳ vọng GEG sẽ duy trì chính sách trả cổ tức bằng cổ phiếu đều đặn, ở mức 100:5 – 100:6. Việc Công ty tập trung chi trả cổ tức bằng cổ phiếu trong giai đoạn tới có thể sẽ không phù hợp với cho các nhà đầu tư quan tâm tới cổ tức.

Bảng 4: Báo cáo thu nhập hàng năm của GEG

BÁO CÁO THU NHẬP	2021	2022	2023	2024	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F
Doanh thu thuần	1.381	2.093	2.163	2.325	3.094	2.749	2.980	3.515	3.546
Giá vốn	614	1.082	1.043	1.252	1.414	1.427	1.528	1.642	1.688
Lãi gộp	767	1.011	1.121	1.073	1.680	1.322	1.452	1.873	1.857
Chi phí bán hàng & quản lý	114	161	159	136	170	178	181	195	215
Thu nhập từ HĐTC	37	214	101	38	148	34	33	37	40
Chi phí tài chính	384	592	842	786	795	891	927	866	951
Lợi nhuận khác	81	(14)	(2)	2	1	1	1	0	0
Lãi/lỗ từ LDLK	6	13	5	5	7	6	7	8	8
Lợi nhuận trước thuế	369	407	195	182	821	251	338	802	682
Thuế TNDN	43	36	52	89	62	65	66	78	92
Lợi ích cổ đông thiểu số	43	55	6	(23)	170	13	34	45	61
Lợi nhuận sau thuế	283	316	137	115	590	173	237	679	530
EBIT	628	785	932	922	1.461	1.100	1.224	1.622	1.585
EBITDA	1.045	1.440	1.633	1.730	2.271	1.940	2.146	2.596	2.596

Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Bảng 5: Bảng cân đối kế toán hàng năm của GEG

BẢNG CÂN ĐỐI KẾ TOÁN	2021	2022	2023	2024	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F
Tiền	250	334	229	164	329	292	317	374	377
Đầu tư tài chính ngắn hạn	6	491	233	239	237	211	228	269	272
Các khoản phải thu	772	750	829	823	1.197	1.154	1.349	1.495	1.411
Tồn kho	146	155	127	119	192	253	333	516	368
Tài sản ngắn hạn khác	142	389	40	36	224	199	215	254	256
Tài sản cố định hữu hình	10.994	14.842	14.427	13.565	13.793	13.475	15.384	16.765	15.759
Tài sản cố định vô hình	21	29	25	21	17	13	9	4	(1)
Đầu tư tài chính dài hạn	4.841	4.841	4.841	4.841	174	174	174	174	174
Tài sản dài hạn khác	54	42	38	24	32	29	31	37	37
TỔNG TÀI SẢN	12.473	17.118	16.132	15.174	16.196	15.799	18.040	19.888	18.654
Tiền hàng phải trả & ứng trước	315	1.225	75	32	211	389	625	897	460
Vay và nợ ngắn hạn	408	663	1.415	597	363	1.011	2.426	2.025	1.832
Vay và nợ dài hạn	6.695	9.264	8.682	8.596	9.049	8.138	8.361	9.323	8.390
Khoản phải trả ngắn hạn khác	155	183	190	156	271	241	261	308	311
Quỹ khen thưởng, phúc lợi	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quỹ khoa học công nghệ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TỔNG NỢ	12.263	12.869	12.872	19.337	21.022	23.190	24.354	24.691	25.370
Vốn đầu tư của CSH	3.037	3.219	3.412	3.583	3.583	3.583	3.583	3.583	3.583
Cổ phiếu quỹ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lợi nhuận giữ lại	208	292	179	83	566	492	657	1.237	1.482
Khoản thu nhập khác	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quỹ đầu tư phát triển	94,24	98,02	96,35	96,18	96	96	96	96	96
TỔNG VỐN	11.880	12.324	12.834	13.569	14.330	15.000	15.738	16.552	17.386
Lợi ích cổ đông thiểu số	728	730	710	1.171	1.029	1.208	1.407	1.629	1.857

Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Bảng 6: Báo cáo lưu chuyển tiền tệ hàng năm của GEG

BÁO CÁO LƯU CHUYỂN TIỀN TỆ	2021	2022	2023	2024	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F
Lợi nhuận trước thuế	283	316	137	115	590	173	237	679	530
Khấu hao	417	655	701	808	810	840	923	973	1.011
Các khoản điều chỉnh	136	59	15	(14)	179	22	43	55	71
Thay đổi vốn lưu động	439	620	(741)	7	(507)	192	(60)	(106)	(208)
Tiền thuần từ HĐKD	2.429	649	(37)	949	1.076	1.222	1.140	1.599	1.399
Chi đầu tư Tài sản cố định	(5.861)	(4.599)	(1.580)	(102)	(762)	(1.320)	(290)	(4.700)	-
Tăng/Giảm các khoản đầu tư khác	(6)	(485)	258	(6)	2	26	(18)	(41)	(2)
Lãi cho vay, cổ tức, LN được chia	(100)	(13)	(55)	(5)	-	-	-	-	-
Tiền thuần từ HĐ Đầu Tư	(5.876)	(5.096)	(1.373)	(109)	(755)	(1.288)	(303)	(4.736)	3
Tăng/Giảm các khoản vốn góp	325	182	193	171	-	-	-	-	-
Tăng/Giảm các khoản nợ vay	3.301	2.824	169	(903)	219	(263)	1.638	561	(1.126)
Cổ tức trả cho chủ sở hữu	(140)	(57)	(84)	(76)	(48)	(247)	(72)	(99)	(284)
Tiền thuần từ HĐ Tài Chính	3.443	4.575	337	(887)	183	(713)	1.744	842	(1.330)
Tiền đầu năm	135	250	334	229	164	329	292	317	374
Tiền thuần trong kỳ	(4,2)	128	(1.073)	(46,4)	504	(779)	2.581	(2.295)	71
Tiền cuối kỳ	250	334	229	164	329	292	317	374	377

Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

PHÂN TÍCH CHUỖI GIÁ TRỊ DOANH NGHIỆP [\(quay về trang 4\)](#)

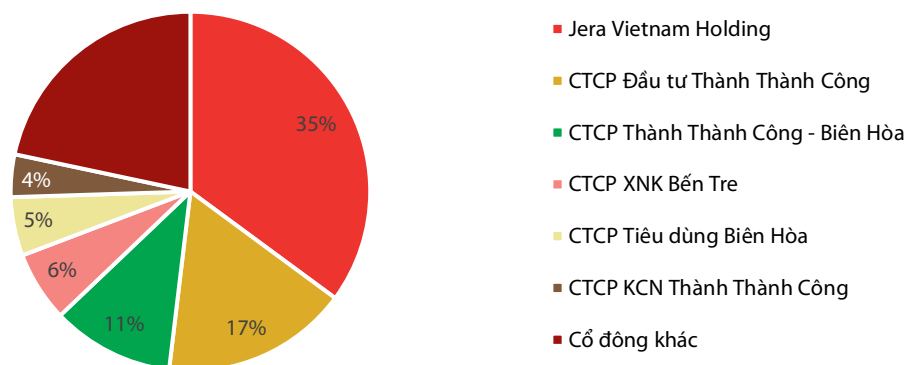
I. Tổng quan doanh nghiệp

Công ty Cổ phần Điện Gia Lai (GEG: HSX) được thành lập vào năm 1989, GEG đã trở thành công ty thành viên của tập đoàn Thành Thành Công từ năm 2013. Công ty được niêm yết trên Sở Giao dịch Chứng Khoán TP.HCM từ tháng 9/2019.

GEG là Công ty chuyên về lĩnh vực sản xuất và phân phối điện, đặc biệt là các dự án năng lượng tái tạo. Công ty hiện sở hữu một danh mục nhà máy điện đa dạng, bao gồm: các nhà máy thủy điện vừa và nhỏ, các dự án điện mặt trời trang trại và điện mặt trời áp mái và trang trại điện gió. Tới năm 2024, tổng công suất lắp đặt của công ty đã lên lên mức 567 MW. Ngoài các dự án hiện hữu, GEG đang nghiên cứu mở rộng quy mô thông qua đầu tư vào điện gió ngoài khơi – lĩnh vực đang được ưu tiên phát triển trong giai đoạn tới theo định hướng Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh.

GEG thuộc hệ sinh thái Tập đoàn Thành Thành Công, với tỷ lệ sở hữu ước tính khoảng 39,4% thông qua các công ty thành viên. Là một trong những doanh nghiệp năng lượng tái tạo hàng đầu Việt Nam, GEG đã thu hút sự đầu tư từ nhiều tổ chức lớn trong và ngoài nước, bao gồm JERA Asia (nắm giữ 35% cổ phần phổ thông) và DEG – Tập đoàn Đầu tư Đức (sở hữu 100% cổ phiếu ưu đãi).

Hình 30: Cơ cấu cổ đông sở hữu của GEG (%)



Nguồn: CTCK Rồng Việt ước tính

Xét về cơ cấu doanh nghiệp

GEG là Công ty hoạt động theo mô hình Công ty Mẹ - Con. GEG đóng vai trò là Công ty Mẹ, chịu trách nhiệm quản lý các Công ty con. các Công ty con có trách nhiệm quản lý và vận hành từng Dự án hoặc lĩnh vực hoạt động riêng biệt. Hiện GEG đang quản lý 9 Công ty con, 4 Công ty triển khai dự án và 2 Công ty liên kết.

Bảng 7: Thống kê hệ thống công ty con, liên doanh của GEG

STT	Công ty	Vốn Điều lệ (Tỷ đồng)	Tổng tài sản (Tỷ đồng)	% Sở hữu	Dự án quản lý/ Loại hình kinh doanh
CÔNG TY CON					
1	CTCP Thủy Điện Gia Lai (GHC: UpCom)	477	1.493	62,5	Thủy điện: H'Mun, H'Chan; Điện mặt trời: Hàm Phú 2, Áp Mái
2	CT TNHH MTV Thủy Điện Thượng Lộ	70	99	100	Thủy điện: Thượng Lộ
3	CTCP ĐIỆN TTC Đức Huệ - Long An	935	1.313	99,9	Điện mặt trời: Đức Huệ 1, Đức Huệ 2, Áp Mái
4	CTCP NM Điện Mặt Trời Trúc Sơn	349	709	99,9	Điện mặt trời: Trúc Sơn, Áp Mái
5	CTCP Hợp Tác Phát Triển NLTT VIJA	150	198	99	Điện mặt trời: Áp Mái Dịch vụ EPC điện mặt trời
6	CTCP Năng lượng điện gió Tiền Giang	2.450	6.790	54,9	Điện gió: Tân Phú Đông 1 & 2
7	CTCP Năng lượng VPL	841	1.896	88,8	Điện gió: VPL Giai Đoạn 1, VPL Giai Đoạn 2 (Đang triển khai)
8	CTCP Điện gió Ia Bang	430	1.576	84,7	Điện gió: Ia Bang 1
9	CT TNHH MTV Tư vấn và Phát triển Năng lượng Gia Lai	1,5	3,1	100	Dịch vụ kiến trúc và tư vấn kỹ thuật Điện
CÔNG TY LIÊN KẾT					
11	CTCP Năng Lượng Solwind	200	NA	49,9	Sản xuất và phân phối điện
CÔNG TY TRIỂN KHAI DỰ ÁN					
12	CTCP NLTT Tiến	3,4	NA	99,7	
14	CTCP Năng lượng Xanh Cà Mau	2	NA	95	
15	CTCP Năng lượng điện cao nguyên	93	NA	99,9	Thủy điện: Ea Tih
16	CTCP NLTT Tân Thành	5	NA	96,1	

Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

II. Hoạt động kinh doanh cốt lõi [\(quay về trang 4\)](#)

Hoạt động kinh doanh chính của Điện Gia Lai là sản xuất và kinh doanh điện cũng như vận hành các nhà máy điện, bao gồm các nhà máy thủy điện, điện mặt trời và điện gió. Công ty hiện đang vận hành 23 nhà máy phát điện với tổng công suất lắp đặt ở mức 560 MW, và 4 nhà máy mới với tổng công suất đặt 179 MW đang trong giai đoạn đầu tư xây dựng.

- **Thủy điện:** là loại hình kinh doanh truyền thống của GEG, Công ty vận hành một chuỗi các nhà máy thủy điện vừa và nhỏ, tập trung chủ yếu tại tỉnh Gia Lai và khu vực miền Trung. Hiện Công ty đang vận hành tổng cộng 81 MW thủy điện, tương đương 14,6% tổng công suất hiện tại của Công ty, với nhà máy điện Ea-Tih (8,6 MW) được kỳ vọng đi vào hoạt động trong năm 2027.
- **Điện mặt trời:** Công ty bắt đầu vận hành các nhà máy điện mặt trời từ năm 2018 với hai nhà máy ĐMT Phong Điền (48 MWp) và Krông Pa (69 MWp). Tới cuối năm 2024, Công ty đang vận hành 5 nhà máy ĐMT cùng nhiều hệ thống ĐMT áp mái, với tổng công suất 299 MWp. Theo Công ty chia sẻ, nhà máy Đức Huệ 2 (49 MWp) sẽ đi vào vận hành trong Q4/2025, đưa tổng công suất lắp đặt của phân khúc lên mức 348 MWp
- **Điện gió:** tuy là loại hình phát điện mới nhất của GEG, phân khúc đang dần trở thành trụ cột chính trong hoạt động kinh doanh của Công ty. Năm 2024, mảng điện gió đóng góp 48% sản lượng và 47% doanh thu phát điện của Công ty. Hiện tại GEG đang vận hành 230 MW điện gió với 130 MW đang trong quá trình đầu tư, xây dựng.

Các loại hình phát điện của GEG đều thuộc nhóm năng lượng tái tạo, với sản lượng và giá bán điện trung bình hàng năm tương đối ổn định, đặc biệt là khi so sánh với các nguồn điện truyền thống như nhiệt điện than và nhiệt điện khí. Đối với các nhà máy ĐMT và điện gió sản lượng hàng năm ít có sự biến động, song sẽ có xu hướng giảm dần trong dài hạn do sự lão hóa của các thiết bị như tấm pin PV hay tuabin và cánh quạt gió. Đối với các nhà máy thủy điện, sản lượng hàng năm bị chi phối bởi điều kiện thủy văn và chu kỳ thời tiết.

61% công suất điện hiện tại của GEG đến từ các nhà máy ĐMT và Điện gió đi vào vận hành trong giai đoạn 2018-2021, giai đoạn đầu của ngành năng lượng tái tạo. Do vậy, các dự án hoàn thành trong giai đoạn này được hưởng mức **giá FIT (Feed-in-tariff) ưu đãi** cho cả vòng đời dự án, mức bán này đảm bảo khả năng sinh lời của dự án đầu tư. Từ năm 2025, sau khi chương trình ưu đãi và giai đoạn chuyển tiếp giá kết thúc, các nhà máy đang bán theo mức giá Bộ Công Thương công bố tại năm nhà máy đi vào hoạt động. **(PHỤ LỤC 4)**

Bảng 8: Danh mục các nhà máy hiện tại của GEG

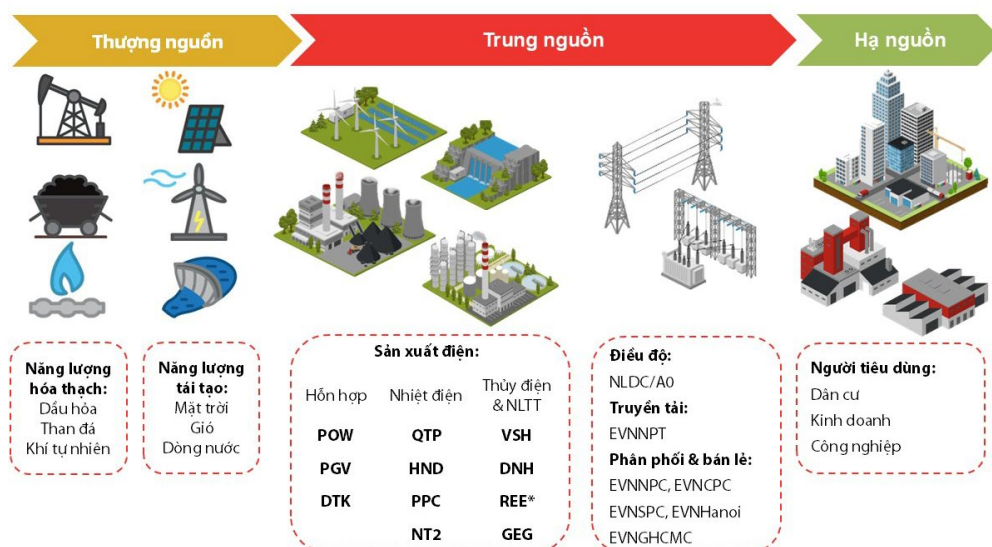
STT	Nhà máy	Năm hoạt động	Vị Trí	Công suất lắp đặt (MW)
Thủy Điện				Tổng 89,7
1	Ia Đrăng 1	1989	Gia Lai	1,2
2	Ia Đrăng 2	2002	Gia Lai	0,6
3	IA Đrăng 3	2005	Gia Lai	1,6
4	Ia Muer 3	2005	Gia Lai	1,8
5	H' Chan	2006	Gia Lai	12
6	Đak Pi Hao 2	2008	Gia Lai	10
7	IA Puch 3	2009	Gia Lai	6,6
8	Đa Khai	2010	Lâm Đồng	8,1
9	H'Mun	2010	Gia Lai	16,2
11	Ayun Thượng 1A	2011	Gia Lai	12
12	Đăk Pi Hao 1	2014	Gia Lai	5
14	Thượng Lộ	2015	Thừa Thiên – Huế	6
15	Ea Tih	Đang triển khai	Đắk Lắk	8,6
Điện mặt trời*				Tổng 289,5
16	Phong Điền	2018	Thừa Thiên – Huế	40,0
17	Krông Pa	2018	Gia Lai	57,5
18	Đức Huệ 1	2019	Long An	40,8
19	Hàm Phú 2	2019	Bình Thuận	40,8
20	Trúc Sơn	2019	Đắk Nông	37,0
21	Điện áp mái	N.a	N.a	32,5
22	Đức Huệ 2	Đang triển khai	Long An	40,8
Điện gió				Tổng 360
23	Ia Bang 1	2021	Gia Lai	50

24	Tân Phú Đông 2	2021	Tiền Giang	50
25	VPL 1	2021	Bến Tre	30
26	Tân Phú Đông 1	2023	Tiền Giang	100
27	VPL 2	Đang triển khai	Bến Tre	30
28	Tân Thành	Đang triển khai	Tiền Giang	100
Tổng công suất (đang vận hành)				559,8
Tổng công suất (bao gồm các dự án đang triển khai)				739,2

Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt; (*): các nhà máy ĐMT sử dụng MWp (Công suất tại đỉnh) để xác định công suất lắp đặt. Công ty chuyển đổi theo hệ số 1 MWp=1,2MW

III. Chuỗi giá trị doanh nghiệp (quay về trang 3)

Hình 31: Chuỗi giá trị ngành điện



Nguồn: CTCK Rồng Việt; (*) REE là công ty đa ngành, với ngành điện là một trong những mảng kinh doanh chính

1. Yếu tố đầu vào

Các loại hình phát điện đang được GEG vận hành đều thuộc nhóm năng lượng tái tạo, các nhà máy dựa trên các hiện tượng tự nhiên như bức xạ mặt trời, gió và dòng chảy của nước để sản xuất điện. Các nhà máy NLTT không cần sử dụng nhiên liệu để phát điện, do vậy cho phí vận hành của nhà máy tập trung chủ yếu vào (1) chi phí khấu hao cơ sở vật chất của nhà máy và (2) chi phí vận hành sửa chữa nhà máy.

- Thủy điện:** Các nhà máy thủy điện của GEG thuộc loại hình thủy điện đập chứa, với cơ cấu chính bao gồm đập tích nước và nhà đặt tua bin phát điện. Đập thủy điện được xây dựng để chặn dòng chảy của sông, tạo ra hồ chứa để tích trữ nước. Nước được xả ra từ hồ chứa qua hệ thống ống dẫn và máy phát điện để tạo ra điện.
- Điện Mặt trời:** Các nhà máy điện mặt trời của GEG sử dụng tấm pin PV để hấp thụ bức xạ ánh sáng mặt trời để tạo ra điện. Dòng điện tạo ra từ các tấm pin PV là dòng điện 1 chiều, cần hệ thống Inverter biến đổi thành dòng điện 2 chiều và có thể hòa lên lưới điện.
- Điện gió:** Năng lượng gió được chuyển đổi thành điện qua các tua bin gió, với cấu tạo bao gồm tháp trụ, cánh quạt và trục tua bin. Tại Việt Nam, điện gió được phân loại theo (1) điện gió trên bờ, gần bờ và (2) điện gió xa bờ, với điện gió xa bờ có công suất cao hơn nhưng gặp nhiều khó khăn hơn trong quy trình lắp đặt và bảo dưỡng.

2. Sản phẩm điện

Điện là một loại hàng hóa cơ bản với tính đồng nhất cao, không có sự phân loại về nguồn gốc sản xuất hay đặc tính riêng. Tuy nhiên điện chưa thể lưu trữ trên quy mô lớn và cần phải cân bằng cung – cầu theo thời gian thực. Tính chất tức thời này khiến thị trường điện rất dễ biến động và nhạy cảm với các thay đổi trong sản xuất hoặc tiêu thụ. Ngoài ra, điện phải được truyền tải qua lưới điện vật lý, làm cho giá trị của nó phụ thuộc vào vị trí sản xuất, được thể hiện qua cơ chế định giá theo nút hoặc vùng.

3. Truyền tải

Việc điều độ lưới phân phối được thực hiện bởi các trung tâm điều khiển khu vực theo mô hình bán tự động hoặc điều khiển tập trung từ xa. Lịch phân bổ phụ tải và điều chỉnh điện áp được lập theo chỉ đạo của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0/NSMO) và điều độ miền (A1, A2, A3), nhằm đảm bảo cân bằng phụ tải và duy trì ổn định lưới ở các thời điểm cao điểm hoặc khi có sự cố.

4. Phân Phối:

Mạng lưới phân phối điện Việt Nam được vận hành chủ yếu bởi năm tổng công ty: EVN HANOI, EVN HCMC và EVN SPC/NCPC/CPC, theo khu vực địa lý.

PHỤ LỤC 1 – PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH & DỰ PHÓNG TRONG GIAI ĐOẠN 2025-2029

(quay về trang 4)

Bảng 9: Doanh thu dự phóng theo mảng (Tỷ đồng)

DOANH THU THUẦN	2021	2022	2023	2024	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F
Tổng doanh thu	1.381	2.093	2.163	2.325	3.094	2.749	2.980	3.515	3.546
Thủy điện	429	440	420	327	418	401	444	513	569
Điện mặt trời	815	811	809	862	912	961	980	972	964
Điện gió	124	691	918	1.058	1.607	1.227	1.394	1.865	1.843
Khác	13	151	16	78	157	160	163	166	170
% tăng trưởng cùng kỳ	-8%	52%	3%	7%	33%	-11%	8%	18%	1%
Thủy điện	8%	3%	-5%	-22%	28%	-4%	11%	16%	11%
Điện mặt trời	-5%	0%	0%	7%	6%	5%	2%	-1%	-1%
Điện gió	-	457%	33%	15%	52%	-24%	14%	34%	-1%
Khác	-95%	1051%	-89%	376%	100%	2%	2%	2%	2%
% tổng doanh thu	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Thủy điện	31%	21%	19%	14%	14%	15%	15%	15%	16%
Điện mặt trời	59%	39%	37%	37%	29%	35%	33%	28%	27%
Điện gió	9%	33%	42%	45%	52%	45%	47%	53%	52%
Khác	1%	7%	1%	3%	5%	6%	5%	5%	5%

Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt

Bảng 10: Lợi nhuận gộp dự phóng theo mảng (Tỷ đồng)

LỢI NHUẬN GỘP	2021	2022	2023	2024	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F
Tổng lợi nhuận gộp	767	1.011	1.121	1.073	1.680	1.322	1.412	1.808	1.787
Thủy điện	233	244	228	142	218	200	197	252	319
Điện mặt trời	468	428	447	439	508	504	505	508	501
Điện gió	114	695	929	1.066	1.607	1.227	1.394	1.865	1.843
Khác	-2,78	14	2	(31)	20	21	21	22	22
Biên lợi nhuận gộp	56%	48%	52%	46%	54%	48%	47%	51%	50%
Thủy điện	54%	55%	54%	44%	52%	50%	45%	49%	56%
Điện mặt trời	53%	54%	53%	56%	55%	53%	52%	52%	51%
Điện gió	49%	44%	46%	42%	58%	49%	49%	55%	52%
Khác	-20%	11%	15%	-113%	13%	13%	13%	13%	13%
% tổng doanh thu	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Thủy điện	30%	24%	20%	13%	13%	15%	14%	14%	18%
Điện mặt trời	61%	42%	40%	41%	30%	38%	36%	28%	28%
Điện gió	15%	69%	83%	99%	96%	93%	99%	103%	103%
Khác	0%	1%	0%	-3%	1%	2%	1%	1%	1%

Nguồn: GEG, CTCK Rồng Việt ước tính.

Lưu ý: Mức lợi nhuận gộp và tỷ suất lợi nhuận gộp của các mảng phát điện là ước tính và giả định của chúng tôi, không phải thông tin từ GEG.

PHỤ LỤC 2 – CÁC DOANH NGHIỆP KINH DOANH TƯƠNG ĐỒNG VỚI GEG ([quay về trang 4](#))

Trong báo cáo này, chúng tôi sử dụng 11 công ty sản xuất điện, tập trung vào các công ty có danh mục thủy điện và NLTT.

CTCP Cơ điện lạnh (REE: HSX) REE hoạt động đa ngành, tập trung vào năng lượng, bất động sản và hạ tầng nước. REE là nhà đầu tư lớn trong lĩnh vực thủy điện, điện gió và điện mặt trời tại Việt Nam. Ngoài năng lượng, REE còn sở hữu danh mục bất động sản văn phòng và hạ tầng nước quy mô lớn.

CTCP Tập đoàn Hà Đô (HDG:HSX): Công ty phát triển kinh doanh trong ba mảng chính: bất động sản, năng lượng và xây lắp. Trong đó, năng lượng tái tạo là lĩnh vực được chú trọng, với nhiều dự án thủy điện và điện mặt trời. HDG đã xây dựng thương hiệu uy tín trên thị trường nhờ chiến lược phát triển bền vững.

CTCP Thủy điện Đa Nhim – Hàm Thuận – Đa Mi (DNH:HSX): là đơn vị vận hành nhiều nhà máy thủy điện lớn tại miền Trung và Tây Nguyên. Công ty có công suất phát điện ổn định, đóng góp đáng kể cho lưới điện quốc gia. Với lợi thế nguồn nước dồi dào, DNH thường duy trì lợi nhuận tốt trong mùa mưa.

CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn – Sông Hinh (VSH:HSX): sở hữu và vận hành nhiều dự án thủy điện chiến lược tại khu vực miền Trung. Công ty có công suất lắp đặt lớn, đảm bảo nguồn điện ổn định và đóng góp cho an ninh năng lượng quốc gia. VSH chú trọng quản lý rủi ro thủy văn để duy trì hiệu quả kinh doanh. Với nền tảng vững chắc, công ty thường xuyên mang lại dòng tiền ổn định và cổ tức đều đặn.

CTCP Thủy điện Hòa Na (HNA:HNX): quản lý nhà máy thủy điện Hòa Na có công suất hơn 180 MW tại Nghệ An. Nhà máy có vai trò quan trọng trong việc cung cấp điện cho khu vực Bắc Trung Bộ. Hoạt động kinh doanh của HNA gắn liền với điều kiện thủy văn, nhưng vẫn duy trì kết quả tài chính ổn định. Công ty đồng thời chú trọng đến phát triển bền vững và an sinh xã hội địa phương.

CTCP Tập đoàn (PC1:HSX) hoạt động đa lĩnh vực, trong đó nổi bật là năng lượng và xây lắp điện. Công ty sở hữu nhiều dự án thủy điện, điện gió và điện mặt trời, cùng năng lực thi công các công trình truyền tải điện lớn. PC1 có chiến lược mở rộng đầu tư sang năng lượng tái tạo, góp phần vào mục tiêu giảm phát thải. Với bề dày kinh nghiệm, PC1 được đánh giá là doanh nghiệp năng lượng – hạ tầng uy tín tại Việt Nam.

CTCP Thủy điện Miền Trung (CHP:HSX) là doanh nghiệp phát điện quy mô vừa, hoạt động chính tại khu vực miền Trung. Công ty quản lý nhiều nhà máy thủy điện, đảm bảo nguồn cung ổn định cho hệ thống điện quốc gia. CHP có lợi thế nhờ nguồn nước dồi dào và vận hành hiệu quả. Công ty thường xuyên đạt mức lợi nhuận tốt, đóng góp tích cực cho cổ đông và địa phương.

SPCG Public Company Limited (SPCG TP) là nhà phát triển năng lượng mặt trời tiên phong tại Thái Lan. Công ty vận hành nhiều trang trại điện mặt trời quy mô lớn, đóng vai trò quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng xanh của quốc gia. SPCG chú trọng mở rộng sang thị trường ASEAN, Nhật Bản và các lĩnh vực liên quan đến năng lượng tái tạo. Với tầm nhìn dài hạn, SPCG trở thành biểu tượng thành công trong lĩnh vực điện mặt trời khu vực.

Sermasang Power Corporation (SSP TP) là một trong những công ty năng lượng tái tạo phát triển nhanh nhất tại Thái Lan. Danh mục đầu tư của SSP trải dài từ điện mặt trời, điện gió đến năng lượng sinh khối. Công ty mở rộng hoạt động ra nhiều nước châu Á, trong đó có Việt Nam và Nhật Bản. Với chiến lược tăng trưởng bền vững, SSP đặt mục tiêu trở thành tập đoàn năng lượng tái tạo hàng đầu khu vực.

Yunnan Energy Investment Company (600163 CN): là doanh nghiệp năng lượng niêm yết tại Trung Quốc, tập trung vào sản xuất điện và khai thác năng lượng. Công ty vận hành nhiều nhà máy thủy điện, nhiệt điện và đang mở rộng sang năng lượng tái tạo. Với vị thế tại tỉnh Vân Nam – khu vực có tiềm năng thủy điện lớn, công ty đảm bảo nguồn cung ổn định. Yunnan Energy đóng vai trò quan trọng trong chiến lược phát triển năng lượng xanh của Trung Quốc.

Bảng 11: Chỉ số P/E, P/B trung bình (lần) của các doanh nghiệp kinh doanh cùng ngành

Mã cổ phiếu	Quốc gia	Vốn hóa (Triệu USD)	Doanh thu 2024 (Triệu USD)	EBITDA 2024 (Triệu USD)	Biên gộp (%)	Biên EBITDA (%)	P/E 2024 (lần)	P/B 2024 (lần)	EV/EBITDA 2023 (lần)
GEG VN	Việt Nam	214	92,8	69,5	46,2	74,9	69,0	1,1	8,7
REE VN	Việt Nam	1.362	334,7	148,8	37,3	44,5	15,8	1,7	10,5
HDG VN	Việt Nam	441	108,5	66,5	58,5	61,3	27,5	1,6	8,8
DNH VN	Việt Nam	840	83,1	55,7	52,2	67,1	13,5	2,8	10,8
VSH VN	Việt Nam	420	72,9	56,5	47,9	77,6	25,1	2,4	10,3
HNA VN	Việt Nam	214	31,5	23,0	40,9	73,1	20,9	1,7	10,3
PC1 VN	Việt Nam	356	402,8	96,0	20,7	23,8	19,5	1,5	7,4
CHP VN	Việt Nam	181	32,5	24,1	51,8	74,2	14,8	2,3	8,8
SPCG TB	Thái Lan	274	58,2	43,2	49,0	74,3	11,4	0,4	5,6
SSP TB	Thái Lan	157	98,3	72,8	54,8	74,0	9,1	0,9	8,0
600163 CH	Trung Quốc	1.416	241,8	196,5	57,6	81,3	17,5	1,7	8,8
Trung bình 3 năm ngành (ngoại trừ GEG)							12,6	1,5	7,7

Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt

Bảng 12: So sánh các chỉ tiêu tài chính của GEG và các doanh nghiệp cùng ngành

Chỉ tiêu	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Trung bình ngành
Tỷ trọng	10%	15%	15%	20%	20%	20%	
SỐ NGÀY PHẢI THU (NGÀY)							
GEG	217	351	204	131	140	129	185
Trung bình	91	88	103	108	154	170	124
Trung vị	74	72	77	82	136	136	101
SỐ NGÀY PHẢI TRẢ (NGÀY)							
GEG	58	187	187	413	26	9	152
Trung bình	321	248	138	92	81	81	141
Trung vị	91	73	60	52	51	47	59
SỐ NGÀY TỐN KHO (NGÀY)							
GEG	225	76	87	52	44	35	73
Trung bình	141	90	76	69	69	64	80
Trung vị	80	49	28	26	27	30	36
BIÊN LỢI NHUẬN GỘP (%)							
GEG	56,0	50,9	55,5	48,3	51,8	46,2	50,8
Trung bình	48,0	46,4	51,0	56,8	50,7	47,1	50,3
Trung vị	51,5	45,8	54,2	61,4	56,4	50,4	53,8
BIÊN EBITDA (%)							
GEG	69,9	65,9	75,7	68,8	75,5	74,4	72,0
Trung bình	59,8	60,5	66,9	71,0	67,1	65,1	65,7
Trung vị	73,4	71,2	75,5	78,3	72,1	73,5	74,1
ROE %							
GEG	10,2	9,6	8,2	8,1	1,9	1,7	6,0
Trung bình	15,0	14,8	15,8	19,1	11,9	9,9	14,3
Trung vị	13,6	14,5	15,2	19,0	11,6	9,6	13,9
ROA %							
GEG	4,5	3,5	2,8	2,1	0,8	0,7	2,1
Trung bình	6,2	6,1	7,1	10,0	6,9	5,7	7,1
Trung vị	5,7	6,2	6,7	9,0	6,4	5,3	6,6
P/E (x)							
GEG	20,7	16,9	23,3	16,4	58,7	69,0	36,9
Trung bình	13,6	15,4	14,4	10,4	56,6	17,5	22,7
Trung vị	7,9	9,4	13,2	9,0	11,9	16,7	11,7
P/B (x)							
GEG	2,1	1,5	1,9	1,3	1,1	1,1	1,4
Trung bình	1,1	1,4	1,8	1,4	1,6	1,7	1,5
Trung vị	1,0	1,2	1,7	1,4	1,4	1,7	1,4
EV/EBITDA (x)							
GEG	11,6	9,5	13,4	10,8	9,7	8,7	10,4
Trung bình	11,7	13,0	10,2	6,4	7,7	8,9	9,3
Trung vị	8,1	8,8	9,6	6,6	7,0	8,8	8,1
Tỷ lệ tổng nợ/VCSH (x)							
GEG	151,1	109,6	190,0	176,3	175,1	159,5	162,2
Trung bình	102,6	99,1	91,6	70,4	62,1	61,3	77,6
Trung vị	85,9	79,3	69,9	55,1	46,6	38,3	59,0

Nguồn: Bloomberg, CTCK Rồng Việt

PHỤ LỤC 3: QUY HOẠCH ĐIỆN VIII ĐIỀU CHỈNH – CƠ HỘI CHO NGÀNH NLTT [\(quay về trang 4\)](#)

Thêm động lực cho năng lượng tái tạo

Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (QHĐ8Đ), được phê duyệt ngày 15/4/2025 theo Quyết định số 768/QĐ-TTg, tái khẳng định cam kết của Chính phủ trong việc phát triển năng lượng tái tạo (NLTT), ưu tiên mở rộng công suất điện gió và điện mặt trời nhằm đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng xanh.

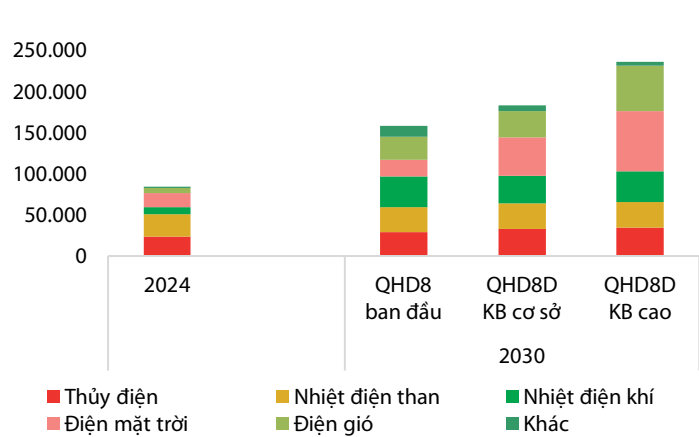
Thay đổi giả định trọng yếu GDP tăng trưởng kép 10%/năm: Khác với Quy hoạch điện 8 ban đầu, với mức tăng trưởng GDP giả định hàng năm là 7,5%, QHĐ8Đ được thiết kế để hỗ trợ mức tăng trưởng cao hơn, đạt 10% mỗi năm. Theo đó, quy hoạch điều chỉnh, quy mô công suất lắp đặt toàn hệ thống được điều chỉnh tăng 16% trong kịch bản cơ sở và 55% trong kịch bản cao. Điều này tạo tiền đề tham vọng hơn cho mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững dài hạn.

Bảng 13: Cơ cấu nguồn điện tới năm 2030

Nguồn điện	2024		Quy hoạch điện 8 (2024)		Quy hoạch điện 8 điều chỉnh	
	Công suất lắp đặt (MW)	Cơ cấu (%)	Công suất lắp đặt (MW)	Cơ cấu (%)	Công suất lắp đặt (MW)	Cơ cấu (%)
Tổng công suất lắp đặt năm 2030	84.360		158.211		183.291 – 236.363	
Điện gió trên bờ và gần bờ	6.072	7	21.880	14	26.066 - 38.029	14 - 16
Điện gió ngoài khơi			6.000	4	6.000 - 17.032	3 - 7
Điện mặt trời trang trại và mái nhà	16.705	20	20.591	13	46.459 - 73.416	25 - 31
Thủy điện	23.536	28	29.346	19	33.294 - 34.667	18 - 15
Nhiệt điện than	27.501	33	30.127	19	31.055	17 - 13
Nhiệt điện khí nội địa	8.689	10	14.930	9	10.861 – 14.930	6 - 6
Nhiệt điện khí LNG			22.400	14	22.524	12 - 10
Điện hạt nhân					4.000-6.400	2 - 3

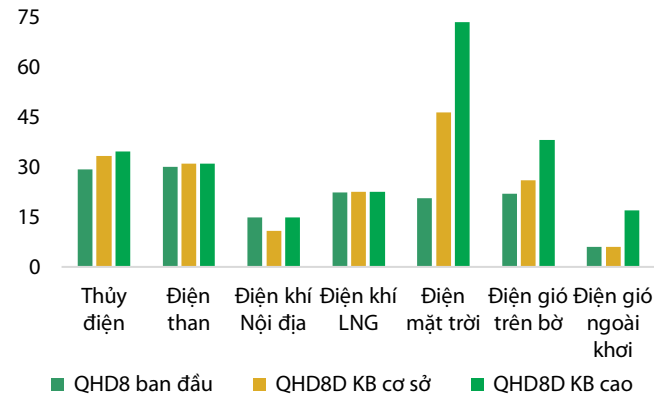
Nguồn: BCT, Chứng khoán Rồng Việt

Hình 31: Tổng công suất lắp đặt (MW)



Nguồn: BCT, EVN, Chứng khoán Rồng Việt

Hình 32: Kế hoạch công suất theo nguồn điện trong năm 2030 (nghìn MW)



Nguồn: BCT, Chứng khoán Rồng Việt

Ưu tiên điện gió, mặt trời: QHĐ8Đ đặt mục tiêu nâng tỷ trọng công suất lắp đặt từ NLTT lên mức 42–54% tổng công suất toàn hệ thống. Đây là một bước điều chỉnh tham vọng so với mục tiêu 31% trong QHĐ8 ban đầu. Tính đến năm 2024, các nguồn NLTT của Việt Nam đang chiếm 12,8% tổng công suất lắp đặt, cao hơn so với nhiều quốc gia khác như Trung Quốc (4,2%), Hoa Kỳ (3,2%) và khu vực châu Âu (5,2%). So với mặt bằng chung toàn cầu, mục tiêu này đưa Việt Nam trở thành

một trong những quốc gia đi đầu về tỷ trọng công suất NLTT trong cơ cấu năng lượng, nếu được thực hiện thành công.

Điện mặt trời:

QHĐ8Đ đặt mục tiêu tăng mạnh công suất huy động điện mặt trời, cao hơn 125–256% so với QHĐ8 ban đầu, như vậy nguồn điện mặt trời có thể chiếm 26% tổng công suất lắp đặt trong năm 2030 và đạt 32% trong năm 2035. Đây là loại hình phát điện có mức tăng trưởng dự kiến lớn nhất trong toàn bộ quy hoạch. Việc điều chỉnh này nhằm đáp ứng nhu cầu ngày càng cao từ các khách hàng công nghiệp quy mô lớn, vốn chiếm khoảng 25% tổng điện năng tiêu thụ toàn quốc.

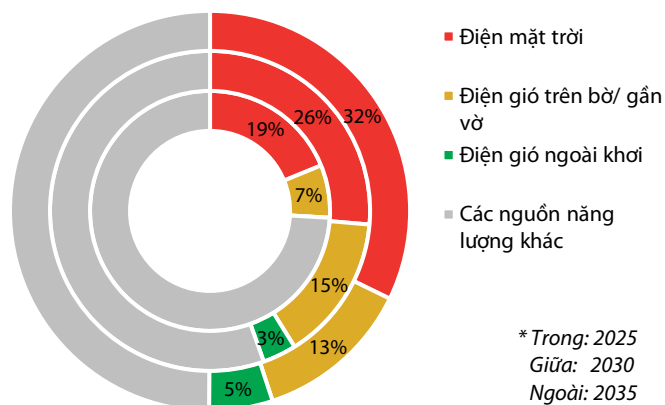
Một trong những động lực chính thúc đẩy điện mặt trời là cơ chế Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA). Cơ chế này cho phép các nhà sản xuất NLTT bán điện trực tiếp cho khách hàng tư nhân, qua đó giúp giảm phụ thuộc vào hệ thống phân phối truyền thống. Cách tiếp cận này cho thấy Chính phủ đang kỳ vọng vào lực kéo từ thị trường để mở rộng công suất điện tái tạo, thay vì chỉ dựa vào trợ giá như trước.

Tuy nhiên, do đặc tính biến động của điện mặt trời, việc phát triển ồ ạt có thể gây áp lực lên lưới điện. Để hạn chế rủi ro này, QHĐ8Đ yêu cầu tất cả các dự án điện mặt trời quy mô lớn mới phải tích hợp hệ thống lưu trữ điện bằng pin. Dung lượng lưu trữ tối thiểu là 2 giờ, tương đương 10% công suất lắp đặt. Quy định này nhằm đảm bảo tính ổn định của hệ thống và tăng khả năng điều độ cho lưới điện quốc gia.

Điện gió:

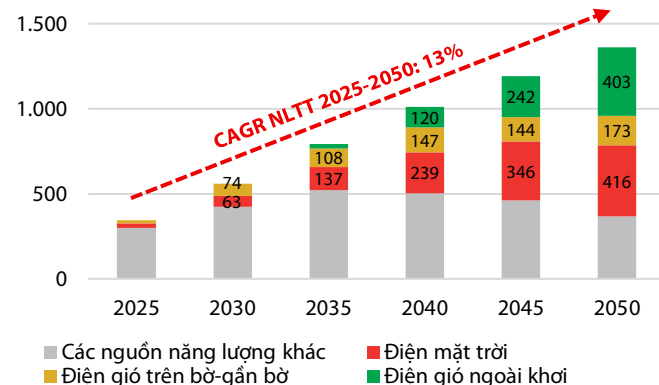
Điện gió cũng được điều chỉnh tăng đáng kể trong QHĐ8Đ. So với quy hoạch trước, công suất điện gió trên bờ được điều chỉnh tăng từ 19% đến 73%, còn điện gió ngoài khơi tăng từ 0% đến 183%. Tùy theo kịch bản, theo QHĐ8Đ, nguồn điện gió dự kiến sẽ chiếm 18% tổng công suất lắp đặt. Sự điều chỉnh này nhằm ưu tiên các nguồn năng lượng có khung thời gian xây dựng phát triển ngắn, đẩy nhanh tiến độ mở rộng công suất trên toàn hệ thống. Tuy nhiên, điện gió ngoài khơi đang đối mặt với nhiều bất định, thể hiện qua khoảng cách lớn giữa các kịch bản.

Hình 33: Cơ cấu các nguồn NLTT trong QHĐ8DC (%)



Nguồn: BCT, EVN, CTCK Rồng Việt

Hình 34: Nhu cầu kế hoạch huy động NLTT toàn quốc (nghìn GW)



Nguồn: BCT, IE, CTCK Rồng Việt
Thuyết minh QHĐ8DC – Kịch bản cơ sở

Chuyển đổi năng lượng xanh còn đối mặt với nhiều rào cản

QHĐ8Đ đặt ra các mục tiêu tăng trưởng đầy tham vọng cho hệ thống điện Việt Nam và đóng vai trò then chốt trong quá trình chuyển dịch năng lượng. Tuy nhiên, việc hiện thực hóa các mục tiêu này sẽ không dễ dàng. Những trở ngại chính bao gồm yêu cầu vốn đầu tư lớn, hạn chế về hạ tầng truyền tải, và thiếu hụt công nghệ.

- **Nhu cầu vốn lớn:** QHĐ8Đ đòi hỏi mức đầu tư vốn rất cao, ước tính khoảng 33 tỷ USD/năm, tăng 13,5 tỷ USD/năm (+68%) so với QHĐ8 ban đầu.
- **Tắc nghẽn hạ tầng:** Cơ chế FIT đã tạo ra làn sóng đầu tư mạnh mẽ vào NLTT trong giai đoạn 2017–2021. Tuy nhiên, tốc độ phát triển nguồn cung tăng nhanh đã vượt xa năng lực truyền

tải của hệ thống điện. Hệ quả là nhiều nhà máy buộc phải cắt giảm công suất phát điện do quá tải lưới. Với các mục tiêu mở rộng đầy tham vọng của QHĐ8Đ, Việt Nam sẽ cần nâng cấp lưới điện quy mô lớn để tránh lặp lại tình trạng tương tự. Giải pháp này nhằm đến tăng tính ổn định của lưới điện tuy nhiên vẫn gặp nhiều hạn chế về mặt công nghệ.

- **Hạn chế về công nghệ:** Năng lực công nghệ hiện tại của Việt Nam là rào cản lớn trong việc hiện thực hóa các mục tiêu của QHĐ8Đ, đặc biệt đối với điện hạt nhân và điện gió ngoài khơi. Bộ Công Thương đặt mục tiêu đưa 6.000-17,032 MW điện gió ngoài khơi và 6,000 MW điện hạt nhân vào cơ cấu năng lượng trong giai đoạn 2030–2035, nhưng hiện nay Việt Nam chưa có đội ngũ nhân lực được đào tạo, khung pháp lý phù hợp, cũng như chuỗi cung ứng cần thiết để triển khai an toàn và đúng tiến độ.

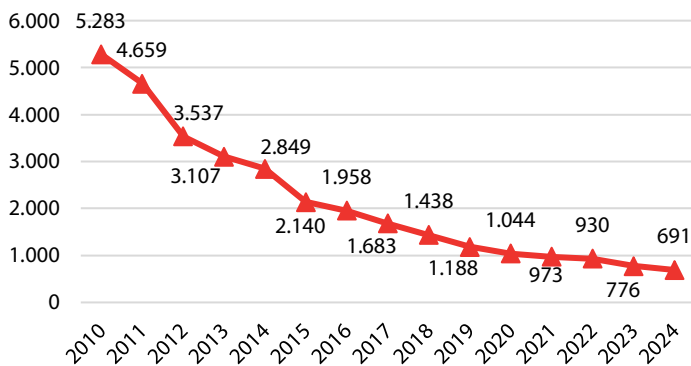
PHỤ LỤC 4: ĐIỀU CHỈNH TRONG CHÍNH SÁCH GIÁ BÁN NLTT (quay về trang 4)

Theo QHĐ8DC, điện mặt trời (ĐMT) được định hướng trở thành một trong các nguồn năng lượng chính của hệ thống điện quốc gia. Công suất lắp đặt điện mặt trời được định hướng chiếm 26% vào năm 2030 và 32% vào năm 2050, phản ánh vai trò ngày càng quan trọng của nguồn năng lượng này. Sản lượng phát điện từ ĐMT theo đó được kỳ vọng sẽ tăng trưởng mạnh, với tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) 18%/năm giai đoạn 2025–2035, và chậm lại ở mức 8%/năm trong giai đoạn 2035–2050, phù hợp với tốc độ hoàn thiện hạ tầng tích trữ và truyền tải.

Chúng tôi cho rằng Việt Nam đang đẩy mạnh đầu tư điện mặt trời vì hai lý do chính:

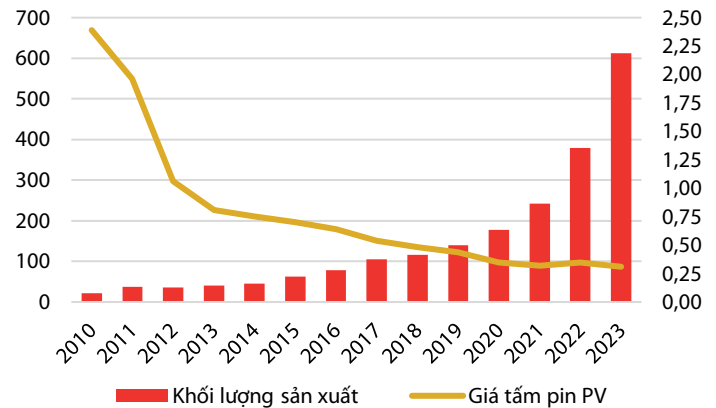
- **Cam kết Net Zero vào năm 2050:** Chính phủ Việt Nam đã cam kết tại hội nghị COP26 sẽ đưa mức phát thải ròng về 0 (Net Zero) vào năm 2050. Ngành năng lượng – vốn phát thải nhiều khí nhà kính – sẽ phải chuyển sang dùng các nguồn sạch hơn. Trong đó, điện mặt trời là lựa chọn phù hợp nhờ tiềm năng lớn và dễ triển khai.
- **Chi phí đầu tư giảm dần, đủ sức cạnh tranh với nguồn điện truyền thống:**
 - **Điện mặt trời:** Theo IRENA, chi phí đầu tư cho các dự án điện mặt trời quy mô lớn đã giảm trung bình 8,1%/năm trong giai đoạn 2019–2024, xuống còn 691 USD/kW vào năm 2024. Nguyên nhân chủ yếu đến từ việc giá thành tấm pin PV — thành phần chính trong cơ cấu chi phí đầu tư — giảm mạnh nhờ cải thiện công nghệ sản xuất và mở rộng quy mô sản xuất. Trong giai đoạn 2010–2023, giá tấm pin PV giảm trung bình 14% mỗi năm, từ 2,39 USD/Watt về mức 0,31 USD/Watt. Nhờ vậy, chi phí phát điện bình quân (LCOE) cũng đã giảm đáng kể, về mức 29-92 USD/MW– mức tương đương hoặc thấp hơn nhiều nguồn điện truyền thống.
 - **Điện gió:** chúng tôi quan sát được sự giảm trong chi phí xuất đầu tư vào các dự án điện gió, với mức trung bình toàn cầu giảm từ 2.324 USD/kWh trong 2010 về mức 1.041 USD/kWh (CAGR - 5,6%). Chi phí đầu tư giảm dần đã hỗ trợ chi phí phát điện giảm về mức 3,4 US cent/kWh (CAGR 2010-2024 -8,2% năm). Theo thống kê của IRENA, chi phí phát điện gió tại Việt Nam hiện ở mức 4,8 US cent/kWh (tương đương ~1,191 đồng/kWh), cao hơn mức giá trung bình toàn cầu 40%.

Hình 35: Tổng chi phí đầu tư ĐMT trang trại (USD/kW), bình quân toàn cầu, giai đoạn 2010-2024



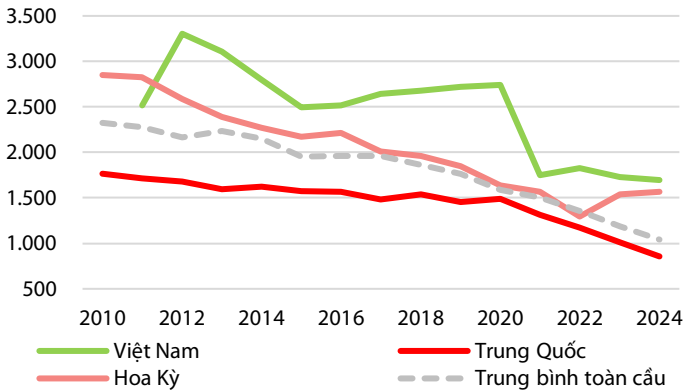
Nguồn: IRENA, CTCK Rồng Việt

Hình 36: Khối lượng tấm pin PV sản xuất toàn cầu (GW) và giá tấm pin PV (USD/Watt), giai đoạn 2010-2023



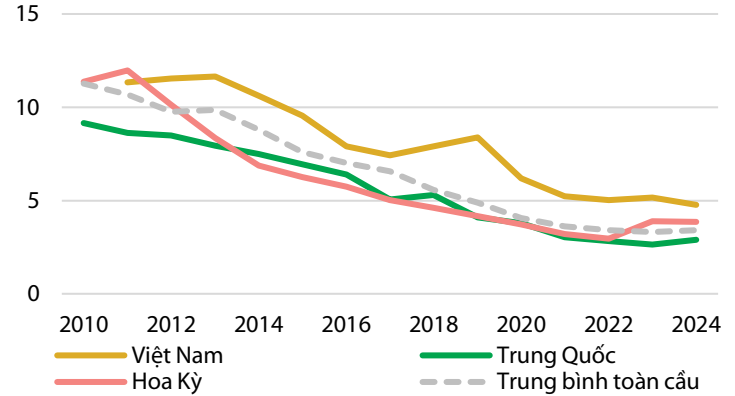
Nguồn: IRENA, Statista, CTCK Rồng Việt

Hình 37: Tổng chi phí đầu tư điện gió trên bờ (USD/kW)



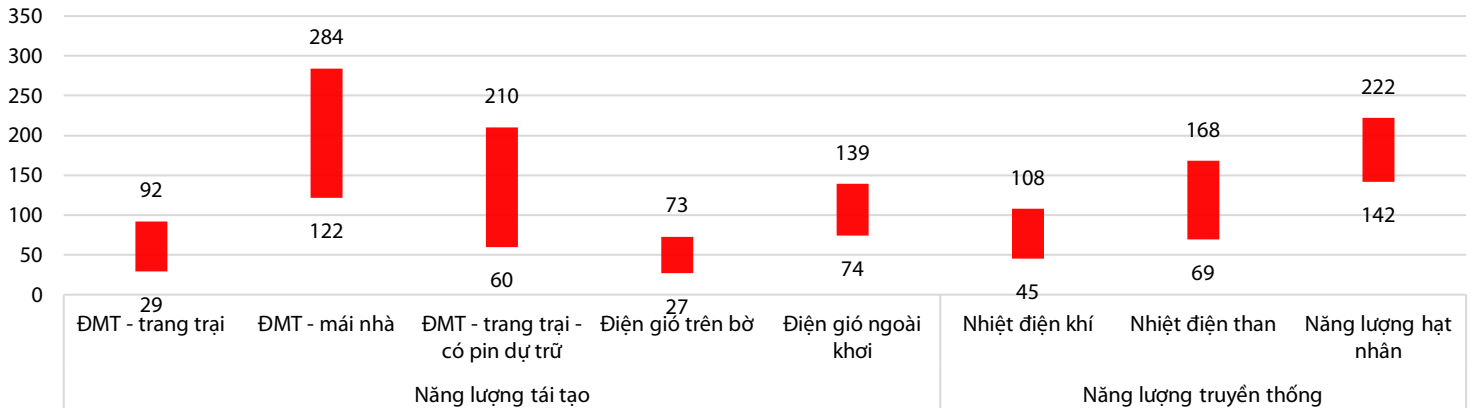
Nguồn: IRENA, CTCK Rồng Việt

Hình 38: Giá phát bình quân của điện gió trên bờ (US cent/kW)



Nguồn: IRENA, CTCK Rồng Việt

Hình 39: So sánh khung chi phí phát điện bình quân (LCOE) theo mỗi loại nguồn điện (USD/MW), 2024



Nguồn: Lazard, CTCK Rồng Việt

Chính sách giá mua NLTT đang dần dịch chuyển từ trợ giá sang cơ chế thị trường.

- **Giá FIT:** chính phủ triển khai cơ chế giá FIT (Feed-in Tariff) nhằm thu hút đầu tư tư nhân và khuyến khích các nhà đầu tư triển khai dự án nhanh chóng. Mức giá mua điện được cố định trong thời hạn 20 năm kể từ ngày vận hành, dao động từ 1.644–2.086 đồng/kWh (tương đương 7,09–9,35 US cent/kWh) cho các loại hình điện mặt trời và 1.821 – 2.223 đồng/kWh cho điện gió. Nhờ chính sách ưu đãi này, hàng loạt dự án điện mặt trời quy mô lớn đã được đưa vào vận hành, đặc biệt trong năm 2019–2020, giúp năng lực nguồn tăng nhanh.
- **Giá chuyển tiếp:** cơ chế FIT được thay thế bằng cơ chế giá chuyển tiếp để phản ánh chi phí đầu tư giảm dần trong ngành. Mức giá chuyển tiếp được điều chỉnh giảm 17–29% so với FIT-2, tương ứng còn khoảng 1.184–1.503 đồng/kWh cho điện mặt trời và 1.587-1.816 đồng/kWh cho điện gió. Chính sách này thể hiện định hướng rõ ràng của Chính phủ trong việc giảm gánh nặng trợ giá lên EVN và hướng tới cân bằng giữa lợi ích nhà đầu tư và chi phí vận hành của hệ thống.
- **Từ năm 2025:** Bộ Công Thương triển khai cơ chế giá phân vùng, phân biệt rõ mức giá mua điện theo ba yếu tố chính: (1) khu vực địa lý, (2) loại hình công nghệ (điện mặt trời mặt đất, nổi và điện gió trên bờ, gần bờ và ngoài khơi), và (3) tích hợp hay không tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). Mức giá được xây dựng dựa trên khả năng hấp thụ điện mặt trời của từng vùng và yêu cầu cân bằng phụ tải của hệ thống điện quốc gia.

Bảng 14: Giá bán điện mặt trời (đồng/ kWh-US cent/ kWh) qua các giai đoạn

	FIT 1	FIT 2			Chuyển tiếp		ĐMT Mặt đất		ĐMT Nổi	
		Mặt đất	Nổi	Mái nhà	Mặt đất	Nổi	Có BESS	Không BESS	Có BESS	Không BESS
Giai đoạn áp dụng	7/2017 - 6/2019	7/2019 - 12/2020			2021-2024		2025			
Bắc	2.086 (9,35)	1.644	1.783	1.943	1.184,9	1.508,3	1.572	1.328,7	1.876,6	1.685,8
Trung		1.644 (7,09)	1.783 (7,69)	1.943 (8,38)			1.257,1	1.107,1	1.487,1	1.336,1
Nam							1.149,9	1.012	1.367,1	1.228,2

Nguồn: BCT, Chính phủ, CTCK Rông Việt

Bảng 15: Giá bán điện gió (đồng/ kWh-US cent/ kWh) qua các giai đoạn

	FIT 1	FIT 2		Chuyển tiếp		Điện gió trên bờ	Điện gió gần bờ	Điện gió ngoài khơi
		Điện gió trên bờ	Điện gió trên biển	Điện gió trên bờ	Điện gió trên biển			
Giai đoạn áp dụng	Trước 2018	11/2018 - 10/2022		2022-2024		2025		
Bắc	1.821* (8,8)	1.928 (8,5)	2.223 (9,8)	1.587,1	1.815,9	1.959,1	1.987,4	3.975,1
Trung						1.807,4	1.987,4	3.078,9
Nam						1.840,3	1.987,4	3.868,5

Nguồn: BCT, Chính phủ, CTCK Rông Việt

(*): giá FIT 1 bao gồm khoản hỗ trợ từ Quỹ bảo vệ môi trường Việt Nam

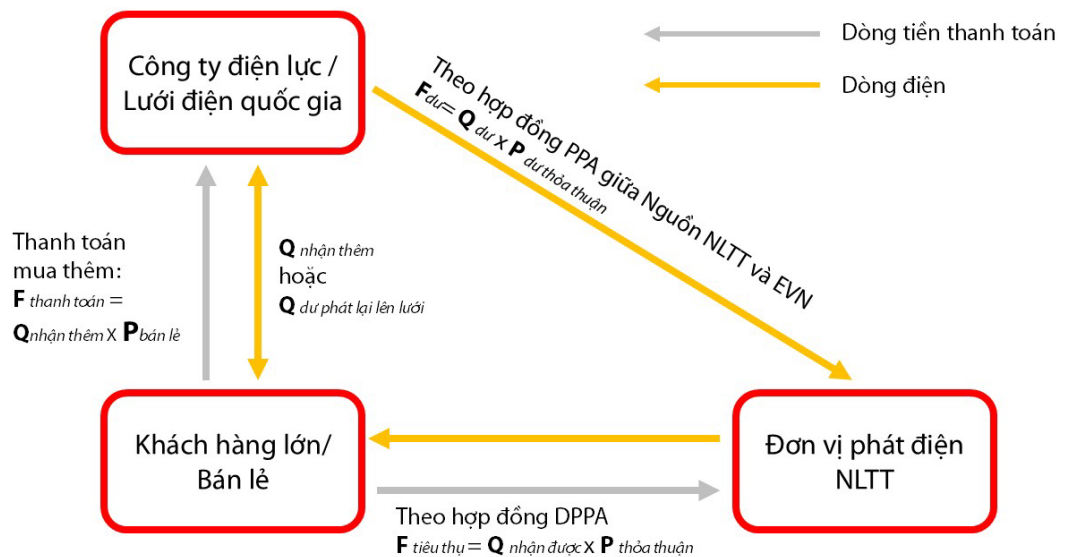
PHỤ LỤC 5: CƠ CHẾ BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP (DPPA) (quay về trang 4)

Chính phủ đã ban hành Nghị định 80/2024/NĐ-CP và Nghị định 57/2025/NĐ-CP về cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA), cho phép khách hàng doanh nghiệp ký hợp đồng mua điện trực tiếp từ các nhà máy năng lượng tái tạo (NLTT) thay vì thông qua lưới điện quốc gia và EVN. Theo quy định, bên bán chỉ giới hạn ở các nhà máy điện mặt trời và điện gió có công suất từ 10 MW trở lên, trong khi bên mua là khách hàng tiêu thụ hoặc phân phối điện lớn với mức sử dụng bình quân tối thiểu 200.000 kWh/tháng.

Cơ chế DPPA được xây dựng nhằm đạt nhiều mục tiêu trong Quy hoạch điện của Việt Nam: (1) khuyến khích doanh nghiệp tư nhân đầu tư phát triển và xây mới nguồn NLTT; (2) tăng tính minh bạch trong hoạt động mua bán điện, hướng tới thị trường điện cạnh tranh; và (3) giảm gánh nặng đầu tư nguồn NLTT mới cho EVN. Về hình thức thực hiện, khách hàng có thể mua điện trực tiếp từ các nhà máy thông qua hai mô hình:

- Mua bán điện thông qua lưới điện kết nối riêng:** đơn vị phát điện và khách hàng tự đầu tư xây dựng đường dây truyền tải riêng để giao – nhận điện. Khối lượng điện và giá bán được xác định trực tiếp trong hợp đồng DPPA. Nếu nhu cầu tiêu thụ thực tế của khách hàng vượt mức đăng ký, họ có thể mua thêm từ lưới điện quốc gia với giá bán lẻ. Ngược lại, phần điện dư chưa sử dụng có thể được phát ngược lên lưới, và EVN sẽ thanh toán dựa trên mức giá thỏa thuận trước với đơn vị phát điện. Ưu điểm của mô hình là tính đơn giản, minh bạch và dễ triển khai. Tuy nhiên, hạn chế lớn nhất nằm ở khoảng cách địa lý: khi đường truyền tải quá dài, tổn thất điện năng trong quá trình truyền dẫn sẽ làm giảm hiệu quả kinh tế. Vì vậy, mô hình này chỉ phù hợp trong trường hợp khách hàng có vị trí gần với nhà máy phát điện.

Hình 40: Dòng thanh toán theo mô hình DPPA kết nối riêng



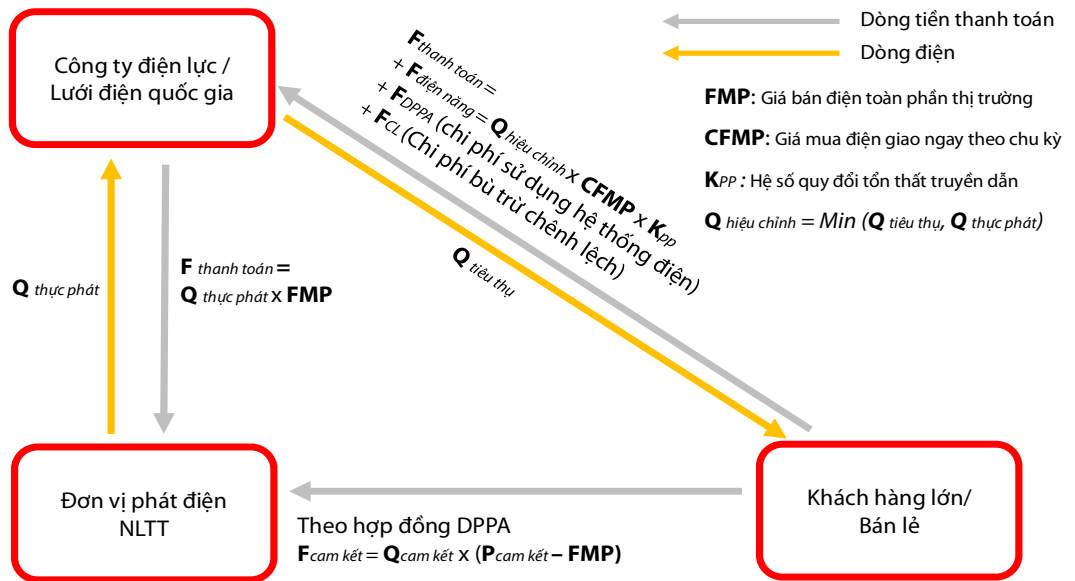
Nguồn: Bộ Công Thương, CTCK Rồng Việt

- Mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia:** việc giao nhận điện diễn ra giữa ba bên: khách hàng – EVN – đơn vị phát điện NLTT. Khách hàng sẽ ký hợp đồng mua bán điện với cả EVN và đơn vị phát điện NLTT, đồng thời đơn vị phát điện cũng ký hợp đồng song song với EVN. Cơ chế thanh toán được thực hiện như sau:

- Đơn vị phát điện** nhận hai nguồn thu: từ EVN theo giá thị trường toàn phần (FMP) và từ khách hàng phần chênh lệch giữa giá cam kết trong DPPA và giá FMP.
- Khách hàng** sử dụng điện trực tiếp từ lưới điện, nhưng sản lượng thanh toán được tính theo sản lượng hiệu chỉnh (bằng giá trị nhỏ nhất giữa sản lượng tiêu thụ của khách hàng và sản lượng thực

phát của đơn vị NLTT sau quy đổi tổn thất). Ngoài ra, khách hàng còn phải trả cho EVN chi phí điện năng theo giá thị trường điện, chi phí dịch vụ hệ thống điện và phí bù trừ chênh lệch. Mô hình buôn bán điện qua DPPA mang lại lợi thế rõ rệt cho các khách hàng lớn. Họ có thể mua điện trực tiếp từ các nhà máy NLTT ở xa mà không cần tự đầu tư xây dựng đường dây truyền tải riêng, nhờ đó tiết kiệm chi phí đầu tư hạ tầng. Tuy nhiên, để đảm bảo cân bằng lợi ích giữa ba bên (khách hàng – EVN – nhà phát điện NLTT), mô hình này có cấu trúc thanh toán phức tạp hơn so với mô hình kết nối riêng. Đặc biệt, khách hàng vẫn phải thanh toán thêm cho EVN các chi phí sử dụng lưới điện và phần bù chênh lệch điện năng, làm tổng chi phí có thể cao hơn so với kỳ vọng ban đầu.

Hình 41: Dòng thanh toán theo mô hình DPPA bán qua lưới điện quốc gia



Nguồn: Bộ Công Thương, CTCK Rồng Việt

Điểm nghẽn pháp lý ngăn cản áp dụng trên diện rộng:

Mặc dù Bộ Công Thương đã ban hành văn bản hướng dẫn vận hành cơ chế DPPA, nhưng thực tế triển khai vẫn chưa có tiến triển đáng kể. Nguyên nhân chính đến từ các vướng mắc pháp lý và kỹ thuật, đặc biệt liên quan đến mô hình DPPA qua lưới điện quốc gia:

- **Khung giá bán:** Hướng dẫn cho phép các bên tự thỏa thuận giá, nhưng Luật Điện lực quy định mức giá không được vượt trần khung giá phát điện của từng loại nguồn. Hiện nay mới chỉ có điện mặt trời trang trại và điện gió được ban hành khung giá, còn điện mặt trời mái nhà chưa có quy định cụ thể nếu triển khai theo cơ chế DPPA.
- **Thiếu cách tính chi phí vận hành:** Văn bản có nhắc đến chi phí sử dụng lưới điện, nhưng chưa làm rõ cách tính cụ thể các khoản như phí truyền tải, phí phân phối và phí điều độ hệ thống. Điều này khiến các bên khó dự toán chính xác chi phí khi đàm phán hợp đồng.
- **Cần làm rõ khoản bù trừ chênh lệch:** Trong mô hình DPPA qua lưới, khách hàng phải trả thêm chi phí bù trừ chênh lệch liên quan đến huy động các nguồn BOT, thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy tham gia gián tiếp thị trường điện, dịch vụ phụ trợ, cùng các chênh lệch chi phí khác vốn được tính trong giá bán lẻ hiện hành... Tuy nhiên, theo cập nhật mới, Bộ Công Thương đang yêu cầu EVN loại bỏ phần chi phí này để giảm gánh nặng cho khách hàng.

PHỤ LỤC 6: THAY ĐỔI TRONG GIÁ BÁN LẺ ĐIỆN (quay về trang 4)

2015-2025: Thị trường hóa giá bán điện bán lẻ

Theo quy định trong Luật Điện Lực, Bộ Công Thương là đơn vị có trách nhiệm xây dựng các chính sách về giá bán lẻ điện, cũng như xác định giá bán lẻ điện trên cả nước. Trong giai đoạn 8 năm từ tháng 3/2015 – tháng 5/2023, BCT tăng giá điện ở mức trung bình 2,6% năm. Mức tăng chậm này mặc dù giảm gánh nặng chi phí lên người tiêu dùng và doanh nghiệp sản xuất đã không phản ánh chi phí phát điện thực tế tại các nhà máy và chi phí mua điện của EVN, tạo ra áp lực tài chính nặng nề lên EVN, đặc biệt là giai đoạn hậu Covid 2022-2023, khi giá các loại nhiên liệu như than và khí tự nhiên bắt đầu leo cao.

Từ tháng 3/2024, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định 05/2024/QĐ-TTg về quy định cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện, Quyết định này nhằm làm rõ phương pháp xác định giá bán lẻ điện bình quân, đồng thời cho phép BCT điều chỉnh giá bán lẻ trung bình 3 lần/năm, nếu mức tăng giá dưới 5%/lần, EVN có quyền thực hiện tăng giá điện mà không cần chấp thuận của BCT. Theo quyết định, giá điện bình quân trong năm được xác định như sau:

$$G_{BQ} = \frac{C_{PD}}{A_{TP}} + \frac{C_{DVPT} + C_{TT} + C_{PPBL} + C_{chung} + C_{DD}}{A_{TP}} + \frac{C_{Khác}}{A_{TP}}$$

Trong đó:

G_{BQ}: Giá phát điện bình quân

A_{TP}: Tổng sản lượng điện thương phẩm

C_{DVPT}: Tổng chi phí dịch vụ phụ trợ

C_{TT}: Tổng chi phí mua dịch vụ truyền tải điện

C_{PP-BL}: Tổng chi phí dịch vụ phân phối - bán lẻ

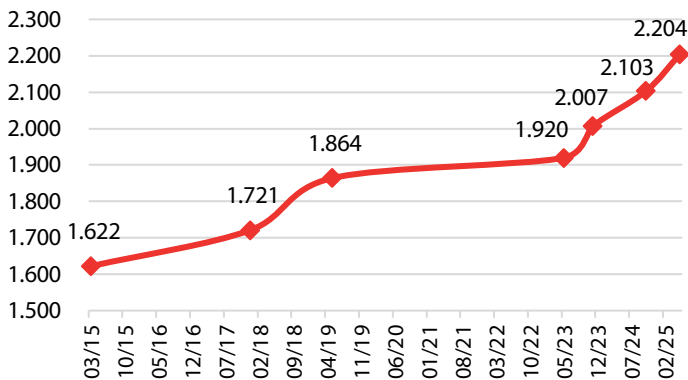
C_{chung}: Tổng chi phí điều hành - quản lý

C_{DD}: Tổng chi phí dịch vụ điều độ hệ thống điện

C_{khác}: Tổng các chi phí khác

Từ khi Quyết định có hiệu lực, EVN đã điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân 2 lần vào tháng 10/2024 (tăng 4,8%) và trong tháng 5/2025 (tăng 4,8%). Mức điều chỉnh giá này đã giúp cải thiện tình hình tài chính của EVN, với biên lợi nhuận gộp của Tập đoàn trong năm tăng 5,9 pps YoY, và LNST của Tập đoàn quay về mức dương 8,2 nghìn tỷ sau giai đoạn lỗ 2022-2023.

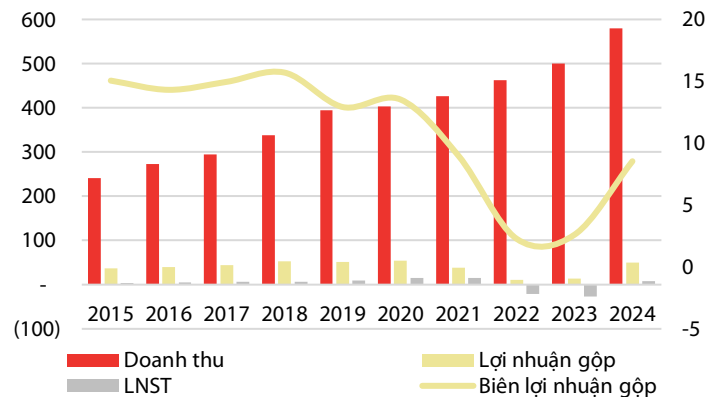
Hình 42: Giá bán lẻ điện bình quân của EVN (VNĐ/ kWh)



Nguồn: BCT, EVN, CTCK Rông Việt

Lưu ý: đây là mức giá điện bán lẻ bình quân, giá bán lẻ thực tế có thể thay đổi dựa trên đối tượng khách hàng và khối lượng sử dụng

Hình 43: Doanh thu, Lợi nhuận gộp và LNST của EVN (nghìn tỷ đồng) và biên lợi nhuận gộp, biên lợi nhuận thuần (%)



Nguồn: EVN, CTCK Rông Việt

Thay đổi sắp tới trong cơ cấu giá điện bán lẻ

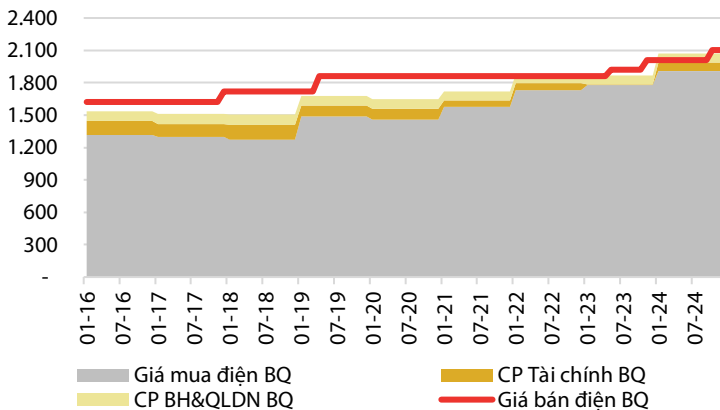
a. Phân bổ lỗ lũy kế vào giá bán điện

Như nhắc đến ở trên, trong năm 2022-2023, EVN chịu khoảng lỗ sau thuế lũy kế khoảng 45 nghìn tỷ đồng, đến từ việc giá mua điện của Tập đoàn cao gần bằng giá bán, với giá mua điện trong giai đoạn 2022 và 2023 bằng 93% giá bán lẻ bình quân, điều này đến từ:

- **Giá nhiên liệu than leo cao trong giai đoạn hậu Covid.** Trong năm 2022 và 2023, nhiệt điện than chiếm tỷ trọng lớn, lần lượt 36% và 44%, trong cơ cấu nguồn điện. Trong giai đoạn này giá nhiên liệu than có nhiều sự biến động với giá than nhập khẩu tăng 28% YoY trong năm 2022 và giá than nội địa tăng 28% trong năm 2023.
- **Khả năng huy động năng lượng thủy điện giá rẻ bị hạn chế trong năm 2023,** do ảnh hưởng của chu kỳ thời tiết El-Nino, trong năm 2023, hệ thống chỉ huy động 81,6 tỷ kWh thủy điện (-16% YoY), tương đương 30% cơ cấu hệ thống (-7 pps YoY). Nguồn thủy điện hạn chế buộc hệ thống phải phụ thuộc vào các nguồn nhiệt điện than và nhiệt điện khí.

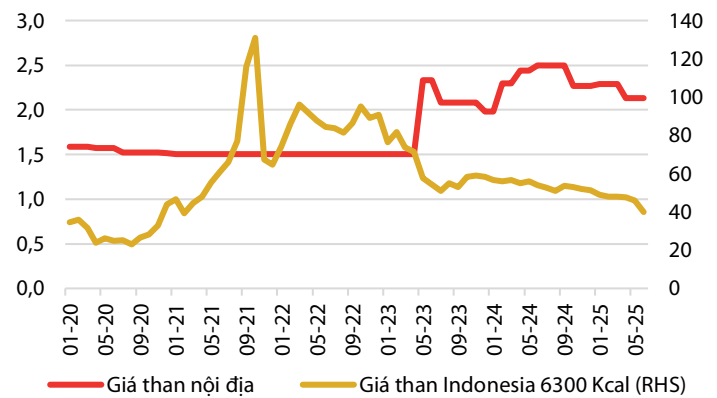
Dù giá vốn phát điện tăng cao, trong giai đoạn 2022 và 2023, do khó khăn kinh tế tạo ra bởi đại dịch Covid, BCT hạn chế khả năng tăng giá bán lẻ của EVN, tạo áp lực tài chính lớn lên Tập đoàn và khiến cho tập đoàn lỗ lũy kế 45 nghìn tỷ đồng trong giai đoạn này. Trong tháng 8/2025, EVN đang đề xuất phân bổ các khoản lỗ này vào giá bán lẻ điện trong thời gian tới. Tuy nhiên Tập đoàn chưa có phương pháp cụ thể trong việc phân bổ chi phí vào giá bán cũng như khung thời gian thực hiện của đề xuất này.

Hình 44: Giá bán điện bình quân của EVN (đồng/kWh) cùng giá mua điện và chi phí tài chính, chi phí BH&QLDN bình quân trên kWh.



Nguồn: EVN, CTCK Rồng Việt

Hình 45: Giá than nội địa (triệu đồng/ tấn) và giá than nhập khẩu (USD/tấn)



Nguồn: GENCO3, Bloomberg, CTCK Rồng Việt

b. Cơ chế giá điện hai thành phần

Luật Điện Lực 2024 giao cho BCT trách nhiệm tái cơ cấu cơ chế giá điện thành phần (tối thiểu 2 thành phần) nhằm tăng tính minh bạch trong xác định chi phí điện. Trong đề xuất của BCT, chi phí điện phải trả của khách hàng thành 2 thành phần:

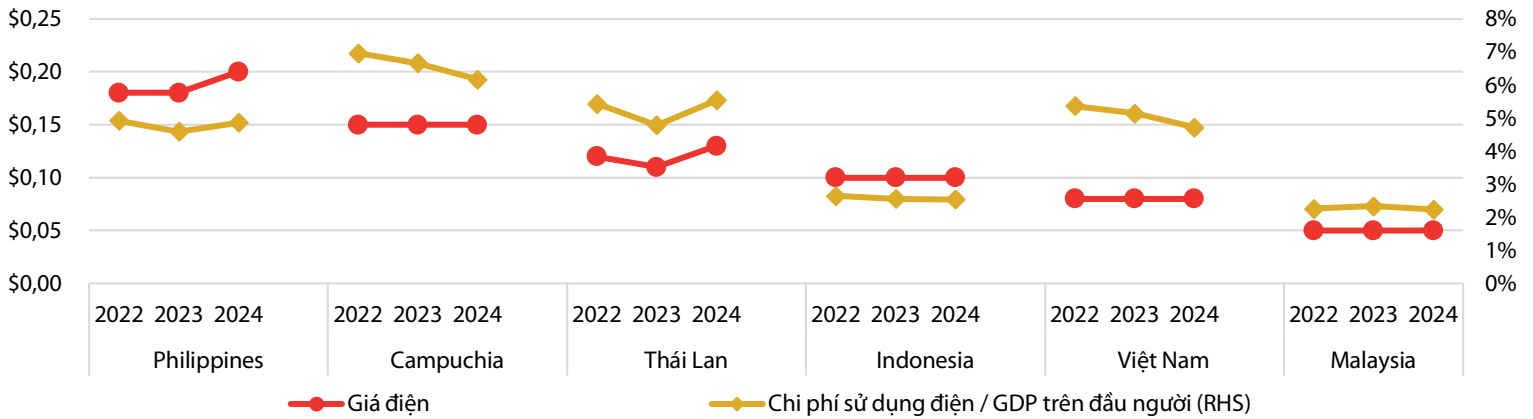
- **Thành phần điện năng tiêu thụ thực tế:** Tính theo sản lượng điện mà khách hàng sử dụng, nhân với giá bán lẻ điện do EVN và BCT quy định. Tương tự cách tính điện 1 thành phần hiện tại.
- **Thành phần công suất đăng ký:** Tính dựa trên mức công suất cực đại (khối lượng điện tối đa mà khách hàng lấy từ lưới tại một thời điểm bất kỳ) mà khách hàng đăng ký trước với nhà bán lẻ điện. Thành phần này phản ánh chi phí duy trì hạ tầng để luôn sẵn sàng đáp ứng mức tải cao nhất. Nếu khách hàng vượt quá công suất đăng ký, họ phải trả thêm phụ phí cho phần vượt mức.

Mô hình giá điện 2 thành phần giúp phân bổ đúng chi phí duy trì hệ thống (nhà máy điện, lưới điện, điều độ), đảm bảo khách hàng công nghiệp – vốn có nhu cầu sử dụng điện với công suất cao và ổn định – chịu chi phí tương xứng, thay vì dồn gánh nặng chi phí này sang cho người dùng hộ gia đình. Theo đề xuất của BCT, cơ chế điện 2 thành phần sẽ được vận hành thử nghiệm chính thức từ tháng 7/2026 tới tháng 7/2027 và mở rộng từ tháng 8/2027.

Ảnh hưởng: Việc áp dụng các đề xuất điều chỉnh giá điện trên sẽ làm tăng chi phí điện đối với toàn bộ khách hàng của EVN. Tuy nhiên, nhóm khách hàng sản xuất công nghiệp, vốn tiêu thụ điện với công suất rất lớn, sẽ chịu tác động mạnh nhất do phải gánh thêm phần chi phí công suất đăng ký.

Tác động của việc điều chỉnh giá điện không chỉ dừng lại ở phạm vi doanh nghiệp, mà còn lan tỏa đến kinh tế vĩ mô. Việc tăng giá điện có thể đẩy chi phí sản xuất chung lên, gây áp lực lạm phát và ảnh hưởng đến năng lực cạnh tranh Việt Nam so với các nước trong khu vực. Dù vậy, ở chiều ngược lại, cải thiện doanh thu sẽ giúp EVN ổn định tài chính, mở rộng biên lợi nhuận gộp và tăng nguồn vốn cho các dự án đầu tư lớn. Đây là yếu tố quan trọng để EVN có thể triển khai những dự án trọng điểm quốc gia như mở rộng hệ thống truyền tải 500kV, phát triển hạ tầng năng lượng tái tạo tại Ninh Thuận, cũng như nâng cao năng lực đảm bảo an ninh năng lượng dài hạn.

Hình 46: Giá điện (USD/kWh) và chi phí sử dụng điện/GDP bình quân đầu người (%) tại các nước khu vực Đông Nam Á



Nguồn: World Population Review, World Bank, Ember, CTCK Rồng Việt

Lưu ý: Chi phí sử dụng điện/GDP bình quân đầu người = (Giá điện * lượng điện tiêu thụ bình quân trên đầu người)/GDP bình quân đầu người

BÁO CÁO CÔNG TY

Báo cáo này được lập nhằm mục đích cung cấp cho nhà đầu tư một góc nhìn về doanh nghiệp và hỗ trợ nhà đầu tư trong việc ra các quyết định đầu tư. Báo cáo được lập trên cơ sở phân tích hoạt động của doanh nghiệp, dự phóng kết quả kinh doanh dựa trên những dữ liệu cập nhật nhất nhằm xác định giá trị hợp lý của cổ phiếu tại thời điểm phân tích. Chúng tôi đã cố gắng chuyển tải đầy đủ những đánh giá và quan điểm của người phân tích về công ty vào báo cáo này. Nhà đầu tư mong muốn tìm hiểu thêm hoặc có ý kiến phản hồi, vui lòng liên lạc với người phân tích hoặc bộ phận hỗ trợ khách hàng của chúng tôi.

Các loại khuyến cáo

Khuyến Nghị	MUA	TÍCH LŨY	GIẢM TỶ TRỌNG	BÁN
Tổng mức sinh lời bao gồm cổ tức trong 12 tháng	>20%	5% đến 20%	-20% đến -5%	<-20%

GIỚI THIỆU

CTCP Chứng Khoán Rồng Việt (viết tắt là VDSC) được thành lập vào năm 2006, được phép thực hiện đầy đủ các nghiệp vụ chứng khoán gồm: môi giới, tự doanh, bảo lãnh phát hành, tư vấn tài chính và tư vấn đầu tư, lưu ký chứng khoán. VDSC đã mở rộng mạng lưới hoạt động đến các thành phố lớn trên toàn quốc. Với thành phần cổ đông chiến lược cũng là đối tác lớn như Eximbank, CTCP Quản Lý Quỹ Việt Long,... cùng đội ngũ nhân viên chuyên nghiệp, năng động, VDSC có tiềm lực về con người và tài chính để cung cấp cho khách hàng những sản phẩm – dịch vụ phù hợp và hiệu quả. Đặc biệt, VDSC là một trong số ít các công ty chứng khoán đầu tiên quan tâm phát triển đội ngũ phân tích và ưu tiên nhiệm vụ cung cấp các báo cáo phân tích hỗ trợ thông tin hữu ích cho khách hàng.

Phòng Phân Tích & Tư Vấn Đầu Tư cung cấp các báo cáo về kinh tế vĩ mô và thị trường chứng khoán, về chiến lược đầu tư, các báo cáo phân tích ngành, phân tích công ty và các bản tin chứng khoán hàng ngày, hàng tuần.

TRUNG TÂM PHÂN TÍCH

Nguyễn Thị Phương Lam

Giám đốc Phân tích

lam.ntp@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1313)

Đỗ Thanh Tùng

Phó phòng

tung.dt@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1521)
• Ngân hàng

Đỗ Thạch Lam

Phó phòng

lam.dt@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1524)
• BĐS dân dụng
• Vật liệu xây dựng
• BĐS Khu công nghiệp

Lê Tự Quốc Hưng

Phó phòng

hung.ltq@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1530)
• Chiến lược Thị trường
• Kinh tế vĩ mô

Nguyễn Bảo Hưng

Trưởng bộ phận

hung.nb@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1526)
• Bán lẻ
• Ô tô & Phụ tùng
• Tiêu dùng

Trần Thị Ngọc Hà

Trợ lý Phân tích

ha.ttn@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1526)

Lê Huỳnh Hương

Chuyên viên Phân tích

huong.lh@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1524)
• Dầu khí

Cao Ngọc Quân

Chuyên viên Phân tích

quan.cn@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (2223)
• Cảng biển
• Hàng không
• Dệt may

Lê Ngọc Hiền

Chuyên viên Phân tích

hien.ln@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1524)
• Thủy sản
• Phân bón

Võ Nguyễn Vũ Toàn

Chuyên viên Phân tích

toan.vnv@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1530)
• Kinh tế vĩ mô

Phan Thị Phương Thảo

Trợ lý Phân tích

thao.ptp@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1526)

Nguyễn Đức Chính

Chuyên viên Phân tích

chinh1.nd@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1530)
• Tiện ích công cộng

Trần Thái Dương

Chuyên viên Phân tích

duong.th@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006
• Vật liệu xây dựng

Nguyễn Thị Quỳnh Giao

Chuyên viên Phân tích

giao.ntq@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006 (1530)
• BĐS dân dụng
• BĐS Khu công nghiệp

Tô Hạnh Trang

Chuyên viên Phân tích

trang.th@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006
• Ngân hàng

Trần Ngọc Lan Anh

Chuyên viên Phân tích

anh.tnl@vdsc.com.vn
+ 84 28 6299 2006
• Bán lẻ

MẠNG LƯỚI HOẠT ĐỘNG

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN RỒNG VIỆT - HỢI SỞ

Tầng 1 đến Tầng 8, Tòa nhà Viet Dragon, 141 Nguyễn Du, Phường Bến Thành, Thành phố Hồ Chí Minh

T (+84) 28 6299 2006 E info@vdsc.com.vn
W www.vdsc.com.vn MST 0304734965

CHI NHÁNH HÀ NỘI

Tầng 10, Tòa nhà Eurowindow, 02 Tôn Thất Tùng, Phường Kim Liên, Thành phố Hà Nội

T (+84) 24 6288 2006
P (+84) 24 6288 2008

CHI NHÁNH NHÀ TRANG

Tầng 7, Tòa nhà Sacombank, 76 Quang Trung, Phường Nha Trang, Tỉnh Khánh Hòa

T (+84) 25 8382 0006
P (+84) 25 8382 0008

CHI NHÁNH CẦN THƠ

Tầng 8, Tòa nhà Sacombank, 95-97-99 Võ Văn Tấn, Phường Ninh Kiều, Thành phố Cần Thơ

T (+84) 29 2381 7578
P (+84) 29 2381 8387

CHI NHÁNH VŨNG TÀU

Tầng 2 Tòa nhà VCCI Building, 155 đường Nguyễn Thái Học, Phường Tam Thẳng, Thành phố Hồ Chí Minh

T (+84) 25 4777 2006

CHI NHÁNH BÌNH DƯƠNG

Tầng 3 Tòa nhà Becamex Tower, số 230 Đại lộ Bình Dương, Phường Phú Lợi, Thành phố Hồ Chí Minh

T (+84) 27 4777 2006

CHI NHÁNH ĐỒNG NAI

Tầng 8 Tòa nhà TTC Plaza, 53-55 đường Võ Thị Sáu, Phường Trần Biên, Tỉnh Đồng Nai

T (+84) 25 1777 2006



DỊCH VỤ PHÂN TÍCH & TƯ VẤN ĐẦU TƯ
TỐT NHẤT VIỆT NAM 2025
GIẢI THƯỞNG GLOBAL BANKING & FINANCE

Bản báo cáo này được chuẩn bị cho mục đích duy nhất là cung cấp thông tin và không nhằm đưa ra bất kỳ đề nghị hay hướng dẫn mua bán chứng khoán cụ thể nào. Các quan điểm và khuyến cáo được trình bày trong bản báo cáo này không tính đến sự khác biệt về mục tiêu, nhu cầu, chiến lược và hoàn cảnh cụ thể của từng nhà đầu tư. Ngoài ra, nhà đầu tư cũng ý thức có thể có các xung đột lợi ích ảnh hưởng đến tính khách quan của bản báo cáo này. Nhà đầu tư nên xem báo cáo này như một nguồn tham khảo khi đưa ra quyết định đầu tư và phải chịu toàn bộ trách nhiệm đối với quyết định đầu tư của chính mình. Rong Viet Securities tuyệt đối không chịu trách nhiệm đối với toàn bộ hay bất kỳ thiệt hại nào, hay sự kiện bị coi là thiệt hại, đối với việc sử dụng toàn bộ hoặc từng phần thông tin hay ý kiến nào của bản báo cáo này.

Toàn bộ các quan điểm thể hiện trong báo cáo này đều là quan điểm cá nhân của người phân tích. Không có bất kỳ một phần thu nhập nào của người phân tích liên quan trực tiếp hoặc gián tiếp đến các khuyến cáo hay quan điểm cụ thể trong bản báo cáo này.

Thông tin sử dụng trong báo cáo này được Rong Viet Securities thu thập từ những nguồn mà chúng tôi cho là đáng tin cậy. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo rằng những thông tin này là hoàn chỉnh hoặc chính xác. Các quan điểm và ước tính trong đánh giá của chúng tôi có giá trị đến ngày ra báo cáo và có thể thay đổi mà không cần báo cáo trước.

Bản báo cáo này được giữ bản quyền và là tài sản của Rong Viet Securities. Mọi sự sao chép, chuyển giao hoặc sửa đổi trong bất kỳ trường hợp nào mà không có sự đồng ý của Rong Viet Securities đều trái luật, **Bản quyền thuộc Rong Viet Securities, 2025.**