

CÔNG TY CỔ PHẦN ĐIỆN GIA LAI (HOSE: GEG)
Lê Hữu Sơn

Chuyên viên phân tích

Email: sonlh@fpts.com.vn

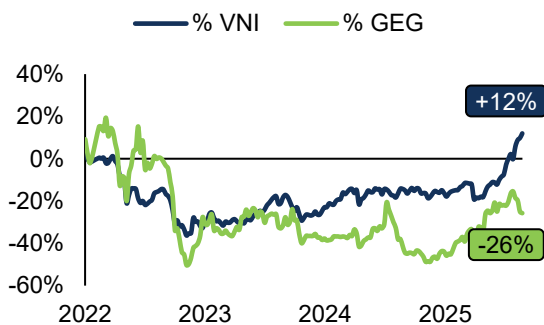
Điện thoại: 1900 6446 - Ext : 7585

Giá thị trường:
16.100
Khuyến nghị
Giá mục tiêu:
20.300
MUA
Chênh lệch:
+26,1%

Người phê duyệt báo cáo:

Nguyễn Hữu Thiên Ân

Trưởng nhóm Phân tích cơ bản

Diễn biến VN-Index và giá cổ phiếu GEG


Thông tin giao dịch	02/10/2025
Giá hiện tại (VND/cp)	16.100
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	18.000
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	10.700
Số lượng CP niêm yết (triệu cp)	358,31
Số lượng CP lưu hành (triệu cp)	358,31
KLGD bình quân 10 ngày (cp)	1.046.430
% sở hữu nước ngoài	45,69%
Vốn điều lệ (tỷ VND)	4.225,08
Vốn hóa (tỷ VND)	5.768,76
P/E trailing 12 tháng (lần)	10,53
EPS trailing 12 tháng (VND/cp)	1.528

Tổng quan doanh nghiệp

Tên	Công ty Cổ phần Điện Gia Lai.
Địa chỉ	114 Trường Chinh, Phường Pleiku, Tỉnh Gia Lai, Việt Nam.
Doanh thu chính	Sản xuất và kinh doanh điện
Chi phí chính	Chi phí khấu hao tài sản cố định, chi phí lãi vay.
Rủi ro chính	Rủi ro thời tiết, rủi ro biến động lãi suất.

TRIỂN VỌNG TỪ VẬN HÀNH CÁC DỰ ÁN MỚI

Chúng tôi khuyến nghị **MUA** đối với cổ phiếu GEG với mức giá mục tiêu là 20.300 VND/cp, cao hơn +26,1% so với giá đóng cửa ngày 02/10/2025 (dựa trên phương pháp chiết khấu dòng tiền) ([chi tiết](#)).

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ:

Chúng tôi dự phóng KQKD của GEG sẽ tăng trưởng ổn định trong giai đoạn 2025F – 2030F (sau loại bỏ các khoản một lần trong 2025), với doanh thu thuần tăng +6,4%/năm và LNST tăng +12,0%/năm, dựa trên: (1) Sản lượng điện tăng cao nhờ vận hành thêm bốn dự án mới trong giai đoạn 2026F – Q4/2028F; (2) Giá bán điện hai dự án Tân Phú Đông 1 & trụ A7 – VPL cao gấp đôi mức giá cũ sau đàm phán. Cụ thể:

- **Mảng điện gió (54,0% doanh thu): Công suất mở rộng & giá bán cải thiện.** Doanh thu điện gió dự kiến tăng trưởng với CAGR +10,4%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, đến từ: (1) Sản lượng tăng trưởng mạnh nhờ vận hành thêm các dự án mới trong 2027F – Q4/2028F; (2) Giá bán bình quân các dự án điện gió cải thiện nhờ hai dự án Tân Phú Đông 1 & trụ A7 – VPL (21,7% công suất điện gió) đàm phán xong giá bán điện với EVN ([chi tiết](#)).
- **Mảng điện mặt trời (29,9% doanh thu): Vận hành dự án mới & hưởng lợi tỷ giá.** Doanh thu điện mặt trời duy trì tăng trưởng với CAGR +2,2%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F nhờ: (1) Sản lượng điện phục hồi nhờ thời tiết thuận lợi hơn và dự án Đức Huệ 2 (49 MW) giúp bổ sung công suất từ 2026F; (2) Giá bán điện bình quân giảm do dự án mới có giá bán thấp ([chi tiết](#)).
- **Mảng thủy điện (13,6% doanh thu): Biến động theo thủy văn.** Doanh thu thủy điện giảm nhẹ theo sản lượng với CAGR -0,6%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, trong khi giá bán đi ngang do biểu giá đã ổn định từ năm 2020. Từ năm 2026F, GEG dự kiến vận hành thêm dự án Ea Tih (9 MW) ([chi tiết](#)).

RỦI RO ĐẦU TƯ:

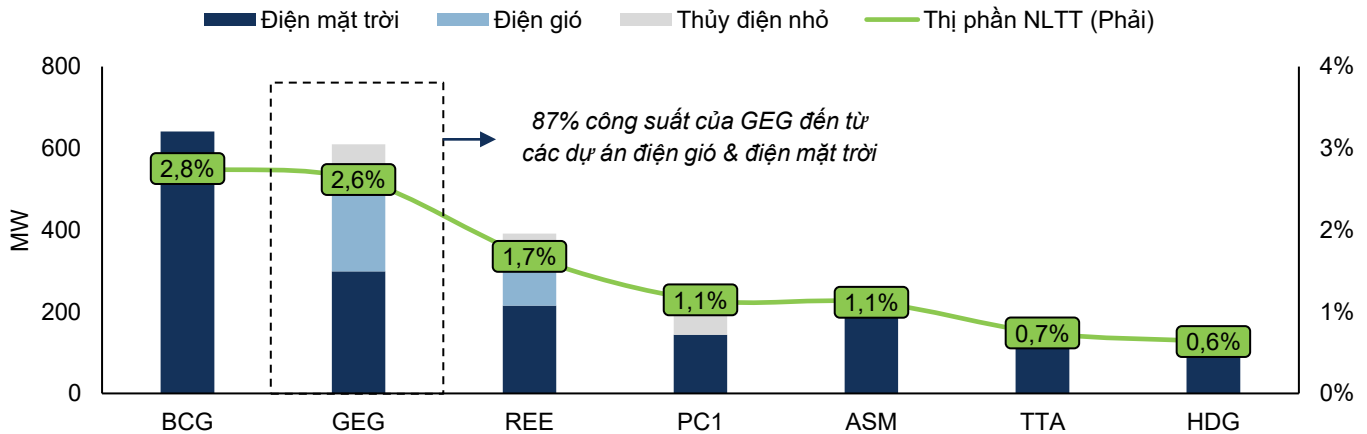
- **Rủi ro cạnh tranh từ thay đổi chính sách.** GEG sẽ gặp khó khăn hơn trong việc giành được dự án mới do phải cạnh tranh với các nhà đầu lớn do quy định cơ chế đấu thầu công khai đối với các dự án điện thay vì được chỉ định hoặc phê duyệt chủ trương đầu tư như trước đây ([chi tiết](#)).
- **Rủi ro lãi suất.** GEG có gần 8.000 tỷ VND nợ vay dài hạn áp dụng cơ chế lãi suất thả nổi, khiến mỗi 1% lãi suất tăng thêm có thể làm chi phí lãi vay của doanh nghiệp tăng ~80 tỷ VND (86,7% LNST 2024) và giá mục tiêu của cổ phiếu giảm -5,8% ([chi tiết](#)).

I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

1. Tổng quan doanh nghiệp: GEG đứng thứ hai về quy mô công suất điện tái tạo trong nhóm niêm yết

Công ty Cổ phần Điện Gia Lai (GEG; HoSE: GEG) là doanh nghiệp sản xuất điện (chiếm ~90% doanh thu), hiện sở hữu danh mục năng lượng tái tạo lớn thứ hai (đạt 610 MW) trong số các doanh nghiệp niêm yết (chiếm ~2,6% thị phần công suất toàn ngành), với trọng tâm là điện gió và điện mặt trời (*chi tiết*). Ngoài ra, GEG còn hoạt động trong một số lĩnh vực khác (~10% doanh thu) bao gồm cung cấp dịch vụ EPC các hệ thống điện mặt trời áp mái, bảo dưỡng & vận hành các nhà máy điện, buôn bán thiết bị điện và máy móc (pin mặt trời, robot vệ sinh pin, inverter, ...).

Quy mô công suất điện tái tạo của GEG đứng thứ hai trong số các doanh nghiệp niêm yết



(*) Cập nhật đến ngày 31/12/2024

Nguồn: FPTS tổng hợp

GEG khá minh bạch với thông tin công bố kịp thời và đầy đủ. Ngoài báo cáo tài chính, doanh nghiệp còn thường xuyên cập nhật tình hình kinh doanh mảng bán điện (gồm doanh thu và sản lượng của từng nguồn điện) hàng quý. Ngoài ra, chúng tôi đã ước tính thêm cơ cấu giá vốn bán điện của doanh nghiệp thông qua chi phí sản xuất kinh doanh.

2. Sản lượng điện của GEG chịu ảnh hưởng từ chu kỳ thời tiết ENSO

Sản lượng điện của GEG thường tăng trong các năm El Nino và giảm trong các năm La Nina, do công suất chính trong danh mục của doanh nghiệp (chiếm 87%) là điện gió và điện mặt trời, thường có hiệu suất phát điện tăng trong pha El Nino nhờ thời tiết khô nóng, ít mưa khiến số giờ nắng kéo dài và tốc độ gió ổn định hơn. Ngược lại, pha La Nina khiến hiệu suất giảm do thời tiết nhiều mưa & mây che làm giảm số giờ nắng và tốc độ gió thất thường.

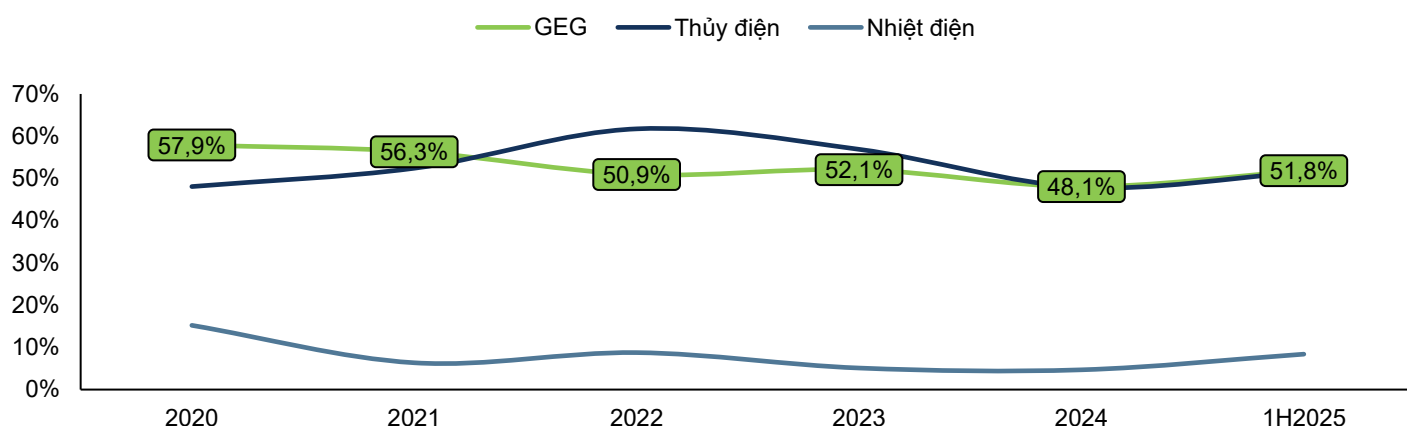
Ngoài ra, các dự án thủy điện nhỏ biến động theo chiều ngược lại (tăng trong La Nina, giảm trong El Nino), nhưng tác động tổng thể không đáng kể do loại hình này chỉ chiếm 13% công suất đặt của GEG.

3. Biên lợi nhuận gộp duy trì mức cao nhờ được hưởng cơ chế giá điện ưu đãi cho các dự án điện tái tạo

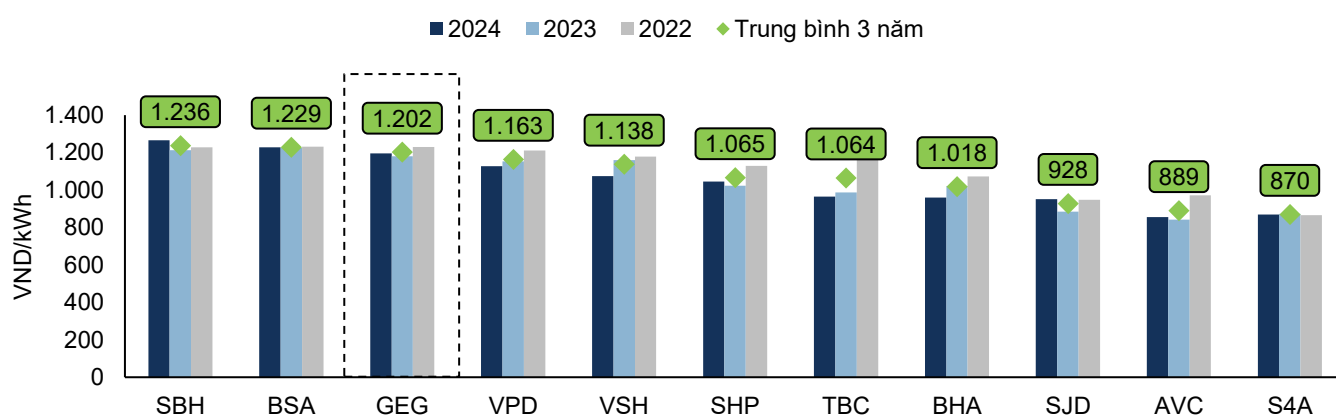
Biên lợi nhuận gộp của GEG duy trì mức cao, bình quân đạt ~50% trong giai đoạn 2020 – 2024 nhờ:

Các dự án điện gió và điện mặt trời của GEG được hưởng khung giá FiT ưu đãi, đạt 8,5 – 9,8 UScent/kWh (ngoại trừ dự án điện gió Tân Phú Đông 1 (chiếm ~22% công suất danh mục điện gió của GEG) bắt đầu áp dụng khung giá chuyển tiếp từ tháng 03/2025 sau khi hoàn tất đàm phán với EVN (thấp hơn ~15 – 26% so với khung giá FiT) và được giữ cố định trong vòng 20 năm. Dù vậy, cơ chế này vẫn mang tính khuyến khích đầu tư vào năng lượng tái tạo trong giai đoạn 2019 – 2021 với mức giá FiT trên cao hơn khung giá điện hiện hành (2025), lần lượt khoảng 5 – 15% với điện gió và 45 – 90% với điện mặt trời. Việc hưởng khung giá này giúp biên lợi nhuận gộp các dự án điện gió và điện mặt trời theo giá FiT của GEG đạt ~55 – 65%.

Các dự án thủy điện nhỏ của GEG được hưởng theo cơ chế Biểu giá chi phí tránh được do Bộ Công Thương ban hành hàng năm. Biểu giá này có xu hướng đi ngang từ năm 2020 (sau khi sửa đổi quy định tính giá), song vẫn được coi là hình thức ưu đãi khi giúp biên lợi nhuận gộp mảng thủy điện của doanh nghiệp đạt mức 52 – 54%, cao hơn khoảng 2 – 4 đpt so với mặt bằng chung các nhà máy thủy điện lớn.

Biên lợi nhuận gộp mảng bán điện của GEG duy trì mức cao so với các doanh nghiệp điện niêm yết khác


Nguồn: FPTIS tổng hợp

Giá bán thủy điện của GEG duy trì mức cao so với mặt bằng các doanh nghiệp thủy điện niêm yết khác


Nguồn: FPTIS tổng hợp

II. CẬP NHẬT NGÀNH ĐIỆN 1H2025

1. Sản lượng điện toàn ngành tăng nhẹ nhờ sản xuất mở rộng, huy động chính ở thủy điện và điện gió

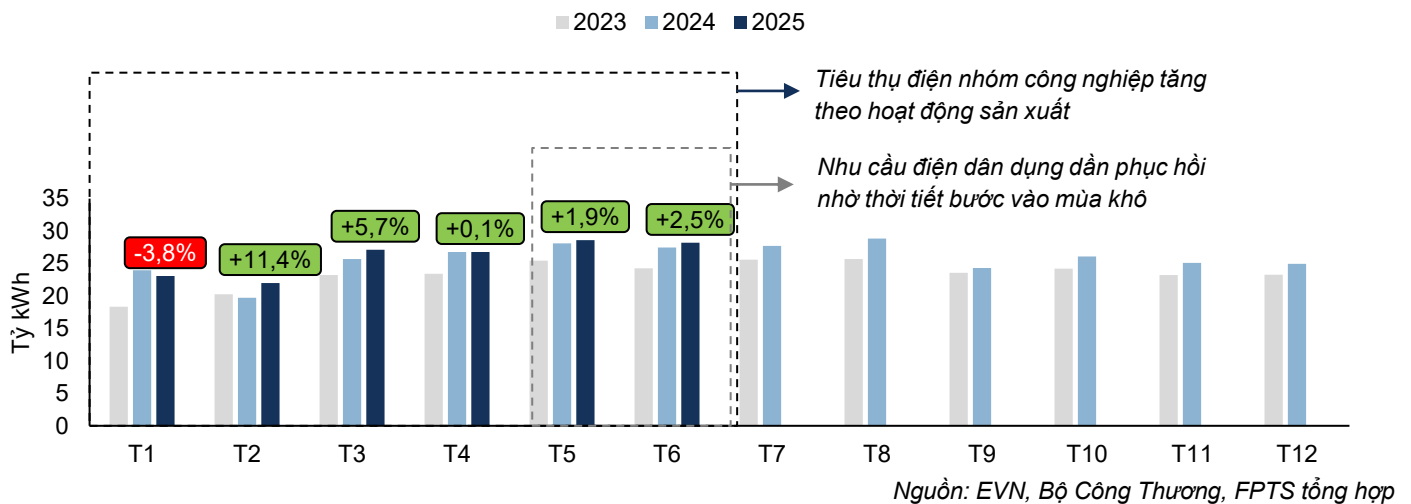
Trong H1/2025, sản lượng điện sản xuất toàn ngành tăng trưởng ổn định, đến từ: (1) Nhu cầu tiêu thụ điện công nghiệp mở rộng theo hoạt động sản xuất; (2) Nhu cầu điện dân dụng hạn chế, sau đó dần phục hồi vào cuối quý 2 nhờ thời tiết đi vào mùa khô.

Về cơ cấu nguồn, sản lượng điện tập trung tăng trưởng ở nhóm thủy điện và điện gió, trong khi huy động từ các nguồn nhiệt điện và điện mặt trời suy giảm do: (1) Nhiệt điện than gặp áp lực cạnh tranh với nguồn thủy điện giá rẻ khi thủy văn thuận lợi; (2) Khả năng sản xuất điện của các nhà máy nhiệt điện khí suy giảm theo nguồn cung nhiên liệu; (3) Hiệu suất của các dự án điện mặt trời giảm do mưa nhiều.

1.1. Sản lượng điện cả nước tăng trưởng chậm do hiện tượng La Nina khiến tiêu dùng dân dụng hạn chế

Sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống tăng 2,7% YoY (đạt 156 tỷ kWh) trong 6 tháng đầu năm 2025, thấp hơn 3,5 đpt so với mức tăng trưởng bình quân giai đoạn 2020 – 2024. Tăng trưởng thấp đến từ chủ yếu do nhu cầu điện dân dụng (~35% sản lượng) còn hạn chế trong các tháng đầu năm do hiện tượng La Nina gây mưa nhiều khiến thời tiết mát mẻ và giảm nhu cầu sử dụng điện làm mát, mức tiêu thụ chỉ phục hồi từ tháng 5 – 6 khi thời tiết bước vào mùa khô, ngược lại nhu cầu tiêu thụ của nhóm Công nghiệp – Xây dựng (chiếm ~55% sản lượng tiêu thụ) tích cực nhờ hoạt động sản xuất mở rộng (IIP 6T2025 đạt +9,2% YoY).

Nhu cầu tiêu thụ điện 1H2025 tăng chậm theo tiêu dùng dân dụng do thời tiết kém thuận lợi

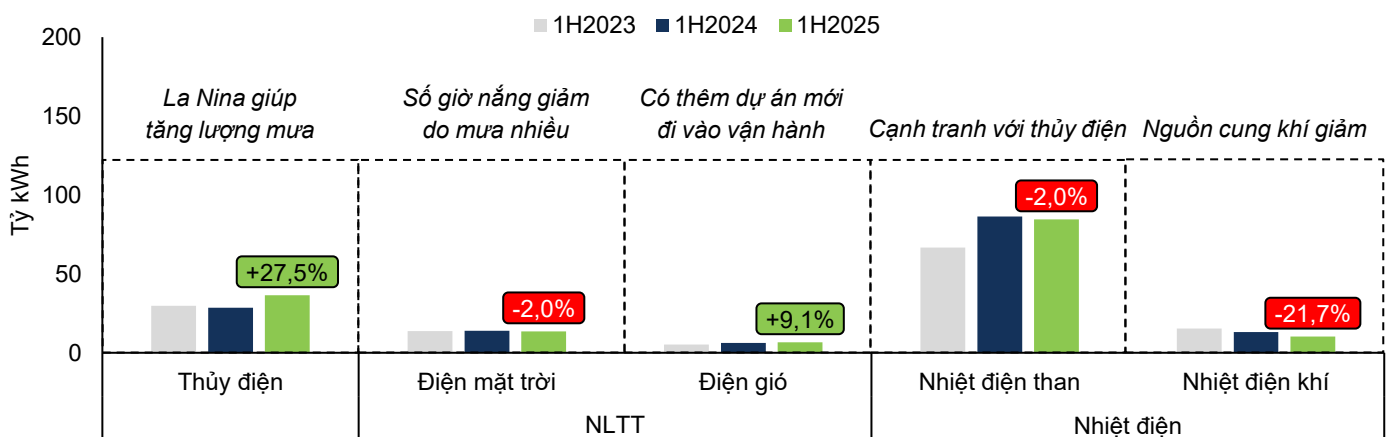


1.2. Nhu cầu huy động tập trung tăng ở nhóm thủy điện và điện gió trong 1H2025

Sản lượng điện tăng tập trung ở nhóm thủy điện và điện gió trong 6 tháng đầu năm 2025: Sản lượng thủy điện tăng 27,5% YoY nhờ điều kiện thủy văn thuận lợi khi La Nina cường độ yếu làm gia tăng lượng mưa và lưu lượng nước về hồ. Điện gió cũng tăng 9,1% YoY nhờ có thêm các dự án đi vào vận hành sau khi ban hành khung giá phát điện, giúp công suất tăng thêm 18,7% (đạt 7.064 MW).

Ngược lại, sản lượng nhóm nhiệt điện và điện mặt trời suy giảm: Sản lượng nhiệt điện than giảm 2,0% YoY do chịu cạnh tranh từ thủy điện giá rẻ ([tham khảo: Báo cáo cập nhật định giá HND](#)); nhiệt điện khí giảm mạnh 21,7% YoY do nguồn cung khí sụt giảm khi các mỏ lớn bước vào giai đoạn cuối đời; trong khi điện mặt trời giảm 2,0% YoY do mưa nhiều làm giảm số giờ nắng.

Sản lượng điện tập trung tăng trưởng ở nhóm thủy điện và năng lượng tái tạo



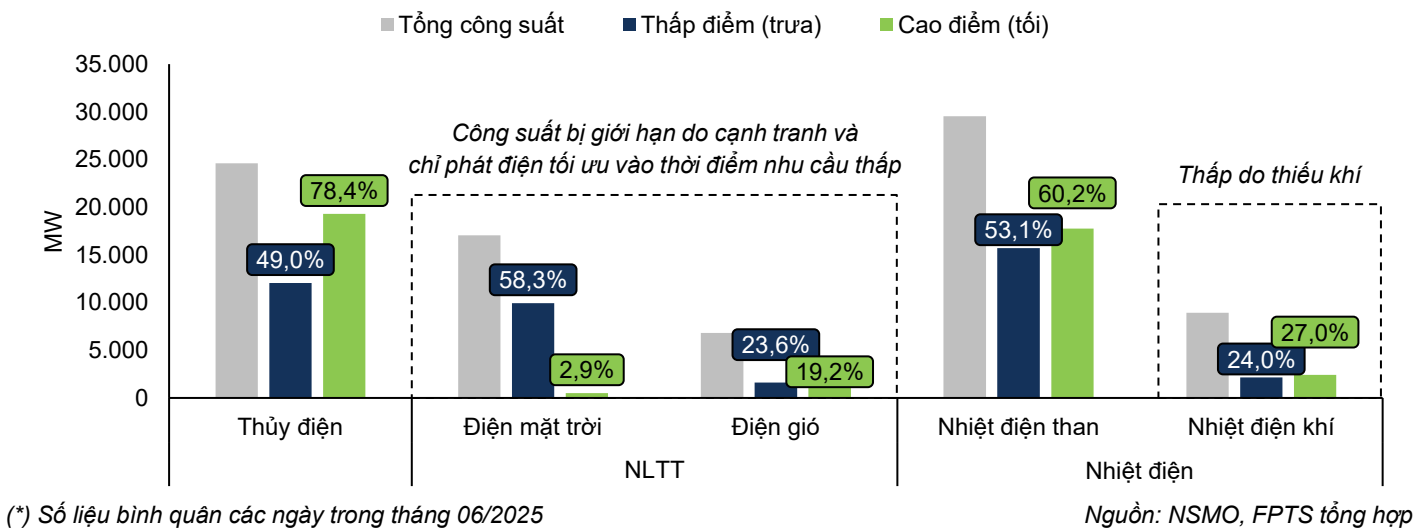
Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, FPTs tổng hợp

1.3. Công suất huy động các nguồn năng lượng tái tạo còn thấp do cạnh tranh và lệch pha giữa cung và cầu

Công suất huy động của điện mặt trời và điện gió ở mức thấp so với các nguồn truyền thống, với mức huy động thực tế lần lượt đạt 58,3% & 23,6% vào giờ thấp điểm trưa và 2,9% & 19,2% vào giờ cao điểm tối, thấp hơn 22 – 55 ợt so với thủy điện và nhiệt điện than. Nguyên nhân do:

Điện mặt trời: Công suất phát đạt cực đại vào buổi trưa nhờ bức xạ mặt trời mạnh, nhưng bị cắt giảm công suất để tránh dư thừa điện do đây là khung giờ nhu cầu phụ tải thấp (sản xuất công nghiệp giảm).

Điện gió: Công suất phát cực đại vào chiều tối và đêm khuya nhờ tốc độ gió cao, giúp một phần sản lượng rơi vào khung giờ cao điểm tối. Tuy nhiên, nhu cầu huy động bị giới hạn do gặp áp lực cạnh tranh từ thủy điện, vốn được ưu tiên phát trước nhờ có giá thành rẻ hơn.

Công suất huy động nhóm điện tái tạo thấp do thời điểm phát điện tối ưu rơi vào khung giờ nhu cầu thấp

III. KẾT QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH 1H2025
1. Cập nhật HĐKD của GEG 1H2025: Lợi nhuận tăng trưởng mạnh nhờ các khoản ghi nhận một lần

GEG đặt kế hoạch kinh doanh tích cực trong năm 2025, với doanh thu thuần và lợi nhuận sau thuế lần lượt tăng +45,2% & +646,1% (đạt 3.377 tỷ VND & 687 tỷ VND). Dựa trên giả định: (1) Sản lượng điện tăng +1,8% YoY nhờ mǎng thủy điện nhỏ tăng mạnh +8,9% YoY do thời tiết dự kiến đi vào pha La Nina (gây mưa nhiều), giúp cải thiện lưu lượng nước về hồ; (2) Giá bán điện bình quân tăng +26,1% YoY, chủ yếu nhờ nhóm điện gió tăng vượt trội +63,0% YoY sau khi hai dự án Tân Phú Đông 1 và Trạ A7 – VPL hoàn tất đàm phán giá bán điện chính thức với EVN.

Kế hoạch kinh doanh của GEG trong năm 2025

ĐVT: Tỷ VND	Kế hoạch 2025	% YoY
Doanh thu	3.377	+45,2%
Trong đó: Doanh thu bán điện	3.003	+30,7%
Lợi nhuận gộp	1.749	+63,0%
Biên lợi nhuận gộp	51,8%	+5,6 đpt
Chi phí bán hàng & quản lý doanh nghiệp	180	+32,8%
% Doanh thu	5,3%	-0,5 đpt
Lợi nhuận từ HĐKD	1.569	+67,3%
Doanh thu tài chính & khác	22	-42,1%
Chi phí tài chính & khác	819	+2,2%
Lợi nhuận trước thuế	777	+328,0%
Lợi nhuận sau thuế	687	+646,1%
Sản lượng điện thương phẩm (Triệu kWh)	1.376	+1,8%
Giá bán điện bình quân (VND/kWh)	2.144	+26,1%

Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

Trong 6 tháng đầu năm 2025, hoạt động kinh doanh của GEG tích cực với doanh thu thuần tăng +41,6% YoY (đạt 1.737 tỷ VND) và lợi nhuận sau thuế tăng +504,4% YoY (đạt 771 tỷ VND), tương ứng hoàn thành 51,4% kế hoạch doanh thu và 112,2% kế hoạch lợi nhuận sau thuế, cụ thể:

Kết quả kinh doanh 1H2025 của GEG

ĐVT: Tỷ VND	1H2025	% YoY	Diễn giải
Doanh thu thuần	1.737	+41,6%	
<i>Điện gió</i>	1.109	+76,6%	Doanh thu tăng do: (1) Giá bán điện tăng +24,0% YoY (đạt 2.018 VND/kWh) nhờ hai dự án Tân Phú Đông 1 & trụ A7 – VPL đàm phán xong giá bán điện với EVN (cao gấp đôi mức giá cũ) và các dự án FiT (giá điện cố định bằng USD) hưởng lợi từ tỷ giá; (2) GEG ghi nhận 443 tỷ VND khoản thanh toán bù chênh lệch giữa giá tạm tính và giá chính thức cho sản lượng điện hai dự án Tân Phú Đông 1 & trụ A7 – VPL đã bán.
<i>Điện mặt trời</i>	459	-3,0%	Doanh thu giảm do: (1) Sản lượng giảm -5,9% YoY (đạt 199 triệu kWh) do mưa nhiều làm giảm số giờ nắng; (2) Giá bán điện tăng +3,2% YoY (đạt 2.302 VND/kWh) do các dự án hưởng cơ chế FiT (cố định bằng USD) được lợi từ đà tăng tỷ giá.
<i>Thủy điện</i>	129	+24,0%	Sản lượng điện tăng +41,9% YoY (đạt 77 triệu kWh) nhờ lượng mưa cải thiện.
<i>Khác</i>	40	+83,5%	Doanh thu từ hợp đồng EPC các dự án điện mặt trời phục hồi trở lại sau khi Bộ Công Thương ban hành khung giá phát điện.
Lợi nhuận gộp	1.099	+74,4%	
<i>Biên lợi nhuận gộp</i>	63%	+11,9 đpt	Nhờ doanh thu tăng cao sau khi đàm phán xong giá điện gió & ghi nhận hồi tố.
CPBH & QLDN	82	+13,1%	
% Doanh thu thuần	5%	-1,2 đpt	
Lợi nhuận HĐKD	1.017	+82,4%	
Doanh thu tài chính	127	+588,1%	Thoái vốn hoàn toàn 25% cổ phần tại CTCP Thủy điện Trường Phú.
Chi phí tài chính	360	-13,2%	
<i>Chi phí lãi vay</i>	343	-15,4%	
Lợi nhuận trước thuế	789	+399,8%	
Lợi nhuận sau thuế	771	+504,4%	

Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

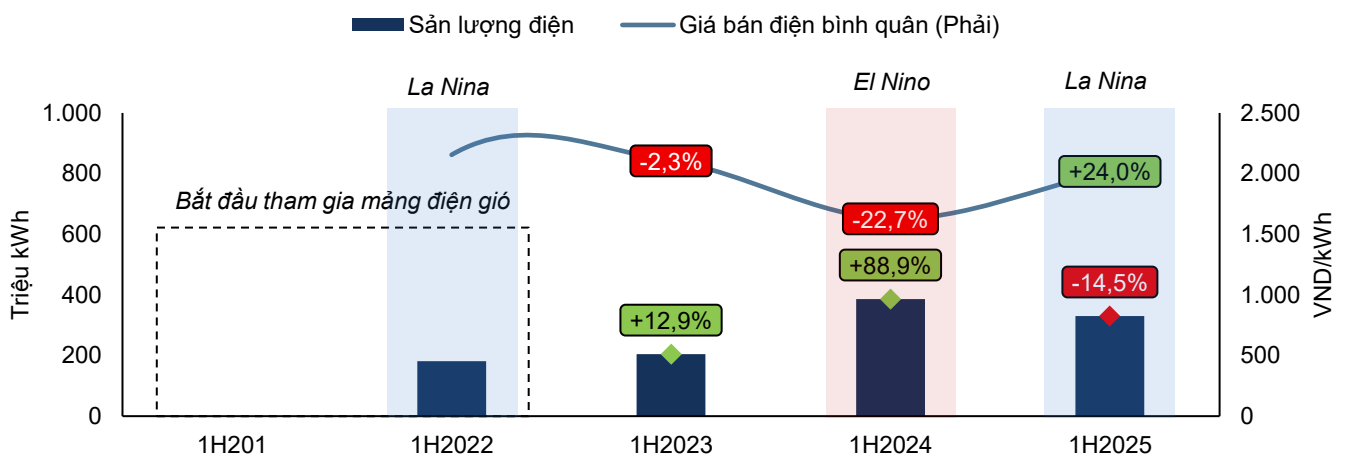
1.1. Mảng điện gió (63,8% tổng doanh thu): Doanh thu tăng nhờ đàm phán xong giá bán và hồi tố tiền điện

Doanh thu mảng điện gió của GEG tăng +76,6% YoY (đạt 1.109 tỷ VND) trong 6 tháng đầu năm 2025, chủ yếu nhờ được hồi tố 443 tỷ VND (chiếm 40,0% doanh thu mảng điện gió) từ khoản thanh toán bù chênh lệch giữa giá tạm tính và giá chính thức cho toàn bộ sản lượng điện mà hai dự án Tân Phú Đông 1 và trụ A7 – VPL (chiếm 21,7% công suất điện gió) đã phát, sau khi hai dự án này đàm phán xong giá bán điện chính thức với EVN (cao gấp đôi so với mức giá trước).

Nếu không ghi nhận khoản hồi tố, doanh thu điện gió vẫn tăng trưởng +6,0% YoY (đạt 666 tỷ VND) với: (1) Sản lượng điện giảm -14,5% YoY (đạt 330 triệu kWh) do thời tiết mưa nhiều khiến tốc độ gió thiếu ổn định; (2) Giá bán điện bình quân tăng +24,0% YoY (đạt 2.018 VND/kWh), chủ yếu nhờ hai dự án Tân Phú Đông 1 và trụ A7 – VPL hoàn tất đàm phán giá bán điện chính thức với EVN, mức giá này cao gấp đôi (đạt 1.813 VND/kWh) so với giá tạm tính trước đó.

Kết quả kinh doanh mảng điện gió tăng trưởng tích cực nhờ giá bán tăng mạnh và hồi tố tiền điện

Sản lượng và giá bán nhóm điện gió giai đoạn 1H2022 – 1H2025



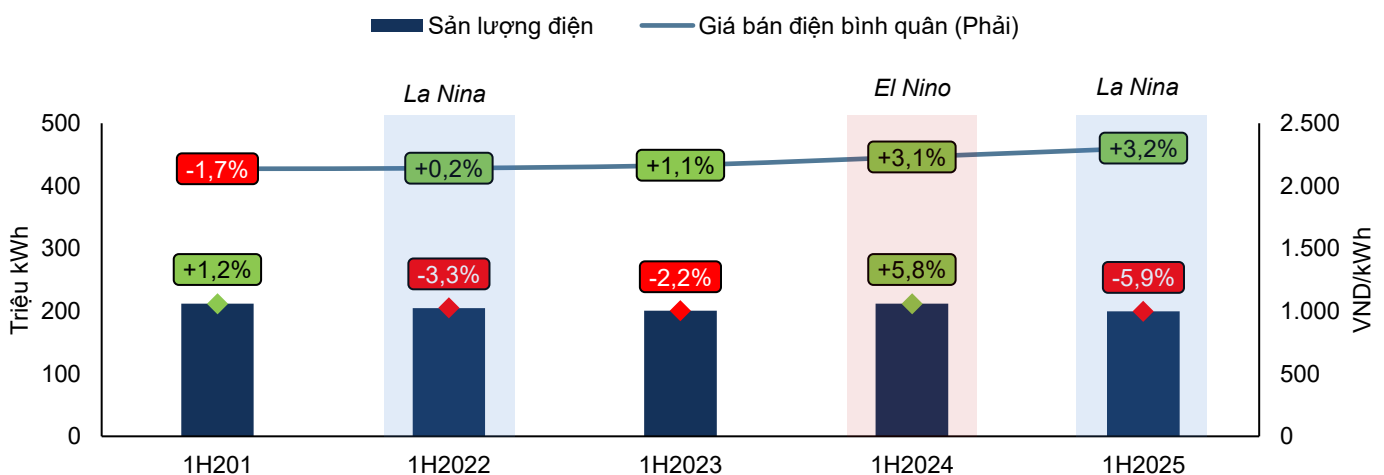
Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

1.2. Mảng điện mặt trời (26,4% tổng doanh thu): Doanh thu giảm theo sản lượng, dù giá bán tăng nhờ tỷ giá

Doanh thu mảng điện mặt trời giảm -3,0% YoY (đạt 459 tỷ VND) trong 6 tháng đầu năm 2025. Nguyên nhân do: (1) Sản lượng điện giảm -5,9% YoY (còn 199 triệu kWh) do số giờ nắng suy giảm dưới tác động của pha La Nina cường độ yếu; (2) Giá bán điện bình quân tăng +3,2% YoY (đạt 2.302 VND/kWh) nhờ các dự án hưởng cơ chế giá FiT cố định bằng USD được lợi từ xu hướng tăng của tỷ giá.

Kết quả kinh doanh mảng điện mặt trời suy giảm theo sản lượng điện

Sản lượng và giá bán nhóm điện mặt trời giai đoạn 1H2022 – 1H2025



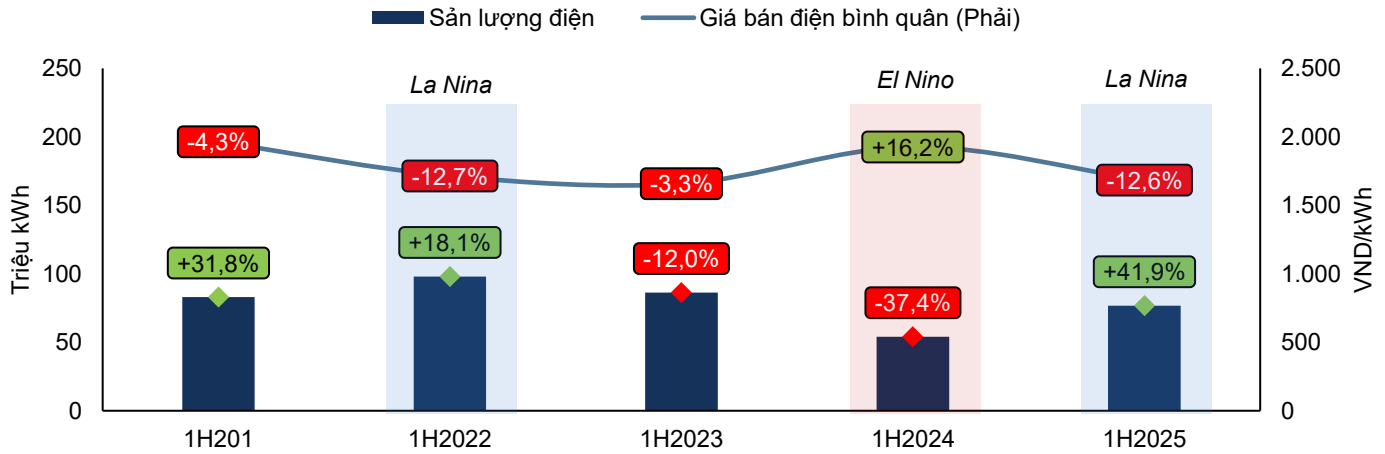
Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

1.3. Mảng thủy điện (7,4% tổng doanh thu): Doanh thu tăng cao nhờ thủy văn thuận lợi, dù giá bán giảm

Doanh thu mảng thủy điện tăng mạnh +24,0% YoY (đạt 129 tỷ VND) trong 6 tháng đầu năm 2025. Động lực đến từ: (1) Sản lượng điện tăng +41,9% YoY (đạt 77 triệu kWh) nhờ điều kiện thủy văn thuận lợi trong pha La Nina cường độ yếu; (2) Giá bán điện bình quân giảm -12,6% YoY (còn 1.684 VND/kWh) do tỷ trọng điện năng phát trong giai đoạn tháng 1 – 4 tăng lên (vốn có biểu giá thấp hơn so với các tháng cao điểm mùa khô (tháng 5 – 6)).

Kết quả kinh doanh nhóm thủy điện tăng cao theo sản lượng nhờ thời tiết thuận lợi

Sản lượng và giá bán nhóm thủy điện giai đoạn 1H2022 – 1H2025



Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

IV. TRIỂN VỌNG: TÍCH CỰC NHỜ ĐÀM PHÁN XONG GIÁ BÁN ĐIỆN VÀ VẬN HÀNH CÁC DỰ ÁN MỚI
1. Dự phóng kết quả kinh doanh giai đoạn 2025F – 2030F
Kết quả kinh doanh năm 2025F: Tăng trưởng mạnh nhờ các khoản ghi nhận một lần trong 1H2025

Chúng tôi dự phóng kết quả kinh doanh của GEG tăng trưởng tích cực trong năm 2025F, với doanh thu thuần tăng +37,1% YoY (đạt 3.189 tỷ VND) và lợi nhuận sau thuế tăng +815,8% YoY (đạt 843 tỷ VND). Động lực chính đến từ: (1) GEG đã hồi tố 443 tỷ VND (chiếm 13,8% doanh thu thuần) từ khoản bù đắp phần chênh lệch giá điện cho toàn bộ sản lượng mà hai dự án Tân Phú Đông 1 & trụ A7 – VPL đã phát (đã được ghi nhận vào 1H2025); (2) Doanh thu tài chính ghi nhận 147 tỷ VND (đóng góp 17,5% lợi nhuận sau thuế), chủ yếu nhờ thoái vốn hoàn toàn 25% cổ phần tại CTCP Thủy điện Trường Phú.

Dự phóng kết quả kinh doanh năm 2025 của GEG

ĐVT: Tỷ VND	2025F	% YoY	Diễn giải
Doanh thu thuần	3.189	+37,1%	
<i>Điện gió</i>	1.827	+72,7%	Hai dự án Tân Phú Đông 1 và trụ A7 – VPL thống nhất giá bán điện chính thức với EVN từ tháng 3/2025, cao gấp đôi mức giá tạm tính trước đó, giúp: (1) Giá bán bình quân các dự án điện gió trong năm cải thiện +32,0% YoY (đạt 2.162 VND/kWh); (2) GEG ghi nhận 443 tỷ VND từ khoản thanh toán bù chênh lệch giữa giá chính thức và giá tạm tính.
<i>Điện mặt trời</i>	884	+2,4%	Giá bán tăng +4,4% YoY (đạt 2.310 VND/kWh) nhờ các dự án hưởng cơ chế FiT được lợi từ xu hướng tăng của tỷ giá USD/VND.
<i>Thủy điện</i>	396	+4,7%	Sản lượng điện tăng nhờ thời tiết thuận lợi.
<i>Khác</i>	82	+211,5%	Doanh thu mảng EPC điện mặt trời phục hồi do thị trường tái khởi động các dự án đầu tư sau khi Bộ Công Thương ban hành khung giá phát điện.
Lợi nhuận gộp	1.815	+69,1%	
<i>Biên lợi nhuận gộp</i>	56,9%	+10,8 đpt	
CPBH & QLDN	186	+37,1%	
Lợi nhuận HĐKD	1.629	+73,8%	
Doanh thu tài chính	147	+287,6%	Thoái vốn hoàn toàn 25% cổ phần tại CTCP Thủy điện Trường Phú.
Chi phí tài chính	729	-9,0%	
<i>Chi phí lãi vay</i>	712	-9,4%	
Lợi nhuận trước thuế	1.054	+480,6%	
Lợi nhuận sau thuế	843	+815,8%	

Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp & dự phóng

KQKD của GEG sẽ tăng trưởng tích cực trong 2H2025, với doanh thu thuần đạt 1.452 tỷ VND (+32,2% YoY) và lợi nhuận sau thuế đạt 73 tỷ VND (so với mức -35 tỷ VND trong 2H2024), dựa trên:

(1) Điện gió: Doanh thu tăng +67,0% YoY (đạt 718 tỷ VND), nhờ sản lượng tăng +18,9% (đạt 310 triệu kWh) do thời tiết thuận lợi hơn và giá bán cải thiện +40,5% YoY (đạt 2.315 VND/kWh) khi hai dự án Tân Phú Đông 1 & trụ A7 – VPL bán điện theo khung giá chính thức.

(2) Điện mặt trời: Doanh thu tăng +10,3% YoY (đạt 425 tỷ VND) nhờ sản lượng tăng +6,5% YoY (đạt 183 triệu kWh) do thời tiết thuận lợi hơn, giá bán điện cải thiện +3,6% YoY (đạt 2.318 VND/kWh) nhờ các dự án FiT được lợi từ đà tăng tỷ giá.

(3) Thủy điện: Doanh thu tăng +19,6% YoY (đạt 267 tỷ VND), dù sản lượng giảm -3,0% YoY (đạt 254 triệu kWh) do lượng mưa thấp trong mùa khô. Giá bán điện bình quân tăng mạnh +23,3% YoY (đạt 1.049 VND/kWh), nhờ phần lớn sản lượng được phát vào giai đoạn cao điểm mùa khô (thời điểm có giá điện cao hơn).

Sau khi loại bỏ khoản ghi nhận một lần trong năm 2025F, kết quả kinh doanh GEG dự kiến tiếp tục tăng trưởng ổn định tới năm 2030F:

Năm 2026F: Doanh thu thuần tăng +8,6% YoY (đạt 2.981 tỷ VND, giảm -6,5% YoY so với ghi nhận chính thức năm 2025F do khoản ghi nhận một lần) và lợi nhuận sau thuế giảm -1,1% YoY (đạt 453 tỷ VND, giảm -46,2% YoY so với ghi nhận chính thức trong năm 2025F). Nguyên nhân do: (1) Tổng sản lượng điện tăng +6,3% YoY (đạt 1.439 triệu kWh) nhờ thời tiết thuận lợi và vận hành thêm dự án mới; (2) Giá bán điện bình quân tăng +2,3% YoY (đạt 2.013 VND/kWh) nhờ toàn bộ sản lượng hai dự án chuyển tiếp được bán theo giá chính thức. Qua đó giúp biên lợi nhuận gộp mở rộng +3,8 đpt (đạt 50,0%). Cụ thể:

(1) Điện gió: Doanh thu tăng +10,9% YoY (đạt 1.535 tỷ VND, tương ứng giảm -16,0% YoY so với ghi nhận chính thức trong 2025 do khoản ghi nhận một lần) – tới từ sản lượng tăng +3,6% YoY và giá bán điện tiếp tục tăng +7,1% YoY nhờ toàn bộ sản lượng của hai dự án Tân Phú Đông 1 và trụ A7 – VPL (chiếm 21,7% công suất điện gió) được áp dụng khung giá chính thức (cao gấp đôi mức giá cũ).

(2) Điện mặt trời: Doanh thu tăng mạnh +12,0% YoY (đạt 990 tỷ VND), nhờ sản lượng điện tăng +21,7% thời tiết thuận lợi và vận hành thêm dự án Đức Huệ 2, trong khi giá bán điện giảm -7,9% YoY do dự án này có giá bán thấp.

(3) Thủy điện: Doanh thu giảm -6,2% YoY (còn 371 tỷ VND) do sản lượng suy giảm khi thủy văn tiêu cực hơn, dù có thêm dự án nhỏ Ea Tih (9 MW) đi vào vận hành.

Giai đoạn 2027F – 2030F: Doanh thu thuần tăng và lợi nhuận sau thuế lần lượt tăng với CAGR +5,6% & +13,2%/năm (đạt 2.272 & 706 tỷ VND vào năm 2030F). Nguyên nhân do: (1) Sản lượng điện tăng với CAGR +5,0%/năm nhờ vận hành thêm hai dự án điện gió mới; (2) Giá bán điện tăng +0,6%/năm do tỷ trọng điện năng nguồn điện gió có giá bán cao tăng từ 46% lên 57%. Tuy nhiên, biên lợi nhuận của doanh nghiệp vẫn giảm bình quân -1,0 đpt/năm (về mức 48,9% vào năm 2030F) do chi phí khấu hao và vận hành gia tăng khi các dự án mới đi vào hoạt động. Cụ thể:

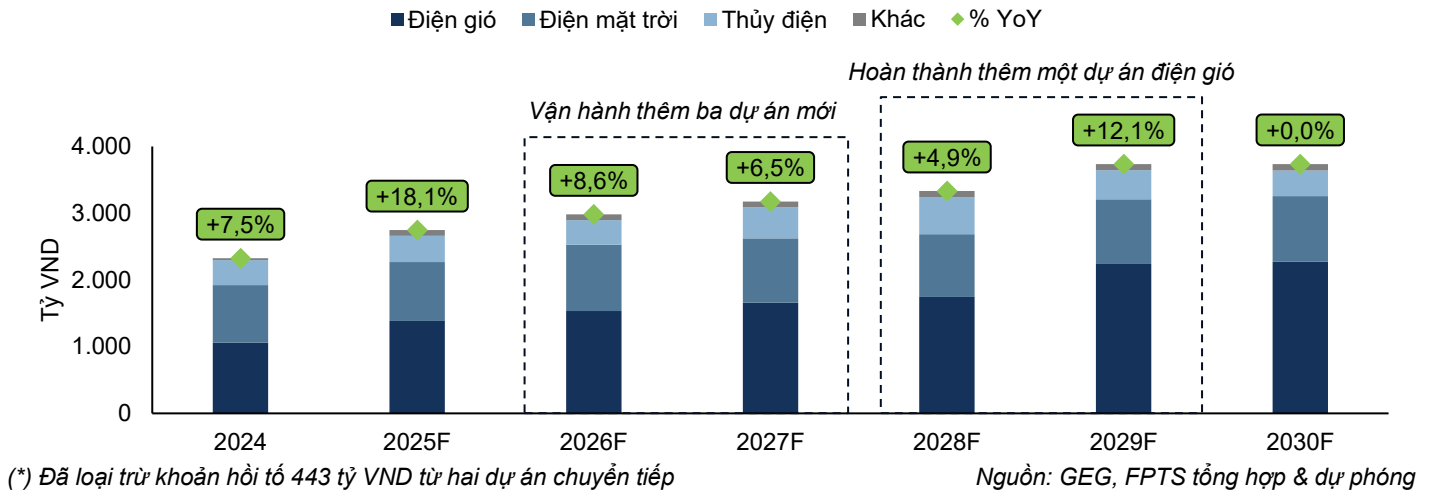
(1) Điện gió: Doanh thu tăng trưởng với CAGR +11,0%/năm, đạt 2.272 tỷ VND vào năm 2030F nhờ sản lượng tăng CAGR +12,4%/năm sau khi vận hành thêm hai dự án mới (VPL Giai đoạn 2 và Tân Thành, lần lượt tại đầu năm 2027F & Q4/2028F), trong khi giá điện giảm CAGR -1,2%/năm do các dự án mới có giá bán thấp, kéo giảm giá bình quân danh mục.

(2) Điện mặt trời: Doanh thu tăng nhẹ với CAGR +0,8%/năm, đạt 986 tỷ VND vào năm 2030F do danh mục dự án đã vận hành ổn định.

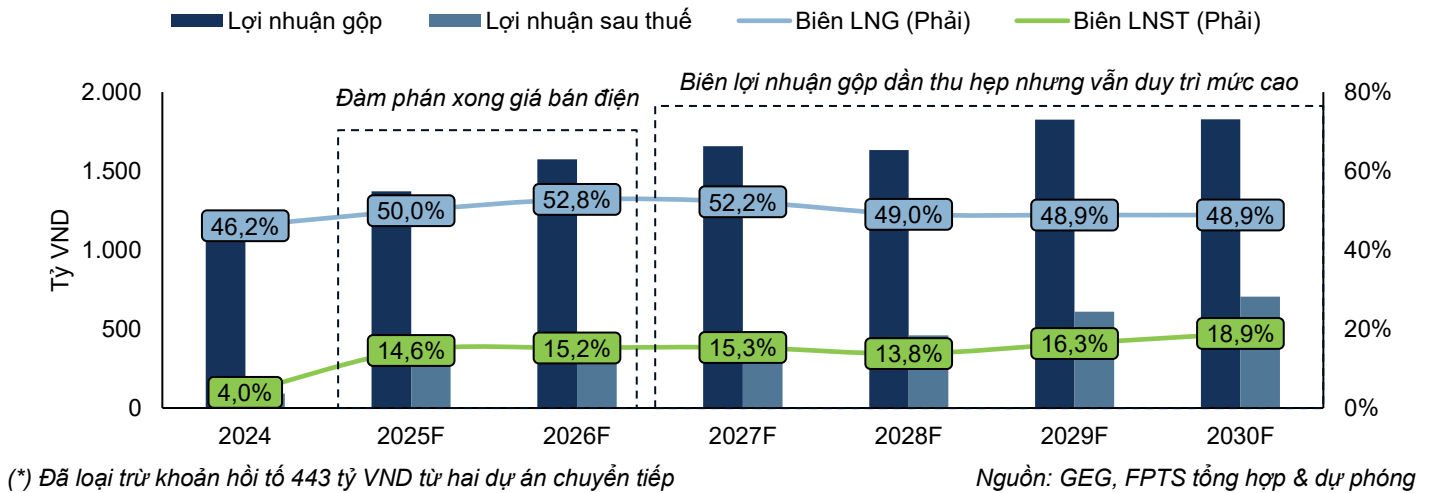
(3) Thủy điện: Doanh thu dự kiến giảm với CAGR -6,1%/năm, đạt 385 tỷ VND vào năm 2030F. Trong đó, doanh thu tăng +22,5%/năm trong 2027F – 2028F và suy giảm -16,9%/năm sau đó trong 2029F – 2030F, tương ứng với kịch bản dự phóng El Nino/La Nina của chúng tôi ([chi tiết](#)).

Kết quả kinh doanh của GEG khả quan nhờ đàm phán xong giá điện và vận hành các dự án mới

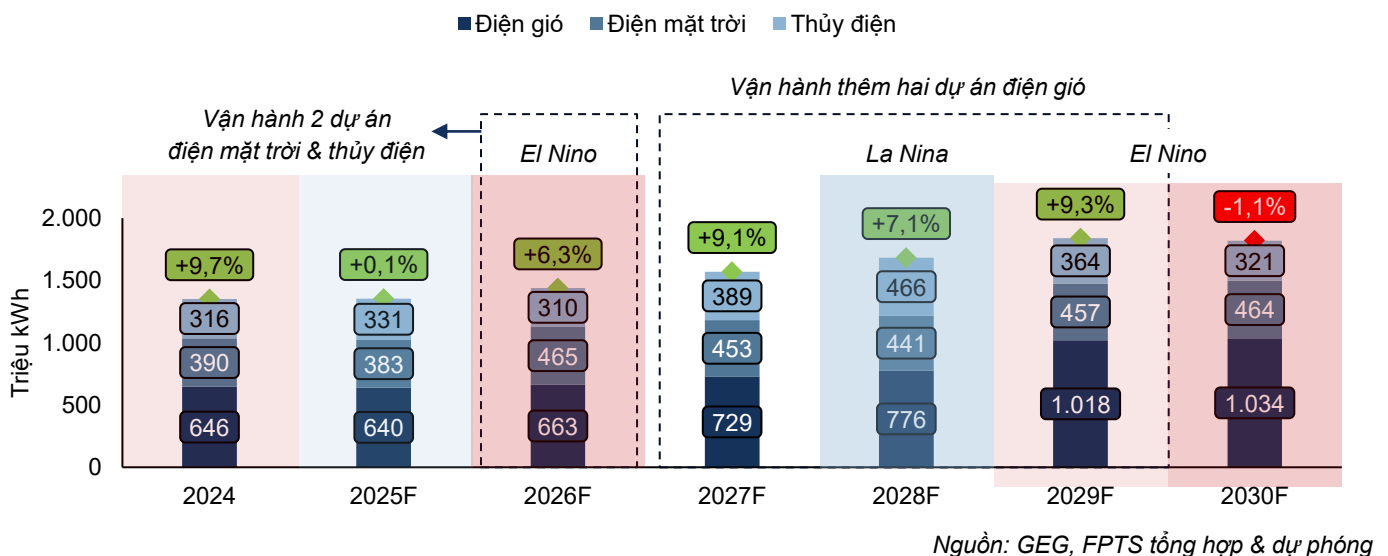
Doanh thu thuần của GEG giai đoạn 2024 – 2030F

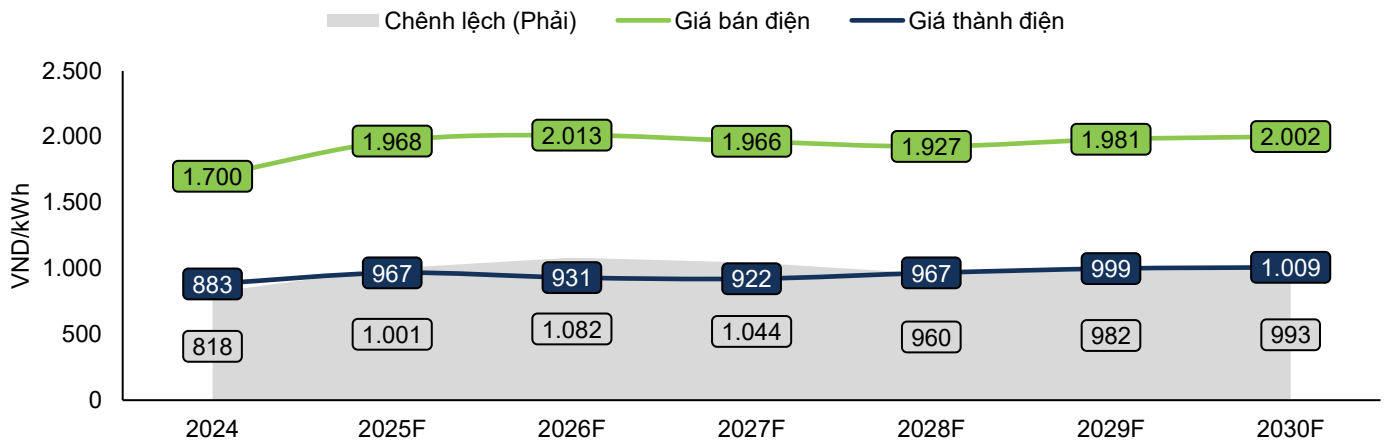


Lợi nhuận gộp và lợi nhuận sau thuế của GEG giai đoạn 2024 – 2030F



Sản lượng điện của GEG tăng trưởng tích cực nhờ vận hành thêm các dự án mới



Giá bán điện bình quân và giá thành sản xuất điện của GEG giai đoạn 2024 – 2030F


(*) Đã loại trừ khoản hồi tố 443 tỷ VND từ hai dự án chuyển tiếp

Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp & dự phóng

Bên cạnh đó, GEG còn có tiềm năng giải tỏa thêm khoảng 5 – 10% công suất vận hành hiện hữu (đóng góp 85 – 170 tỷ VND doanh thu mỗi năm) nhờ cơ chế DPPA (hợp đồng mua bán điện trực tiếp). Cơ chế này cho phép các doanh nghiệp năng lượng tái tạo ký hợp đồng bán điện trực tiếp cho các khách hàng công nghiệp, thay vì phụ thuộc hoàn toàn vào EVN. Lợi thế của GEG nằm ở các dự án điện mặt trời tại khu vực miền Nam, nơi tập trung nhiều khách hàng công nghiệp lớn như Samsung, Intel, Heineken, ...

Tuy nhiên, chúng tôi chưa đưa yếu tố này vào mô hình dự phóng, do cơ chế DPPA hiện vẫn đang trong quá trình hoàn thiện các quy định liên quan đến phân bổ chi phí truyền tải, phân phối, và dịch vụ phụ trợ.

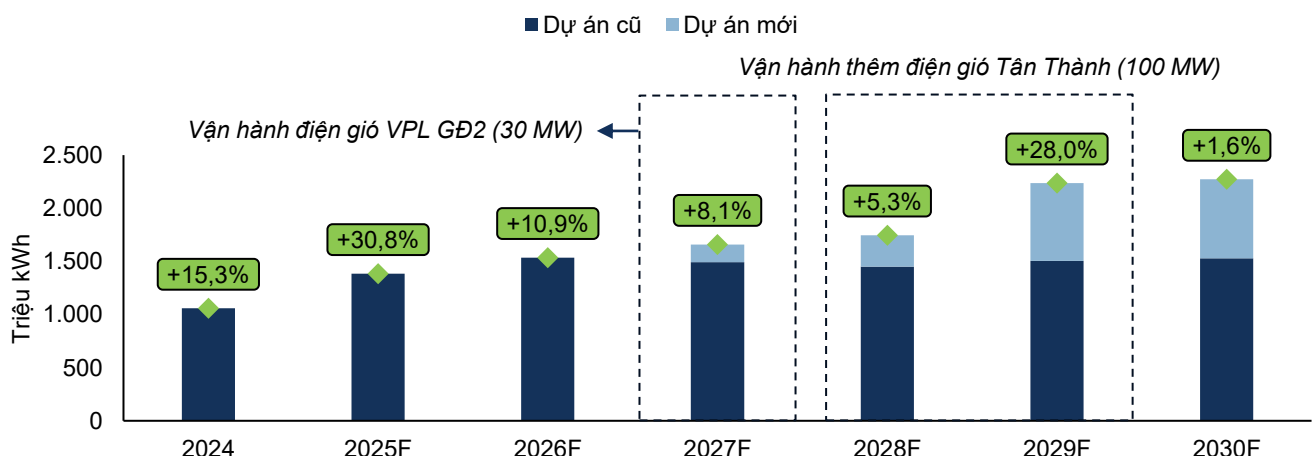
1.1. Mạng điện gió (54,0% doanh thu): Sản lượng tăng cao nhờ vận hành hai dự án mới

[\(Quay lại\)](#)

Nếu loại bỏ khoản ghi nhận một lần trong năm 2025F, doanh thu điện gió sẽ tăng trưởng ổn định với CAGR +10,4%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, đạt 2.272 tỷ VND vào năm 2030F nhờ: (1) Sản lượng điện tăng +10,1%/năm nhờ thời tiết dần nghiêng về pha El Nino và doanh nghiệp vận hành thêm hai dự án VPL GĐ2 (30 MW, đầu năm 2027F) và dự án Tân Thành (100 MW, Q4/2028F); (2) Giá bán điện đi ngang +0,3%/năm do bù trừ giữa giá bán các dự án FiT tăng theo tỷ giá và giá bán thấp của các dự án mới

Kết quả kinh doanh mạng điện gió khả quan nhờ sản lượng tăng sau khi đưa hai dự án mới vào vận hành

Cơ cấu doanh thu thuần mạng điện gió của GEG giai đoạn 2024 – 2030F



(*) Đã loại trừ khoản hồi tố 443 tỷ VND từ hai dự án chuyển tiếp

Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp & dự phóng

1.1.1. Sản lượng giảm trong năm 2025F do thời tiết bất lợi, sau đó tăng cao nhờ vận hành hai dự án mới

Chúng tôi kỳ vọng sản lượng điện gió của GEG tăng trưởng mạnh với CAGR +10,1%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, đạt 1.034 triệu kWh vào năm 2030F. Trong đó:

Đối với các dự án hiện hữu, sản lượng dự kiến tăng trưởng nhẹ với CAGR +0,6%/năm, đạt 661 triệu kWh vào năm 2030F (chiếm 63,9% tổng sản lượng điện gió hàng năm). Diễn biến này chủ yếu phản ánh sự dao động theo chu kỳ khí hậu El Nino/La Nina dự phóng.

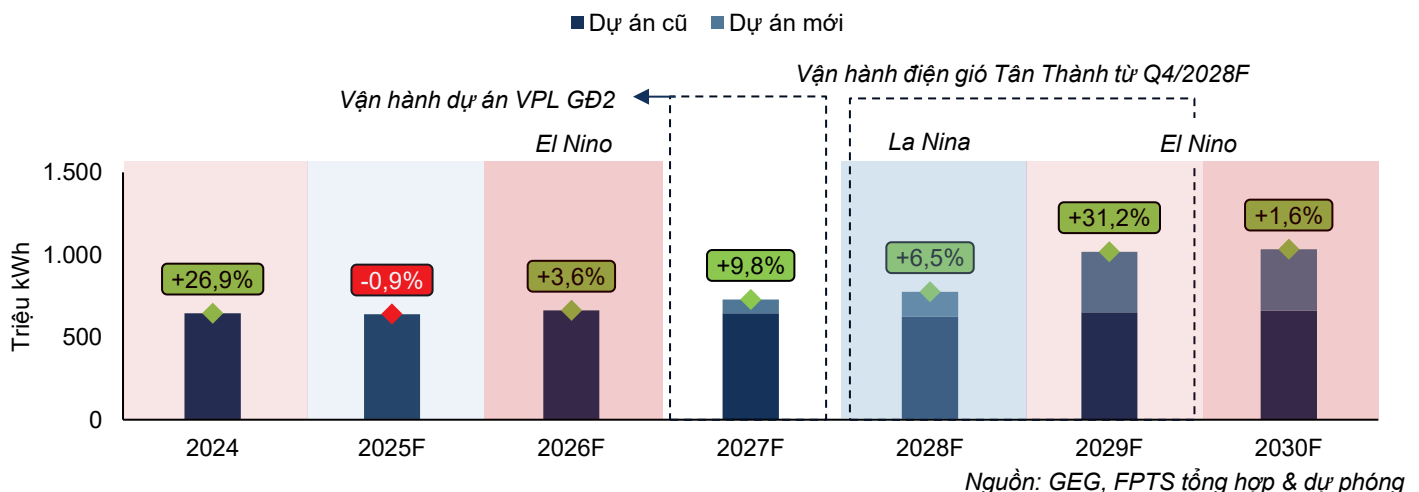
Động lực tăng trưởng chính đến từ các dự án mới, đóng góp thêm trung bình 244 triệu kWh/năm trong giai đoạn 2027F – 2030F (tương đương 36,1% tổng sản lượng điện gió hàng năm). GEG dự kiến đưa vào vận hành hai dự án điện gió VPL Giai đoạn 2 (30 MW, từ đầu năm 2027F) và Tân Thành (100 MW, từ Q4/2028F), qua đó giúp doanh nghiệp mở rộng tổng công suất điện gió thêm +56,5% so với hiện tại (đạt 360 MW). Chúng tôi kỳ vọng các dự án này vận hành ở mức công suất khả dụng 39% – 41%, tương đương với các nhà máy hiện hữu nhờ điều kiện gió tương đồng khi cùng nằm tại khu vực duyên hải Nam Bộ.

Thông tin dự án cụ thể như sau:

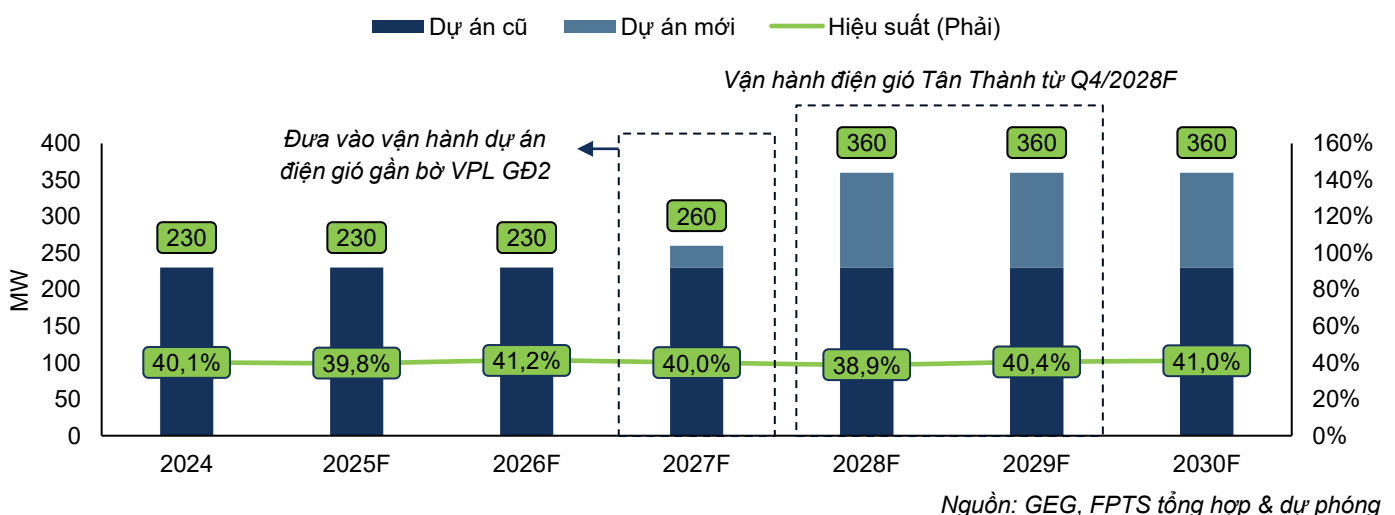
(1) Điện gió gần bờ VPL Giai đoạn 2 (30 MW): Đặt tại Bến Tre, tổng mức đầu tư ~1.200 tỷ VND, đã khởi công trong năm 2025F và dự kiến đưa vào vận hành từ đầu năm 2027F.

(2) Điện gió gần bờ Tân Thành (100 MW): Đặt tại Tiền Giang, tổng mức đầu tư ~4.700 tỷ VND, dự kiến khởi công từ tháng 06/2026F và đưa vào vận hành trong Q4/2028F.

Sản lượng điện gió của GEG tăng cao nhờ vận hành thêm hai dự án mới



Công suất đặt mảng điện gió tăng 56,5% so với hiện tại nhờ bổ sung hai dự án VPL GD 2 & Tân Thành



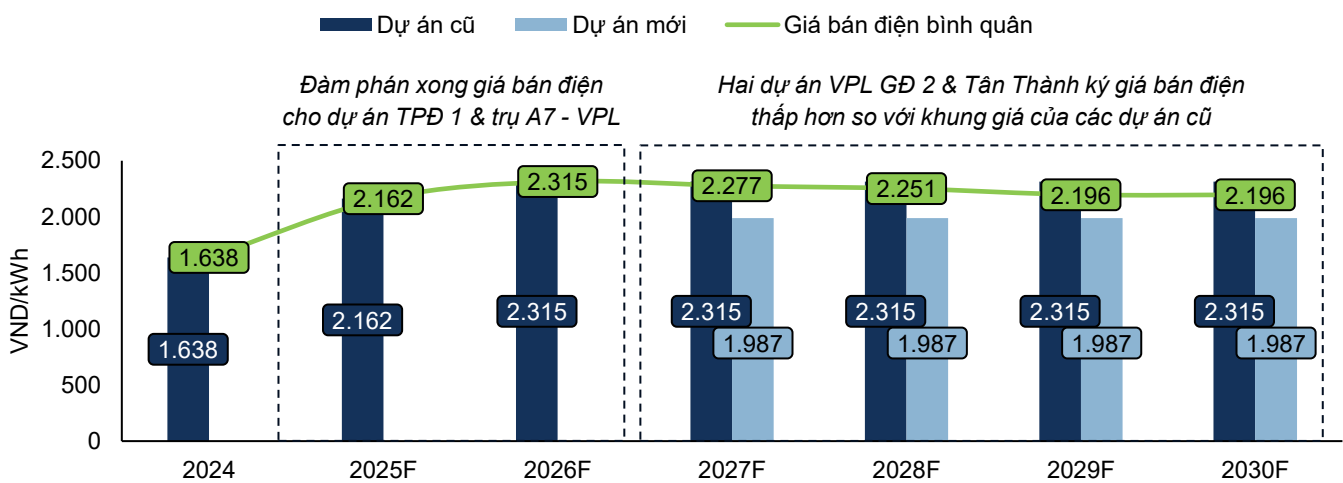
1.1.2. Giá bán điện tăng nhờ đàm phán xong giá điện, sau đó giảm từ 2027F do hai dự án mới có giá bán thấp

Trong giai đoạn 2025F – 2026F, chúng tôi kỳ vọng giá bán điện bình quân của mảng điện gió tăng lần lượt **+32,0% & 7,1% YoY (đạt 2.162 & 2.315 VND/kWh)** nhờ: (1) Hai dự án chuyển tiếp Tân Phú Đông 1 và trụ A7 – VPL (chiếm 21,7% công suất điện gió) hoàn tất đàm phán giá bán điện chính thức với EVN từ tháng 03/2025, cao gấp đôi mức giá tạm tính trước đó; (2) Tỷ giá dự kiến tăng +4,0% YoY (đạt 25.298 VND/USD), giúp các dự án bán điện theo cơ chế FIT (hưởng giá cố định bằng USD) được lợi.

Trong giai đoạn 2027F – 2030F, giá bán điện bình quân mảng điện gió dự kiến giảm dần với **CAGR -1,2%/năm**, xuống còn 2.196 VND/kWh vào năm 2030F. Nguyên nhân đến từ việc các dự án mới (VPL GĐ2 – 30 MW và Tân Thành – 100 MW) ký kết hợp đồng mua bán điện (PPA) theo khung giá thấp hơn so với các dự án cũ, kéo giá bán bình quân toàn danh mục giảm dần theo thời gian.

Giá bán điện tăng nhờ đàm phán xong giá điện, giảm từ 2027F do hai dự án mới ký giá bán điện thấp

Cơ cấu giá bán điện mảng điện gió của GEG giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp & dự phóng

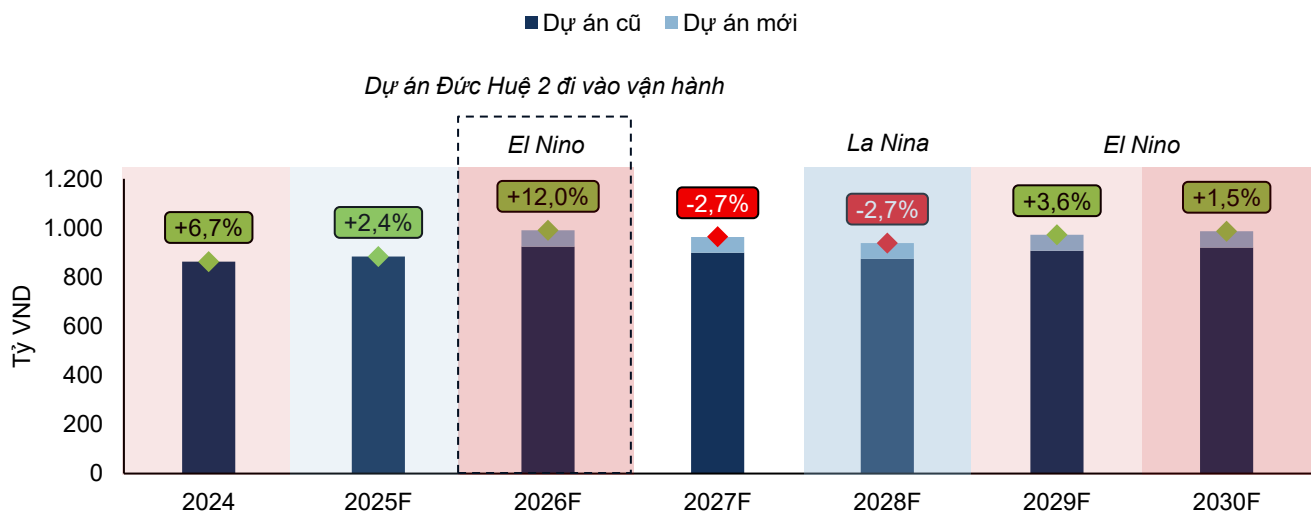
1.2. Mảng điện mặt trời (29,9% doanh thu): Hưởng lợi từ tỷ giá và vận hành dự án mới

(Quay lại)

Doanh thu thuần mảng điện mặt trời dự kiến tăng với **CAGR +2,2%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F**, đạt 986 tỷ VND trong năm 2030F nhờ: (1) Sản lượng điện tăng +3,9%/năm nhờ điều kiện thời tiết thuận lợi hơn và vận hành thêm dự án Đức Huệ 2 (49 MW) từ năm 2026F; (2) Giá bán điện giảm -1,6%/năm do dự án mới có giá bán điện thấp, qua đó kéo giảm mặt bằng giá chung.

KQKD mảng điện mặt trời tích cực trong 2025F – 2026F nhờ hưởng lợi tỷ giá và vận hành thêm dự án mới

Cơ cấu doanh thu thuần mảng điện mặt trời của GEG giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp & dự phóng

1.2.1. Sản lượng điện biến động theo chu kỳ ENSO, dự án mới Đức Huệ 2 hỗ trợ tăng trưởng từ năm 2026F

Chúng tôi dự phóng sản lượng điện mặt trời của GEG tăng trưởng với CAGR +3,9%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, đạt 464 triệu kWh vào năm 2030F.

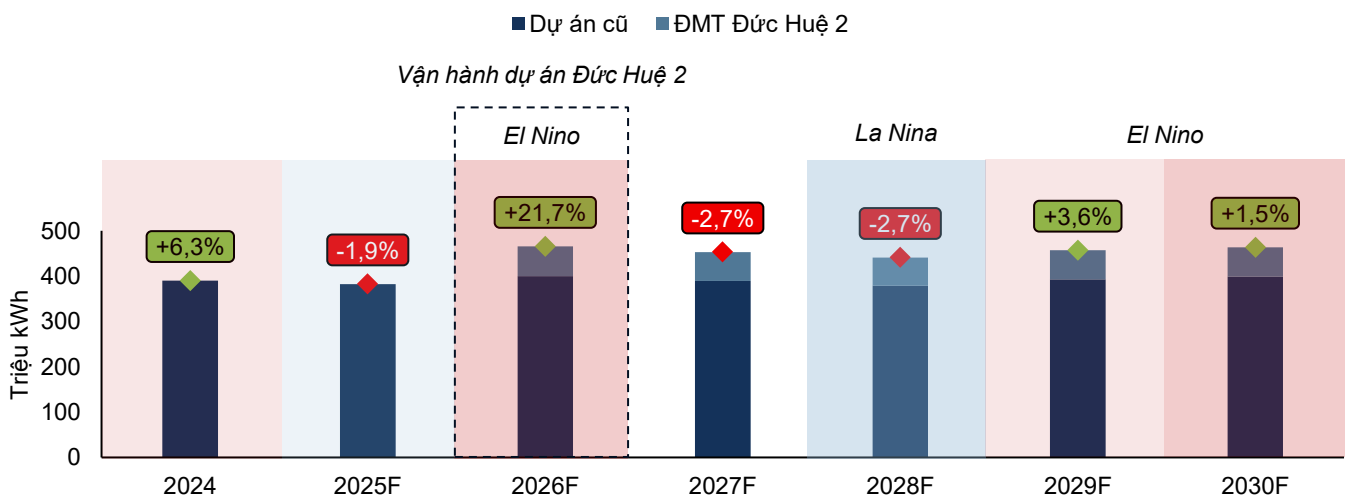
Đối với các dự án hiện hữu, sản lượng dự kiến tăng trưởng nhẹ với CAGR +0,8%/năm, đạt 398 triệu kWh vào năm 2030F (tương ứng 85,9% tổng sản lượng điện mặt trời hàng năm). Nguyên nhân do điều kiện thời tiết dự báo phần lớn nghiêng về pha nóng trong giai đoạn tới, thuận lợi cho bức xạ mặt trời.

Động lực tăng trưởng đến từ bổ sung dự án mới, dự kiến mang lại ~64 triệu kWh/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F (chiếm 14,1% sản lượng điện mặt trời hàng năm). Cụ thể, GEG dự kiến đưa vào vận hành dự án Điện mặt trời Đức Huệ 2 (49 MW) từ đầu năm 2026F, giúp GEG nâng công suất điện mặt trời thêm +16,4% so với hiện tại, đạt 348 MW.

Thông tin chi tiết dự án: Đức Huệ 2 được đặt tại Long An, với tổng vốn đầu tư khoảng 1.200 tỷ VND, đã khởi công trong năm 2025F và dự kiến đi vào vận hành từ đầu năm 2026F.

Sản lượng điện mặt trời tăng cao trong 2026F nhờ bổ sung dự án mới, sau đó biến động theo thời tiết

Cơ cấu sản lượng điện mảng điện mặt trời của GEG giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp & dự phóng

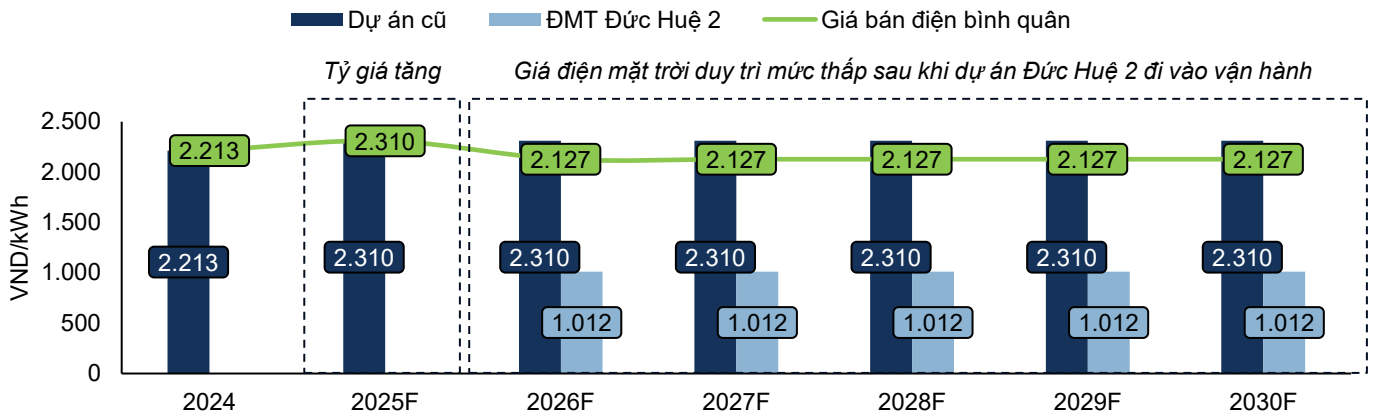
1.2.2. Giá bán điện tăng nhờ hưởng lợi tỷ giá, sau đó chịu áp lực giảm do dự án mới có giá bán thấp

Chúng tôi kỳ vọng giá bán điện mặt trời tăng +4,4% YoY (đạt 2.310 VND/kWh) trong năm 2025F, nhờ các dự án hưởng cơ chế FiT (giá bán cố định bằng USD) được lợi từ xu hướng tăng +4,0% YoY của tỷ giá USD/VND.

Trong năm 2026F, giá bán điện bình quân dự kiến giảm -7,9% YoY (còn 2.127 VND/kWh) do dự án Đức Huệ 2 (49 MW) chính thức vận hành, nhưng có khung giá bán thấp hơn -56,2% (đạt 1.012 VND/kWh, tương đương khung giá trần năm 2025) so với các dự án cũ vốn đang hưởng FiT.

Giá bán điện mặt trời sau đó đi ngang trong giai đoạn 2027F – 2030F, do không còn dự án mới bổ sung và các dự án hiện hữu đã ổn định vận hành dưới khung giá cố định.

Giá điện mặt trời tăng theo tỷ giá, sau đó giảm do dự án mới có khung giá bán thấp hơn mặt bằng chung
 Cơ cấu giá bán điện bình quân nhóm điện mặt trời của GEG giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp & dự phóng

1.3. Mảng thủy điện (13,6% doanh thu): Sản lượng biến động theo ENSO, giá bán điện đi ngang (Quay lại)

Chúng tôi dự phóng doanh thu thuần mảng thủy điện của GEG sẽ biến động hoàn toàn theo sản lượng điện (chịu tác động từ hiện tượng El Nino/La Nina), do giá bán duy trì đi ngang ở mức 1.196 VND/kWh trong cả giai đoạn 2024 – 2030F. Nguyên nhân là cơ chế Biểu giá chi phí tránh được mà các dự án thủy điện của GEG đang áp dụng đã ổn định từ năm 2020, sau khi Bộ Công Thương thay đổi phương pháp tính giá theo hướng cố định khung giá thay vì điều chỉnh linh hoạt hàng năm như trước đây.

Trong năm 2025F, doanh thu thuần và sản lượng thủy điện dự kiến tăng +4,7% YoY (lần lượt đạt 396 tỷ VND & 331 triệu kWh) nhờ điều kiện thủy văn thuận lợi hơn.

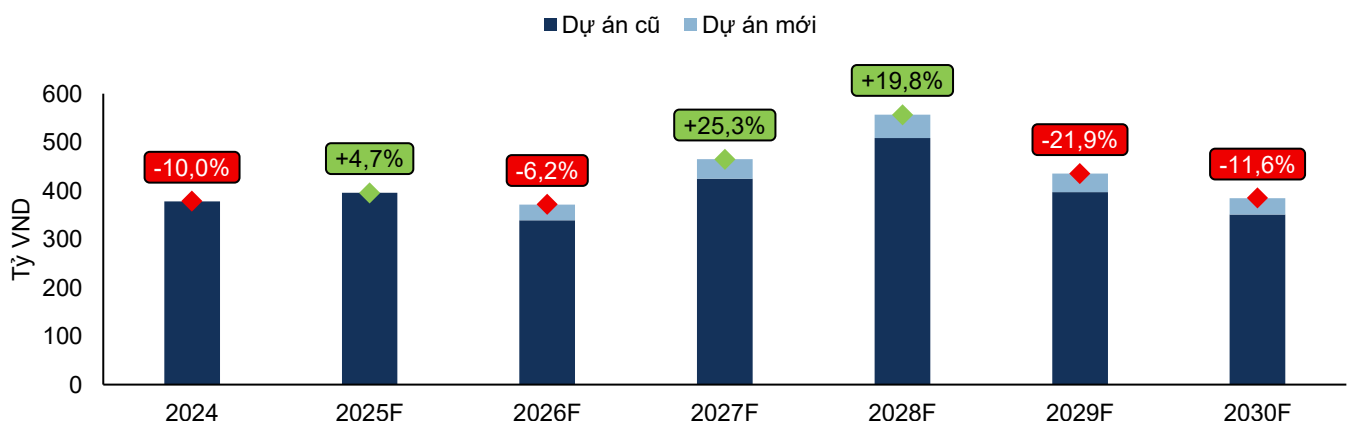
Trong giai đoạn 2026F – 2030F, doanh thu thuần và sản lượng thủy điện đi ngang với CAGR +0,9%/năm, đạt 385 tỷ VND & 321 triệu kWh vào năm 2030F. Nguyên nhân do thời tiết bước vào pha El Nino (mưa giảm), khiến:

Các dự án hiện hữu: Sản lượng điện +0,9%/năm, đạt 293 triệu kWh vào năm 2030F (tương ứng 91,3% sản lượng thủy điện hàng năm). Nguyên nhân chủ yếu đến từ diễn biến thời tiết kém thuận lợi trong giai đoạn dự phóng, ảnh hưởng đến khả năng phát điện của các nhà máy thủy điện nhỏ.

Dự án mới: Sản lượng điện dự kiến tăng thêm ~32 triệu kWh/năm (tương ứng 8,7% sản lượng thủy điện hàng năm) nhờ đưa vào vận hành dự án Ea Tih (9 MW) trong đầu năm 2026F. Khi hoàn thành, dự án này sẽ giúp nâng tổng công suất thủy điện của GEG thêm +10,6% (đạt 90 MW) so với hiện tại.

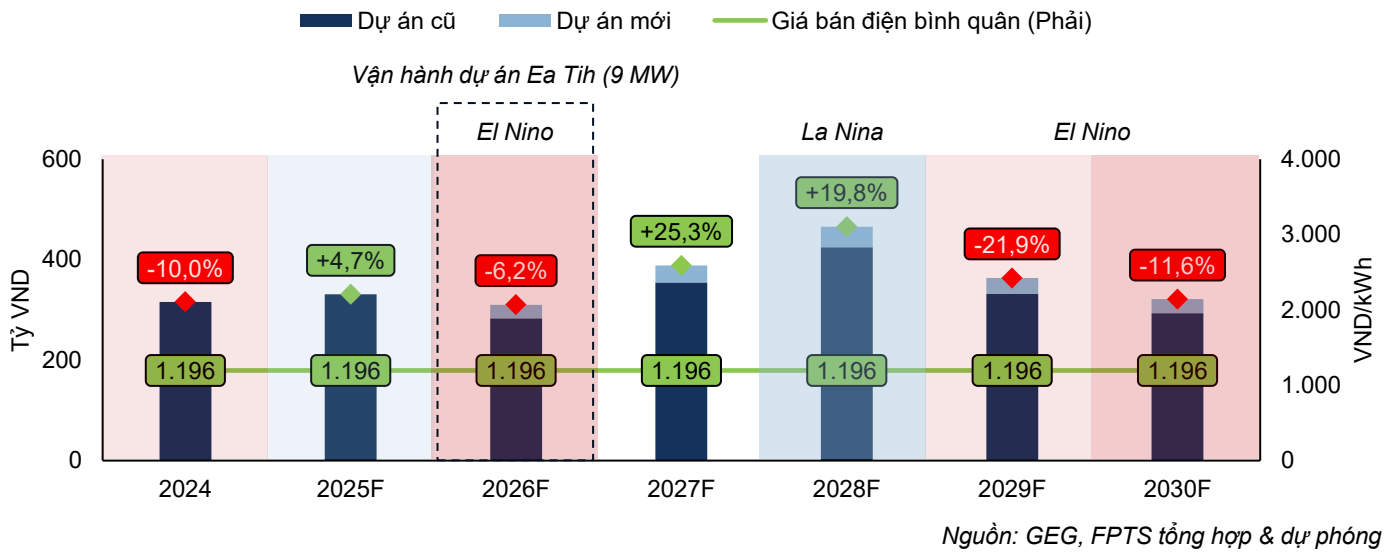
Thông tin chi tiết dự án: Dự án Thủy điện Ea Tih được đặt tại Đắk Lắk, tổng vốn đầu tư đạt ~290 tỷ VND, hiện đang trong giai đoạn hoàn thiện pháp lý, dự kiến đưa vào vận hành từ đầu năm 2026F.

KQKD mảng thủy điện của GEG biến động hoàn toàn theo sản lượng phát điện do giá bán điện đi ngang
 Cơ cấu doanh thu thuần mảng thủy điện của GEG giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp & dự phóng

Cơ cấu sản lượng điện và giá bán mảng thủy điện của GEG giai đoạn 2024 – 2030F



2. Rủi ro đầu tư

[\(Quay lại\)](#)

Rủi ro cạnh tranh do thay đổi chính sách: GEG sẽ gặp khó khăn hơn trong việc dành được dự án mới do phải cạnh tranh với các nhà đầu tư trong và ngoài nước sở hữu tiềm lực tài chính mạnh cùng kinh nghiệm triển khai các dự án năng lượng tái tạo. Rủi ro này đến từ việc [Nghị quyết 70/NQ – TW](#) quy định áp dụng cơ chế đấu thầu công khai đối với các dự án điện thay vì cơ chế chỉ định hoặc phê duyệt chủ trương đầu tư như trước đây, nhằm khắc phục tình trạng một số chủ đầu tư thiếu năng lực chậm triển khai hoặc ôm dự án.

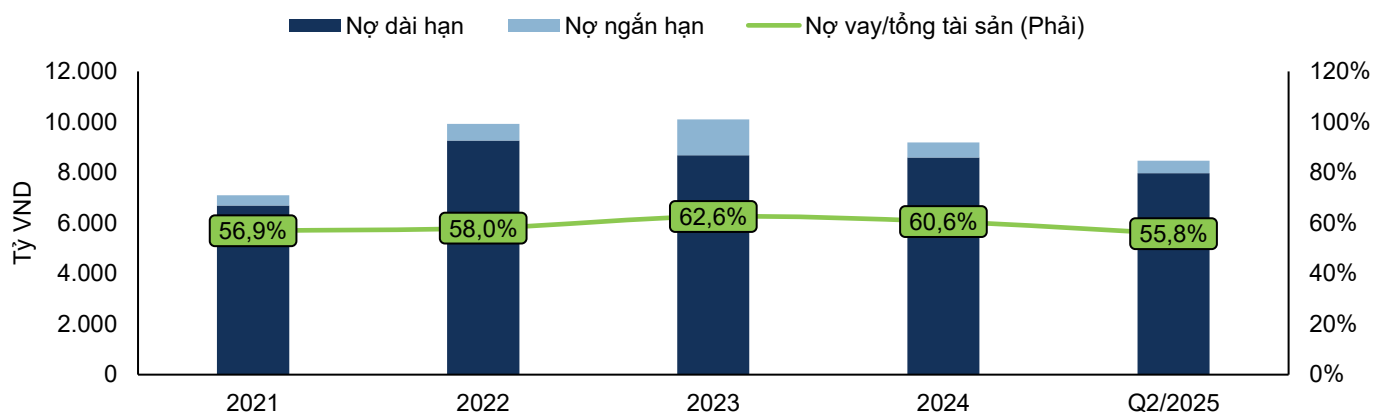
Điều này có thể làm tiến độ mở rộng công suất của GEG bị chậm lại, qua đó ảnh hưởng đến triển vọng tăng trưởng dài hạn của doanh nghiệp. Do đó, trong mô hình dự phóng, chúng tôi chỉ ghi nhận các dự án mà GEG đang triển khai hoặc đã trúng thầu mà chưa đưa vào các dự án tiềm năng khác.

Danh sách các dự án năng lượng tái tạo GEG đang tham gia đấu thầu

Dự án	Công suất (MW)	Tình trạng
Thủy điện Đa Khai MR	6	Được ghi nhận trong danh mục dự án dự phòng, chưa chính thức nằm trong kế hoạch đầu tư được triển khai.
Điện mặt trời Phong Điền 2	35	Đang trong quá trình tham gia đấu thầu, chưa có kết quả chính thức.
Điện mặt trời Hàm Phú 1	40	Đang trong quá trình tham gia đấu thầu, chưa có kết quả chính thức.
Điện gió Tân Thành 2	100	Đang trong quá trình tham gia đấu thầu, chưa có kết quả chính thức.

Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

Rủi ro lãi suất: GEG hiện có gần 8.000 tỷ VND nợ vay dài hạn (tương đương 52,5% tổng tài sản) áp dụng cơ chế lãi suất thả nổi, được điều chỉnh định kỳ 3 tháng/lần theo lãi suất tiền gửi 12 tháng của ngân hàng cho vay cộng biên độ 1,5% – 3,5%. Với cơ cấu nợ như vậy, mỗi 1% lãi suất tăng thêm có thể làm chi phí lãi vay của GEG tăng ~80 tỷ VND (tương đương 13,1% LNST dự phóng năm 2029F – thời điểm các dự án đang triển khai bắt đầu vận hành ổn định) và khiến định giá cổ phiếu của doanh nghiệp giảm -5,8%.

Nhu cầu vay vốn để đầu tư các dự án năng lượng tái tạo khiến dư nợ của GEG duy trì mức cao


Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

Bảng phân tích độ nhạy biến động lãi suất với giá cổ phiếu

Thay đổi lãi suất (đpt)	-2,0	-1,5	-1,0	-0,5	0,0	+0,5	+1,0	+1,5	+2,0
Giá cổ phiếu (VND/cp)	22.348	21.864	21.304	20.821	20.278	19.795	19.103	18.770	18.091
Thay đổi giá cổ phiếu	+10,2%	+7,8%	+5,1%	+2,7%	0,0%	-2,4%	-5,8%	-7,4%	-10,8%

Nguồn: FPTS ước tính

V. ĐỊNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ

Chúng tôi định giá cổ phiếu GEG theo phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF và dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu FCFE với trọng số 50 : 50. Theo đó, mức giá mục tiêu dựa trên giá trị bình quân của hai phương pháp là 20.300 VND/cp, cao hơn +26,1% so với mức giá đóng cửa ngày 02/10/2025. Do đó, chúng tôi khuyến nghị **MUA** đối với cổ phiếu GEG cho thời điểm hiện tại ([Quay lại trang 1](#)).

Phương pháp	Kết quả	Trọng số
Phương pháp chiết khấu dòng tiền		
Dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF	21,624	50%
Dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu FCFE	18,931	50%
Bình quân giá các phương pháp (VND/cp)	20.300	

CÁC GIẢ ĐỊNH THEO PHƯƠNG PHÁP CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

Giả định mô hình	10/2025	Thay đổi so với 11/2021	Giả định mô hình	08/2025	Thay đổi so với 11/2021
WACC	9,9%	-4,3 đpt	Phần bù rủi ro thị trường	10,4%	+0,7 đpt
Chi phí sử dụng nợ	7,4%	-2,1 đpt	Hệ số beta không đòn bẩy	0,6x	-34,1%
Chi phí sử dụng VCSH	16,4%	-11,1 đpt	Tăng trưởng dài hạn	1,0%	-0,5 đpt
Lãi suất phi rủi ro	3,3%	+1,5 đpt	Thời gian dự phóng	26 năm	-

KẾT QUẢ ĐỊNH GIÁ THEO PHƯƠNG PHÁP CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

Tổng hợp định giá FCFF	Giá trị
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền doanh nghiệp (tỷ VND)	16.538
(+) Tiền mặt (tỷ VND)	403
(-) Nợ ngắn hạn và dài hạn (tỷ VND)	9.193
Giá trị vốn chủ sở hữu (tỷ VND)	7.748
Số cổ phiếu lưu hành (triệu cổ phiếu)	358
Giá mục tiêu (VND/cp)	21,624
Tổng hợp định giá FCFE	Giá trị
Giá trị hiện tại của dòng tiền vốn chủ sở hữu (tỷ VND)	6.783
Giá mục tiêu (VND/cp)	18,931

LỊCH SỬ KHUYẾN NGHỊ


Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

Khuyến nghị	Thời gian	Giá khuyến nghị đã điều chỉnh	Báo cáo chi tiết
THEO DÕI	11/2021	20.250	Báo cáo cập nhật tin tức
MUA	05/2021	20.000	Báo cáo định giá lần đầu

TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH DỰ PHÒNG

HĐKD (tỷ VND)	2024A	2025F	2026F	2027F
Doanh thu thuần	2.325	3.189	2.981	3.175
Giá vốn hàng bán	-1.252	-1.373	-1.406	-1.517
Lợi nhuận gộp	1.073	1.815	1.575	1.658
Chi phí bán hàng	0	0	0	0
Chi phí quản lý DN	-135	-186	-174	-185
Lợi nhuận thuần HĐKD	938	1.629	1.401	1.473
(Lỗ)/lãi HĐTC	23	131	114	77
Lợi nhuận khác	7	6	2	2
Lợi nhuận trước thuế, lãi vay	967	1.766	1.518	1.552
Chi phí lãi vay	-786	-712	-951	-943
Lợi nhuận trước thuế	182	1.054	567	608
Thuế TNDN	-89	-211	-113	-122
Lợi nhuận sau thuế	92	843	453	487
Lợi ích cổ đông thiểu số	-23	36	19	21
LNST của cổ đông CT Mẹ	115	807	434	466
EPS (đ)	174	2.048	1.001	977
EBITDA	1.808	2.594	2.369	2.456
Khấu hao, dự phòng	841	828	851	905
Tăng trưởng doanh thu	7%	37%	-7%	6%
Tăng trưởng LN HĐKD	-2%	74%	-14%	5%
Tăng trưởng EBIT	-7%	83%	-14%	2%
Tăng trưởng EPS	-19%	1077%	-51%	-2%
Chỉ số khả năng sinh lời	2024A	2025F	2026F	2027F
Tỷ suất lợi nhuận gộp	46,2%	56,9%	52,8%	52,2%
Tỷ suất LNST	4,9%	25,3%	14,6%	14,7%
ROE DuPont	2,6%	16,7%	8,0%	8,0%
ROA DuPont	0,7%	5,0%	2,5%	2,5%
Tỷ suất EBIT/doanh thu	41,6%	55,4%	50,9%	48,9%
LNST / EBIT	18,8%	59,7%	37,3%	39,2%
LNST/LNNT	63,3%	76,6%	76,6%	76,6%
Vòng quay tổng tài sản	14,9%	19,6%	16,8%	17,2%
Đòn bẩy tài chính	356,8%	337,3%	326,9%	316,7%
Chỉ số hiệu quả vận hành	2024A	2025F	2026F	2027F
Thời gian luân chuyển tiền	119,97	126,27	152,33	125,25
Số ngày phải thu	129,70	125,60	151,63	124,57
Số ngày tồn kho	35,77	33,11	34,23	33,37
Số ngày phải trả	45,50	32,43	33,54	32,69
COGS / Hàng tồn kho	9,89	11,56	10,79	11,37
Chỉ số TK/đòn bẩy TC	2024A	2025F	2026F	2027F
CS thanh toán hiện hành	1,76	1,10	1,04	1,13
CS thanh toán nhanh	1,61	1,06	0,98	1,07
CS thanh toán tiền mặt	0,51	0,54	0,48	0,57
Nợ / Tài sản	0,62	0,62	0,61	0,60
Nợ / Vốn CSH	1,63	1,63	1,57	1,53
Nợ ngắn hạn / Vốn CSH	0,14	0,42	0,33	0,30
Nợ dài hạn / Vốn CSH	1,50	1,21	1,25	1,23
Khả năng TT lãi vay	1,23	2,48	1,60	1,64

CDKT (tỷ VND)	2024A	2025F	2026F	2027F
Tài sản				
Tiền và tương đương	403	1.505	1.088	1.262
Các khoản phải thu	823	1.371	1.106	1.061
Hàng tồn kho	119	130	133	144
Tài sản ngắn hạn khác	36	40	41	44
Tổng tài sản ngắn hạn	1.382	3.046	2.368	2.511
Tài sản CDHH	13.296	12.469	12.607	12.903
<i>Nguyên giá</i>	16.996	16.996	17.986	19.186
<i>Khấu hao lũy kế</i>	-3.699	-4.527	-5.378	-6.283
Đầu tư tài chính dài hạn	174	174	174	174
Tài sản dài hạn khác	54	93	87	93
Xây dựng cơ bản dở dang	268	1.601	2.778	3.144
Tổng tài sản dài hạn	13.792	14.336	15.646	16.313
Tổng Tài sản	15.174	17.382	18.014	18.825
Nợ & Vốn chủ sở hữu				
Vay và nợ ngắn hạn	597	2.556	2.063	1.980
Các khoản phải trả	116	128	131	141
Quỹ khen thưởng	72	78	92	98
Nợ ngắn hạn	785	2.762	2.286	2.219
Vay và nợ dài hạn	8.596	7.988	8.701	9.125
Phải trả dài hạn khác	28	31	31	34
Nợ dài hạn	8.624	8.019	8.732	9.158
Tổng nợ	9.409	10.780	11.018	11.378
Vốn góp chủ sở hữu	3.583	3.941	4.336	4.769
Thặng dư	21	21	21	21
LN chưa phân phối	83	521	480	469
Các khoản khác	738	744	765	773
Lợi ích cổ đông thiểu số	1.339	1.375	1.394	1.415
Vốn chủ sở hữu	5.764	6.602	6.996	7.447
Tổng cộng nguồn vốn	15.174	17.382	18.014	18.825
Lưu chuyển tiền tệ	2024A	2025F	2026F	2027F
Tiền đầu năm	462	403	1.505	1.088
Lợi nhuận sau thuế	120	843	453	487
Khấu hao	804	828	851	905
Dự phòng	37	0	0	0
Thay đổi vốn lưu động và điều chỉnh khác	-48	-588	226	9
Tiền từ hoạt động KD	913	1.082	1.531	1.400
Thanh lý tài sản cố định	40	0	0	0
Chi mua sắm TSCĐ	-102	-1.333	-2.167	-1.567
Các HĐ đầu tư khác	75	0	0	0
Tiền từ hđ đầu tư	12	-1.333	-2.167	-1.567
Thay đổi nợ	-914	1.352	219	341
Tăng (giảm) vốn	0	0	0	0
Cổ tức đã trả	-76	0	0	0
Các hoạt động TC khác	0	0	0	0
Tiền từ hoạt động TC	-990	1.352	219	341
Tổng lưu chuyển tiền tệ	-65	1.101	-417	174
Chênh lệch tỷ giá	0	0	0	0
Tiền cuối năm	403	1.505	1.088	1.262

VI. PHỤ LỤC

PHỤ LỤC 1: DANH SÁCH CÁC DỰ ÁN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA GEG

(Quay lại)

❖ Các dự án đang vận hành

STT	Danh mục dự án	Công suất (MW)	Vị trí	Năm vận hành
I	Điện gió	230		
1	Điện Gió gần bờ V.P.L Bến Tre - GĐ1	30	Bến Tre	2021
2	Điện Gió trên bờ Ia Bang 1	50	Gia Lai	2021
3	Điện Gió gần bờ Tân Phú Đông 2	50	Tiền Giang	2021
4	Điện Gió gần bờ Tân Phú Đông 1	100	Tiền Giang	2023
II	Điện mặt trời	299		
1	Điện Mặt trời Krông Pa	69	Gia Lai	2018
2	Điện Mặt trời Phong Điền	48	Huế	2018
3	Điện Mặt trời Hàm Phú 2	49	Bình Thuận	2019
4	Điện Mặt trời Trúc Sơn	45	Đắk Nông	2019
5	Điện Mặt trời Đức Huệ 1	49	Long An	2019
6	Điện Mặt trời Ấp mái	39	N/A	N/A
III	Thủy điện	81		
1	Thủy điện Ia Drăng 1	1	Gia Lai	1989
2	Thủy điện Ia Drăng 2	1	Gia Lai	2002
3	Thủy điện Ia Drăng 3	2	Gia Lai	2005
4	Thủy điện Ia Muer 3	2	Gia Lai	2005
5	Thủy điện H'Chan	12	Gia Lai	2006
6	Thủy điện Đắk Pi Hao 2	10	Gia Lai	2008
7	Thủy điện Ia Puch 3	7	Gia Lai	2009
8	Thủy điện H'Mun	16	Gia Lai	2010
9	Thủy điện Đa Khai	8	Lâm Đồng	2010
10	Thủy điện Ayun Thượng 1A	12	Gia Lai	2011
11	Thủy điện Đắk Pi Hao 1	5	Gia Lai	2014
12	Thủy điện Thượng Lộ	6	Huế	2015

Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

❖ **Các dự án đang/dự kiến triển khai**

STT	Danh mục dự án	Công suất (MW)	Vị trí	Năm vận hành
I Điện gió		130		
1	Điện Gió gần bờ V.P.L Bến Tre - GD2	30	Bến Tre	2027F
2	Điện Gió gần bờ Tân Thành	100	Tiền Giang	2028F
II Điện mặt trời		49		
1	DA Điện Mặt trời Đức Huệ 2	49	Long An	2026F
III Thủy điện		9		
1	Thủy điện Ea Tih	9	Đắk Lắk	2026F

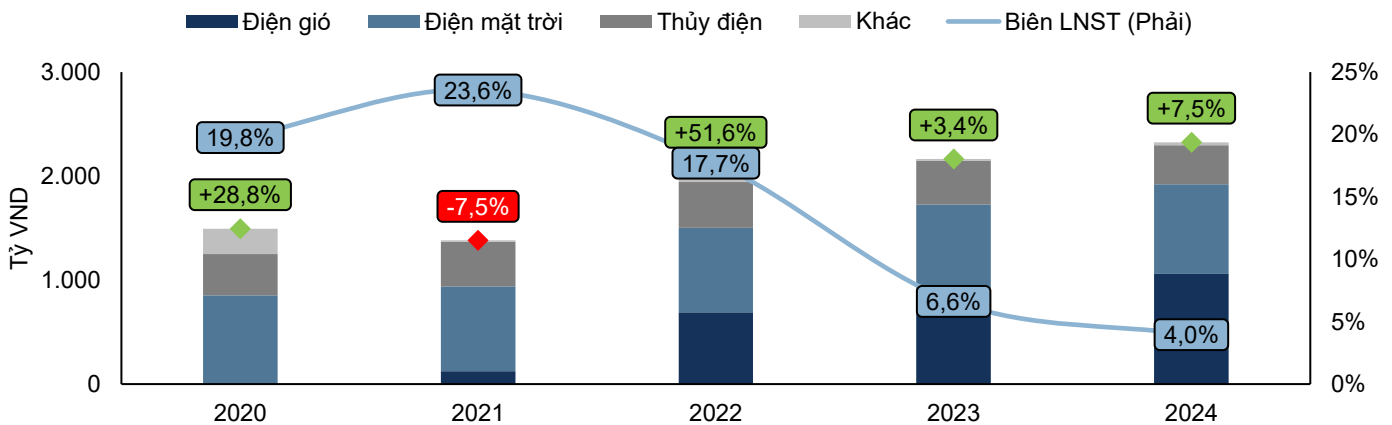
Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

PHỤ LỤC 2: CẬP NHẬT KẾT QUẢ KINH DOANH CỦA GEG NĂM 2024

GEG ghi nhận kết quả kinh doanh kém khả quan trong năm 2024, với doanh thu thuần tăng +7,5% YoY (đạt 2.325 tỷ VND) và lợi nhuận sau thuế giảm -35,8% YoY (đạt 92 tỷ VND). Trong đó, doanh thu thuần tăng nhờ: (1) Doanh thu điện gió tăng +15,3% YoY hưởng lợi từ sản lượng cao trong điều kiện thời tiết thuận lợi và đóng góp của dự án Tân Phú Đông 1 (vận hành từ tháng 05/2023); (2) Doanh thu điện mặt trời tăng +6,6% nhờ sản lượng cải thiện trong bối cảnh pha El Nino kéo dài, giúp số giờ nắng hiệu dụng tăng; (3) Ngược lại, doanh thu thủy điện giảm -10,0% YoY do lượng mưa thấp.

Lợi nhuận sau thuế giảm mạnh chủ yếu do: (1) Giá vốn hàng bán tăng mạnh +20,1% YoY (đạt 1.252 tỷ VND) do phát sinh thêm chi phí từ dự án điện gió mới và chi phí dự phòng giảm giá hàng tồn kho; (2) Doanh thu tài chính giảm -62,2% YoY (đạt 38 tỷ VND) do không còn khoản thu đột biến từ việc chuyển nhượng hoàn toàn 99,8% cổ phần tại công ty con CTCP Năng lượng Tái tạo Mới số 1 như giai đoạn 2022 – 2023.

KQKD của GEG kém khả quan trong năm 2024 do giá vốn tăng và doanh thu tài chính giảm

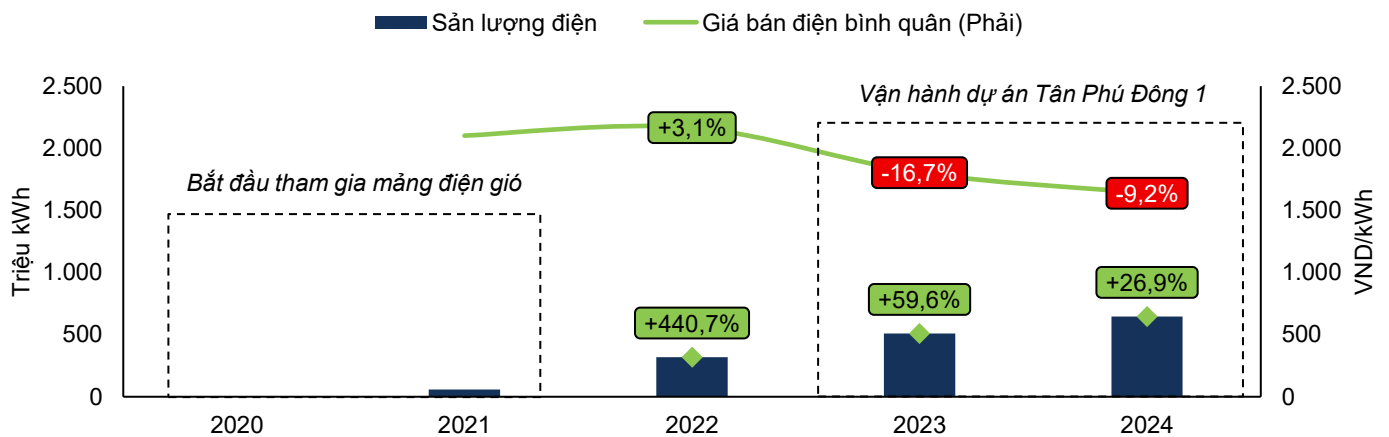


Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

1. Mạng điện gió: Doanh thu tăng cao nhờ vận hành thêm dự án mới và thời tiết thuận lợi

GEG ghi nhận doanh thu điện gió tăng +15,3% YoY (đạt 1.058 tỷ VND) trong năm 2024, nhờ: (1) Sản lượng điện tăng +26,9% YoY (đạt 646 triệu kWh), chủ yếu nhờ dự án Tân Phú Đông 1 (100 MW) đi vào vận hành từ tháng 05/2023 và điều kiện gió thuận lợi khi thời tiết bước vào pha El Nino; (2) Giá bán điện bình quân giảm -9,2% YoY (còn 1.638 VND/kWh) do Tân Phú Đông 1 chưa hoàn tất đàm phán giá bán chính thức với EVN, khiến toàn bộ sản lượng phải tạm thời hạch toán theo mức giá tạm tính (đạt 908 VND/kWh), thấp hơn khoảng 50% so với mặt bằng giá bình quân của các dự án điện gió trong danh mục.

Kết quả kinh doanh nhóm điện gió khả quan nhờ vận hành thêm dự án mới

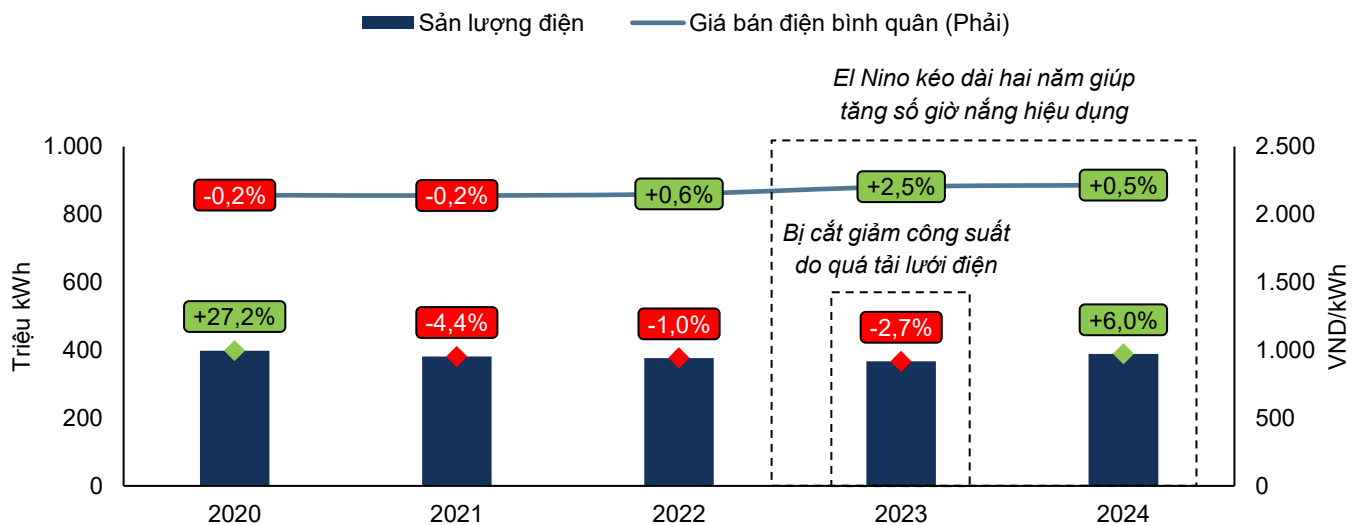


Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

2. Mảng điện mặt trời: Doanh thu tăng trưởng nhờ thời tiết thuận lợi và hưởng lợi từ tỷ giá

Doanh thu điện mặt trời tăng +6,6% YoY (đạt 862 tỷ VND) trong năm 2024, nhờ: (1) Sản lượng điện tăng +6,0% YoY (đạt 390 triệu kWh) nhờ thời tiết khô hạn trong pha El Nino làm số giờ nắng hiệu dụng cải thiện; (2) Giá bán điện bình quân tăng +0,5% YoY (đạt 2.216 VND/kWh) nhờ các dự án điện mặt trời thuộc cơ chế FiT (cố định bằng USD) được hưởng lợi từ xu hướng tăng của tỷ giá USD/VND.

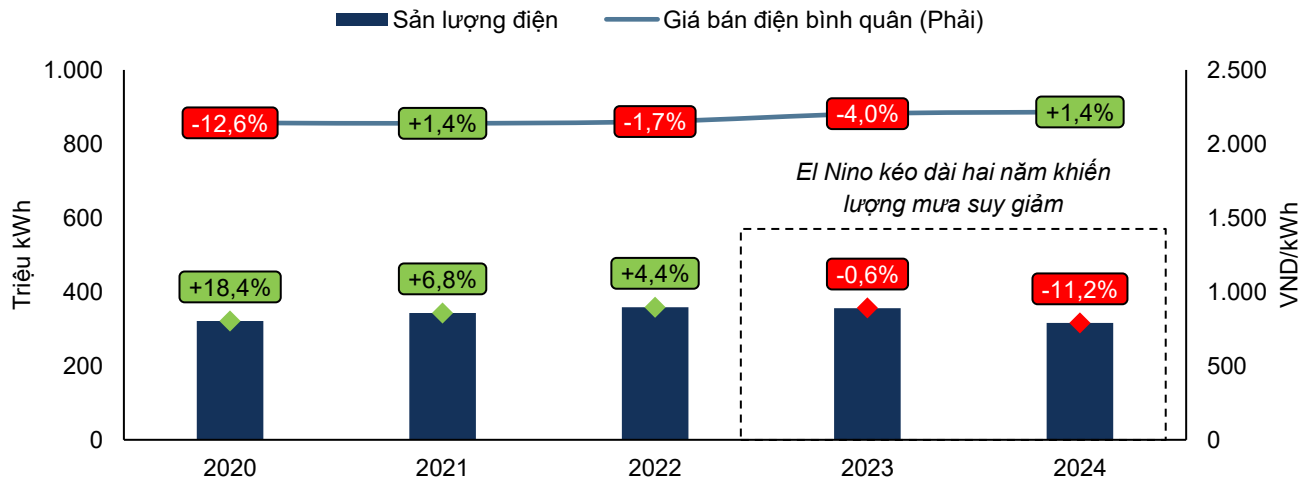
Kết quả kinh doanh nhóm điện mặt trời khả quan nhờ thời tiết thuận lợi và hưởng lợi tỷ giá



Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

3. Mảng thủy điện: Doanh thu suy giảm do thời tiết khô hạn kéo dài khiến sản lượng điện thấp

Doanh thu thuần mảng thủy điện ghi nhận giảm -10,0% YoY (đạt 378 tỷ VND) do: (1) Sản lượng điện giảm -11,2% YoY (đạt 316 triệu kWh) khi thời tiết chuyển sang pha El Nino trong nửa đầu năm khiến lượng mưa suy giảm; (2) Giá bán điện bình quân tăng +1,4% YoY (đạt 1.196 VND/kWh) nhờ sản lượng phát điện phục hồi vào các tháng cao điểm mùa khô (tháng 5 – 7) có mức giá cao khi thời tiết dần nghiêng về pha lạnh trong thời điểm này.

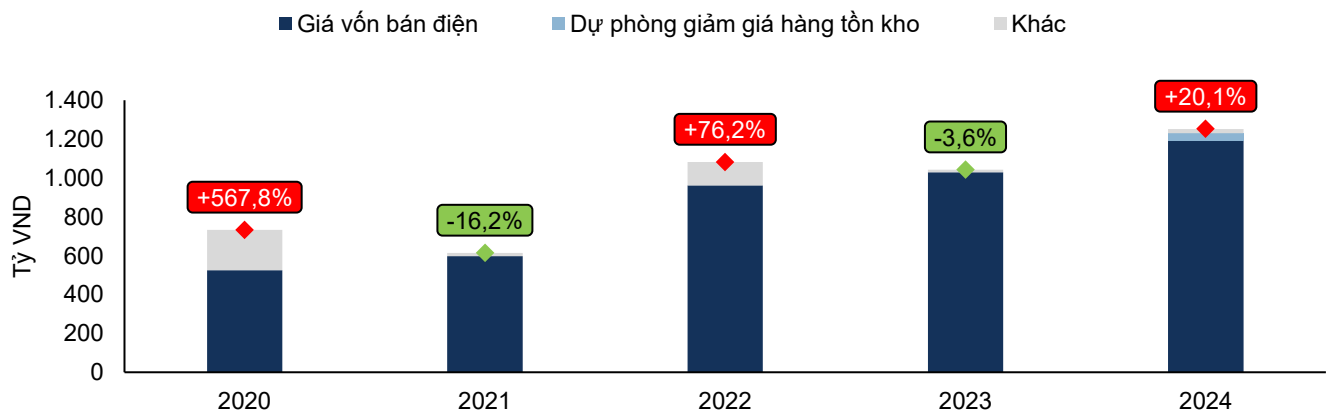


Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

4. Giá vốn tăng cao do ghi nhận thêm chi phí từ dự án mới và dự phòng giảm giá hàng hóa thiết bị điện

Giá vốn hàng bán của GEG tăng +20,1% YoY (đạt 1.252 tỷ VND) trong năm 2024, đến từ: (1) Giá vốn bán điện tăng +15,9% YoY (đạt 1.193 tỷ VND), đến từ việc phát sinh thêm các khoản chi phí (khấu hao, vận hành, sửa chữa bảo dưỡng, ...) liên quan đến dự án điện gió Tân Phú Đông 1 sau khi dự án này chính thức đi vào khai thác thương mại; (2) Chi phí dự phòng giảm giá hàng tồn kho 37 tỷ VND, liên quan đến nhóm hàng hóa thiết bị điện (pin mặt trời, robot lau pin...) mà doanh nghiệp nhập về để kinh doanh.

Giá vốn của GEG tăng cao do ghi nhận dự phòng và chi phí từ dự án mới



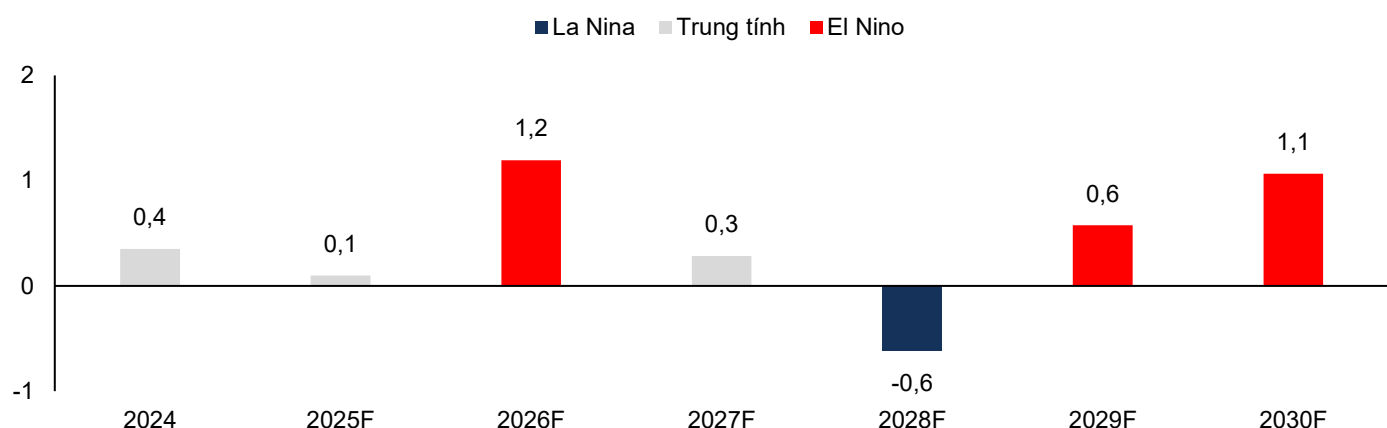
Nguồn: GEG, FPTS tổng hợp

PHỤ LỤC 3: DỰ PHÓNG KỊCH BẢN EL NINO / LA NINA TRONG GIAI ĐOẠN 2025F – 2030F
(Quay lại)

Chúng tôi xây dựng kịch bản ENSO¹ trong giai đoạn 2025F – 2030F dựa trên mô hình dự phóng các pha El Nino/La Nina của Trung tâm Dự báo Khí hậu (CPC/IRI), đồng thời tham chiếu dữ liệu khí hậu trong quá khứ để điều chỉnh. Cách tiếp cận này cho phép chúng tôi lượng hóa cụ thể hơn tác động của biến động thời tiết đến sản lượng điện từ các nguồn năng lượng tái tạo mà GEG đang vận hành.

Chu kỳ khí hậu dự kiến dần nghiêng về pha El Nino trong giai đoạn dự phóng

Kịch bản ENSO giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: FPTTS tổng hợp & dự phóng

¹ ENSO: Chỉ số phản ánh trạng thái khí hậu, ENSO càng cao thể hiện thời tiết càng nghiêng về pha El Nino (nắng nhiều & tốc độ gió ổn định hơn), ENSO âm phản ánh thời tiết nghiêng về pha La Nina (mưa nhiều & gió thất thường).

Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên phân tích FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kỳ ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Báo cáo này không được sao chép, phát hành và phân phối dưới bất kỳ hình thức nào nếu không được sự chấp thuận của FPTTS. Xin vui lòng ghi rõ nguồn trích dẫn nếu sử dụng các thông tin từ báo cáo này.

Tại thời điểm thực hiện báo cáo phân tích, FPTTS nắm giữ 0 cổ phiếu GEG, người phê duyệt và chuyên viên phân tích không nắm giữ cổ phiếu nào của doanh nghiệp này.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến cổ phiếu này có thể được xem tại <https://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức.

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Trụ sở chính

Số 52 Đường Lạc Long Quân, Phường
Tây Hồ, Thành phố Hà Nội.
ĐT: 1900 6446
Fax: (84.24) 3 773 9058

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Tầng 3, Tòa nhà 136 - 138 Lê Thị Hồng
Gấm, Phường Bến Thành, Thành phố Hồ
Chí Minh.
ĐT: 1900 6446
Fax: (84.28) 6 291 0607

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Chi nhánh TP. Đà Nẵng

100 Quang Trung, Phường Hải Châu,
Thành phố Đà Nẵng.
ĐT: 1900 6446
Fax: (84.236) 3553 888