

Khởi động chu kỳ đầu tư mới

Natalie Nguyễn

Trưởng Phòng, Ngành Năng Lượng
natalie.nguyen@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 110

Nguyễn Hoàng Nam, CFA

Giám Đốc, Ngành Năng Lượng
nam.nhoang@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 190

- Ngành điện Việt Nam đang từng bước thích ứng với nhu cầu cao kỷ lục cũng như những rào cản nguồn cung mới phát sinh, đồng thời đẩy mạnh giải ngân đầu tư vào điện khí LNG, năng lượng tái tạo, hạ tầng truyền tải và hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS). Dù các cải cách thị trường cũng đang hoàn thiện khung cơ chế cho công suất mới, nhưng chi phí nhiên liệu, việc đàm phán hợp đồng mua bán điện trực tiếp (PPA), thu xếp vốn và năng lực triển khai vẫn là những rào cản chính.
- Chu kỳ đầu tư mới đang có sự phân hóa rõ nét về cơ hội đầu tư giữa các cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị: POW là cổ phiếu đại diện tiêu biểu nhất cho chu kỳ giải ngân đầu tư vào điện khí LNG, trong khi REE và GEG đứng trước cơ hội đón đầu làn sóng năng lượng tái tạo và PGV tiếp tục là câu chuyện phục hồi tỷ suất lợi nhuận, với điểm tựa vững chắc từ sản lượng hợp đồng phân bổ. Sau khi điều chỉnh dự báo lợi nhuận, HSC ước tính tổng lợi nhuận thuần của ngành tăng trưởng với tốc độ CAGR giai đoạn 2024-2028 đạt 40%.
- POW và REE vẫn là các lựa chọn hàng đầu của chúng tôi.

Đẩy mạnh đầu tư và cải cách thị trường

Các tín hiệu báo động về nguồn cung được chúng tôi đưa ra tại Hội nghị Emerging Vietnam 2026 (tổ chức ngày 10/6/2026) đang trở thành hiện thực. Nhu cầu điện tăng cao kỷ lục vào ngày 24/6 đã đẩy phụ tải cực đại ở miền Bắc chạm ngưỡng vận hành tối đa, trong bối cảnh sản lượng điện toàn hệ thống trong nửa đầu năm 2026 tăng vọt 9,9% so với cùng kỳ. Trước áp lực này, các nhà hoạch định chính sách đã phản ứng bằng cách đẩy nhanh tiến độ giải ngân đầu tư và cải cách thị trường. Trong khi các dự án điện khí LNG, năng lượng tái tạo, hạ tầng truyền tải và hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) đang bước vào giai đoạn phát triển, khung pháp lý thương mại cho các nguồn công suất mới cũng đang từng bước được hoàn thiện thông qua việc ban hành Thông tư 29/2026, mở rộng quy mô tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) và cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) gián tiếp đầu tiên qua lưới điện quốc gia. Những phát hiện gần đây của chúng tôi càng củng cố thêm tính cấp bách của bài toán năng lượng. Dù hệ thống điện vẫn giữ được thể cân bằng tạm thời trong năm 2026, "vùng an toàn" này hoàn toàn có thể bị phá vỡ từ năm 2027 khi các nút thắt chậm tiến độ dự án nguồn vẫn chưa được tháo gỡ. Nhìn chung, Việt Nam đang chuyển từ giai đoạn cảnh báo rủi ro thiếu điện sang hành động can thiệp thực tế. Mặc dù vậy, biến động giá nhiên liệu LNG, tiến độ đàm phán hợp đồng mua bán điện trực tiếp (PPA), năng lực thu xếp vốn và tính khả thi trong khâu triển khai dự án vẫn là những rào cản then chốt.

Mức độ hưởng lợi có sự phân hóa rõ nét trong chu kỳ đầu tư mới

Chu kỳ đầu tư ngành điện đang bước vào giai đoạn tăng tốc, song mức độ tác động lại có sự phân hóa rõ nét giữa các cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị. POW tiếp tục là đại diện tiêu biểu nhất cho chu kỳ giải ngân vốn đầu tư vào điện khí LNG, khi dự án Nhơn Trạch 3 & 4 hưởng lợi từ sản lượng hợp đồng phân bổ cao cùng các dự án LNG đang được triển khai với quy mô lớn. Trong khi đó, REE và GEG mở ra cơ hội tiếp cận trực tiếp với mảng năng lượng tái tạo, với động lực từ việc REE từng bước hiện thực hóa mục tiêu công suất 3GW và GEG giành được lợi thế là đơn vị tiên phong trên thị trường mua bán điện trực tiếp. Về phần PGV, luận điểm đầu tư cốt lõi vẫn xoay quanh câu chuyện phục hồi tỷ suất lợi nhuận, nhờ có sản lượng hợp đồng phân bổ ổn định thay vì động lực tăng trưởng từ các dự án đầu tư công suất mới. Nhằm phản ánh sự phân hóa về cơ hội tiếp cận này, HSC tăng mạnh dự báo lợi nhuận năm 2026 đối với POW và PGV nhờ có tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng điện đầu ra cao hơn, đồng thời giảm dự báo đối với GEG và REE chủ yếu do điều kiện thủy văn kém thuận lợi, với kỳ vọng tổng lợi nhuận thuần toàn ngành sẽ đạt tốc độ tăng trưởng kép hàng năm là 40% trong giai đoạn 2024-2028.

Định giá và khuyến nghị

Trong 3 tháng qua, giá của các cổ phiếu ngành Dịch vụ tiện ích – Điện trong danh sách khuyến nghị của HSC giảm bình quân 6%, kém hơn so với mức giảm 2% của chỉ số VN30. Trong đó, PGV là cổ phiếu duy nhất lợi ngược dòng tăng điểm (+6%), trái ngược với áp lực điều chỉnh của các cổ phiếu còn lại. Các lựa chọn hàng đầu của chúng tôi bao gồm POW và REE – cả hai đều được khuyến nghị Mua vào – với tiềm năng tăng giá lần lượt là 39% và 33% tại giá mục tiêu.

Bản gốc bằng tiếng Anh của báo cáo này được phát hành vào ngày 25/9.

Mã CK	Giá (đồng)	Khuyến nghị		Giá mục tiêu (đồng)		Tiềm năng tăng/giảm (%)	P/E (lần)		EV/EBITDA (lần)		L. suất cổ tức (%)	
		Mới	Cũ	Mới	Th. đổi (%)		2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F
GEG	12,200	Tăng tỷ trọng	Mua vào	14,500	(17.7)	18.9	6.48	12.8	5.55	7.22	0	0
PGV	21,950	Tăng tỷ trọng	-	24,100	2.88	9.79	6.63	7.39	4.73	4.83	0	7.54
POW	12,750	Mua vào	-	17,700	4.73	38.8	14.6	7.44	8.92	5.40	0	0
REE	47,300	Mua vào	-	62,900	(8.55)	33.0	11.6	11.0	8.50	9.21	2.11	2.11

Giá cổ phiếu tại ngày 23/9/2026.
Nguồn: Công ty, FactSet, HSC

Mục lục

Ứng phó với nguy cơ thiếu điện	3
Tác động đối với các cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị	9
Điều chỉnh dự báo lợi nhuận	11
Định giá và khuyến nghị	12

Báo cáo thành phần

CTCP Điện Gia Lai (GEG)	14
Tổng Công ty Phát điện 3 - CTCP (PGV)	23
TCT Điện lực Dầu khí Việt Nam (POW)	31
CTCP Cơ điện lạnh (REE)	40

Ứng phó với nguy cơ thiếu điện

Ngành điện Việt Nam đang từng bước thích ứng với nhu cầu cao kỷ lục cũng như những rào cản nguồn cung mới phát sinh, đồng thời đẩy mạnh giải ngân đầu tư vào điện khí LNG, năng lượng tái tạo, hạ tầng truyền tải và hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) cùng với việc cải cách thị trường. Chu kỳ đầu tư mới đang tạo ra sự phân hóa rõ nét về cơ hội đầu tư giữa các cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị: POW là cổ phiếu đại diện tiêu biểu nhất cho chu kỳ giải ngân đầu tư vào điện khí LNG, trong khi REE và GEG mở ra cơ hội đón đầu làn sóng năng lượng tái tạo và PGV tiếp tục là câu chuyện phục hồi tỷ suất lợi nhuận, với sự hỗ trợ vững chắc từ sản lượng hợp đồng phân bổ. Chúng tôi dự báo tổng lợi nhuận thuần của toàn ngành sẽ tăng trưởng với tốc độ CAGR là 40% trong giai đoạn 2024-2028, với POW và REE là những lựa chọn hàng đầu.

Sẵn sàng hành động

Chỉ trong vòng hai tuần, ngành điện Việt Nam đã nhanh chóng chuyển từ giai đoạn nhận diện rủi ro tiềm tàng sang đối mặt với áp lực vận hành thực tế trên toàn hệ thống. Tại Hội nghị Emerging Vietnam 2026 do HSC tổ chức ngày 10/6, các phát hiện nghiên cứu chỉ ra rằng tiến độ triển khai Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh đang trễ so với kế hoạch đề ra ở hầu hết các phân khúc nguồn điện. Xuất phát từ tình trạng chậm tiến độ này, các kết quả nghiên cứu chỉ ra nguy cơ thiếu hụt 10,5–16,2 GW công suất và hụt từ 81-141 tỷ kWh sản lượng điện vào năm 2030, tùy thuộc vào tốc độ giải ngân và đưa các dự án năng lượng tái tạo vào vận hành thương mại.

Thị trường ghi nhận một hồi chuông cảnh báo sớm vào ngày 24/6, khi nhu cầu hiện tại Việt Nam tăng cao kỷ lục, đẩy lưới điện miền Bắc tiến sát ngưỡng giới hạn vận hành từng được cảnh báo trước đó. Dù hệ thống điện vẫn vận hành ổn định, sự kiện này đã khẳng định rõ rằng áp lực thiếu hụt nguồn cung không còn là một rủi ro xa vời. Kể từ thời điểm đó, tiến độ thực thi chính sách đã được đẩy nhanh rõ rệt, thể hiện qua các giải pháp hỗ trợ quyết liệt hơn cho dòng vốn đầu tư vào điện khí LNG và năng lượng tái tạo, những bước đột phá trong cải cách cơ chế DPPA, cùng với các cơ chế thị trường mới nhằm nhanh chóng đưa công suất mới vào vận hành. Đồng thời, những bất định từ bên ngoài, đặc biệt là đà leo thang của giá LNG do căng thẳng địa chính trị tại Trung Đông, tiếp tục khẳng định tính cấp thiết của việc duy trì một cơ cấu nguồn điện đa dạng trong chiến lược mở rộng công suất phát điện của Việt Nam.

Cảnh báo: Nguy cơ thiếu hụt công suất vào năm 2030

Tại hội thảo về ngành điện với chủ đề 'Vượt qua giông bão' trong khuôn khổ hội nghị Emerging Vietnam 2026 được tổ chức ngày 10/6/2026, HSC đánh giá lại tiến độ thực thi Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh và nhấn mạnh rằng công tác triển khai đang bị chậm tiến độ ở hầu hết các công nghệ phát điện. Về rủi ro trễ thời hạn vận hành thương mại, kết quả phân tích ghi nhận nguy cơ các dự án bị lùi tiến độ sang sau năm 2030:

- **LNG:** 21,3 GW công suất theo quy hoạch
- **Điện gió ngoài khơi:** 6 GW
- **Thủy điện tích năng:** 4,5 GW
- **Thủy điện lớn:** 1 GW
- **Nhiệt điện than:** chậm tiến độ khoảng một năm
- **Năng lượng tái tạo:** phần lớn các dự án vẫn đang ở giai đoạn lựa chọn nhà đầu tư và chờ phê duyệt, với tiến độ xây dựng diễn ra chậm hơn nhiều so với kế hoạch.

Trước những điểm nghẽn về tiến độ triển khai dự án, kết quả nghiên cứu của chúng tôi chỉ ra các kịch bản cân đối cung - cầu cho năm 2030.

Bảng 1: Các kịch bản thiếu hụt công suất điện đến năm 2030

Đạt mục tiêu năng lượng tái tạo theo QHĐ VIII	Thiếu hụt công suất	Thiếu hụt điện năng
100%	10.5 GW	81 tỷ kWh
75%	13.6 GW	100 tỷ kWh
50%	16.2 GW	141 tỷ kWh

Nguồn: Bộ Công Thương, HSC dự báo

Kết quả phân tích cho thấy tốc độ bổ sung công suất năng lượng tái tạo theo RPDP8 càng chậm, quy mô thâm hụt công suất và sản lượng điện tương ứng càng lớn. Ngay cả trong kịch bản lạc quan nhất, giả định toàn bộ công suất năng lượng tái tạo bổ sung theo quy hoạch đều được đưa vào vận hành đúng hạn, hệ thống vẫn sẽ đối mặt với khoảng trống công suất lên đến hai chữ số (tính bằng GW) cùng mức thâm hụt sản lượng điện 81 tỷ kWh vào năm 2030. Tại thời điểm đó, các kịch bản này vẫn đơn thuần là rủi ro trên mô hình dự báo hơn là áp lực vận hành trước mắt.

Lời cảnh báo đã trở thành hiện thực

Chỉ hai tuần sau hội nghị Emerging Vietnam 2026, các rủi ro cung - cầu từng được cảnh báo đã trở thành hiện thực, tạo áp lực lên toàn hệ thống.

Việt Nam liên tục thiết lập kỷ lục mới về nhu cầu tiêu thụ điện trong năm 2026, đỉnh điểm là mức công suất cao kỷ lục vào ngày 24/6/2026, khi nhu cầu của cả nước đạt khoảng 57,5–58,5 GW, tăng 5-7% so với mức công suất cực đại cũ là 54,9 GW vào tháng 8/2025.

Áp lực vận hành thể hiện rõ nhất tại miền Bắc, với nhu cầu công suất cực đại vượt qua ngưỡng 30 GW lần đầu tiên trong lịch sử. Diễn biến này đã đưa lưới điện miền Bắc tiến sát ngưỡng vận hành 30,6–30,9 GW, mốc giới hạn kỹ thuật được Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO) xác định là mức có thể phát sinh tình trạng căng thẳng nguồn cung và rủi ro tiết giảm điện trong mùa khô năm 2026.

Dù hệ thống điện vẫn ổn định nhờ nỗ lực điều phối linh hoạt cùng việc tăng cường huy động các nguồn nhiệt điện khí LNG và dầu, sự kiện này cho thấy mức công suất dự phòng hết sức mong manh trong giai đoạn cao điểm. Sự kiện này đồng thời xác nhận nhu cầu tiêu thụ điện đang tăng nhanh hơn các dự báo trước đây. Xu hướng này cũng đã được Bộ Công Thương ghi nhận.

Dữ liệu về sản lượng điện sản xuất trên toàn hệ thống cũng đưa ra kết luận tương tự. Tổng sản lượng điện toàn hệ thống đạt 171,5 tỷ kWh trong 6 tháng đầu năm 2026 (+9,9% svck). Đáng chú ý, dự báo sản lượng phát điện mới nhất cho cả năm 2026 đã được điều chỉnh tăng lên 358,6 tỷ kWh (+11,1% svck), chính thức vượt qua kịch bản cơ sở trong kế hoạch vận hành ban đầu của NSMO. Nói cách khác, tốc độ tăng trưởng nhu cầu thực tế đã vượt xa các kịch bản tính toán ban đầu, càng củng cố tính cấp bách của việc đẩy nhanh tiến độ đưa công suất phát điện mới vào vận hành thương mại.

Hành động: Đẩy mạnh đầu tư để thu hẹp khoảng cách thâm hụt điện

Trước nguy cơ thâm hụt nguồn cung vừa phát sinh, phản ứng mang tính hệ thống của toàn ngành điện rất rõ ràng: Việt Nam cần bổ sung công suất phát điện nhanh hơn. Chính phủ đang khẩn trương điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực. Các chủ đầu tư tích cực thúc đẩy dự án từ bước lập kế hoạch sang giai đoạn triển khai xây dựng, trong khi các cải cách thị trường từng bước cải thiện hiệu quả kinh tế cho các khoản đầu tư mới. Trở ngại lớn nhất hiện nay nằm ở chi phí nhiên liệu, đặc biệt là đối với các dự án nhiệt điện khí LNG.

Làn sóng đầu tư mới vào LNG và năng lượng tái tạo bắt đầu khởi động

Việc khỏa lấp khoảng trống công suất ở quy mô này đòi hỏi nguồn vốn đầu tư đặc biệt lớn, trong khi bản thân RPDP8 cũng cho thấy khối lượng công suất khổng lồ cần phải xây dựng và đưa vào vận hành từ nay đến năm 2030. Điều quan trọng là chúng tôi bắt đầu nhận thấy nhiều dự án chính thức vượt qua giai đoạn chuẩn bị quy hoạch để bước vào giai đoạn triển khai thực tế.

Việc khóa lấp khoảng trống nguồn cung đòi hỏi phải đẩy nhanh hơn nữa tốc độ giải ngân vốn đầu tư. Đồng thời, các tín hiệu thực địa ngày càng rõ nét cho thấy nhiều dự án đang tích cực chuyển tiếp từ khâu quy hoạch sang giai đoạn phát triển dự án. Quyết định 2634 (ban hành vào tháng 11/2025) đã chính thức xác định danh mục các dự án năng lượng trọng điểm quốc gia, tiếp nối các thay đổi về mặt pháp lý trong giai đoạn 2025-2026 nhằm tháo gỡ các điểm nghẽn đầu tư. Các chính sách này bao gồm Nghị định 100/2025 về bao tiêu sản lượng khí LNG và cơ chế chuyển ngang chi phí nhiên liệu, Nghị quyết 328 về an ninh năng lượng quốc gia và Nghị quyết 253/2025 về quy hoạch, đầu tư và đấu thầu nguồn điện.

Hoạt động triển khai dự án ngày càng rõ ràng hơn trên cả ba cấu phần trọng yếu: nguồn phát điện, hạ tầng truyền tải và hệ thống lưu trữ năng lượng. Mô hình điện mặt trời tích hợp hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) đang nổi lên như động lực tăng trưởng chính trong ngắn hạn, trong khi điện gió ngoài khơi đang từng bước chuyển từ quy hoạch sang phát triển. LNG vẫn giữ vai trò quan trọng trong cơ cấu công suất dài hạn, mặc dù các dự án chậm tiến độ có thể bị lùi sang giai đoạn 2031-2035 theo đề xuất mới nhất của Bộ Công Thương. Mức độ thâm nhập ngày càng cao của nguồn điện tái tạo đang thúc đẩy nhu cầu đầu tư vào hệ thống truyền tải và lưu trữ.

Các dự án trọng điểm đang được tích cực triển khai bao gồm:

- **LNG:** Tập đoàn Năng lượng T&T (chưa niêm yết) và TotalEnergies đang triển khai dự án LNG Long Sơn công suất 1.500 MW.
- **Nhiệt điện:** Nhà máy nhiệt điện An Khánh - Bắc Giang với công suất 650 MW đã được khởi công vào tháng 8. Điện mặt trời kết hợp BESS: Dự án Dầu Tiếng 5 công suất 562,5 MWp đã bắt đầu thi công, với mục tiêu vận hành thương mại vào tháng 12/2027.
- **Hệ thống lưu trữ điện bằng pin quy mô lớn BESS:** EVNNPC đã chính thức đóng điện đưa vào vận hành thương mại hệ thống BESS đầu tiên với công suất 5 MW/10 MWh trong tháng 8, đánh dấu bước đi đầu tiên hướng tới danh mục lưu trữ năng lượng cấp lưới phân phối với tổng quy mô quy hoạch lên đến 530 MW/1.060 MWh.
- Nhìn chung, dòng vốn và các dự án đang bắt đầu chuyển động, nhưng các thỏa thuận thương mại vẫn đang đi chậm hơn tiến độ triển khai thực tế trên công trường, đặc biệt là đối với các dự án LNG. Vấn đề cốt lõi ngày càng không còn nằm ở việc các nhà đầu tư có sẵn sàng tham gia xây dựng hay không, mà là cách thức phân bổ rủi ro về nhiên liệu, sản lượng và bao tiêu đầu ra thông qua các hợp đồng PPA cũng như khung cơ chế thị trường điện nói chung.

Đánh giá chính thức: Bộ Công Thương xác nhận nguy cơ thiếu điện và đề xuất giải pháp

Bộ Công Thương hiện đã đưa ra các số liệu chính thức củng cố cho những quan ngại về nguồn cung. HSC được biết, Bộ Công Thương nhận định nguồn cung điện về cơ bản vẫn trong tầm kiểm soát trong năm 2026, song phát đi cảnh báo rủi ro thâm hụt nguồn cung sẽ ngày càng rõ rệt kể từ năm 2027. Báo cáo này hiện vẫn là đề xuất chứ chưa phải chính sách đã được phê duyệt.

Bảng 2: Chênh lệch cung – cầu giai đoạn 2027-2030, theo ước tính của Bộ Công Thương

Năm	Thiếu hụt công suất toàn quốc (MW)	Thiếu hụt điện năng toàn quốc (tỷ kWh)	Thiếu hụt công suất miền Bắc (MW)	Thiếu hụt điện năng miền Bắc (tỷ kWh)
2027	4,256	2.9	5,680	2.9
2028	8,309	20.7	9,678	17.3
2029	13,348	50.4	14,081	36.1
2030	13,964	61.2	13,026	44.7

Nguồn: Bộ Công Thương, HSC

Vì sao áp lực thiếu hụt công suất giai đoạn 2027–2029 lại tập trung tại miền Bắc?

Mức độ thâm hụt công suất ở từng kịch bản đều được đo lường so với nhu cầu công suất cực đại. Nhu cầu công suất cực đại tại miền Bắc đang tăng nhanh hơn mức bình quân của cả nước, trước sự bùng nổ của dòng phụ tải công nghiệp khi các doanh nghiệp FDI liên tục mở rộng quy mô sản xuất tại khu vực này. Trong năm 2026, nhu cầu công suất cực đại tại miền Bắc tăng 7,3% so với cùng kỳ, cao hơn so với mức

tăng 6,4% so với cùng kỳ trên quy mô cả nước. Tuy nhiên, xét trên bình diện cả nước, nguồn công suất dự phòng dồi dào hơn tại các khu vực khác có thể hỗ trợ bù đắp phần nào cho miền Bắc trong các khung giờ cao điểm, giúp áp lực thiếu hụt điện trên toàn quốc bớt căng thẳng hơn.

Đến năm 2030, Bộ Công Thương ước tính mức thâm hụt công suất sẽ tăng lên 14 GW và thâm hụt điện năng đạt 61 tỷ kWh, cũng cố quan điểm của chúng tôi rằng nguồn cung theo quy hoạch sẽ không theo kịp nhu cầu nếu tốc độ triển khai không được đẩy nhanh. Miền Bắc vẫn là khu vực chịu rủi ro lớn nhất. Điểm nghẽn cốt lõi nằm ở tiến độ thương mại hóa danh mục dự án khi chỉ có 5% tổng công suất quy hoạch theo RPDP8 chính thức vận hành thương mại và 9% đang trong quá trình thi công, trong khi phần lớn danh mục còn lại vẫn dừng ở khâu chờ khởi công, lựa chọn chủ đầu tư hoặc chờ phê duyệt chủ trương đầu tư. Tiến độ phát triển hạ tầng lưới điện cũng chậm tiến độ tương tự, qua đó làm gia tăng tính cấp thiết trong việc thu hút nguồn vốn tư nhân vào cả khâu phát điện lẫn truyền tải.

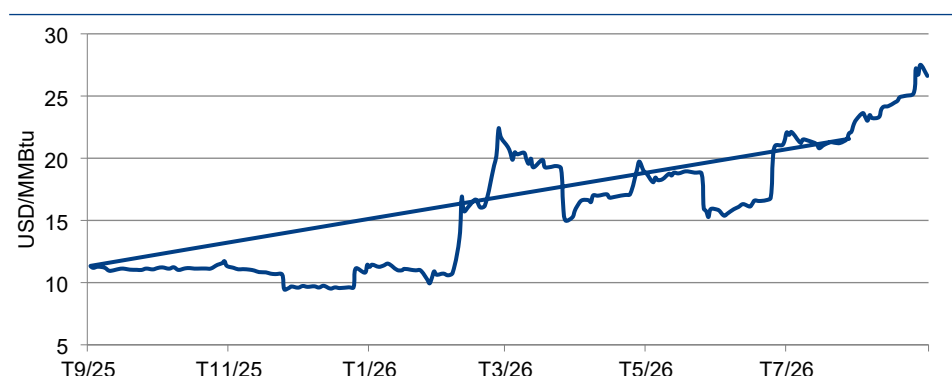
Điện khí LNG là điểm nghẽn triển khai rõ nét nhất trong chuỗi giá trị, khi Bộ Công Thương chỉ ra hàng loạt rào cản mang tính cấu trúc: từ trở ngại về thu xếp vốn, mua sắm tua-bin khí, đàm phán PPA kéo dài cho đến mặt bằng giá LNG nhập khẩu cao. Nhằm giải quyết các điểm nghẽn này, Bộ Công Thương đã đề xuất một đợt cập nhật khẩn cấp đối với Kế hoạch thực hiện Quy hoạch điện VIII (RPDP8), trước khi tiến hành một đợt điều chỉnh tổng thể và toàn diện hơn cho lộ trình phát triển đến năm 2030. Các dự án điện khí LNG chậm tiến độ nhiều khả năng bị lùi thời gian vận hành thương mại sang giai đoạn 2031-2035. Nhằm bù đắp khoảng trống công suất phát sinh, hệ thống dự kiến bổ sung thêm nguồn nhiệt điện than và các dự án năng lượng tái tạo có thời gian thi công nhanh, trong đó điện gió được ưu tiên hơn. Song song đó, EVN cũng đang chịu áp lực đẩy nhanh tiến độ đàm phán hợp đồng PPA trên nguyên tắc "hài hòa lợi ích, chia sẻ rủi ro". Trong ngắn hạn, năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) và hạ tầng lưới điện nhiều khả năng sẽ đóng vai trò trụ cột gánh vác áp lực thiếu hụt công suất cho hệ thống, trong khi các dự án LNG chưa chốt được hợp đồng PPA sẽ đối mặt với rủi ro lùi tiến độ cao hơn. Năng lực triển khai thực tế tiếp tục là điểm nghẽn then chốt, đặc biệt trước mục tiêu đầy tham vọng 2.000-3.000 MW cho hệ thống BESS, các trở ngại trong khâu giải phóng mặt bằng hạ tầng truyền tải và áp lực thu xếp vốn cho các dự án nguồn điện mới.

Yếu tố phức tạp: Tình hình căng thẳng tại Trung Đông khiến giá LNG tiếp tục biến động

Việc mở rộng công suất mới chỉ giải quyết được một mặt của vấn đề. Đối với nhiệt điện khí, phần vấn đề còn lại là đảm bảo nguồn nhiên liệu ổn định với mặt bằng chi phí kinh tế có thể chấp nhận được.

Tình hình xung đột địa chính trị tại Trung Đông bùng phát vào tháng 2/2026 đã làm gián đoạn nghiêm trọng chuỗi cung ứng và làm xáo trộn đáng kể mặt bằng giá trên thị trường LNG toàn cầu. Tác động cộng hưởng từ việc phong tỏa eo biển Hormuz, làn sóng tuyên bố bất khả kháng của các nhà cung ứng trong khu vực và thiệt hại đối với hạ tầng xuất khẩu LNG của Qatar khiến thị trường giao dịch toàn cầu vốn đã khó khăn rơi vào trạng thái căng thẳng tột độ. Dù các xung đột trực diện đã tạm thời hạ nhiệt so với giai đoạn cao điểm, căng thẳng cốt lõi vẫn chưa được giải quyết dứt điểm, khiến thị trường LNG đối mặt với rủi ro tái bùng phát căng thẳng địa chính trị.

Biểu đồ 3: Giá LNG nhập khẩu tại Nhật Bản và Hàn Quốc, bao gồm chi phí vận chuyển



Nguồn: Bloomberg, HSC

Mặt bằng giá LNG tại châu Á đã ghi nhận phản ứng tức thời tương ứng với các cú sốc nguồn cung này. Chỉ số Japan-Korea Marker (JKM) đã tăng gần gấp đôi lên khoảng 20 USD/MMBtu trong đợt leo thang ban đầu từ mức 10-15 USD/MMBtu trước thời điểm chiến sự, và giá tiếp tục tăng đột biến trong suốt 6 tháng đầu năm 2026 khi căng thẳng địa chính trị tái bùng phát. Mức giá bình quân trong tháng 6 đạt 17,189 USD/MMBtu, trước khi giá giao ngay tiếp tục leo dốc và hướng lên trên ngưỡng 25 USD/MMBtu.

Điều này tác động trực tiếp đến Việt Nam. GAS (Mua vào, giá mục tiêu: 120.000 đồng) đã xác định tình hình xung đột địa chính trị tại Trung Đông là nhân tố chính làm tăng chi phí nhiên liệu đầu vào, do công ty phụ thuộc khoảng 70% nguồn LPG nhập khẩu từ khu vực này. Sự gia tăng đột biến của phụ phí vận tải biển cùng làn sóng tuyên bố bất khả kháng của các nhà cung cấp trong khu vực càng khẳng định rõ nét rằng chuỗi cung ứng năng lượng của Việt Nam không hề miễn nhiễm trước các cú sốc gián đoạn toàn cầu.

Thực tế này khiến chúng tôi điều chỉnh mức độ đánh giá rủi ro của bức tranh điện khí LNG Việt Nam theo hướng thận trọng và khắt khe hơn so với góc nhìn được đưa ra tại phiên thảo luận vào tháng 6. Việt Nam vẫn có mức độ rủi ro tương đối thấp hơn so với một số thị trường châu Á vốn phụ thuộc nhiều vào LNG nhập khẩu, đặc biệt là nhờ vai trò duy trì liên tục của nguồn khí trong nước và than đá. Tuy nhiên, mức độ chịu ảnh hưởng thấp hơn không đồng nghĩa với việc không bị ảnh hưởng. Khi các mỏ khí trong nước bắt đầu suy giảm sản lượng và LNG chiếm tỷ trọng ngày càng lớn trong cơ cấu nguồn phát, biến động giá LNG toàn cầu sẽ có tác động trực tiếp và chi phối sâu sắc hơn đến hiệu quả kinh tế của toàn hệ thống điện Việt Nam.

Ngược lại, than đá vẫn có tính ổn định hơn, với giá than trong nước chỉ tăng bình quân ở mức một chữ số so với cùng kỳ trong 5 tháng đầu năm 2026, gần như sát với các giả định trước đây của chúng tôi.

Yếu tố hỗ trợ: Cải cách thị trường đang nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án

Nguồn công suất mới sẽ chỉ được đầu tư xây dựng nếu các chủ đầu tư đạt được mức sinh lời chấp nhận được. Đây chính là điểm mà các cải cách thị trường điện của Việt Nam ngày càng đóng vai trò quan trọng.

Thông tư 29/2026, có hiệu lực từ ngày 20/7/2026, đánh dấu bước tiến mới hướng tới một hệ thống điện vận hành theo cơ chế thị trường hơn. Các quy định mới bao gồm:

- Hạ thấp hạn mức tiêu thụ điện đối với nhóm khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) qua đường dây riêng.
- Đưa vào các quy định về thị trường giao dịch trong ngày nhằm nâng cao năng lực tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo.

- Chính thức đưa hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) vào khuôn khổ quy định thị trường

Định hướng cải cách này mang ý nghĩa bản lề trong bối cảnh Việt Nam đang từng bước chuyển dịch từ cơ chế điều hành mang nặng tính áp đặt hành chính sang một thị trường mà giá thị trường, hợp đồng song phương và sự tham gia trực tiếp đóng vai trò lớn hơn trong tỷ suất sinh lời trên vốn đầu tư. Sự chuyển dịch cơ chế này ngày càng trở nên thiết yếu khi cơ cấu nguồn điện mở rộng ra ngoài các dự án truyền thống do nhà nước hỗ trợ, hướng tới các nguồn năng lượng tái tạo, LNG và lưu trữ năng lượng do tư nhân tài trợ vốn.

Quy mô tham gia vào thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam đang có xu hướng mở rộng. Tính đến giữa năm 2026, đã có khoảng 126 nhà máy điện tham gia trực tiếp, đại diện cho khoảng 37.213 MW, tương đương khoảng 40% tổng công suất lắp đặt toàn quốc.

Bước ngoặt mang tính lịch sử đã diễn ra vào ngày 1/6/2026 khi thương vụ DPPA ảo đầu tiên qua lưới điện quốc gia chính thức vận hành, bắc nhịp cầu giao dịch trực tiếp giữa một nhà máy điện mặt trời kèm hệ thống lưu trữ với một khách hàng công nghiệp lớn. Chúng tôi đánh giá đây là cột mốc quan trọng, bởi giao dịch này chứng minh rằng cơ chế này hoàn toàn có thể vận hành trên thực tế. Tuy nhiên, tính đến thời điểm hiện tại, đây vẫn là giao dịch DPPA ảo duy nhất được ghi nhận. Do đó, cột mốc này nên được nhìn nhận như một bằng chứng thực nghiệm hơn là tín hiệu cho thấy cơ chế đã sẵn sàng để áp dụng rộng rãi.

Đà tăng mạnh hơn của giá điện giao ngay trong 6 tháng đầu năm 2026 cho thấy một tín hiệu tích cực khác. Nhìn chung, sự hội tụ giữa cơ chế DPPA, sự tham gia rộng rãi hơn vào VWEM, hành lang pháp lý cho BESS và đà khởi sắc của giá điện thị trường đang giúp các nguồn công suất mới tăng cường khả năng thu hồi vốn, giảm sự phụ thuộc vào các biểu giá cố định hay ưu đãi thuần túy. Dù các đợt cải cách này không thể triệt tiêu hoàn toàn rủi ro triển khai dự án, biến động giá nhiên liệu hay rủi ro thu xếp vốn, nhưng đang từng bước thiết lập khung cơ chế thương mại cần thiết cho làn sóng đầu tư ngành điện tiếp theo.

Tác động đối với các cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị

POW tiếp tục là cổ phiếu có liên hệ mật thiết nhất với chủ đề giải ngân vốn đầu tư vào điện khí LNG. Nhơn Trạch 3 & 4, tổ hợp nhiệt điện khí LNG công suất 1,6 GW của POW, đã được giao sản lượng hợp đồng phân bổ đầy đủ ngay từ tháng đầu tiên vận hành thương mại, thay vì áp dụng lộ trình tăng dần công suất như giả định trước đây của chúng tôi. Yếu tố này hiện đóng vai trò là động lực tăng trưởng lợi nhuận chính.

Bên cạnh tổ hợp nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4, POW còn sở hữu danh mục dự án LNG với quy mô lớn. Dự án Nhà máy nhiệt điện Quỳnh Lập (1.500 MW) đã chính thức khởi công vào tháng 5. Tiếp đó, pháp nhân dự án đã tổ chức thành công ĐHCĐ lần đầu vào ngày 18/9, quy tụ cơ cấu cổ đông liên danh gồm POW, SK Innovation (nhánh năng lượng thuộc Tập đoàn SK, Hàn Quốc) và NASU (CTCP Mía đường Nghệ An, đơn vị thành viên trực thuộc Tập đoàn TH). Mặc dù vậy, các nút thắt thương mại quan trọng vẫn chưa được giải quyết, bao gồm hợp đồng mua bán điện (PPA), hợp đồng cung cấp khí LNG và việc chỉ định tổng thầu EPC. Dự án Vũng Áng III đã nhận được phê duyệt chủ trương đầu tư, trong khi dự án nhiệt điện LNG Quảng Ninh vẫn bị trì hoãn do các điều khoản PPA chưa được tháo gỡ. Chưa có dự án nào trong số các dự án tiềm năng này được phản ánh vào mô hình dự báo lợi nhuận hay xác định giá mục tiêu của chúng tôi.

REE là đại diện tiêu biểu còn lại của mảng năng lượng tái tạo trong danh sách khuyến nghị. Cụm dự án Duyên Hải 2 & 3 (tổng công suất 128 MW) lần đầu tiên được chúng tôi phản ánh vào mô hình định giá, bên cạnh dự án Duyên Hải V1-4 hiện đã vận hành thương mại. Các dự án này tiếp tục bám sát tiến độ vận hành thương mại vào Q4/2026, trong khi hợp đồng mua bán điện (PPA) dự kiến sẽ sớm được ký kết. REE cũng đang đẩy mạnh triển khai các dự án điện gió Phú Cường 1A & 1B công suất 200 MW, bao gồm cả các công tác thu xếp vốn, với mục tiêu vận hành thương mại trong năm 2027. Bên cạnh danh mục dự án ngắn hạn này, REE đã chính thức triển khai công tác khảo sát, đo gió ngoài khơi nhằm chuẩn bị cho dự án điện gió ngoài khơi Nam Bộ 3 với quy mô công suất 500 MW. Dù vẫn đang ở giai đoạn phát triển ban đầu, đây là một bước tiến mới trong việc xây dựng danh mục dự án điện gió dài hạn của REE và hướng tới mục tiêu đạt 3 GW công suất vào năm 2030.

GEG cũng đang nổi lên như một đại diện trực tiếp và giàu tiềm năng trong mảng năng lượng tái tạo, đặc biệt với vị thế là bên hưởng lợi từ thị trường mua bán điện trực tiếp (DPPA) vừa mới hình thành tại Việt Nam. GEG đã xác lập vị thế là nhà phát triển năng lượng tái tạo đầu tiên triển khai thành công cơ chế DPPA ảo qua lưới điện quốc gia, cung cấp sản lượng điện từ dự án Đức Huệ 2 (49 MWp điện mặt trời tích hợp BESS) cho Samsung Electronics Việt Nam Thái Nguyên (SEVT). Dự án này được đưa vào vận hành thương mại vào tháng 5/2026 và hợp đồng DPPA chính thức có hiệu lực từ tháng 6, mang lại cho GEG lợi thế tiên phong trong việc nắm bắt toàn diện các tiêu chuẩn kỹ thuật, khung pháp lý và cơ chế vận hành mới này. Bề dày kinh nghiệm thực tiễn này sẽ mang lại cho GEG vị thế cạnh tranh vượt trội để đón đầu làn sóng nhu cầu ngày càng tăng từ khối khách hàng công nghiệp và các doanh nghiệp FDI quy mô lớn đang chủ động tìm kiếm nguồn năng lượng sạch thông qua các cấu trúc hợp đồng DPPA. Trong khi đó, dự án điện gió gần bờ VPL2 (30 MW) vẫn bám sát tiến độ để vận hành thương mại vào tháng 10/2026. Cùng với danh mục dự án điện gió và điện mặt trời góit đầu cho giai đoạn 2027–2029, đây sẽ là nền tảng mở ra dư địa đáng kể để GEG nhân rộng mô hình DPPA. HSC nhận định bước tiến này mang ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong bối cảnh Việt Nam đang từng bước chuyển dịch sang mô hình phát triển năng lượng tái tạo định hướng thị trường và đẩy mạnh cơ chế bao tiêu thương mại trực tiếp qua khối doanh nghiệp.

PGV về cơ bản vẫn là câu chuyện phục hồi tỷ suất lợi nhuận, thay vì là cổ phiếu đại diện cho hoạt động giải ngân vốn đầu tư vào dự án mới. Nguồn khí trong nước đã đáp ứng toàn bộ nhu cầu của tổ hợp nhà máy Phú Mỹ trong Q1/2026, giúp bảo vệ PGV khỏi ảnh hưởng của chi phí LNG tăng cao vốn đang tác động tiêu cực đến POW. Tuy nhiên, nguồn cung khí trong nước đang có xu hướng giảm mang tính cơ cấu, khiến LNG nhập khẩu trở thành phương án dự phòng ngày càng quan trọng, song cũng kéo theo áp lực chi phí đầu vào tăng cao theo thời gian.

Kết quả nghiên cứu của chúng tôi cho thấy chính sách gần đây của Bộ Công Thương có thể tạo ra các yếu tố hỗ trợ tích cực đối với các nhà máy điện hiện hữu của PGV. Đề xuất tạm thời nới lỏng yêu cầu về nhiệt độ nước làm mát đối với các nhà máy nhiệt điện than ở miền Bắc trong các tình huống hệ thống khẩn cấp đến năm 2030 có thể cho phép huy động sản lượng phát điện cao hơn tại Mông Dương (Quảng Ninh). Nhìn rộng hơn, nếu các dự án LNG chậm tiến độ và phải lùi sang giai đoạn 2031-2035, các nhà máy điện khí hiện hữu như Phú Mỹ sẽ tiếp tục giữ vai trò nguồn cung trọng yếu lâu hơn, qua đó hỗ trợ tích cực cho công suất hoạt động và sản lượng hợp đồng phân bổ.

Điều chỉnh dự báo lợi nhuận

Đợt điều chỉnh dự báo lợi nhuận lần này của chúng tôi có sự phân hóa rõ nét giữa bốn cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị, phản ánh mức độ nhạy cảm khác nhau của từng công ty trước biến động về sản lượng hợp đồng phân bổ và điều kiện thủy văn. Chúng tôi tăng dự báo lợi nhuận đối với POW và PGV nhờ có tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng phát điện cao hơn, giúp cải thiện tỷ trọng sản lượng được thanh toán theo giá hợp đồng, trong khi điều chỉnh giảm dự báo lợi nhuận đối với GEG và REE do điều kiện thủy văn kém thuận lợi. Sau khi điều chỉnh, chúng tôi dự báo lợi nhuận thuần của toàn ngành tăng trưởng với tốc độ CAGR giai đoạn 2024-2028 đạt 40%.

- **POW:** HSC tăng 192% dự báo lợi nhuận thuần năm 2026 lên 5.258 tỷ đồng, bao gồm khoảng 1.978 tỷ đồng lợi nhuận không thường xuyên từ chênh lệch tỷ giá, quyết toán giá khí đầu vào và hoàn nhập dự phòng. Lợi nhuận từ HĐKD cốt lõi vẫn tăng 82% lên 3.280 tỷ đồng, chủ yếu nhờ sản lượng hợp đồng phân bổ giao cho tổ hợp nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4 tăng 47%, nâng tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế lên 134% từ mức 100%. Lợi nhuận thuần năm 2027/2028 dự kiến tăng khiêm tốn hơn ở mức 9%/3%, nhờ sản lượng hợp đồng phân bổ được duy trì ở mức tích cực.
- **PGV:** HSC tăng 67,7% dự báo lợi nhuận thuần năm 2026 lên 3.337 tỷ đồng, dựa trên tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế tại cụm nhà máy Phú Mỹ dự kiến cao hơn, giúp tăng tỷ trọng sản lượng điện được tính theo giá hợp đồng. Tuy nhiên, chúng tôi giảm lần lượt 4,1%/5,7% dự báo lợi nhuận thuần năm 2027/2028, chủ yếu dựa trên việc tăng giả định chi phí lãi vay thuần. Chúng tôi giữ nguyên dự báo sản lượng phát điện, trong đó khả năng cung ứng nhiên liệu tại cụm nhà máy Phú Mỹ (thay vì nhu cầu tiêu thụ) vẫn là rào cản chính.
- **GEG:** Chúng tôi giảm 22,2% dự báo lợi nhuận thuần năm 2026 xuống 358 tỷ đồng, chủ yếu do điều chỉnh giảm 34,1% dự báo sản lượng thủy điện khi hiện tượng *El Niño* tác động tiêu cực hơn dự kiến lên các nhà máy tại Gia Lai và Tây Nguyên, cùng với áp lực chi phí bảo dưỡng, sửa chữa tăng cao. Lợi nhuận thuần năm 2027/2028 dự kiến chỉ giảm nhẹ ở mức 3,8%/2,1% khi tác động bất lợi từ yếu tố thủy văn dịu dần, trong khi chúng tôi giữ nguyên các giả định đối với mảng điện gió và điện mặt trời.
- **REE:** Chúng tôi giảm 9,7% dự báo lợi nhuận thuần năm 2026 nhằm phản ánh sản lượng thủy điện suy yếu, mảng văn phòng cho thuê và BĐS nhà ở kém khả quan hơn, cùng với áp lực chi phí tài chính tăng cao khi công ty mở rộng quy mô nợ vay để tài trợ cho các dự án mới như Duyên Hải 2 & 3. Cho năm 2027, dự báo lợi nhuận thuần gần như được giữ nguyên ở mức -0,3%, trong khi năm 2028 chỉ tăng nhẹ 1,1%, do đóng góp trọn năm từ tổ hợp nhà máy Duyên Hải 2 & 3 phần lớn bị bù trừ bởi phần tăng cao của chi phí tài chính.

Bảng 4: Dự báo lợi nhuận, các công ty ngành Dịch vụ tiện ích – Điện HSC khuyến nghị (tỷ đồng)

	2024A	2025A	2026F	2027F	2028F	CAGR 4 năm
POW	1,112	2,427	5,258	2,790	2,562	23%
PGV	-878	3,721	3,337	2,577	2,673	N/m
REE	2,013	2,529	2,674	3,156	3,429	14%
GEG	115	709	358	474	516	46%
Bình quân	2,362	9,386	11,627	8,997	9,180	40%

Nguồn: HSC

Định giá và khuyến nghị

Phương pháp định giá

Chúng tôi tiếp tục áp dụng phương pháp định giá DCF đối với GEG, POW và PGV nhằm phản ánh tính chất ổn định và khả năng dự phóng cao của dòng tiền từ mảng kinh doanh điện cốt lõi. Đối với REE, chúng tôi vẫn áp dụng phương pháp định giá SoTP, nhằm phản ánh mô hình kinh doanh đa ngành của công ty. Trong đó, phương pháp DCF được áp dụng riêng cho các mảng năng lượng, M&E và nước & môi trường.

Chúng tôi giữ nguyên giả định lãi suất phi rủi ro 4%, phần bù rủi ro vốn CSH 8,75% và hệ số beta cho cả bốn cổ phiếu. Do đó, biến động trong giả định WACC chủ yếu phản ánh các điều chỉnh của chúng tôi đối với giả định chi phí nợ vay. WACC của GEG và PGV không đổi ở mức 8,9% và 8,4%, trong khi WACC của POW tăng lên 9,3% từ mức 9,1% và WACC bình quân gia quyền theo phương pháp SoTP của REE tăng lên 9,4% từ mức 8,4%, chủ yếu phản ánh chi phí vốn cao hơn. Chúng tôi cũng chuyển cơ sở định giá cho cả bốn cổ phiếu sang giữa năm 2027.

Bối cảnh định giá

Giá của bốn cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị đã giảm bình quân 2% trong 1 tháng qua, 6% trong 3 tháng qua và 4% trong 12 tháng qua, diễn biến kém tích cực hơn chỉ số VN30 trong cả ba giai đoạn. PGV là cổ phiếu duy nhất có hiệu suất vượt trội, tăng 20% trong 12 tháng qua và tăng 6% trong 3 tháng qua, trong khi giá của POW cũng tăng nhẹ 3% trong 12 tháng qua dù đã điều chỉnh giảm 11% trong 3 tháng gần nhất. Ngược lại, thị giá của REE và GEG giảm lần lượt 18% và 19% trong 12 tháng qua, phản ánh tác động từ điều kiện thủy văn kém thuận lợi.

Chúng tôi cho rằng hiệu suất kém khả quan trên diện rộng này phản ánh tâm lý thận trọng của thị trường đối với nhóm cổ phiếu điện, khi giới đầu tư tiếp tục theo dõi những thay đổi về mặt pháp lý cùng môi trường lãi suất cao. Điều này có ý nghĩa đặc biệt quan trọng đối với một ngành thâm dụng vốn như ngành điện, nơi chi phí lãi vay tăng cao có thể gây áp lực đồng thời lên lợi nhuận ngắn hạn và tính khả thi tài chính của các dự án mới có quy mô lớn, vốn rất cần thiết để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện ngày càng tăng của Việt Nam.

Bảng 5: Diễn biến giá cổ phiếu, các công ty ngành Dịch vụ tiện ích – Điện HSC khuyến nghị

	1 tháng	3 tháng	12 tháng
PGV	0%	6%	20%
REE	3%	-7%	-18%
POW	-6%	-11%	3%
GEG	-4%	-11%	-19%
Trung bình	-2%	-6%	-4%
VN30 Index	1%	-2%	7%

Nguồn: HSC

Trong khi đó, dựa trên định giá trượt dự phóng 1 năm:

- **POW** hiện đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 11,3 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân quá khứ ở mức 26,6 lần. Chúng tôi duy trì khuyến nghị Mua vào, đồng thời tăng 5% giá mục tiêu lên 17.700 đồng, tương ứng với P/E dự phóng năm 2026/2027 lần lượt ở mức 10,3 lần/19,5 lần, nhờ sản lượng hợp đồng phân bổ cải thiện và nỗ lực đẩy mạnh đầu tư vào điện khí LNG của Chính phủ. POW tiếp tục là một trong những cổ phiếu lựa chọn hàng đầu của chúng tôi.
- **REE** hiện đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,7 lần, thấp hơn 2,5 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 12,9 lần. HSC duy trì khuyến nghị Mua vào, đồng thời giảm 8,6% giá mục tiêu theo phương pháp SoTP xuống 62.900 đồng, chủ yếu phản ánh giả định WACC cao hơn, dù đã được bù đắp một phần nhờ chuyển cơ sở định giá sang giữa năm 2027. Giá mục tiêu mới tương ứng P/E dự phóng năm 2026/2027 lần lượt là 14,6 lần/12,4 lần.
- **GEG** hiện đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 10,5 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 19,7 lần. Chúng tôi hạ khuyến

ngiht đối với GEG xuống Tăng tỷ trọng (từ Mua vào) và giảm 18% giá mục tiêu xuống 14.500 đồng, dù đã chuyển cơ sở định giá sang giữa năm 2027. Giá mục tiêu mới tương ứng với P/E dự phóng năm 2026/2027 lần lượt là 16 lần/12,1 lần.

- **PGV** hiện đang giao dịch với P/B trượt dự phóng 1 năm là 1,1 lần, thấp hơn 2,1 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 1,6 lần, cho thấy P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,4 lần. Chúng tôi duy trì khuyến nghị Tăng tỷ trọng đồng thời tăng 4,7% giá mục tiêu lên 24.100 đồng, tương ứng với P/E dự phóng năm 2026/2027 lần lượt là 8,6 lần và 11,3 lần.

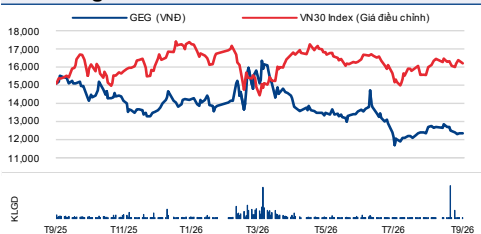
Tăng tỷ trọng (từ Mua vào)

Giá mục tiêu: VNĐ14,500 (từ VNĐ17,619)

Tiềm năng tăng/giảm: 17.4%

Giá cổ phiếu (đồng) (22/9/2026)	12,350
Mã Bloomberg	GEG VN
Giá cao/thấp 52 tuần (đ)	11,700-16,334
GTGD (bq 5 phiên) (tr.đ)	12,350
Vốn hóa thị trường (tỷ đ)	4,646
Vốn hóa trị trường (tr.USD)	179
Slg CP lưu hành (tr.đv)	376
Slg CP NN được sở hữu (tr.đv)	184
Slg CP NN được mua (tr.đv)	18.9
Giới hạn tỷ lệ sở hữu NN	49.0%
Tỷ lệ sở hữu của NN	44.0%
Tỷ lệ freefloat	41.8%
Cổ đông lớn	JERA (35.1%)

Nguồn: Công ty, Ước tính của HSC

Biểu đồ giá

Giá cổ phiếu (%)	-1 thg	-3 thg	-12 thg
Cổ phiếu thường	(2.76)	(9.52)	(18.2)
So với chỉ số	(4.61)	(8.84)	(24.3)
So với ngành	-	-	-

Nguồn: Công ty, FactSet

HSC và trung bình thị trường

EPS ĐC (đồng)	HSC	Thị trường	% ch.lệch
2026F	904	1,173	(22.9)
2027F	1,196	1,482	(19.3)
2028F	1,303	1,866	(30.2)

Nguồn: Bloomberg, HSC ước tính

Mô tả doanh nghiệp

GEG là một doanh nghiệp hàng đầu trong lĩnh vực năng lượng tái tạo ở Việt Nam với 81 MW thủy điện, hơn 300 MWp điện mặt trời và 230 MW điện gió vào cuối năm 2024.

Chuyên viên phân tích**Natalie Nguyễn**

Trưởng Phòng, Ngành Năng Lượng
natalie.nguyen@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 110

Nguyễn Hoàng Nam, CFA

Giám Đốc, Ngành Năng Lượng
nam.nhoang@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 190

Thời tiết chuyển sang bất lợi, hạ k/n xuống Tăng tỷ trọng

- HSC giảm 18% giá mục tiêu đối với GEG xuống 14.500 đồng và hạ khuyến nghị xuống Tăng tỷ trọng, phản ánh đã suy yếu trong ngắn hạn của mảng thủy điện ảnh hưởng đến triển vọng lợi nhuận, trong khi động lực tăng trưởng trong trung hạn ngày càng phụ thuộc vào tiến độ triển khai các dự án mới.
- Chúng tôi giảm bình quân 9% dự báo lợi nhuận giai đoạn 2026-2028 nhằm phản ánh điều kiện thủy văn kém thuận lợi cùng chi phí sửa chữa và bảo dưỡng tăng cao trên toàn bộ danh mục thủy điện đã vận hành lâu năm của GEG, trong khi giữ nguyên các giả định đối với mảng điện gió và điện mặt trời.
- Sau khi giá cổ phiếu giảm 10% trong 3 tháng qua, GEG đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 10,5 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 19,7 lần.

Sự kiện: Chi phí sửa chữa và điều kiện thủy văn bất lợi gây áp lực lên lợi nhuận

Chúng tôi đánh giá năm 2026 là năm bản lề để GEG đại tu và củng cố hiệu suất mảng thủy điện, thay vì xem đây là dấu hiệu suy thoái trong quỹ đạo tăng trưởng tổng thể của công ty. Trong báo cáo trước đây, chúng tôi từng kỳ vọng lượng nước tích trữ dồi dào từ chu kỳ thủy văn thuận lợi năm ngoái sẽ đóng vai trò là lớp phòng vệ an toàn nếu hiện tượng El Niño xuất hiện sớm trong năm nay. Tuy nhiên, El Niño thực tế lại đến muộn với cường độ gay gắt hơn và lấy đi hoàn toàn lợi thế tích nước khi tình trạng khô hạn tăng cao. Tác động bất lợi từ điều kiện thời tiết cộng hưởng với chi phí đại tu gia tăng tại các nhà máy thủy điện lâu năm đã đẩy lợi nhuận của mảng này giảm sâu hơn nhiều so với kỳ vọng ban đầu. Đà suy yếu này nhìn chung chỉ tập trung ở mảng thủy điện, trong khi các dự án điện gió và điện mặt trời vẫn đang được triển khai đúng tiến độ, giúp đa dạng hóa cơ cấu nguồn điện và giảm dần mức độ nhạy cảm của GEG đối với yếu tố thủy văn từ năm 2027 trở đi.

Tác động: Giảm dự báo lợi nhuận năm 2026 do áp lực từ mảng thủy

HSC giảm bình quân 9% dự báo lợi nhuận thuần giai đoạn 2026-2028, trong đó việc điều chỉnh giảm tập trung vào mảng thủy điện do điều kiện thủy văn kém thuận lợi làm suy giảm sản lượng phát điện, đồng thời chi phí sửa chữa và bảo dưỡng tăng cao gây áp lực lên tỷ suất lợi nhuận. Chúng tôi giữ quan điểm thận trọng hơn sau khi sản lượng thủy điện giảm trong Q2/2026. Áp lực này dự kiến còn kéo dài khi GEG tiếp tục bước vào đợt đại tu một số nhà máy đã vận hành lâu năm, khiến chi phí bảo dưỡng khó hạ nhiệt trong ngắn hạn. Tuy nhiên, các giả định đối với mảng điện gió và điện mặt trời vẫn được giữ nguyên, và việc liên tục tăng tốc đưa các nguồn công suất năng lượng tái tạo mới vào vận hành sẽ từng bước làm giảm mức độ nhạy cảm lợi nhuận của GEG đối với yếu tố thủy văn, qua đó giữ vững đà tăng trưởng chung của công ty.

Định giá và khuyến nghị

Sau khi giá cổ phiếu giảm 11% trong 3 tháng qua, GEG đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 10,5 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 19,7 lần. HSC giảm 18% giá mục tiêu xuống 14.500 đồng (tương ứng với P/E dự phóng năm 2026/2027 lần lượt là 16 lần/12,1 lần) và hạ khuyến nghị đối với GEG từ xuống Tăng tỷ trọng (từ Mua vào). Động thái này phản ánh áp lực ngắn hạn từ mảng thủy điện đang phủ bóng lên triển vọng lợi nhuận, trong khi động lực tăng trưởng tiếp theo phụ thuộc đáng kể vào tiến độ vận hành các dự án điện gió và điện mặt trời mới.

Cuối năm: Tháng 12	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
EBITDA ĐC (tỷ đồng)	1,742	2,314	1,929 ▼	2,050	2,041
Lợi nhuận thuần (tỷ đồng)	115	709	358 ▼	474	516
EPS ĐC (đồng)	290	1,789	904 ▼	1,196	1,303
DPS (đồng)	0	0	0	0	600
BVPS (đồng)	11,762	13,196	14,140	15,286	16,656
EV/EBITDA ĐC (lần)	7.85	5.58	7.25	6.95	6.45
P/E ĐC (lần)	42.6	6.90	13.7	10.3	9.48
Lợi suất cổ tức (%)	0	0	0	0	4.86
P/B (lần)	1.05	0.94	0.87	0.81	0.74
Tăng trưởng EPS ĐC (%)	(17.1)	517	(49.5)	32.2	8.97
ROAE (%)	2.62	15.1	6.96	8.56	8.59

Ghi chú: Dấu ▲ ▼ thể hiện mức tăng giảm ít nhất 5%.
Nguồn: Bloomberg, HSC ước tính

Áp lực từ mảng thủy điện phủ bóng lên triển vọng ngắn hạn

HSC nhận định năm 2026 sẽ là năm đầy thách thức đối với mảng thủy điện của GEG. Tác động từ điều kiện thủy văn bất lợi kéo giảm sản lượng phát điện, kết hợp cùng chi phí sửa chữa, bảo dưỡng gia tăng từ việc đại tu cụm nhà máy lâu năm là những nguyên nhân khiến chúng tôi giảm bình quân 9% dự báo lợi nhuận thuần giai đoạn 2026-2028. Tuy nhiên, tiến độ triển khai đúng kế hoạch tại các dự án điện gió và điện mặt trời sẽ từng bước giúp GEG đa dạng hóa nguồn thu, qua đó giảm bớt mức độ phụ thuộc của lợi nhuận vào yếu tố thời tiết. Chúng tôi giảm 18% giá mục tiêu xuống 14.500 đồng và hạ khuyến nghị xuống Tăng tỷ trọng (từ Mua vào), với động lực tăng trưởng tiếp theo ngày càng phụ thuộc vào tiến độ triển khai danh mục dự án năng lượng tái tạo. Sau khi giá cổ phiếu giảm 10% trong 3 tháng qua, GEG đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 10,5 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân quá khứ.

Năm 2026: Gánh nặng đại tu trong điều kiện thủy văn bất lợi

Đối với GEG, HSC đánh giá năm 2026 là năm bản lề cho công tác đại tu nhà máy, củng cố mảng thủy điện, chứ không phải là một bước thụt lùi trong câu chuyện tăng trưởng chung của công ty. Mảng thủy điện chịu tác động tiêu cực từ đợt khô hạn trên diện rộng dưới ảnh hưởng của hiện tượng *El Niño*. Tình trạng thiếu mưa kéo dài đã làm suy giảm đáng kể lưu lượng nước về các hồ chứa tại khu vực Tây Nguyên, khu vực tập trung phần lớn công suất thủy điện của công ty. Đồng thời, GEG cũng tranh thủ giai đoạn này để cải tạo, nâng cấp các tổ máy lâu năm. Dù hoạt động này giúp củng cố hiệu suất và độ ổn định vận hành trong dài hạn, song lại khiến chi phí bảo dưỡng tăng đột biến ngay tại thời điểm sản lượng điện thương phẩm đang ở vùng đáy.

Điểm khác biệt mấu chốt ở đây là sự suy yếu này chỉ tập trung cục bộ ở mảng thủy điện. Điện gió và điện mặt trời – các mảng chiếm tỷ trọng lớn hơn và đang tiếp tục gia tăng trong cơ cấu sản lượng phát điện của GEG – hầu như ít chịu ảnh hưởng từ các điều kiện thủy văn và vẫn được triển khai đúng tiến độ. Nhà máy điện mặt trời Đức Huệ 2 đã chính thức vận hành thương mại, trong khi dự án VPL2 tiếp tục được thi công đúng tiến độ, đảm bảo mục tiêu vận hành thương mại đã đề ra. Khi các nguồn công suất điện gió và điện mặt trời mới bắt đầu vận hành, cơ cấu lợi nhuận của GEG sẽ dần bớt nhạy cảm hơn trước điều kiện lượng mưa và mực nước hồ chứa, từng bước giảm bớt sự phụ thuộc vào chu kỳ thời tiết và rủi ro từ mảng thủy điện.

Đây chính là lý do chúng tôi điều chỉnh giảm dự báo riêng cho mảng thủy điện thay vì giảm dự báo trên diện rộng đối với toàn bộ HĐKD của công ty. Tác động kìm hãm từ sản lượng thủy điện sụt giảm và gánh nặng chi phí bảo dưỡng sẽ đè nặng lên lợi nhuận năm 2026. Tuy nhiên, đây đều là những yếu tố mang tính chu kỳ và tạm thời ở từng phân khúc, thay vì là dấu hiệu cho thấy năng lực triển khai các dự án năng lượng tái tạo cốt lõi của công ty đang suy yếu. Các dự án điện gió và điện mặt trời của GEG nhìn chung vẫn đang được triển khai đúng tiến độ. Các tài sản này sẽ đóng vai trò là động lực tăng trưởng chính kể từ năm 2027 trở đi.

Tóm tắt KQKD nửa đầu năm 2026: Điều kiện thủy văn bất lợi là rào cản lớn nhất

Lợi nhuận thuần Q2/2026 của GEG đạt 28,2 tỷ đồng (-83% svck) trên doanh thu 580,3 tỷ đồng (-7% svck). Lợi nhuận từ HĐKD cốt lõi trong Q2/2026 của GEG giảm mạnh khoảng 65% so với cùng kỳ xuống 28,2 tỷ đồng (so với mức 80 tỷ), sau khi loại trừ khoản truy thu giá điện tại tua-bin A7 (điện gió VPL) cũng như khoản lợi nhuận 112 tỷ đồng từ hoạt động thoái vốn khỏi Thủy điện Trường Phú trong Q2/2025. Lợi nhuận hoạt động cũng trở về mức bình thường khi tỷ suất lợi nhuận gộp thu hẹp từ 63,5% trong Q1/2026 xuống 40,9%. Nguyên nhân chủ yếu do sản lượng điện gió giảm 46% so với quý trước, sau khi kết thúc chu kỳ cao điểm theo mùa. Tỷ suất lợi nhuận gộp Q2/2026 giảm xuống còn 40,9% từ mức 63,5% trong Q1/2026, khi sản lượng điện gió giảm 46% so với quý trước, sau khi qua đợt cao điểm mùa khô.

Thủy điện là mảng yếu với mức giảm (so với cùng kỳ) sâu nhất, hoàn toàn phù hợp với quan điểm về rủi ro hạn hán mà chúng tôi đưa ra nhằm điều chỉnh giảm dự báo

lợi nhuận: Sản lượng thủy điện Q2/2026 giảm 45,8% so với cùng kỳ xuống 24,4 triệu kWh. Theo đó, lũy kế 6 tháng đầu năm 2026, sản lượng chỉ giảm nhẹ 1,9% so với cùng kỳ xuống còn 75,2 triệu kWh. Trái lại, mảng điện gió và điện mặt trời phản ánh bức tranh khả quan hơn nhiều, khẳng định đợt giảm dự báo lần này chỉ mang tính cục bộ ở mảng thủy điện: sản lượng điện mặt trời tăng 11,7% so với cùng kỳ trong 6 tháng đầu năm 2026 và sản lượng điện gió chỉ giảm nhẹ 2,5% so với cùng kỳ do Q2 không phải là mùa cao điểm của điện gió.

Bảng 6: Sản lượng điện đầu ra theo loại hình phát điện, GEG

Triệu kWh	Q2/26	% y/y	6T26	% y/y	% dự báo của HSC
Điện gió	113	-9.1%	322	-2.5%	46.7%
Điện mặt trời	106	11.2%	197	11.7%	54.1%
Thủy điện	24	-45.8%	75	-1.9%	22.1%
Điện mặt trời áp mái	12	-0.2%	22	-0.1%	36.7%
Tổng	255	-7.7%	616	1.8%	42.4%

Nguồn: GEG

Bảng 7: Doanh thu theo loại hình phát điện, GEG

Tỷ đồng	Q2/26	% y/y	6T26	% y/y	% dự báo của HSC
Điện gió	238	-9.0%	678	5.8%	46.0%
Điện mặt trời	244	9.3%	457	11.4%	55.0%
Thủy điện	51	-24.6%	132	3.3%	39.0%
Điện mặt trời áp mái	24	2.4%	47	2.6%	35.1%
Tổng	557	-3.3%	1,314	7.3%	47.3%

Nguồn: GEG

Hiện tượng El Niño đến muộn với cường độ mạnh hơn, buộc chúng tôi điều chỉnh triển vọng mảng thủy điện

Quyết định điều chỉnh giảm dự báo lợi nhuận thuần túy xuất phát từ cú sốc thời tiết trên diện rộng toàn ngành, chứ không phản ánh bất kỳ vấn đề nội tại nào về chất lượng danh mục tài sản của GEG. Trong báo cáo trước đây, HSC từng kỳ vọng GEG sẽ có vị thế thuận lợi nếu *El Niño* đến sớm, nhờ lượng nước tích trữ dồi dào từ năm có điều kiện thủy văn thuận lợi trước đó có thể hỗ trợ sản lượng phát điện trong giai đoạn chuyển tiếp. Trái với dự tính, *El Niño* thực tế lại đến muộn và khốc liệt hơn nhiều so với giả định ban đầu. Hệ quả là vùng đệm nước tích trữ từ các hồ chứa đã cạn kiệt đúng vào giai đoạn khô hạn diễn ra gay gắt nhất. Cơ quan Khí quyển và Đại dương Quốc gia Hoa Kỳ (NOAA) đã chính thức xác nhận *El Niño* xuất hiện từ ngày 11/6/2026. Trong báo cáo cập nhật ngày 8/9, NOAA nhận định xác suất xảy ra một đợt *El Niño* cường độ rất mạnh vào mùa thu - đông 2026-2027 lên tới hơn 90%, trong đó có 69% khả năng giai đoạn tháng 10 – tháng 12/2026 sẽ ghi nhận đợt *El Niño* khốc liệt nhất kể từ năm 1950. Trung tâm Dự báo Khí tượng Thủy văn Quốc gia của Việt Nam cũng nhấn mạnh khu vực Tây Nguyên là điểm nóng về rủi ro hạn hán và thiếu nước, điều này đặc biệt tác động trực tiếp tới GEG do phần lớn danh mục thủy điện của công ty tập trung tại tỉnh Gia Lai và cả khu vực Tây Nguyên.

Các số liệu vận hành thực tế đã củng cố cho sự thay đổi trong quan điểm này. Ban đầu, mảng thủy điện duy trì sức chống chịu khá tốt nhờ lượng nước dự trữ dồi dào tại các hồ chứa đóng vai trò làm tấm đệm giảm sốc, giúp sản lượng điện lũy kế 6 tháng đầu năm 2026 chỉ giảm nhẹ 1,9% so với cùng kỳ. Tuy nhiên, kết quả lũy kế này đã vô tình che mờ sự suy yếu nghiêm trọng trong Q2/2026, khi sản lượng thủy điện giảm 45,8% so với cùng kỳ do lợi thế từ lượng nước hồ chứa cạn kiệt và tác động tiêu cực của chu kỳ thủy văn bắt đầu bộc lộ rõ nét. Với việc *El Niño* diễn ra muộn hơn và gay gắt hơn nhiều so với dự tính, chúng tôi nhận thấy rủi ro sụt giảm sản lượng thủy điện lớn hơn so với các giả định trước đây, dẫn đến việc điều chỉnh giảm dự báo lợi nhuận.

Đây chính là nguyên nhân cốt lõi khiến các dự báo mới của chúng tôi thấp hơn nhiều so với dự báo trước đây và KHKD cho cả năm 2026 của BLĐ. GEG từng đặt kế hoạch

sản lượng thủy điện đạt gần 341 triệu kWh trong năm 2026 dựa trên điều kiện thủy văn bình quân nhiều năm, gần như tương đương với mức dự báo 340 triệu kWh trước đó của chúng tôi. Tuy nhiên, điều kiện thủy văn thực tế hiện nay lại tiêu cực hơn nhiều so với giả định thời tiết bình thường đó. Do đó, chúng tôi giảm 34,1% dự báo sản lượng thủy điện năm 2026. Mức điều chỉnh này tập trung vào nửa cuối năm, thay vì ngoại suy từ mức sụt giảm nhẹ trong 6 tháng đầu năm. Khi nguồn dự trữ tại các hồ chứa đã cạn kiệt và chu kỳ *El Niño* dự kiến khốc liệt hơn từ nay đến mùa xuân năm 2027, mô hình dự báo của chúng tôi loại trừ khả năng điều kiện thủy văn hồi phục rõ nét trong nửa cuối năm tài chính 2026. Điều này cũng đặt sản lượng thủy điện trước rủi ro sụt giảm khi bước sang năm 2027 nếu tình trạng khô hạn kéo dài hơn dự kiến.

Quan trọng hơn hết, đợt điều chỉnh giảm dự báo lần này chỉ mang tính cục bộ tại mảng kinh doanh đang giảm dần tỷ trọng trong danh mục nguồn điện của GEG, thay vì phản ánh sự suy yếu sản lượng trên diện rộng toàn công ty. Sản lượng điện mặt trời và điện gió ít phụ thuộc vào lượng mưa và lưu lượng nước đổ về hồ chứa hơn nên chúng tôi không điều chỉnh giả định về sản lượng điện hoặc doanh thu đối với cả hai mảng này trong giai đoạn dự báo. Khi GEG tiếp tục bổ sung công suất năng lượng tái tạo, tỷ trọng của thủy điện trong danh mục phát điện của công ty ngày càng thu hẹp. Điều này hạn chế mức độ nhạy cảm của lợi nhuận trước những biến động của điều kiện thủy văn trong dài hạn.

Tỷ suất lợi nhuận mảng thủy điện còn đối mặt một thách thức khác, đó là chi phí sửa chữa và bảo dưỡng, yếu tố mà chúng tôi dự kiến sẽ tiếp tục kéo dài sau đợt khô hạn hiện tại. GEG sở hữu một số tài sản thủy điện tại Gia Lai thông qua công ty con là CTCP Thủy điện Gia Lai (GHC; chưa khuyến nghị – GEG sở hữu 62,53% vốn). Đây là đơn vị sở hữu bề dày lịch sử vận hành gần hai thập kỷ với hiệu suất ổn định. GHC đã chủ động tăng ngân sách năm 2026 cho việc cải tạo thiết bị và gia cố hạ tầng thủy lợi, song song với định hướng chuyển đổi sang mô hình bảo dưỡng dự đoán thông qua tích hợp CNTT, AI với công tác kiểm tra thực địa định kỳ. Do đó, chúng tôi đánh giá các khoản chi phí tăng thêm này là một phần của chu kỳ bảo dưỡng kéo dài nhiều năm có cấu trúc rõ ràng, thay vì là một khoản chi phí phát sinh một lần trong năm 2026.

Tác động lên lợi nhuận bị khuếch đại trong mùa khô do chi phí bảo dưỡng có tính cố định tương đối và không giảm theo đà sụt giảm của sản lượng phát điện. Vì vậy, sản lượng giảm sẽ tác động tiêu cực đến tỷ suất sinh lời của mảng thủy điện do doanh thu sụt giảm và đòn bẩy hoạt động suy yếu. Theo đó, HSC giảm lần lượt 297/35/22 điểm cơ bản giả định tỷ suất lợi nhuận gộp mảng thủy điện cho các năm 2026/2027/2028. Việc giảm mạnh dự báo lợi nhuận năm 2026 phản ánh tác động kép từ đợt khô hạn làm sụt giảm sản lượng điện và áp lực chi phí bảo dưỡng tăng cao. Trong khi đó, dự báo lợi nhuận cho các năm tiếp theo được điều chỉnh giảm nhẹ hơn nhằm phản ánh kỳ vọng của chúng tôi rằng chi phí bảo dưỡng vẫn sẽ duy trì ở mức cao hơn so với các giả định trước đây khi điều kiện thủy văn trở lại bình thường.

Điện mặt trời và điện gió: Động lực tăng trưởng ngắn hạn đến từ tiến độ triển khai đúng hoặc vượt kế hoạch

Trái ngược với mảng thủy điện, các mảng kinh doanh còn lại đang là điểm sáng với hiệu quả vận hành cải thiện vượt bậc. Dự án điện mặt trời Đức Huệ 2 (49 MWp, tỉnh Tây Ninh) vận hành thương mại vào ngày 19/5/2026, sớm hơn so với mốc thời gian vào cuối Q2/2026 trong mô hình dự báo trước đây của HSC. Hợp đồng mua bán điện trực tiếp của dự án với Samsung Electronics Việt Nam Thái Nguyên sau đó đã chính thức có hiệu lực từ ngày 1/6/2026. Từng là yếu tố xúc tác ngắn hạn trọng tâm trong dự báo trước đây của chúng tôi, dự án hiện đã hoàn tất giai đoạn triển khai và chính thức chuyển sang đóng góp trực tiếp vào lợi nhuận hoạt động.

Trong khi đó, dự án điện gió gần bờ VPL2 (30 MW, Bến Tre) vẫn duy trì đúng tiến độ kể từ khi khởi công vào tháng 3/2026. Giá bán điện PPA với EVN kỳ vọng được chốt sát mức trần khung giá quy định. Đồng thời, dự án đặt mục tiêu vận hành thương mại vào ngày 25/10/2026 nhằm tận dụng trọn vẹn mùa gió chướng thuận lợi (tháng 11 – tháng 3). Mô hình định giá của chúng tôi phản ánh sản lượng đóng góp 26,3 triệu kWh trong nửa cuối năm 2026, trước khi tăng lên mức 105 triệu kWh/năm kể từ năm 2027 khi dự án vận hành trọn vẹn cả năm. Do đó, tiến độ hoàn thành theo đúng kế hoạch hiện tại đã được phản ánh trọn vẹn vào mô hình dự báo của chúng tôi. Trong khi việc

đưa dự án vào vận hành thương mại sớm hơn thời điểm cuối tháng 10 sẽ là yếu tố cộng thêm, tạo tiềm năng tăng nhẹ cho dự báo lợi nhuận.

Nhìn chung, mảng thủy điện là lực cản chính đè nặng lên lợi nhuận ngắn hạn, trong khi tiến độ triển khai các dự án điện gió và điện mặt trời vẫn duy trì quỹ đạo ổn định. Vì vậy, dù tình trạng khô hạn làm ảnh hưởng tiêu cực đến lợi nhuận năm 2026, nhưng không làm thay đổi quan điểm của chúng tôi về triển vọng tăng trưởng dài hạn của GEG, khi việc bổ sung công suất điện gió và mặt trời sẽ từng bước giảm thiểu rủi ro biến động thủy văn.

Danh mục dự án mới: Bốn dự án bắt đầu triển khai cho giai đoạn 2027-2029

GEG bắt đầu triển khai thêm bốn dự án năng lượng tái tạo mới ngoài Đức Huệ 2 và VPL2, với mục tiêu lần lượt đưa vào vận hành thương mại từng bước trong giai đoạn 2027-2029. Các dự án này chưa được phản ánh vào mô hình dự báo lợi nhuận của chúng tôi.

Dự án có tiến độ khả quan nhất dường như là điện mặt trời Tân Phước 1 (25 MW / 33,75 MWp, tỉnh Đồng Tháp). HĐQT đã thông qua chủ trương đầu tư vào ngày 9/9 với vốn đầu tư ước tính 460 tỷ đồng. Nghị quyết phê duyệt này mới chỉ đánh dấu cột mốc chuẩn bị đầu tư ban đầu – bao gồm giải phóng mặt bằng, hoàn thiện pháp lý và thu xếp vốn – chứ chưa phải thời điểm khởi công xây dựng thực tế. GEG cũng đang xúc tiến đầu tư vào một dự án điện mặt trời có quy mô tương đương tại Đồng Tháp và một dự án công suất khoảng 50 MWp tại Thừa Thiên Huế, cùng nhắm mục tiêu COD từ năm 2027. Tuy nhiên, chúng tôi lưu ý HĐQT hiện vẫn chưa phê duyệt chính thức cho hai dự án này. Theo tìm hiểu của chúng tôi, các dự án điện mặt trời mới này nhiều khả năng sẽ áp dụng cơ chế DPPA tương tự như Đức Huệ 2 để bán điện trực tiếp cho khối khách hàng doanh nghiệp, dù các hợp đồng bao tiêu chính thức hiện vẫn chưa được ký kết.

Dự án thứ tư là điện gió gần bờ Tân Thành (100 MW, tỉnh Đồng Tháp), dự kiến sẽ được phát triển theo từng giai đoạn thay vì đưa toàn bộ 100 MW vào vận hành cùng một lúc. GEG được cho là đang đặt mục tiêu đưa toàn bộ 4 dự án này vào vận hành thương mại hoàn toàn trước năm 2029.

Chúng tôi hiện chưa phản ánh các dự án này vào mô hình định giá do tiến độ mới ở giai đoạn sơ khởi, đồng thời chưa có thông tin rõ ràng về giá bán điện, cơ chế bao tiêu, tổng mức đầu tư và phương án thu xếp vốn. Mặc dù vậy, danh mục này vẫn mở ra dư địa tăng trưởng đáng kể về công suất và lợi nhuận trong trung hạn, đặc biệt nếu các dự án điện mặt trời mới nhân rộng thành công mô hình DPPA doanh nghiệp như tại Đức Huệ 2.

Điều chỉnh dự báo lợi nhuận

HSC giảm lần lượt 3,2% và 22,2% dự báo doanh thu thuần và lợi nhuận thuần năm 2026 xuống 2.909 tỷ đồng và 358 tỷ đồng, trong đó toàn bộ mức điều chỉnh giảm đều tập trung vào mảng thủy điện. Chúng tôi chủ động giảm dự báo lợi nhuận mảng thủy điện năm 2026 sâu hơn mức suy giảm thực tế trong nửa đầu năm, nhằm phản ánh quan điểm thận trọng hơn đối với diễn biến thủy văn trong nửa cuối năm. Sản lượng thủy điện nửa đầu năm 2026 chỉ giảm nhẹ 1,9% so với cùng kỳ, nhưng con số này chủ yếu nhờ vào kết quả tích cực trong Q1. Thực tế sản lượng Q2/2026 đã giảm 45,8% so với cùng kỳ khi tình hình thủy văn xấu đi rõ rệt. Do đó, chúng tôi giảm 34,1% dự báo sản lượng thủy điện năm 2026 dựa trên giả định nửa cuối năm sẽ suy yếu rõ rệt, thay vì ngoại suy theo tốc độ thực hiện của nửa đầu năm. Khi hiện tượng *El Niño* dự kiến kéo dài sang mùa xuân năm 2027, chúng tôi cho rằng khả năng phục hồi rõ nét của điều kiện thủy văn trước thời điểm cuối năm là rất thấp. Chúng tôi giảm 8% dự báo tổng sản lượng phát điện năm 2026 xuống còn 1.338 triệu kWh, trong khi giữ nguyên các giả định đối với mảng điện mặt trời và điện gió.

Bảng 8: Điều chỉnh dự báo sản lượng điện, GEG

Triệu kWh	Dự báo cũ				Dự báo mới			Điều chỉnh		
	2025A	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
Thủy điện	375	340	355	355	224	301	311	-34.1%	-15.2%	-12.4%
Điện mặt trời	360	424	462	460	424	462	460	0.0%	0.0%	0.0%
Điện gió	606	689	730	719	689	730	719	0.0%	0.0%	0.0%
Tổng cộng	1,341	1,454	1,546	1,534	1,338	1,492	1,490	-8.0%	-3.5%	-2.9%

Nguồn: HSC

Bảng 9: Điều chỉnh dự báo lợi nhuận, GEG

(Tỷ đồng, %)	Dự báo cũ			Dự báo mới			Điều chỉnh		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
Doanh thu thuần	3,005	3,151	3,129	2,909	3,124	3,113	-3.2%	-0.9%	-0.5%
Lợi nhuận gộp	1,489	1,518	1,475	1,355	1,492	1,461	-9.0%	-1.7%	-1.0%
<i>Tỷ suất lợi nhuận gộp</i>	<i>49.6%</i>	<i>48.2%</i>	<i>47.1%</i>	<i>46.6%</i>	<i>47.8%</i>	<i>46.9%</i>	<i>-3.0ppts</i>	<i>-0.4ppts</i>	<i>-0.2ppts</i>
Chi phí BH&QL	(196)	(208)	(198)	(190)	(207)	(197)	-3.2%	-0.9%	-0.5%
Chi phí lãi vay ròng	(686)	(668)	(622)	(695)	(670)	(623)	1.3%	0.2%	0.1%
LNTT	616	659	674	479	634	659	-22.2%	-3.8%	-2.1%
Lợi nhuận thuần	460	492	527	358	474	516	-22.2%	-3.8%	-2.1%
Lợi nhuận 'cốt lõi'	460	492	527	358	474	516	-22.2%	-3.8%	-2.1%
Tổng sản lượng (triệu kWh)	1,454	1,546	1,534	1,338	1,492	1,490	-8.0%	-3.5%	-2.9%

Nguồn: HSC

Dự báo lợi nhuận gộp được điều chỉnh giảm 9% xuống 1.355 tỷ đồng. Theo đó, tỷ suất lợi nhuận gộp thu hẹp 3 điểm phần trăm xuống còn 46,6%, do tác động kép từ sự suy giảm sản lượng thủy điện và chi phí bảo dưỡng, sửa chữa gia tăng trên toàn hệ thống nhà máy của GEG. Do phần lớn các khoản chi phí này có tính cố định, tác động bào mòn tỷ suất lợi nhuận càng bị khuếch đại khi phân bổ trên nền sản lượng sụt giảm mạnh.

Chúng tôi đánh giá áp lực gia tăng chi phí bảo dưỡng này mang tính chất dài hạn trong nhiều năm, thay vì chỉ là khoản chi phí phát sinh một lần. Theo đó, chúng tôi cũng giảm lần lượt 0,4 điểm phần trăm/0,2 điểm phần trăm dự báo tỷ suất lợi nhuận gộp năm 2027/2028, dù áp lực này sẽ hạ nhiệt dần theo đà phục hồi từng bước của sản lượng thủy điện. Do đó, dự báo lợi nhuận thuần chỉ được điều chỉnh giảm nhẹ 3,8% xuống 474 tỷ đồng trong năm 2027 và 2,1% xuống 516 tỷ đồng trong năm 2028.

Hạ k/n xuống Tăng tỷ trọng, giảm 18% giá mục tiêu

Giá mục tiêu mới là 14.500 đồng, giảm 18% so với mức 17.619 đồng trước đây, tương ứng với P/E dự phóng năm 2026/2027 lần lượt là 16 lần/12,1 lần. HSC hạ khuyến nghị đối với GEG xuống Tăng tỷ trọng (từ Mua vào) do những điều kiện bất lợi trong ngắn hạn làm mờ đi triển vọng lợi nhuận, trong khi động lực tăng trưởng trong trung hạn ngày càng phụ thuộc vào tiến độ triển khai và việc đưa các dự án điện gió và điện mặt trời mới vào vận hành đúng hạn.

Chúng tôi tiếp tục sử dụng phương pháp DCF để định giá GEG vì công ty tiếp tục cải thiện danh mục dự án điện gió và điện mặt trời.

- Lợi nhuận thuần của GEG dự kiến sẽ tăng trưởng với tốc độ CAGR trong giai đoạn 2024-2028 ở mức tích cực là 45,5%, làm nổi bật sự tăng trưởng công suất từ các dự án mới bao gồm điện mặt trời Đức Huệ 2 và điện gió gần bờ VPL2.
- Chúng tôi giữ nguyên giả định tốc độ tăng trưởng dài hạn 1%.
- Chúng tôi giữ nguyên lãi suất phi rủi ro 4%, phần bù rủi ro vốn CSH 8,75% và hệ số beta 0,6 lần. Theo đó, giả định WACC được giữ nguyên ở mức 8,9%.
- Chúng tôi cũng tăng giả định tổng vốn đầu tư trong năm cuối của giai đoạn dự báo (năm 2031) để tương ứng với tổng chi phí khấu hao, do kỳ vọng GEG sẽ cần đầu tư vào chi phí bảo trì cho các nhà máy điện hiện hữu của mình.

Bảng 10: Định giá DCF, GEG

Giá mục tiêu mới là 14.500đ

Tỷ đồng	Mid-2027
Tốc độ tăng trưởng dài hạn	1.0%
Giá trị hiện tại của UFCF	5,853
Giá trị hiện tại của giá trị dài hạn	10,549
Giá trị DN	16,403
Cộng: tiền	659
Trừ: tổng nợ	(9,991)
Giá trị vốn CSH	5,430
Số lượng cổ phiếu đang lưu hành (triệu)	376
Giá mục tiêu (đồng/cp)	14,500

Nguồn: HSC

Bảng 11: Tính toán WACC, GEG

WACC giữ nguyên ở mức 8.9%

	Value
Lãi suất phi rủi ro	4.0%
Phần bù rủi ro vốn CSH	8.8%
Beta	0.6
Chi phí vốn CSH	9.3%
Chi phí nợ	8.7%
WACC	8.9%

Nguồn: HSC

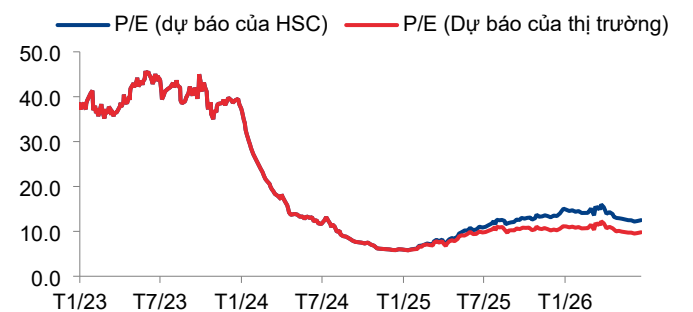
Bảng 12: Diễn biến giá cổ phiếu, GEG

%	1 tháng	3 tháng	12 tháng
GEG	-4%	-11%	-19%
VN30 Index	1%	-2%	7%

Nguồn: HSC

Bảng 13: P/E trượt dự phóng 1 năm, GEG

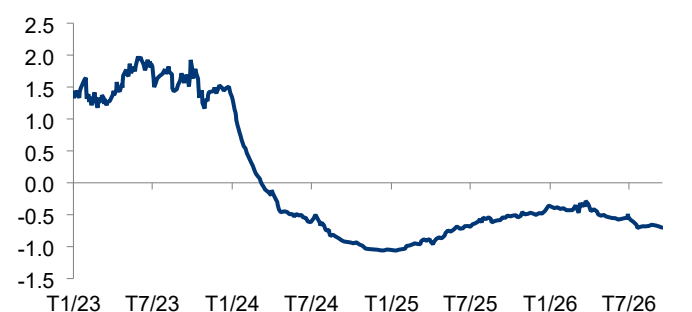
GEG đang giao dịch ở mức P/E trượt dự phóng 1 năm là 10,5 lần...



Nguồn: HSC

Bảng 14: Độ lệch chuẩn so với bình quân, GEG

... thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân ở mức 19,7 lần



Nguồn: HSC

Bối cảnh định giá

Sau khi giá cổ phiếu giảm 10% trong 3 tháng qua, GEG đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 10,5 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 19,7 lần. Trong khi đó, cổ phiếu có P/E dự phóng năm 2027 thấp hơn 7% so với bình quân của các công ty Dịch vụ tiện ích – Điện khác trong danh sách khuyến nghị.

Bảng 15: So sánh định giá với các công ty cùng ngành HSC khuyến nghị, GEG

	Vốn hóa (triệu USD)	EV/EBITDA điều chỉnh 2026	EV/EBITDA điều chỉnh 2027	P/E điều chỉnh 2026	P/E điều chỉnh 2027	P/B 2026	Lợi nhuận/vốn CSH trung bình 2026
REE	1,126.6	9.3	7.8	11.0	9.3	1.3	12%
POW	1,509.5	5.5	6.5	7.5	14.1	0.9	14%
PGV	917.7	4.8	5.1	7.6	9.9	1.1	17%
Bình quân toàn ngành DVTI - Điện	1,184.6	6.5	6.5	8.7	11.1	1.1	14%
GEG	178.6	7.3	7.0	13.8	10.3	0.9	7%
Chênh lệch so với các công ty khác	-85%	12%	8%	58%	-7%	-22%	-7 ppts

Nguồn: HSC

Rủi ro

Rủi ro lợi nhuận và định giá thấp hơn kỳ vọng bao gồm:

- Điều kiện thủy văn kém thuận lợi hơn dự kiến, dẫn đến sản lượng phát điện và lợi nhuận mảng thủy điện thấp hơn kỳ vọng.
- Tiến độ vận hành thương mại của dự án VPL2 diễn ra chậm hơn dự kiến, qua đó kéo lùi thời gian ghi nhận lợi nhuận từ dự án.
- Mặt bằng lãi suất neo cao hơn dự kiến gây áp lực lên chi phí tài chính, đặc biệt trong bối cảnh GEG gia tăng đòn bẩy nợ để tài trợ cho danh mục dự án đang triển khai.

Rủi ro lợi nhuận và định giá cao hơn kỳ vọng bao gồm:

- Giá điện toàn phần bình quân cao hơn dự kiến, hỗ trợ giá bán bình quân và khả năng sinh lời tích cực hơn trên toàn bộ danh mục thủy điện của GEG.
- Giá bán điện theo hợp đồng mua bán điện trực tiếp của dự án điện gió VPL2 cao hơn dự kiến.

BCTC và chỉ số tài chính chủ chốt

Báo cáo KQ HKKD (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Doanh thu	2,325	2,999	2,909	3,124	3,113
Lợi nhuận gộp	1,073	1,714	1,355	1,492	1,461
Chi phí BH&QL	(136)	(200)	(190)	(207)	(197)
Thu nhập khác	-	-	-	-	-
Chi phí khác	-	-	-	-	-
EBIT	938	1,514	1,166	1,286	1,264
Lãi vay thuần	(763)	(541)	(695)	(670)	(623)
Lãi/lỗ trong Cty LD,LK	5.37	4.99	8.75	17.8	18.2
Lợi nhuận khác	-	-	-	-	-
LN không thường xuyên	1.57	0.65	0	0	0
LN TT	182	979	479	634	659
Chi phí thuế TNDN	(89.5)	(31.9)	(47.9)	(63.4)	(65.9)
Lợi ích cổ đông thiểu số	22.7	(238)	(73.4)	(97.0)	(77.1)
LNST không thường xuyên	-	-	-	-	-
Lợi nhuận thuần	115	709	358	474	516
Lợi nhuận thuần ĐC	109	673	340	450	490
EBITDA ĐC	1,742	2,314	1,929	2,050	2,041
EPS (đồng)	305	1,883	952	1,259	1,372
EPS ĐC (đồng)	290	1,789	904	1,196	1,303
DPS (đồng)	0	0	0	0	600
Slg CP bình quân (triệu đv)	376	376	376	376	376
Slg CP cuối kỳ (triệu đv)	376	376	376	376	376
Slg CP pha loãng cuối kỳ (triệu đv)	376	376	376	376	376

Bảng cân đối kế toán (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Tiền & tương đương tiền	164	86.4	659	(45.0)	127
Đầu tư ngắn hạn	239	335	369	406	446
Phải thu khách hàng	823	1,263	1,324	1,386	1,366
Hàng tồn kho	119	46.1	190	200	203
Các tài sản ngắn hạn khác	36.5	45.7	47.7	47.2	43.9
Tổng tài sản ngắn hạn	1,382	1,776	2,589	1,993	2,186
TSCĐ hữu hình	13,477	13,098	14,173	14,915	14,413
TSCĐ vô hình	21.4	20.2	20.7	21.0	21.1
Bất động sản đầu tư	0	0	0	0	0
Đầu tư dài hạn	0	3.13	0	0	0
Đầu tư vào Cty LD,LK	174	54.5	178	182	186
Tài sản dài hạn khác	120	159	125	125	119
Tổng tài sản dài hạn	13,792	13,335	14,498	15,242	14,739
Tổng cộng tài sản	15,174	15,111	17,087	17,236	16,926
Nợ ngắn hạn	597	616	1,164	937	623
Phải trả người bán	32.3	14.8	15.4	15.6	15.9
Nợ ngắn hạn khác	106	178	69.2	72.0	65.2
Tổng nợ ngắn hạn	785	884	1,299	1,102	754
Nợ dài hạn	8,596	7,727	8,827	8,627	8,027
Thuế TNDN hoãn lại phải trả	25.6	0	0	0	0
Nợ dài hạn khác	0.29	0.19	0	0	0
Tổng nợ dài hạn	8,624	7,729	8,828	8,628	8,028
Tổng nợ phải trả	9,409	8,613	10,127	9,730	8,782
Vốn chủ sở hữu	4,425	4,965	5,320	5,751	6,266
Lợi ích cổ đông thiểu số	1,339	1,533	1,640	1,755	1,878
Tổng vốn chủ sở hữu	5,764	6,498	6,960	7,506	8,144
Tổng nợ phải trả và VCSH	15,174	15,111	17,087	17,236	16,926
BVPS (đ)	11,762	13,196	14,140	15,286	16,656
Nợ thuần*/(tiền mặt)	9,029	8,257	9,332	9,609	8,523

Báo cáo LCTT (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
EBIT	938	1,514	1,166	1,286	1,264
Khấu hao	(804)	(800)	(764)	(764)	(777)
Lãi vay thuần	(763)	(541)	(695)	(670)	(623)
Thuế TNDN đã nộp	(89.5)	(31.9)	(47.9)	(63.4)	(65.9)
Thay đổi vốn lưu động	24.4	(636)	(240)	(41.2)	(13.9)
Khác	(1.13)	(172)	512	28.3	103
LCT thuần từ HKKD	913	933	1,458	1,304	1,441
Đầu tư TS dài hạn	(102)	(409)	(1,838)	(1,504)	(274)
Góp vốn & đầu tư	(14.5)	(247)	(33.5)	(36.9)	(40.6)
Thanh lý	98.0	237	0	0	0
Khác	31.0	421	0	0	0
LCT thuần từ HĐĐT	12.4	1.92	(1,871)	(1,541)	(315)
Cổ tức trả cho CSH	(76.2)	(76.8)	(33.9)	(38.5)	(38.5)
Thu từ phát hành CP	0.20	0	0	0	0
Tăng/giảm nợ	(906)	(839)	1,021	(427)	(915)
Khác	(8.46)	(95.9)	(1.58)	(1.58)	(1.58)
LCT thuần từ HĐTC	(990)	(1,012)	986	(467)	(955)
Tiền & tương đương tiền đầu kì	229	164	86.4	659	(45.0)
LCT thuần trong kỳ	(65.4)	(77.4)	572	(704)	172
Ảnh hưởng của tỷ giá	0.05	0.08	0	0	0
Tiền & tương đương tiền cuối kì	164	86.4	659	(45.0)	127
Dòng tiền tự do	811	524	(380)	(200)	1,167

Các chỉ số tài chính	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Chỉ số hoạt động					
Tỷ suất LN gộp (%)	46.2	57.2	46.6	47.8	46.9
Tỷ suất EBITDA ĐC (%)	74.9	77.2	66.3	65.6	65.6
Tỷ suất LNT (%)	4.94	23.6	12.3	15.2	16.6
Thuế TNDN hiện hành (%)	49.3	3.26	10.0	10.0	10.0
Tăng trưởng doanh thu (%)	7.48	29.0	(2.99)	7.38	(0.36)
Tăng trưởng EBITDA ĐC (%)	4.93	32.8	(16.6)	6.26	(0.45)
Tăng trưởng LNT ĐC (%)	(17.1)	517	(49.5)	32.2	8.97
Tăng trưởng EPS (%)	(16.3)	517	(49.5)	32.2	8.97
Tăng trưởng EPS ĐC (%)	(17.1)	517	(49.5)	32.2	8.97
Tăng trưởng DPS (%)	nm	nm	nm	nm	nm
Tỷ lệ LN thuần trả CT (%)	0	0	0	0	43.7
Chỉ số lợi nhuận					
ROAE (%)	2.62	15.1	6.96	8.56	8.59
ROACE (%)	6.50	10.6	7.77	8.06	7.82
Vòng quay tài sản (lần)	0.15	0.20	0.18	0.18	0.18
Tiềm mặt HD/EBIT (lần)	0.97	0.62	1.25	1.01	1.14
Số ngày tồn kho	34.6	13.1	44.7	44.8	44.9
Số ngày phải thu	240	359	311	310	302
Số ngày phải trả	9.41	4.21	3.61	3.49	3.51
Cơ cấu vốn					
Nợ thuần*/VCSH (%)	204	166	175	167	136
Nợ/tài sản (%)	60.6	55.2	58.5	55.5	51.1
EBIT/lãi vay (lần)	1.23	2.80	1.68	1.92	2.03
Nợ/EBITDA (lần)	5.28	3.61	5.18	4.67	4.24
Chỉ số TT hiện thời (lần)	1.76	2.01	1.99	1.81	2.90
Định giá					
EV/doanh thu (lần)	5.88	4.30	4.80	4.56	4.23
EV/EBITDA ĐC (lần)	7.85	5.58	7.25	6.95	6.45
P/E (lần)	40.5	6.56	13.0	9.81	9.00
P/E ĐC (lần)	42.6	6.90	13.7	10.3	9.48
P/B (lần)	1.05	0.94	0.87	0.81	0.74
Lợi suất cổ tức (%)	0	0	0	0	4.86

Ghi chú: *Không bao gồm các khoản Đầu tư ngắn hạn.
Nguồn: Công ty, HSC ước tính

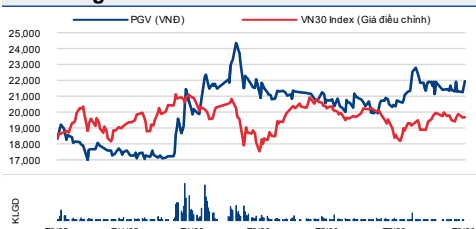
Tăng tỷ trọng (giữ nguyên)

Giá mục tiêu: VNĐ24,100 (từ VNĐ23,426)

Tiềm năng tăng/giảm: 9.8%

Giá cổ phiếu (đồng) (23/9/2026)	21,950
Mã Bloomberg	PGV VN
Giá cao/thấp 52 tuần (đ)	17,004-24,355
GTGD (bq 5 phiên) (tr.đ)	21,483
Vốn hóa thị trường (tỷ đ)	24,660
Vốn hóa trị trường (tr.USD)	948
Slg CP lưu hành (tr.đv)	1,123
Slg CP NN được sở hữu (tr.đv)	562
Slg CP NN được mua (tr.đv)	562
Giới hạn tỷ lệ sở hữu NN	50.0%
Tỷ lệ sở hữu của NN	0.02%
Tỷ lệ freefloat	0.81%
Cổ đông lớn	EVN (99.2%)

Nguồn: Công ty, Ước tính của HSC

Biểu đồ giá

Giá cổ phiếu (%)	-1 thg	-3 thg	-12 thg
Cổ phiếu thường	0.23	5.92	19.7
So với chỉ số	(1.16)	8.10	11.6
So với ngành	-	-	-

Nguồn: Công ty, FactSet

HSC và trung bình thị trường

EPS ĐC (đồng)	HSC	Thị trường	% ch. lệch
2026F	2,815	2,815	0.0
2027F	2,139	2,139	0.0
2028F	2,225	2,225	0.0

Nguồn: Bloomberg, HSC ước tính

Mô tả doanh nghiệp

Tổng công ty phát điện lớn thứ 2 Việt Nam với tổng công suất đặt 6,0 GW gồm cả thủy điện, điện khí, điện than, và điện mặt trời.

Chuyên viên phân tích**Natalie Nguyễn**

Trưởng Phòng, Ngành Năng Lượng
natalie.nguyen@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 110

Nguyễn Hoàng Nam, CFA

Giám Đốc, Ngành Năng Lượng
nam.nhoang@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 190

Lo ngại về nguồn cung nhiên liệu và áp lực hủy niêm yết

- HSC duy trì khuyến nghị Tăng tỷ trọng đối với PGV, đồng thời tăng 2,9% giá mục tiêu lên 24.100 đồng/cp, dựa trên triển vọng lợi nhuận ngắn hạn tích cực hơn khi công ty được phân bổ sản lượng hợp đồng thuận lợi, bất chấp nguồn cung khí trong nước đang suy giảm.
- Chúng tôi tăng 67,7% dự báo lợi nhuận thuần năm 2026, nhờ tỷ suất lợi nhuận gộp mở rộng khi tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế cải thiện - đặc biệt tại cụm nhà máy Nhiệt điện Phú Mỹ; đồng thời giảm lần lượt 4,1% và 5,7% dự báo lợi nhuận năm 2027-2028 do chi phí tài chính tăng cao.
- Sau khi giá cổ phiếu tăng 1% trong 3 tháng qua, PGV đang giao dịch với P/B trượt dự phóng 1 năm là 1,1 lần, thấp hơn 2,1 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 1,6 lần, cho thấy P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,4 lần.

Sự kiện: Nguồn cung nhiên liệu và áp lực hủy niêm yết che mờ triển vọng

Lợi nhuận của PGV phục hồi chủ yếu nhờ tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng điện sản xuất cải thiện, giúp công ty chốt mức giá bán ổn định cho phần lớn sản lượng điện đầu ra. Tuy nhiên, sự phục hồi này vẫn hoàn toàn dựa vào danh mục tài sản hiện hữu thay vì mở rộng công suất mới. Triển vọng của PGV bị kìm hãm bởi đã sụt giảm nguồn khí trong nước, buộc cụm nhà máy Phú Mỹ phải phụ thuộc nhiều hơn vào nguồn LNG nhập khẩu và làm suy giảm khả năng cạnh tranh huy động trên thị trường điện. Song song đó, việc EVN sở hữu tới 99,2% vốn khiến tỷ lệ cổ phiếu tự do chuyển nhượng của PGV giảm xuống còn 0,81%, tiềm ẩn rủi ro vi phạm các quy định về tự cách công ty đại chúng và tiêu chuẩn niêm yết. Ở chiều ngược lại, các điều chỉnh về mặt cơ chế chính sách có thể hỗ trợ nâng cao mức độ huy động tại nhà máy Mông Dương, đồng thời kéo dài vòng đời vận hành của các tổ máy Phú Mỹ nhằm đảm bảo nhu cầu phụ tải của hệ thống điện.

Tác động: Sản lượng hợp đồng phân bổ thuận lợi tạo động lực tăng trưởng ngắn hạn

HSC tăng 67,7% dự báo lợi nhuận thuần năm 2026 lên 3.337 tỷ đồng, chủ yếu để phản ánh tỷ suất lợi nhuận gộp nói rộng khi tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế ở mức thuận lợi (đặc biệt tại tổ hợp nhà máy Phú Mỹ), dư sức bù đắp cho áp lực gia tăng của chi phí lãi vay. Chúng tôi giảm nhẹ lần lượt 4,1% và 5,7% dự báo lợi nhuận năm 2027/2028 do lợi nhuận gộp giảm nhẹ và chi phí tài chính tăng cao, trong khi gần như giữ nguyên các giả định về sản lượng phát điện, do rào cản tăng trưởng sản lượng chủ yếu đến từ nút thắt nguồn cung khí trong nước thay vì hạn chế từ phía nhu cầu phụ tải.

Định giá và khuyến nghị

Sau khi giá cổ phiếu tăng 1% trong 3 tháng qua, PGV hiện đang giao dịch với P/B trượt dự phóng 1 năm là 1,1 lần, thấp hơn 2,1 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 1,6 lần, cho thấy P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,4 lần. HSC tăng 2,9% giá mục tiêu lên 24.100 đồng/cp (tương ứng với P/E dự phóng năm 2026/2027 lần lượt ở mức 8,6 lần và 11,3 lần) đồng thời duy trì khuyến nghị Tăng tỷ trọng.

Cuối năm: Tháng 12	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
EBITDA ĐC (tỷ đồng)	6,816	10,631	10,615 ▲	9,298	9,229
Lợi nhuận thuần (tỷ đồng)	(878)	3,721	3,337 ▲	2,577	2,673 ▼
EPS ĐC (đồng)	(920)	3,169	2,815 ▲	2,139	2,225
DPS (đồng)	666	0	1,656 ▲	1,485 ▲	1,147
BVPS (đồng)	12,683	15,646	18,626 ▲	20,914 ▲	23,253 ▲
EV/EBITDA ĐC (lần)	8.21	4.73	4.83	5.13	4.78
P/E ĐC (lần)	N/a	6.93	7.80	10.3	9.86
Lợi suất cổ tức (%)	3.03	0	7.54	6.77	5.23
P/B (lần)	1.73	1.40	1.18	1.05	0.94
Tăng trưởng EPS ĐC (%)	(215)	444	(11.2)	(24.0)	4.03
ROAE (%)	(5.92)	23.4	17.3	11.6	10.8

Ghi chú: Dấu ▲ ▼ thể hiện mức tăng giảm ít nhất 5%.
Nguồn: Bloomberg, HSC ước tính

Sản lượng hợp đồng phân bổ hỗ trợ đã phục hồi, vẫn còn rủi ro

Lợi nhuận của PGV phục hồi nhờ có sản lượng hợp đồng phân bổ thuận lợi hơn. Tuy nhiên, đà tăng trưởng này vẫn hoàn toàn phụ thuộc vào danh mục tài sản hiện hữu, trong khi đã suy yếu của nguồn cung khí trong nước cùng rủi bị hủy niêm yết tiếp tục là những rủi ro cơ cấu trọng yếu. Chúng tôi tăng 67,7% dự báo lợi nhuận thuần năm 2026 đạt 3.337 tỷ đồng, nhờ tỷ suất lợi nhuận gộp mở rộng khi tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế cải thiện – đặc biệt tại cụm nhà máy nhiệt điện Phú Mỹ, đồng thời giảm lần lượt 4,1% và 5,7% dự báo lợi nhuận giai đoạn 2027-2028 do chi phí tài chính tăng cao. Sau khi giá cổ phiếu tăng 1% trong 3 tháng qua, PGV đang giao dịch với P/B trượt dự phóng 1 năm là 1,1 lần, thấp hơn 2,1 độ lệch chuẩn so với bình quân quá khứ. Cổ phiếu cũng có P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,4 lần. Chúng tôi duy trì khuyến nghị Tăng tỷ trọng và tăng 2,9% giá mục tiêu lên 24.100 đồng.

Nguồn cung nhiên liệu và rủi ro hủy niêm yết vẫn là rào cản định giá lớn

Động lực phục hồi lợi nhuận của PGV đến từ tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế cao hơn kỳ vọng, giúp tỷ trọng sản lượng điện được bán theo giá PPA cao hơn nhiều so với dự báo trước đây của chúng tôi. Tuy nhiên, đây thuần túy là câu chuyện phục hồi tỷ suất lợi nhuận thay vì tăng trưởng nhờ bổ sung công suất mới, trong khi tính bền vững của sự cải thiện này đang chịu thử thách bởi hai rủi ro cấu trúc lớn:

Thứ nhất, nguồn khí trong nước (nhiên liệu đầu vào chính của tổ hợp nhiệt điện Phú Mỹ) đang sụt giảm mang tính cơ cấu. Dù nguồn khí trong nước hiện vẫn cơ bản đáp ứng đủ nhu cầu của cụm nhà máy Phú Mỹ và bảo vệ công ty trước tình trạng tăng giá của LNG nhập khẩu, tấm đệm phòng vệ này sẽ dần bị xói mòn khi tỷ lệ pha trộn LNG buộc phải tăng lên để bù đắp lượng thiếu hụt ngày càng lớn. Mặc dù phần lớn chi phí nhiên liệu được chuyển sang khách hàng, việc giá LNG neo ở mức cao trong thời gian dài có thể làm suy yếu năng lực cạnh tranh và sản lượng huy động của các nhà máy điện khí.

Thứ hai, việc EVN nắm giữ 99,2% cổ phần khiến tỷ lệ cổ phiếu tự do chuyển nhượng của PGV chỉ còn 0,81%, thấp hơn rất nhiều so với mốc quy định 10% đối với một công ty đại chúng tại Việt Nam. Thực trạng này khiến công ty đối mặt với rủi ro tuân thủ pháp lý và điều kiện duy trì niêm yết, dù chúng tôi cho rằng khả năng cơ quan quản lý áp dụng các chế tài xử lý ngay lập tức là tương đối thấp.

Bên cạnh đó, các dự thảo chính sách gần đây của Bộ Công Thương vẫn là chất xúc tác quan trọng, mở ra dư địa tăng trưởng cho công ty. Đề xuất tạm thời nới lỏng yêu cầu về nhiệt độ nước làm mát đối với các nhà máy nhiệt điện than ở miền Bắc trong các tình huống hệ thống khẩn cấp đến năm 2030 có thể cho phép huy động sản lượng phát điện cao hơn tại Mông Dương. Trong khi đó, nếu các dự án LNG chậm tiến độ và phải lùi sang giai đoạn 2031-2035, các nhà máy điện khí hiện hữu như Phú Mỹ sẽ tiếp tục giữ vai trò nguồn cung trọng yếu lâu hơn, qua đó hỗ trợ tích cực cho công suất hoạt động và sản lượng hợp đồng phân bổ.

Tóm tắt KQKD nửa đầu năm 2026: Sản lượng hợp đồng phân bổ và giá thị trường điện toàn phần hỗ trợ lợi nhuận

PGV công bố lợi nhuận thuần Q2/2026 tích cực, với 1.447 tỷ đồng (+65% svck) trên doanh thu 14.959 tỷ đồng (+25% svck). Lợi nhuận thuần nửa đầu năm 2026 đạt 2.177 tỷ đồng (+124% svck) trên doanh thu 25.327 tỷ đồng (+12% svck). Lợi nhuận tăng vọt một phần nhờ so với mức nền thấp, giai đoạn PGV chuyển từ lỗ tỷ giá thuần 904 tỷ đồng (6 tháng đầu năm 2025) sang lãi tỷ giá thuần 136 tỷ đồng (6 tháng đầu năm 2026). Tuy nhiên, hiệu quả HĐKD nền tảng cũng có sự cải thiện rõ nét, với lợi nhuận thuần từ HĐKD cốt lõi vẫn tăng 22% so với cùng kỳ.

Tại cụm nhiệt điện khí Phú Mỹ, chúng tôi ước tính tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế đạt mức cao 110% trong 6 tháng đầu năm 2026, tạo bộ đệm vững chắc cho khả năng sinh lời theo cơ chế giá hợp đồng, cùng mức tăng trưởng

sản lượng phát điện ấn tượng 20% so với cùng kỳ. Mặt bằng giá điện thị trường tăng cao đã kích thích các nhà máy nhiệt điện tích cực chào giá trên thị trường phát điện cạnh tranh. Trong nửa đầu năm 2026, giá điện toàn phần duy trì trong biên độ 1.142-1.734 đồng/kWh và lập đỉnh 1.734 đồng/kWh vào tháng 6, tăng vọt 256% so với cùng kỳ từ mức đáy bất thường 487 đồng/kWh trong tháng 6/2025, giai đoạn thủy điện xả lũ tối đa gây sức ép lên giá thị trường. Trong bối cảnh diễn biến giá thuận lợi này, tổng sản lượng phát điện của các nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 2, Mông Dương và Ninh Bình tăng 10% so với cùng kỳ. Ngược lại, mảng thủy điện đi theo chiều hướng trái ngược khi sản lượng của nhà máy Buôn Kuốp giảm 20% so với cùng kỳ do điều kiện thủy văn kém thuận lợi. Giá thị trường neo ở mức cao cũng hỗ trợ tích cực cho lợi nhuận của các công ty liên kết, bù đắp một phần cho sự sụt giảm sản lượng do yếu tố thời tiết bất lợi.

Áp lực chi phí nhiên liệu gia tăng là yếu tố kìm hãm chính, khiến tỷ suất lợi nhuận khó bứt phá tương xứng dù sản lượng phát điện và giá bán trên thị trường đều diễn biến thuận lợi. Tỷ suất lợi nhuận gộp Q2/2026 thu hẹp 1,9 điểm phần trăm so với cùng kỳ xuống 14,2%, trong khi giá khí hỗn hợp bình quân tại nhà máy Phú Mỹ tăng 5% so với cùng kỳ lên 9,4 USD/MMBtu trong nửa đầu năm 2026, đi kèm với đã tăng chi phí của các loại nhiên liệu khác, trong đó có LNG.

Bảng 16: KQKD Q2 và 6 tháng đầu năm 2026, PGV

Tỷ đồng	Q2/26	So với cùng kỳ	So với quý trước	6T26	So với cùng kỳ
Doanh thu	14,959	25%	44%	25,327	12%
Giá vốn hàng bán	-12,834	28%	39%	-22,055	12%
Lợi nhuận gộp	2,124	11%	85%	3,272	16%
Chi phí BH&QL	-186	9%	37%	-322	11%
Thu nhập tài chính	17	-44%	-93%	252	212%
Chi phí tài chính	-329	-69%	-1%	-659	-63%
Lợi nhuận thuần	1,447	65%	98%	2,177	124%
Lợi nhuận 'cốt lõi'	1,466	5%	143%	2,068	22%

Nguồn: HSC

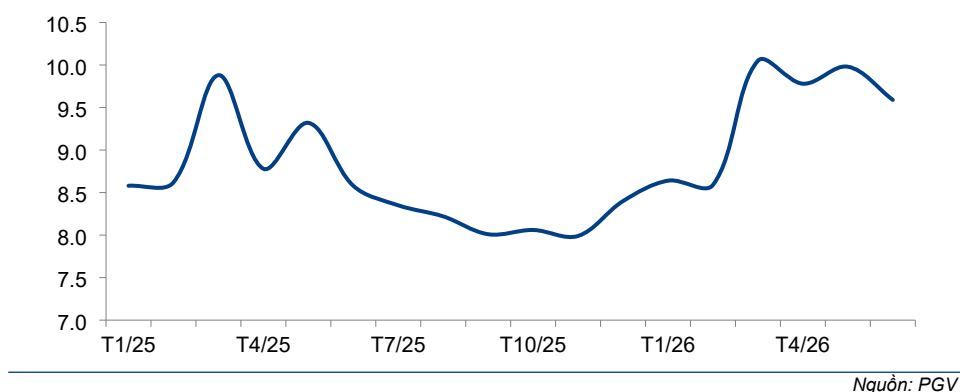
Bảng 17: Cơ cấu sản lượng điện, PGV

Triệu kWh	Q2/26	So với cùng kỳ	So với quý trước	6T26	So với cùng kỳ
Công ty mẹ	7,817	21%	30%	13,844	11%
Nhiệt điện khí	2,958	39%	56%	4,854	20%
Nhiệt điện than	4,497	19%	24%	8,137	10%
Thủy điện	346	-38%	-27%	819	-20%
Điện mặt trời	16	1%	-14%	34	8%
Lợi nhuận từ công ty liên kết	662	-12%	-20%	1,492	-2%
Tổng	8,479	17%	24%	15,336	9%

Nguồn: HSC

Thất chặt nguồn cung và chi phí nhiên liệu leo thang là rủi ro trọng yếu

Thách thức lớn nhất đối với danh mục nhiệt điện khí của PGV vẫn là sự cộng hưởng giữa tình trạng khan hiếm nguồn khí trong nước và chi phí nhiên liệu gia tăng. Diễn biến giá khí đầu vào thực tế theo tháng tại cụm nhiệt điện Phú Mỹ trong 6 tháng đầu năm 2026 đã sớm phản ánh áp lực này. Sau khi duy trì ở mức tương đối thấp trong tháng 1 và tháng 2, giá khí bắt đầu tăng mạnh kể từ tháng 3. Xu hướng này phản ánh rõ nét tình trạng thiếu hụt khí trong nước, đẩy công ty vào tình thế phải bù đắp bằng các nguồn khí bổ sung với chi phí cao hơn đáng kể. Bệ đỡ từ giá điện cao và tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng phát điện thuận lợi đã giúp cụm nhà máy Phú Mỹ ghi nhận KQKD khá quan trọng 6 tháng đầu năm 2026. Tuy nhiên, đa phức hội này khó bền vững nếu PGV không thể giải quyết bài toán bảo đảm nguồn cung khí đầu vào ở mức giá hợp lý.

Biểu đồ 18: Giá khí trong nước của nhà máy điện Phú Mỹ, PGV (USD/MMBtu)

Nhìn xa hơn, LNG là nguồn nhiên liệu thay thế quan trọng nhưng tuyệt nhiên không phải là giải pháp có chi phí thấp. Khi nguồn khí trong nước dần cạn kiệt, LNG nhập khẩu sẽ là giải pháp bắt buộc nhằm duy trì công suất phát điện cho cụm nhà máy Phú Mỹ. Mức độ chênh lệch chi phí rất lớn: Giá LNG giao ngay tại châu Á theo chuẩn tham chiếu JKM đã chạm mức khoảng 27,8 USD/MMBtu vào giữa tháng 9/2026, tăng hơn gấp đôi so với cùng kỳ và gấp gần ba lần mức giá khoảng 9-10 USD/MMBtu mà PGV chỉ trả cho nguồn khí trong nước trong thời gian gần đây. Do đó, việc phụ thuộc nhiều hơn vào LNG sẽ khiến cơ cấu nhiên liệu của nhà máy Phú Mỹ chuyển dịch từ nguồn khí trong nước ổn định sang một loại hàng hóa toàn cầu đắt đỏ, vốn chịu tác động mạnh từ biến động cung - cầu quốc tế và rủi ro địa chính trị.

Tuy nhiên, rủi ro tài chính trước mắt được giảm thiểu đáng kể nhờ cơ chế chuyển chi phí nhiên liệu trong hợp đồng PPA, giúp bảo vệ tỷ suất lợi nhuận của công ty đối với sản lượng được phân bổ. Vì vậy, rủi ro trước mắt chủ yếu nằm ở tính khả dụng của nguồn cung khí và nguy cơ suy giảm sản lượng huy động, thay vì áp lực thu hẹp tỷ suất lợi nhuận thuần túy do giá khí tăng. Nếu không bảo đảm kịp thời nguồn cung khí trong nước hoặc LNG, sản lượng phát điện của nhà máy Phú Mỹ hoàn toàn có thể bị cắt giảm ngay cả khi nhu cầu phụ tải và giá điện thị trường vẫn diễn biến thuận lợi.

Mặc dù vậy, trong trung hạn, đà suy giảm tự nhiên của các mỏ khí trong nước sẽ từng bước gia tăng mức độ phụ thuộc của cụm nhà máy Phú Mỹ vào nguồn LNG nhập khẩu, khiến PGV đối mặt với rủi ro biến động giá nhiên liệu và rủi ro thu xếp nguồn cung lớn hơn. Ngay cả khi áp dụng cơ chế chuyển giá nhiên liệu, giá LNG cao vẫn sẽ đẩy chi phí phát điện của cụm nhà máy Phú Mỹ tăng cao và làm suy yếu lợi thế cạnh tranh trên thị trường điện, đặc biệt là đối với phần sản lượng phát điện ngoài hạn mức sản lượng hợp đồng phân bổ. Vì vậy, chúng tôi cho rằng mức độ khả dụng của nguồn khí trong nước, tốc độ chuyển đổi sang LNG và diễn biến giá LNG thế giới sẽ là ba biến số trọng yếu cần theo dõi chặt chẽ đối với danh mục điện khí của PGV.

Áp lực từ tỷ lệ tự do chuyển nhượng thấp và nguy cơ hủy niêm yết

Cơ cấu sở hữu quá cô đặc vẫn là rào cản pháp lý trọng yếu đối với tư cách niêm yết của PGV. Hiện tại, EVN sở hữu tới 99,2% số cổ phiếu đang lưu hành của PGV, khiến tỷ lệ tự do chuyển nhượng chỉ dừng ở mức 0,81% – thấp hơn rất nhiều so với yêu cầu về độ phân tán sở hữu đối với một công ty đại chúng. Theo Luật Chứng khoán sửa đổi, để đủ điều kiện là công ty đại chúng, một công ty cổ phần phải có tối thiểu 10% số cổ phiếu có quyền biểu quyết do ít nhất 100 nhà đầu tư không phải cổ đông lớn nắm giữ, bên cạnh các điều kiện về vốn điều lệ.

Tác động của vấn đề này không chỉ dừng lại ở tình trạng thanh khoản giao dịch kém của cổ phiếu. Theo Nghị định 155/2020/NĐ-CP, việc bị hủy tư cách công ty đại chúng là một trong những trường hợp dẫn đến việc hủy niêm yết bắt buộc. Đáng chú ý, cơ chế chuyển sang giao dịch trên sàn UPCoM thông thường chỉ áp dụng cho các công ty bị hủy niêm yết nhưng vẫn tiếp tục đáp ứng điều kiện là công ty đại chúng. Do đó, nếu PGV bị hủy tư cách công ty đại chúng do cơ cấu cổ đông không đáp ứng ngưỡng quy định, việc duy trì giao dịch trên sàn UPCoM sẽ không còn là phương án dự phòng mặc định.

Dù PGV đã xây dựng lộ trình cụ thể để giải quyết nút thắt cơ cấu sở hữu, tiến độ thực thi trên thực tế nhiều khả năng sẽ kéo dài. Theo phương án đã công bố, quá trình giảm tỷ lệ sở hữu của EVN sẽ được thực hiện thông qua việc phát hành thêm cổ phần mới thay vì thoái vốn trực tiếp. Sự tham gia của các nhà đầu tư mới sẽ giúp pha loãng tỷ lệ nắm giữ của công ty mẹ. Lộ trình đặt mục tiêu hạ tỷ lệ sở hữu của EVN xuống còn 75-80% trong giai đoạn 2026-2028, tiếp tục pha loãng trong giai đoạn hai từ 2029-2030, nhìn chung phù hợp với chiến lược tái cơ cấu doanh nghiệp Nhà nước của Chính phủ. PGV cũng cho biết nguồn tiền thu được từ đợt phát hành sẽ được giữ lại để tài trợ cho các nhu cầu đầu tư phát triển, biến giao dịch này thành một thương vụ kép: vừa huy động vốn vừa đa dạng hóa cơ cấu cổ đông.

Quá trình triển khai có những yếu tố thuận lợi nhất định khi PGV cho biết công ty về cơ bản đã đáp ứng các điều kiện phát hành cổ phiếu mới, thẩm quyền phê duyệt đã được phân cấp về cho EVN, và một số nhà đầu tư lớn đã bày tỏ sự quan tâm. Tuy nhiên, khung thời gian triển khai cho thấy việc đạt được độ phân tán cổ đông cần thiết sẽ là một lộ trình kéo dài nhiều năm, trong khi tỷ lệ free-float hiện tại vẫn thấp hơn nhiều so với ngưỡng quy định.

Do đó, chúng tôi đánh giá vấn đề free-float và nguy cơ bị hủy niêm yết là rủi ro ở mức cao, đòi hỏi phải theo dõi sát sao. Các cột mốc quan trọng cần theo dõi bao gồm thời điểm và quy mô các đợt phát hành, cơ cấu và chất lượng cổ đông mới tham gia, tỷ lệ sở hữu sau cùng của EVN, cùng các quyết định từ cơ quan quản lý liên quan đến điều kiện duy trì tư cách công ty đại chúng của PGV. Chừng nào bài toán cơ cấu cổ đông chưa có bước đột phá thực chất, rủi ro pháp lý này vẫn sẽ là yếu tố bất lợi đối với định giá của PGV, triệt tiêu phần nào tác động tích cực từ đa phục hồi mạnh mẽ của mảng kinh doanh cốt lõi.

Điều chỉnh dự báo lợi nhuận

HSC tăng 67,7% dự báo lợi nhuận thuần năm 2026 lên 3.337 tỷ đồng, chủ yếu nhờ tỷ suất lợi nhuận gộp vượt kỳ vọng trong 6 tháng đầu năm 2026 khi tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế duy trì ở mức cao, đặc biệt tại cụm nhà máy nhiệt điện Phú Mỹ. Nhờ sản lượng hợp đồng phân bổ cao hơn sản lượng phát điện thực tế, công ty tận dụng tối đa cơ chế chuyển ngang chi phí theo hợp đồng PPA, giúp giữ vững hiệu quả sinh lời ngay cả trong bối cảnh giá nhiên liệu neo ở mức cao. Yếu tố tích cực này hoàn toàn bù đắp cho giả định tăng chi phí lãi vay thuần cho năm 2026.

Cho năm 2027 và 2028, chúng tôi điều chỉnh giảm lần lượt 4,1% và 5,7% dự báo lợi nhuận thuần. Chúng tôi điều chỉnh giảm nhẹ giả định lợi nhuận gộp, đồng thời tăng lần lượt 7,3% và 13,9% giả định chi phí lãi vay thuần cho năm 2027 và 2028. Đây cũng là nguyên nhân chính dẫn đến việc giảm nhẹ dự báo lợi nhuận thuần cho giai đoạn này. Chúng tôi giữ nguyên các giả định về sản lượng phát điện, do cho rằng mức tăng trưởng sản lượng chủ yếu bị ngẽn bởi nguồn cung nhiên liệu (đặc biệt là tình trạng thiếu hụt khí trong nước ngày càng rõ nét tại cụm nhà máy Phú Mỹ) chứ không phải do nhu cầu phụ tải hay công suất khả dụng của nhà máy. Do đó, chúng tôi nhận thấy khó có thể nâng dự báo sản lượng phát điện trong ngắn hạn, ngay cả khi môi trường giá điện trên thị trường hiện tại vẫn đang diễn biến rất thuận lợi.

Bảng 19: Điều chỉnh dự báo lợi nhuận, PGV

(tỷ đồng, %)	Dự báo cũ			Dự báo mới			Điều chỉnh		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
Doanh thu thuần	54,450	56,613	58,460	55,506	58,395	59,844	1.9%	3.1%	2.4%
Lợi nhuận gộp	9.1%	9.8%	9.4%	12.7%	9.5%	9.2%	3.7%	-0.3%	-0.2%
Chi phí lãi ròng	(1,577)	(1,540)	(1,307)	(1,984)	(1,653)	(1,489)	25.8%	7.3%	13.9%
LNTT	2,517	3,402	3,588	4,222	3,261	3,382	67.7%	-4.1%	-5.7%
Lợi nhuận thuần	1,989	2,689	2,836	3,337	2,577	2,673	67.7%	-4.1%	-5.7%
Lợi nhuận 'cốt lõi'	1,989	2,689	2,836	3,337	2,577	2,673	67.7%	-4.1%	-5.7%
Tổng sản lượng (triệu kWh)	28,415	29,079	29,462	28,415	29,079	29,462	0.0%	0.0%	0.0%

Nguồn: HSC

Bảng 20: Điều chỉnh dự báo sản lượng theo HĐ phân bổ năm 2026, PGV

HĐ phân bổ	Dự báo cũ	Dự báo mới
Nhà máy điện khí Phú Mỹ	84%	120%
Nhà máy nhiệt điện than Mông Dương	65%	80%
Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 2	64%	85%

Nguồn: HSC

Định giá và khuyến nghị

Kết luận và phương pháp định giá

HSC tăng 2,9% giá mục tiêu đối với PGV lên 24.100 đồng. Cổ phiếu đang được giao dịch với P/E dự phóng năm 2026 và 2027 lần lượt ở mức 8,6 lần và 11,3 lần. Chúng tôi duy trì khuyến nghị Tăng tỷ trọng đối với PGV.

Mặc dù chịu những hạn chế về nguồn cung nhiên liệu trong ngắn hạn, chúng tôi tin rằng PGV vẫn giữ vị thế thuận lợi để tiếp tục mở rộng công suất điện khí, xét đến tầm quan trọng không ngừng của nguồn phát điện chạy nền trong hệ thống điện Việt Nam. Mặc dù tình trạng khan hiếm nhiên liệu và chi phí đầu vào tăng cao dự kiến sẽ gây áp lực lên khả năng sinh lời – khiến chúng tôi phải giảm dự báo lợi nhuận cho giai đoạn 2026-2028 – song những áp lực này nhiều khả năng chỉ mang tính tạm thời và có thể được hóa giải nhờ mở rộng danh mục dự án. Đặc biệt, việc phát triển dự án Sư Tử Trắng Giai đoạn 2B được kỳ vọng sẽ tăng cường nguồn cung khí cho khu vực Đông Nam Bộ trong dài hạn, tạo ra nền tảng nhiên liệu ổn định hơn và giúp PGV quay trở lại quỹ đạo tăng trưởng bình thường.

Chúng tôi tiếp tục sử dụng phương pháp DCF để định giá PGV vì công ty tiếp tục tạo ra dòng tiền bền vững từ danh mục các nhà máy điện đa dạng và đang hưởng lợi từ việc tăng sản lượng hợp đồng phân bổ. Các giả định cơ bản chính như sau:

- Chúng tôi giữ nguyên giả định tốc độ tăng trưởng dài hạn 1%.
- Chúng tôi giữ nguyên giả định lãi suất phi rủi ro 4%, phần bù rủi ro vốn CSH 8,75% và hệ số beta 0,6 lần. Theo đó, giả định WACC được giữ nguyên ở mức 8,4%.
- Chúng tôi lùi thời điểm định giá đến giữa năm 2027 (từ cuối năm 2026 trước đó)

Bảng 21: Định giá DCF, PGV

Giá mục tiêu mới là 24.100/ cổ phiếu

Tỷ đồng	Giá trị (giữa năm-2027)
Tốc độ tăng trưởng dài hạn	1.0%
Giá trị hiện tại của UFCF	29,480
Giá trị hiện tại của giá trị dài hạn	24,536
Giá trị DN	54,016
Cộng: tiền	587
Trừ: tổng nợ	(27,156)
Giá trị vốn CSH	27,119
Số lượng cổ phiếu đang lưu hành (triệu)	1,123
Giá trị hợp lý (đồng/cp)	24,100

Nguồn: HSC

Bảng 22: Tính toán WACC, PGV

WACC giữ nguyên ở mức 8,4%

	Giá trị
Lãi suất phi rủi ro	4.0%
Phần bù rủi ro vốn CSH	8.8%
Beta	0.6
Chi phí vốn CSH	9.0%
Chi phí nợ	7.0%
WACC	8.4%

Nguồn: HSC

Bảng 23: Diễn biến giá cổ phiếu, PGV

%	1 tháng	3 tháng	12 tháng
PGV	0%	6%	20%
VN30 Index	1%	-2%	7%

Nguồn: HSC

Biểu đồ 24: P/B trượt dự phóng 1 năm, PGV

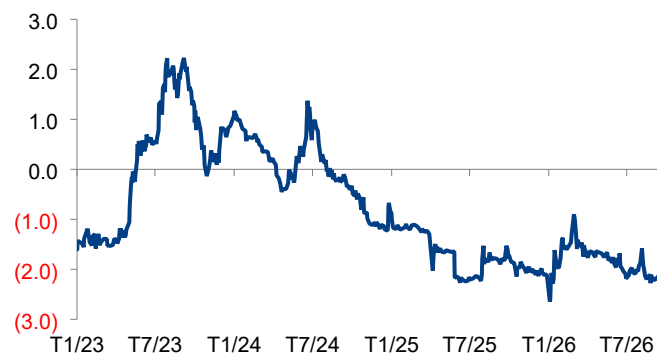
PGV hiện giao dịch với P/B trượt dự phóng 1 năm là 1,1 lần...



Nguồn: HSC

Biểu đồ 25: Độ lệch chuẩn so với bình quân, PGV

... thấp hơn 2,1 độ lệch chuẩn so với bình quân ở mức 1,6 lần



Nguồn: HSC

Bối cảnh định giá

Sau khi giá cổ phiếu tăng 6% trong 3 tháng qua, PGV đang giao dịch với P/B trượt dự phóng 1 năm là 1,1 lần, thấp hơn 2,1 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 1,6 lần, cho thấy P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,4 lần. Trong khi đó, cổ phiếu có P/E dự phóng năm 2026 thấp hơn 29% so với bình quân của các công ty Dịch vụ tiện ích – Điện khác trong danh sách khuyến nghị.

Bảng 26: So sánh định giá với các công ty cùng ngành, PGV

	Vốn hóa (triệu USD)	EV/EBITDA điều chỉnh 2026	EV/EBITDA điều chỉnh 2027	P/E điều chỉnh 2026	P/E điều chỉnh 2027	P/B 2026	Lợi nhuận/vốn CSH TB 2026
REE	1,126.6	9.3	7.8	11.0	9.3	1.3	12%
POW	1,509.5	5.5	6.5	7.5	14.1	0.9	14%
GEG	178.6	7.3	7.0	13.8	10.3	0.9	7%
Bình quân ngành	938.2	7.3	7.1	10.8	11.2	1.0	11%
PGV	917.7	4.8	5.1	7.6	9.9	1.1	17%
<i>Chênh lệch so với bình quân</i>	-2%	-35%	-29%	-29%	-12%	11%	+6 ppts

Nguồn: HSC

Rủi ro

Rủi ro lợi nhuận và định giá thấp hơn kỳ vọng bao gồm:

- Việc không được chấp thuận gia hạn lộ trình tuân thủ có thể đẩy PGV vào tình thế bị hủy niêm yết bắt buộc trên sàn HoSE, trừ khi công ty giải quyết dứt điểm nút thắt tỷ lệ tự do chuyển nhượng trước thời hạn quy định.
- Điều kiện thủy văn kém thuận lợi hơn dự kiến, dẫn đến sản lượng phát điện và lợi nhuận mảng thủy điện thấp hơn kỳ vọng.
- Tình trạng gián đoạn nguồn cung khí hoặc than sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng phát điện và kim hãm đà tăng trưởng lợi nhuận của toàn bộ danh mục nhiệt điện của PGV.

Rủi ro lợi nhuận và định giá cao hơn kỳ vọng bao gồm:

- Tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng phát điện thực tế trong giai đoạn 2027-2028 cao hơn kỳ vọng, hỗ trợ tỷ suất lợi nhuận và mang lại KQKD cao hơn dự báo của chúng tôi.
- Tiến độ phê duyệt dự án mới nhanh hơn kỳ vọng sẽ là động lực giúp PGV tái khởi động chu kỳ mở rộng công suất mới của ngành điện.

BCTC và chỉ số tài chính chủ chốt

Báo cáo KQ HKKD (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Doanh thu	40,690	43,561	55,506	58,395	59,844
Lợi nhuận gộp	2,980	6,987	7,076	5,525	5,478
Chi phí BH&QL	(672)	(683)	(1,110)	(876)	(898)
Thu nhập khác	-	-	-	-	-
Chi phí khác	-	-	-	-	-
EBIT	2,308	6,304	5,966	4,649	4,580
Lãi vay thuần	(3,361)	(2,358)	(1,984)	(1,653)	(1,489)
Lãi/nỗ trong Cty LD,LK	208	367	240	264	291
Lợi nhuận khác	(24.7)	(15.9)	0	0	0
LN không thường xuyên	-	-	-	-	-
LNTT	(871)	4,297	4,222	3,261	3,382
Chi phí thuế TNDN	(5.05)	(564)	(844)	(652)	(676)
Lợi ích cổ đông thiểu số	(2.82)	(11.2)	(40.5)	(31.3)	(32.5)
LNST không thường xuyên	(5.05)	0	0	0	0
Lợi nhuận thuần	(878)	3,721	3,337	2,577	2,673
Lợi nhuận thuần ĐC	(1,034)	3,561	3,162	2,403	2,500
EBITDA ĐC	6,816	10,631	10,615	9,298	9,229
EPS (đồng)	(782)	3,312	2,970	2,294	2,379
EPS ĐC (đồng)	(920)	3,169	2,815	2,139	2,225
DPS (đồng)	666	0	1,656	1,485	1,147
Sig CP bình quân (triệu đv)	1,123	1,123	1,123	1,123	1,123
Sig CP cuối kỳ (triệu đv)	1,123	1,123	1,123	1,123	1,123
Sig CP pha loãng cuối kỳ (triệu đv)	1,123	1,123	1,123	1,123	1,123

Bảng cân đối kế toán (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Tiền & tương đương tiền	619	2,144	587	(929)	(336)
Đầu tư ngắn hạn	2,880	3,257	3,257	3,257	3,257
Phải thu khách hàng	10,331	12,683	12,211	12,847	13,166
Hàng tồn kho	2,454	2,386	3,387	3,697	3,802
Các tài sản ngắn hạn khác	537	382	420	459	472
Tổng tài sản ngắn hạn	16,821	20,852	19,863	19,330	20,360
TSCĐ hữu hình	33,037	28,758	25,868	22,435	19,005
TSCĐ vô hình	590	594	580	564	545
Bất động sản đầu tư	0	0	0	0	0
Đầu tư dài hạn	537	534	537	537	537
Đầu tư vào Cty LD,LK	2,010	2,177	2,642	2,906	3,197
Tài sản dài hạn khác	2,272	2,117	2,857	3,073	3,086
Tổng tài sản dài hạn	38,446	34,180	32,484	29,514	26,369
Tổng cộng tài sản	55,267	55,032	52,346	48,844	46,729
Nợ ngắn hạn	5,885	5,885	5,885	5,885	5,885
Phải trả người bán	5,610	5,824	4,843	5,287	5,437
Nợ ngắn hạn khác	2,218	1,880	(1,951)	(3,422)	(5,324)
Tổng nợ ngắn hạn	13,814	14,370	8,988	7,913	6,166
Nợ dài hạn	26,010	21,926	21,271	16,271	13,271
Thuế TNDN hoãn lại phải trả	0	0	0	0	0
Nợ dài hạn khác	873	832	832	832	832
Tổng nợ dài hạn	26,883	22,759	22,103	17,103	14,103
Tổng nợ phải trả	40,697	37,128	31,091	25,016	20,270
Vốn chủ sở hữu	14,249	17,578	20,926	23,496	26,124
Lợi ích cổ đông thiểu số	320	326	329	332	335
Tổng vốn chủ sở hữu	14,570	17,903	21,255	23,828	26,459
Tổng nợ phải trả và VCSH	55,267	55,032	52,346	48,844	46,729
BVPS (đ)	12,683	15,646	18,626	20,914	23,253
Nợ thuần*/(tiền mặt)	31,276	25,667	26,569	23,085	19,492

Báo cáo LCTT (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
EBIT	2,308	6,304	5,966	4,649	4,580
Khấu hao	(4,509)	(4,327)	(4,649)	(4,649)	(4,649)
Lãi vay thuần	(3,361)	(2,358)	(1,984)	(1,653)	(1,489)
Thuế TNDN đã nộp	(17.6)	(1.76)	(844)	(652)	(676)
Thay đổi vốn lưu động	(7,502)	(8,383)	(2,708)	(996)	(702)
Khác	-	-	-	-	-
LCT thuần từ HKKD	351	2,842	6,866	7,454	7,655
Đầu tư TS dài hạn	(422)	(696)	(1,745)	(1,200)	(1,200)
Góp vốn & đầu tư	(3,465)	(3,002)	(3,002)	(3,002)	(3,002)
Thanh lý	3,520	2,625	0	0	0
Khác	602	495	324	231	140
LCT thuần từ HĐĐT	236	(578)	(4,423)	(3,971)	(4,062)
Cổ tức trả cho CSH	(50.7)	(4.04)	(186)	(167)	(129)
Thu từ phát hành CP	0	0	0	0	0
Tăng/giảm nợ	(2,616)	(1,844)	(4,000)	(3,000)	(3,000)
Khác	2,189	1,110	186	(1,833)	129
LCT thuần từ HĐTC	(478)	(739)	(4,000)	(5,000)	(3,000)
Tiền & tương đương tiền đầu kì	510	619	2,144	587	(929)
LCT thuần trong kỳ	109	1,525	(1,556)	(1,517)	593
Ảnh hưởng của tỷ giá	0	0	0	0	0
Tiền & tương đương tiền cuối kì	619	2,144	587	(929)	(336)
Dòng tiền tự do	(71.0)	2,145	5,122	6,254	6,455

Các chỉ số tài chính	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Chỉ số hoạt động					
Tỷ suất LN gộp (%)	7.32	16.0	12.7	9.46	9.15
Tỷ suất EBITDA ĐC (%)	16.8	24.4	19.1	15.9	15.4
Tỷ suất LNT (%)	(2.16)	8.54	6.01	4.41	4.47
Thuế TNDN hiện hành (%)	(0.58)	13.1	20.0	20.0	20.0
Tăng trưởng doanh thu (%)	(11.3)	7.06	27.4	5.20	2.48
Tăng trưởng EBITDA ĐC (%)	(18.7)	56.0	(0.16)	(12.4)	(0.75)
Tăng trưởng LNT ĐC (%)	(215)	444	(11.2)	(24.0)	4.03
Tăng trưởng EPS (%)	(182)	524	(10.3)	(22.8)	3.71
Tăng trưởng EPS ĐC (%)	(215)	444	(11.2)	(24.0)	4.03
Tăng trưởng DPS (%)	(68.4)	(100)	nm	(10.3)	(22.8)
Tỷ lệ LN thuần trả CT (%)	(85.2)	0	55.8	64.7	48.2
Chỉ số lợi nhuận					
ROAE (%)	(5.92)	23.4	17.3	11.6	10.8
ROACE (%)	5.20	15.4	14.2	11.0	11.2
Vòng quay tài sản (lần)	0.71	0.79	1.03	1.15	1.25
Tiền mặt HD/EBIT (lần)	0.15	0.45	1.15	1.60	1.67
Số ngày tồn kho	23.8	23.8	25.5	25.5	25.5
Số ngày phải thu	100.0	127	92.0	88.7	88.4
Số ngày phải trả	54.3	58.1	36.5	36.5	36.5
Cơ cấu vốn					
Nợ thuần*/VCSH (%)	219	146	127	98.3	74.6
Nợ/tài sản (%)	57.7	50.5	51.9	45.4	41.0
EBIT/lãi vay (lần)	0.69	2.67	3.01	2.81	3.08
Nợ/EBITDA (lần)	4.68	2.62	2.56	2.38	2.08
Chỉ số TT hiện thời (lần)	1.22	1.45	2.21	2.44	3.30
Định giá					
EV/doanh thu (lần)	1.37	1.16	0.92	0.82	0.74
EV/EBITDA ĐC (lần)	8.21	4.73	4.83	5.13	4.78
P/E (lần)	N/a	6.63	7.39	9.57	9.23
P/E ĐC (lần)	N/a	6.93	7.80	10.3	9.86
P/B (lần)	1.73	1.40	1.18	1.05	0.94
Lợi suất cổ tức (%)	3.03	0	7.54	6.77	5.23

Ghi chú: *Không bao gồm các khoản Đầu tư ngắn hạn.
Nguồn: Công ty, HSC ước tính

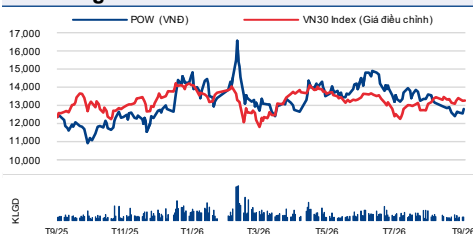
Mua vào (giữ nguyên)

Giá mục tiêu: VNĐ17,700 (từ VNĐ16,900)

Tiềm năng tăng/giảm: 38.8%

Giá cổ phiếu (đồng) (23/9/2026)	12,750
Mã Bloomberg	POW VN
Giá cao/thấp 52 tuần (đ)	10,910-16,550
GTGD (bq 5 phiên) (tr.đ)	12,700
Vốn hóa thị trường (tỷ đ)	39,115
Vốn hóa trị trường (tr.USD)	1,504
Slg CP lưu hành (tr.đv)	3,068
Slg CP NN được sở hữu (tr.đv)	1,503
Slg CP NN được mua (tr.đv)	1,059
Giới hạn tỷ lệ sở hữu NN	49.0%
Tỷ lệ sở hữu của NN	14.5%
Tỷ lệ freefloat	18.8%
Cổ đông lớn	PVN (79.9%)

Nguồn: Công ty, Ước tính của HSC

Biểu đồ giá

Giá cổ phiếu (%)	-1 thg	-3 thg	-12 thg
Cổ phiếu thường	(6.25)	(10.8)	3.19
So với chỉ số	(7.55)	(9.01)	(3.86)
So với ngành	-	-	-

Nguồn: Công ty, FactSet

HSC và trung bình thị trường

EPS ĐC (đồng)	HSC	Thị trường	% ch. lệch
2026F	1,714	1,427	20.1
2027F	910	1,096	(17.0)
2028F	835	1,016	(17.8)

Nguồn: Bloomberg, HSC ước tính

Mô tả doanh nghiệp

POW đang vận hành công suất phát điện 4.2GW, khoảng 6% tổng công suất đặt của VN, và đã có thêm 1.6 GW điện LNG vận hành cuối năm 2025.

Chuyên viên phân tích**Natalie Nguyễn**

Trưởng Phòng, Ngành Năng Lượng
natalie.nguyen@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 110

Nguyễn Hoàng Nam, CFA

Giám Đốc, Ngành Năng Lượng
nam.nhoang@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 190

Nền tảng vững chắc cho chu kỳ mở rộng, duy trì k/n Mua vào

- HSC duy trì khuyến nghị Mua vào đối với POW và tăng 5% giá mục tiêu lên 17.700 đồng/cp, nhờ cơ chế sản lượng hợp đồng phân bổ thuận lợi hơn, kết hợp với nỗ lực từ Chính phủ trong việc thúc đẩy tiến độ các dự án điện khí LNG.
- Chúng tôi tăng gần gấp đôi dự báo lợi nhuận từ HĐKD cốt lõi năm 2026, với động lực chính đến từ tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế cao hơn đáng kể, đặc biệt tại cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4. Song song đó, các khoản lợi nhuận không thường xuyên với giá trị lớn sẽ tiếp tục củng cố đà tăng trưởng của lợi nhuận trên BCTC.
- Sau khi giá cổ phiếu giảm 11% trong 3 tháng qua, POW đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 11,3 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân quá khứ ở mức 26,6 lần.

Sự kiện: Cơ chế phân bổ sản lượng hợp đồng củng cố chiến lược mở rộng điện khí LNG của POW

POW đang bước vào chu kỳ đầu tư công suất mới có quy mô lớn, với danh mục điện khí LNG lên đến 4,5 GW – bao gồm các dự án Quảng Ninh, Vũng Áng III và Quỳnh Lập – tương đương gần 80% công suất lắp đặt hiện hữu. Đáng chú ý, cơ chế phân bổ sản lượng hợp đồng thuận lợi là bệ đỡ củng cố tích cực luận điểm đầu tư vào các dự án công suất mới này. Cụ thể, việc đảm bảo tỷ trọng lớn sản lượng được bao tiêu theo giá hợp đồng dài hạn sẽ nâng cao khả năng dự phóng doanh thu, đồng thời giảm thiểu rủi ro biến động giá trên thị trường phát điện cạnh tranh. Việc dự án Nhơn Trạch 3 & 4 được phân bổ sản lượng hợp đồng ngay từ giai đoạn bắt đầu vận hành thương mại là một tiền lệ rất đáng khích lệ cho các dự án tiếp theo của POW. Mặc dù vậy, tiến độ đàm phán hợp đồng mua bán điện cho từng dự án, thu xếp vốn và năng lực thực thi dự án vẫn là những điểm nhấn trọng yếu, đặc biệt trong bối cảnh giá LNG quốc tế neo cao cùng những bất ổn địa chính trị kéo dài.

Tác động: Tăng dự báo lợi nhuận nhờ sản lượng hợp đồng phân bổ cải thiện

HSC tăng gần gấp đôi dự báo lợi nhuận từ HĐKD cốt lõi năm 2026, chủ yếu nhờ tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế cải thiện mạnh trên toàn bộ danh mục nhà máy của POW. Cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4 là bên hưởng lợi lớn nhất khi sản lượng hợp đồng phân bổ tăng 47% lên 6.613 triệu kWh, qua đó nâng tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng phát điện thực tế từ 100% lên 134%. Trong khi đó, tổng sản lượng hợp đồng phân bổ toàn danh mục tăng 25%, cao hơn so với mức tăng 17% của sản lượng phát điện thực tế, qua đó hỗ trợ tích cực cho giá bán điện bình quân. Cho giai đoạn 2027-2028, chúng tôi điều chỉnh tăng dự báo lợi nhuận thận trọng hơn, ở mức khoảng 9%, dù tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng phát điện thực tế tiếp tục duy trì ở mức khả quan.

Định giá và khuyến nghị

Sau khi giá cổ phiếu giảm 11% trong 3 tháng qua, POW đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 11,3 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân quá khứ ở mức 26,6 lần. HSC tăng 5% giá mục tiêu 17.700 đồng/cp (từ mức 16.900 đồng/cp trước đó), tương ứng với P/E dự phóng năm 2026/2027 lần lượt là 10,3 lần và 19,5 lần, đồng thời duy trì khuyến nghị Mua vào, trong bối cảnh Chính phủ quyết tâm thúc đẩy tiến độ các dự án điện khí LNG.

Cuối năm: Tháng 12	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
EBITDA ĐC (tỷ đồng)	2,503	6,466	13,185 ▲	9,511 ▼	9,109 ▼
Lợi nhuận thuần (tỷ đồng)	1,112	2,427	5,258 ▲	2,790 ▲	2,562
EPS ĐC (đồng)	89.4	873	1,714 ▲	910	835 ▼
DPS (đồng)	0	0	0	0	0
BVPS (đồng)	13,668	12,277	13,682 ▲	14,538 ▲	15,324 ▲
EV/EBITDA ĐC (lần)	16.4	8.92	5.40	6.53	5.97
P/E ĐC (lần)	143	14.6	7.44	14.0	15.3
Lợi suất cổ tức (%)	0	0	0	0	0
P/B (lần)	0.93	1.04	0.93	0.88	0.83
Tăng trưởng EPS ĐC (%)	(75.1)	876	96.3	(46.9)	(8.17)
ROAE (%)	3.51	7.33	13.8	6.45	5.59

Ghi chú: Dấu ▲ ▼ thể hiện mức tăng giảm ít nhất 5%.
Nguồn: Bloomberg, HSC ước tính

Đẩy mạnh đầu tư vào các dự án điện khí LNG

POW đang bước vào chu kỳ mở rộng công suất quy mô lớn với mảng điện khí LNG, hưởng lợi trực tiếp từ cơ chế phân bổ sản lượng hợp đồng thuận lợi hơn, qua đó nâng cao khả năng dự phóng doanh thu và cải thiện khả năng thu xếp tài chính cho dự án. Chúng tôi tăng gần gấp đôi dự báo lợi nhuận từ HĐKD cốt lõi năm 2026, chủ yếu nhờ tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế cải thiện, đặc biệt tại cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4. Sau khi giá cổ phiếu giảm 11% trong 3 tháng qua, POW hiện đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 11,3 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân quá khứ. Chúng tôi tăng 5% giá mục tiêu lên 17.700 đồng/cp và duy trì khuyến nghị Mua vào, dựa trên triển vọng lợi nhuận khởi sắc cùng nỗ lực đẩy mạnh phát triển điện khí LNG của Chính phủ.

Đẩy mạnh đầu tư công suất mới giữa căng thẳng Trung Đông: Cơ chế phân bổ sản lượng hợp đồng là tấm đệm rủi ro

POW chuẩn bị cho một chu kỳ đầu tư mở rộng công suất lớn, với danh mục điện khí LNG lên đến 4,5 GW tại 3 dự án trọng điểm, gần bằng toàn bộ công suất vận hành hiện tại (5,8 GW) của công ty. Tuy nhiên, công tác triển khai vẫn đối mặt với nhiều thách thức khi giá LNG neo ở mức cao cùng những bất ổn địa chính trị leo thang tại khu vực Trung Đông. Bên cạnh đó, các dự án trong danh mục cũng đang ở những giai đoạn phát triển rất khác nhau: LNG Quảng Ninh (1,5 GW) đang có những bước tiến triển khi công tác bàn giao mặt bằng được đẩy mạnh và đàm phán hợp đồng cung cấp tua-bin đang diễn ra. Mặc dù vậy, việc đàm phán hợp đồng mua bán điện vẫn là điểm nghẽn then chốt. Các điều khoản phức tạp liên quan đến giá công suất, cam kết bao tiêu nhiên liệu, chấm dứt hợp đồng và cơ chế bù trừ tỷ giá đều đòi hỏi những giải pháp vượt quá thẩm quyền của EVN, cho thấy ngày vận hành thương mại vẫn còn khá xa. Trong khi đó, dự án LNG Vũng Áng III (1,5 GW) đã nhận được phê duyệt chủ trương đầu tư và lựa chọn nhà đầu tư vào tháng 6/2026, còn dự án LNG Quỳnh Lập (1,5 GW) đã nhận giấy chứng nhận đăng ký đầu tư vào tháng 4 và khởi công vào tháng 5, chính thức bước vào giai đoạn thi công thực tế.

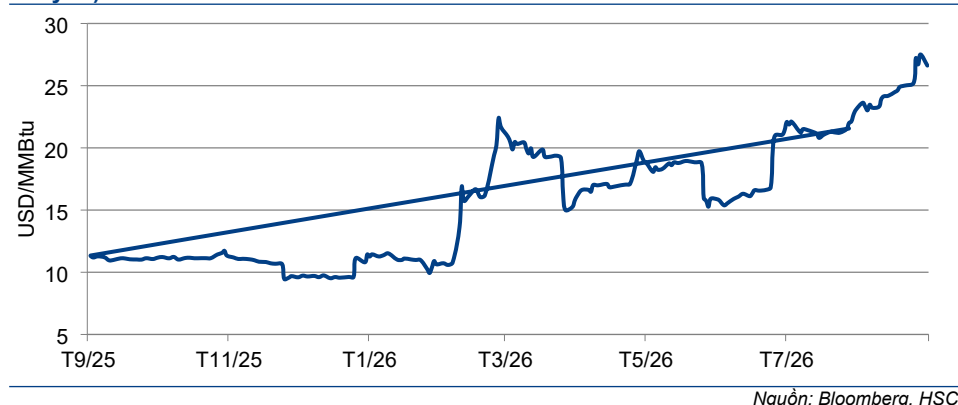
Bất chấp áp lực từ mặt bằng giá LNG kém thuận lợi, HSC cho rằng việc dần hoàn thiện cơ chế phân bổ sản lượng hợp đồng sẽ nâng cao khả năng dự báo doanh thu và cung cấp cơ chế bù trừ biến động chi phí cho các dự án LNG mới. Minh chứng rõ nét là dự án Nhơn Trạch 3 & 4 đã được cấp sản lượng hợp đồng phân bổ ngay từ giai đoạn đầu vận hành, đồng thời chi phí nhiên liệu tăng thêm được phản ánh trực tiếp vào giá hợp đồng. Yếu tố này sẽ giúp giải tỏa phần nào rào cản về khả năng thu xếp tài chính trước biến động giá LNG nhập khẩu, dù việc chốt hợp đồng PPA cụ thể cho từng dự án vẫn là điều kiện quyết định cuối cùng. Do đó, năng lực thu xếp vốn và khả năng triển khai dự án sẽ ngày càng trở nên cấp thiết khi danh mục đầu tư bước vào giai đoạn tăng tốc. Bên cạnh đó, khoản lợi nhuận không thường xuyên quy mô lớn từ truy thu chênh lệch tỷ giá điều chỉnh liên quan đến Nhà máy điện Vũng Áng 1 đóng vai trò bệ đỡ quan trọng giúp nâng cao năng lực tự thu xếp vốn đầu tư của công ty. Nhìn chung, danh mục dự án mới mở ra tiềm năng tăng trưởng dài hạn đáng kể. Mặc dù vậy, cơ chế phân bổ sản lượng hợp đồng chỉ nên được xem là công cụ giảm thiểu rủi ro trọng yếu, thay vì một tấm lá chắn toàn diện có thể xóa bỏ hoàn toàn áp lực từ giá LNG neo cao, các vướng mắc trong đàm phán giá điện hay rủi ro triển khai dự án trong bối cảnh địa chính trị phức tạp.

Căng thẳng Trung Đông tiếp tục leo thang, giữ giá LNG ở mức cao

Xung đột giữa Iran, Israel và Mỹ đã khiến giá LNG toàn cầu neo ở mức cao kéo dài trong khoảng 5 tháng qua. Trong đó, tháng 8 tiếp tục chứng kiến thêm một đợt biến động mới thay vì xu hướng hạ nhiệt rõ nét. Giá LNG giao ngay tới Nhật Bản và Hàn Quốc theo chỉ số JKM – thước đo tham chiếu then chốt tại Đông Bắc Á và sát thực nhất với nguồn LNG nhập khẩu của Việt Nam – từng duy trì ổn định trong biên độ 9,5-11,5 USD/MMBtu suốt giai đoạn tháng 9/2025 đến tháng 2/2026. Tuy nhiên, giá đã bật tăng mạnh lên vùng 17-19 USD/MMBtu vào tháng 3 khi căng thẳng leo thang, sau đó tiếp tục biến động trong biên độ 15,7-21,6 USD/MMBtu – cao gần gấp đôi so với mặt bằng trước xung đột. Dữ liệu mới nhất của chúng tôi cho thấy giá LNG đã chạm mốc 27,5 USD/MMBtu vào tháng 9/2026, thiết lập mức đỉnh mới từ đầu năm đến nay.

Phần bù rủi ro chính vẫn dồn vào eo biển Hormuz – huyết mạch hàng hải trung chuyển khoảng 20% lượng LNG giao dịch toàn cầu, bao gồm phần lớn sản lượng xuất khẩu của Qatar. Yếu tố này có ý nghĩa đặc biệt trọng yếu đối với Việt Nam khi Qatar là một trong những nhà cung cấp quan trọng của thị trường trong nước. Các đợt tấn công liên tiếp bằng tên lửa và thiết bị bay không người lái của Iran nhắm vào Israel cùng các căn cứ quân sự Mỹ tại vùng Vịnh, đi kèm nguy cơ phong tỏa eo biển Hormuz, đã khiến thị trường luôn trong trạng thái cảnh giác cao độ trước mọi tín hiệu leo thang xung đột. Chúng tôi cho rằng giá LNG sẽ còn neo cao và rung lắc mạnh theo diễn biến xung đột, gia tăng rủi ro bất định về giá thành nhiên liệu cho các quốc gia tiêu thụ – tiêu biểu là Việt Nam với lộ trình tăng tốc phát triển nguồn điện khí LNG.

Biểu đồ 27: Giá LNG nhập khẩu tại Nhật Bản và Hàn Quốc (bao gồm chi phí vận chuyển)

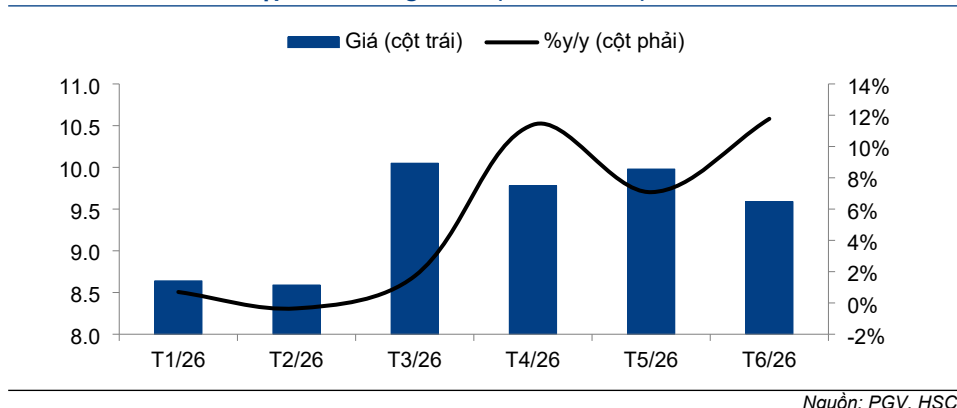


Nguồn: Bloomberg, HSC

Mức độ phụ thuộc của POW vào nguồn khí trong nước vẫn rất lớn, tập trung chủ yếu tại các cụm nhà máy Cà Mau 1 & 2 và Nhơn Trạch 1 & 2. Do đó, chúng tôi nhận thấy rủi ro chi phí khí trong nước nghiêng nhiều về chiều hướng gia tăng thay vì đi ngang. Điều này xuất phát từ hai động lực chính: Thứ nhất, cơ chế định giá khí trong nước phần nào có liên hệ mật thiết với giá dầu thô. Do đó, tình hình căng thẳng tại Trung Đông không chỉ làm tăng giá LNG mà còn thẩm thấu trực tiếp vào chi phí khí trong nước khi mặt bằng giá LNG giao ngay neo ở mức cao. Thứ hai, cơ cấu nguồn cung khí đang chuyển dịch sang nhóm có giá thành cao hơn. Nguồn cung tại các mỏ khí hiện hữu cấp cho nhà máy Cà Mau và Nhơn Trạch đều đang ở giai đoạn suy giảm sản lượng tự nhiên, trong khi nguồn thay thế từ các mỏ mới như Lô B dự kiến có chi phí khai thác cao hơn, kéo theo giá bán đắt hơn nhiều so với nguồn khí truyền thống từ bể Cửu Long và Nam Côn Sơn.

Như vậy, dù các nguồn cung khí mới tháo gỡ được áp lực thiếu hụt sản lượng, nhưng chưa chắc đã mang lại sự giải tỏa nào cho chi phí nhiên liệu đầu vào của các nhà máy điện. Thực tế cho thấy, việc phụ thuộc vào nguồn khí mới với chi phí khai thác cao nhiều khả năng sẽ nâng mặt bằng giá khí trong nước mức cao hơn, bất chấp việc áp lực thiếu hụt sản lượng đã phần nào được giải tỏa. Do đó, chúng tôi nhận thấy các giả định hiện tại về giá khí trong nước đang nghiêng về rủi ro bị điều chỉnh tăng thay vì giảm.

Biểu đồ 28: Giá khí nhập khẩu trong nước (USD/MMBtu)



Nguồn cung nhiên liệu: Đảm bảo nguồn cung LNG trong ngắn hạn; đà suy giảm khí tại nhà máy Cà Mau 1 & 2 mới là nút thắt chính

Khả năng bảo đảm nguồn nhiên liệu của POW cho thấy sự phân hóa rõ rệt trên từng cụm nhà máy thuộc danh mục phát điện: Đối với cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4, nguồn cung LNG ngắn hạn nhìn chung vẫn trong tầm kiểm soát. PV GAS đã hoàn tất tiếp nhận 6 chuyến tàu LNG với tổng khối lượng 17,15 triệu MMBtu về kho cảng Thị Vải trong 6 tháng đầu năm 2026, đồng thời thu xếp thành công chuyến tàu thứ 7 (khoảng 3 triệu MMBtu) nhằm bảo đảm nhiên liệu vận hành liên tục đến hết tháng 8/2026. Mặc dù vậy, thị trường LNG toàn cầu nói chung vẫn đang trong trạng thái thắt chặt, do một số nước xuất khẩu đã chủ động cắt giảm sản lượng bán ra để ưu tiên cho nhu cầu trong nước trước tác động của xung đột Trung Đông, làm suy giảm đáng kể lượng hàng sẵn có trên thị trường giao ngay. Vì vậy, HSC nhận định an ninh nguồn khí của cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4 chỉ mang tính ổn định tạm thời. Dự án vẫn chịu rủi ro cao về khả năng tiếp cận nguồn hàng trên thị trường giao ngay và áp lực biến động giá do chưa có lớp đệm phòng vệ từ các hợp đồng mua bán dài hạn.

Mối quan ngại lớn hơn mang tính cơ cấu nằm ở cụm nhà máy Cà Mau 1 & 2, nơi nguồn cung khí trong nước đang bước vào giai đoạn suy giảm rõ rệt. Trong tháng 5/2026, sản lượng cấp khí thực tế từ hệ thống PM3-Cà Mau chỉ đạt 2,2-2,8 triệu m³/ngày, thấp hơn đáng kể so với kế hoạch 3,2-3,6 triệu m³/ngày do sự cố vận hành tại các giếng khai thác. Trong khi đó, chi phí nhiên liệu tăng cao đã đẩy chi phí biến đổi của các nhà máy lên khoảng 2.200-2.400 đồng/kWh, vượt xa mức giá trần thị trường điện (khoảng 1.725 đồng/kWh), khiến sản lượng điện phát ngoài hợp đồng phân bổ không còn hấp dẫn về mặt kinh tế. POW cũng đang hấp thụ phần còn lại khoảng 119 triệu m³ khí trả trước lũy kế từ năm 2021, và năm 2026 dự kiến sẽ là năm cuối cùng hoàn tất việc cần trừ lượng khí nói trên. Cụm nhà máy Nhơn Trạch 1 & 2 cũng đối mặt với áp lực tương tự nhưng ở mức độ nhẹ hơn, khi sản lượng khí trong nước khu vực Đông Nam Bộ suy giảm cùng vị trí nằm ở hạ nguồn đường ống Phú Mỹ-Nhơn Trạch tiếp tục tạo sức ép lên giá khí trộn bình quân.

Về nguồn than tại Vũng Áng 1, nguồn cung nhìn chung được bảo đảm tốt hơn với 1,96 triệu tấn được giao trong 6 tháng đầu năm 2026, đạt 108% kế hoạch, huy động từ TKV, nguồn than nhập khẩu từ Lào theo hiệp định liên chính phủ và các nhà cung cấp trong nước bổ sung. Tuy nhiên, cơ cấu than phối trộn vẫn tương đối đắt đỏ khi loại than có giá cao hơn (than cám 5a.14) chiếm tới khoảng 30% tỷ trọng phối trộn, so với mức 55% của chủng loại than tối ưu hơn (than cám 5a.10), tiếp tục gây áp lực lên năng lực cạnh tranh về giá của nhà máy trên thị trường điện.

Sau năm 2027, vấn đề then chốt của công ty là phương án bù đắp phần sản lượng khí trong nước sụt giảm tại khu vực Cà Mau. Công ty hiện đang đàm phán với PV GAS về phương án thu xếp nhiên liệu cho giai đoạn sau 2027, đồng thời chuẩn bị các kịch bản dự phòng trong trường hợp các nguồn khí trong nước mới dự kiến đưa vào vận hành, bao gồm Nam Du - U Minh và Khánh Mỹ - Đàm Dơi, bị chậm tiến độ hoặc cho sản lượng thấp hơn kỳ vọng. Vấn đề này không chỉ mang tính sống còn đối với Cà Mau 1 & 2 mà còn ảnh hưởng trực tiếp đến dự án mở rộng Cà Mau do POW đề

xuất. Công ty cũng đã kiến nghị Petrovietnam đệ trình Chính phủ sớm chấp thuận dự án đường ống dẫn khí Lô B-Cà Mau, tạo tiền đề cho một giải pháp cung ứng bền vững và dài hạn. Chúng tôi không xem đây là rủi ro trước mắt đối với dự báo cho giai đoạn 2026-2027, nhưng đây sẽ là yếu tố xúc tác và biến số rủi ro trung hạn trọng yếu đối với triển vọng lợi nhuận của POW sau năm 2027.

Dựa trên biến động giá nhiên liệu và các ràng buộc về nguồn cung, chúng tôi điều chỉnh dự báo giá nhiên liệu đầu vào của POW như bảng bên dưới, với giả định giá LNG được căn cứ theo dự phóng của Bloomberg.

Bảng 29: Điều chỉnh dự báo giá đầu vào, POW

USD/ MMBtu	2026	2027	2028
Khí tự nhiên trong nước			
Dự báo cũ	9.4	9.7	9.9
Dự báo mới	10.2	10.5	10.7
% điều chỉnh	8%	8%	8%
LNG			
Dự báo cũ	16.8	12.8	9.6
Dự báo mới	20.3	16.1	12.7
% điều chỉnh	21%	26%	32%

Nguồn: Bloomberg, HSC

Điều chỉnh dự báo lợi nhuận

HSC tăng mạnh giả định sản lượng hợp đồng phân bổ năm 2026 trên toàn bộ danh mục dự án của POW, trong đó cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4 là bên hưởng lợi lớn nhất. Sản lượng hợp đồng phân bổ cho nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4 tăng 47% lên mức 6.613 triệu kWh, cao hơn nhiều so với mức tăng trong giả định sản lượng điện phát của chúng tôi, qua đó nâng tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế từ 100% lên 134%. Theo cơ chế CfD tại thị trường điện Việt Nam, nguồn thu của POW phụ thuộc trực tiếp vào sản lượng hợp đồng phân bổ thay vì đơn thuần dựa vào sản lượng phát điện thực tế. Vì vậy, sản lượng hợp đồng phân bổ cao hơn sẽ trực tiếp cải thiện giá bán điện bình quân thực nhận trên mỗi kWh, ngay cả trong kịch bản sản lượng huy động chỉ tăng nhẹ. Chúng tôi xem đây là một tín hiệu chính sách quan trọng nhằm cải thiện khả năng dự phóng dòng tiền và có thể tạo động lực thúc đẩy dòng vốn đầu tư vào điện khí LNG, đặc biệt từ các chủ đầu tư tư nhân.

Chúng tôi điều chỉnh tăng giả định sản lượng hợp đồng phân bổ cho hầu hết các nhà máy trong danh mục nhưng có sự phân hóa: Mức tăng mạnh sản lượng hợp đồng phân bổ cho nhà máy Vũng Áng 1 cải thiện khả năng dự báo doanh thu nhưng yếu tố này vẫn chưa đủ bù đắp hoàn toàn cho phần gia tăng của chi phí nhiên liệu. Nhà máy thủy điện Hòa Na cũng hưởng lợi từ việc điều chỉnh tăng mạnh sản lượng hợp đồng phân bổ nhờ điều kiện thủy văn thuận lợi hơn kỳ vọng. Ngược lại, chúng tôi điều chỉnh giảm 8% giả định sản lượng hợp đồng phân bổ cho cụm nhà máy Nhiệt điện Cà Mau 1 & 2 nhằm củng cố quan điểm rằng tình trạng thiếu hụt nguồn khí tại đây mang tính cấu trúc, không phải vấn đề tạm thời. HSC cũng điều chỉnh giả định sản lượng phát điện theo từng nhà máy: giảm sản lượng tại cụm nhà máy Cà Mau 1 & 2 do nguồn cung khí khan hiếm, đồng thời tăng giả định sản lượng cho cụm nhà máy Nhơn Trạch 1 & 2, Vũng Áng 1 và mảng thủy điện. Tổng sản lượng điện thương phẩm của cả công ty dự kiến tăng lên khoảng 24,9 tỷ kWh, trong khi giá bán điện bình quân hỗn hợp tăng 13% lên 2.588 đồng/kWh.

Xét trên toàn danh mục, chúng tôi ước tính tổng sản lượng hợp đồng phân bổ của POW tăng 25%, vượt mức tăng 19% của tổng sản lượng phát điện – đây chính là nguyên nhân cốt lõi khiến giá bán điện bình quân hỗn hợp tăng mạnh hơn nhiều so với mức tăng thuần túy từ sản lượng.

Bảng 30: Sản lượng HĐ phân bổ theo nhà máy năm 2026, POW

	Dự báo cũ	Dự báo mới	% điều chỉnh
Điện điện khí	13,700	16,142	18%
Nhon Trạch 3 & 4	4,500	6,613	47%
Cà Mau 1 & 2	5,000	4,620	-8%
Nhon Trạch 2 (NT2)	3,200	3,670	15%
Nhon Trạch 1 (NT1)	1,000	1,239	24%
Nhiệt điện than	3,770	5,724	52%
Vũng Áng 1	3,770	5,724	52%
Thủy điện	750	912	22%
Hua Na	300	480	60%
Dakdrinh	450	432	-4%
Tổng cộng	18,220	22,778	25%

Nguồn: HSC

Bảng 31: Cơ cấu sản lượng điện đầu ra theo nhà máy năm 2026, POW

Tổng sản lượng (triệu kWh)	Dự báo cũ	Dự báo mới	% điều chỉnh
Gas-fired thermal power	14,200	15,491	9%
Nhon Trạch 3 & 4	4,500	4,934	10%
Cà Mau 1 & 2	5,200	5,000	-4%
Nhon Trạch 2 (NT2)	3,500	4,202	20%
Nhon Trạch 1 (NT1)	1,000	1,355	36%
Nhiệt điện than	5,800	8,191	41%
Vũng Áng 1	5,800	8,191	41%
Thủy điện	1,020	1,245	22%
Hua Na	470	688	46%
Dakdrinh	550	557	1%
Tổng cộng	21,020	24,927	19%

Nguồn: HSC

Cuối cùng, chúng tôi phản ánh khoản lợi nhuận không thường xuyên khoảng 1.978 tỷ đồng ghi nhận trong năm 2026 vào mô hình dự báo nhằm phản ánh các khoản truy thu chênh lệch tỷ giá, quyết toán giá khí và hoàn nhập dự phòng đã được ghi nhận trong 6 tháng đầu năm 2026. Nhờ đó, lợi nhuận thuần năm 2026 dự báo tăng 192% lên 5.258 tỷ đồng, trong khi lợi nhuận từ HĐKD cốt lõi (ngoại trừ các khoản lợi nhuận không thường xuyên) vẫn tăng trưởng ấn tượng 82% đạt 3.280 tỷ đồng. Chúng tôi điều chỉnh dự báo lợi nhuận giai đoạn 2027-2028 tăng ở mức khiêm tốn hơn nhiều (khoảng 9%) do cả hai năm này đều không còn các khoản lợi nhuận không thường xuyên cũng như không có mức sản lượng hợp đồng phân bổ tăng đột biến như năm 2026.

Cụ thể, chúng tôi tăng 47% giả định sản lượng hợp đồng phân bổ năm 2026 cho tổ hợp nhà máy Nhon Trạch 3 & 4 lên 6.613 triệu kWh từ mức 4.500 triệu kWh (Bảng 30), cao hơn nhiều mức tăng giả định 10% cho sản lượng điện phát lên 4.934 triệu kWh (Bảng 31), tương ứng tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế đạt 134%, tăng từ mức 100%.

Cho giai đoạn 2027-2028, chúng tôi gần như giữ nguyên các giả định về sản lượng phát điện. HSC kỳ vọng tỷ lệ sản lượng hợp đồng phân bổ trên sản lượng thực tế sẽ tiếp tục duy trì ở mức khả quan, phản ánh định hướng chính sách nhằm tăng cường khả năng dự báo doanh thu và nâng cao khả năng thu xếp vốn của các dự án, qua đó khuyến khích thêm dòng vốn đầu tư vào điện khí LNG, đặc biệt là từ khu vực tư nhân.

Bảng 32: Điều chỉnh dự báo lợi nhuận, POW

(tỷ đồng, %)	Dự báo cũ			Dự báo mới			Điều chỉnh		
	2026F	2027F	2028F	2026F	2027F	2028F	2026F	2027F	2028F
Doanh thu thuần	48,038	55,085	52,166	64,527	59,569	56,161	34%	8%	8%
Lợi nhuận gộp	5,003	5,686	5,424	10,039	5,938	5,460	101%	4%	1%
Tỷ suất lợi nhuận gộp	10.4%	10.3%	10.4%	15.6%	10.0%	9.7%	49%	-3%	-7%
LNTT	2,338	3,319	3,247	6,835	3,627	3,331	192%	9%	3%
Lợi nhuận thuần	1,798	2,553	2,498	5,258	2,790	2,562	192%	9%	3%
Các khoản mục ròng không thường xuyên	0	0	-	1,978	-	-	n/m	n/m	n/m
Lợi nhuận 'cốt lõi'	1,798	2,553	2,498	3,280	2,790	2,562	82%	9%	3%
Tổng sản lượng (triệu kWh)	21,026	24,134	24,134	24,933	24,352	24,164	19%	1%	0%
Lợi nhuận gộp trên mỗi kWh (đồng)	238	236	225	403	244	226	69%	4%	1%
Giá bán bình quân (đồng/kWh)	2,285	2,282	2,162	2,588	2,446	2,324	13%	7%	8%

Nguồn: HSC

Duy trì k/n Mua vào, tăng nhẹ 5% giá mục tiêu**Kết luận và phương pháp định giá**

HSC tăng 5% giá mục tiêu lên 17.700 đồng/cp (so với mức 16.900 đồng/cp trước đây), cho thấy P/E dự phóng năm 2026 và 2027 lần lượt là 10,3 lần và 19,5 lần. Chúng tôi duy trì khuyến nghị Mua vào đối với POW trong bối cảnh cải cách quy định theo hướng tích cực.

Chúng tôi tiếp tục sử dụng phương pháp DCF để định giá POW vì công ty tiếp tục tạo ra dòng tiền bền vững từ danh mục các nhà máy điện đa dạng và đang hưởng lợi từ việc tăng sản lượng hợp đồng phân bổ. Các giả định cơ bản chính như sau:

- Chúng tôi giữ nguyên giả định tốc độ tăng trưởng dài hạn 1%.
- Chúng tôi giữ nguyên chi phí vốn CSH ở mức 12,5% nhưng tăng chi phí nợ lên 7,2% (so với mức 6,8% trước đây). Theo đó, giả định WACC tăng lên 9,3% (từ mức 9,1% trước đó).

Bảng 33: Định giá DCF, POW

Giá mục tiêu mới là 17.700/ cổ phiếu

Tỷ đồng	Giữa năm-2027
Tốc độ tăng trưởng dài hạn	1.0%
Giá trị hiện tại của UFCF	47,300
Giá trị hiện tại của giá trị dài hạn	42,429
Giá trị DN	89,729
Cộng: tiền	8,546
Trừ: tổng nợ	(40,656)
Giá trị vốn CSH	54,469
Số lượng cổ phiếu đang lưu hành	3,068
Giá mục tiêu (đồng /cp)	17,700

Nguồn: HSC

Bảng 34: Tính toán WACC, POW

WACC được điều chỉnh tăng

WACC	
Lãi suất phi rủi ro	4.0%
Phần bù rủi ro vốn CSH	8.75%
Beta	0.9
Chi phí vốn CSH	11.4%
Chi phí nợ	7.2%
WACC	9.3%

Nguồn: HSC

Bảng 35: Diễn biến giá cổ phiếu, POW

%	1 tháng	3 tháng	12 tháng
POW	-6%	-11%	3%
VN30 Index	1%	-2%	7%

Nguồn: HSC

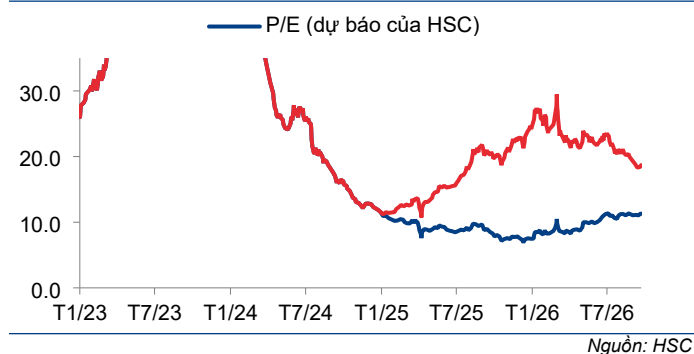
Bối cảnh định giá

Sau khi giá cổ phiếu giảm 11% trong 3 tháng qua, POW đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 11,3 lần, thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân quá khứ ở mức 26,6 lần. Trong khi đó, cổ phiếu có P/E dự phóng năm 2026 thấp hơn

30% so với bình quân của các công ty Dịch vụ tiện ích – Điện khác trong danh sách khuyến nghị.

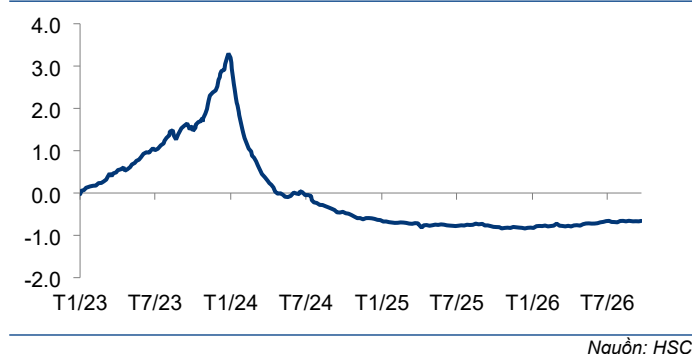
Biểu đồ 36: P/E trượt dự phóng 1 năm, POW

Hiện là 11,3 lần...



Biểu đồ 37: Độ lệch chuẩn so với bình quân, POW

... thấp hơn 0,7 độ lệch chuẩn so với bình quân ở mức 26,6 lần



Bảng 38: So sánh định giá với các công ty cùng ngành HSC khuyến nghị, POW

	Vốn hóa (triệu USD)	EV/EBITDA điều chỉnh 2026	EV/EBITDA điều chỉnh 2027	P/E điều chỉnh 2026	P/E điều chỉnh 2027	P/B 2026	Lợi nhuận/vốn CSH trung bình 2026
REE	1,126.6	9.3	7.8	11.0	9.3	1.3	12%
PGV	917.7	4.8	5.1	7.6	9.9	1.1	17%
GEG	178.6	7.3	7.0	13.8	10.3	0.9	7%
Bình quân toàn ngành	740.9	7.1	6.6	10.8	9.8	1.1	12%
POW	1,509.5	5.5	6.5	7.5	14.1	0.9	14%
Chênh lệch so với bình quân	104%	-23%	-1%	-30%	43%	-15%	+2 pts

Nguồn: HSC

Rủi ro

Rủi ro lợi nhuận và định giá thấp hơn kỳ vọng bao gồm:

- Nguồn cung LNG tiếp tục bị gián đoạn. Nếu nguồn cung LNG nhập khẩu tiếp tục bị gián đoạn, giá nhiên liệu sẽ leo thang, qua đó làm gia tăng nguy cơ sụt giảm sản lượng hợp đồng phân bổ cho các nhà máy điện khí LNG của POW.
- Nguồn cung khí trong nước giảm nhưng chưa có nguồn thay thế.
- Lỗ tỷ giá lớn do biến động tỷ giá.

Rủi ro lợi nhuận và định giá cao hơn kỳ vọng bao gồm:

- Tiến độ triển khai các dự án diễn ra nhanh hơn kỳ vọng
- Giá nhiên liệu đầu vào (khí trong nước và LNG) thấp hơn so với dự báo

BCTC và chỉ số tài chính chủ chốt

Báo cáo KQ HKKD (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Doanh thu	30,306	34,306	64,527	59,569	56,161
Lợi nhuận gộp	1,998	4,479	10,039	5,938	5,460
Chi phí BH&QL	(878)	(1,247)	(1,613)	(1,191)	(1,123)
Thu nhập khác	-	-	-	-	-
Chi phí khác	-	-	-	-	-
EBIT	1,120	3,231	8,426	4,747	4,336
Lãi vay thuần	(279)	(1.93)	(1,642)	(1,171)	(1,058)
Lãi/nỗ trong Cty LD,LK	42.2	4.82	51.0	51.8	52.8
Lợi nhuận khác	500	0.07	0	0	0
LN không thường xuyên	-	-	-	-	-
LNTT	1,383	3,234	6,835	3,627	3,331
Chi phí thuế TNDN	(172)	(227)	(649)	(345)	(316)
Lợi ích cổ đông thiểu số	(99.8)	(580)	(928)	(492)	(452)
LNST không thường xuyên	-	-	-	-	-
Lợi nhuận thuần	1,112	2,427	5,258	2,790	2,562
Lợi nhuận thuần ĐC	209	2,433	5,258	2,790	2,562
EBITDA ĐC	2,503	6,466	13,185	9,511	9,109
EPS (đồng)	475	871	1,714	910	835
EPS ĐC (đồng)	89.4	873	1,714	910	835
DPS (đồng)	0	0	0	0	0
Sig CP bình quân (triệu đv)	2,342	2,787	3,068	3,068	3,068
Sig CP cuối kỳ (triệu đv)	2,342	2,787	3,068	3,068	3,068
Sig CP pha loãng cuối kỳ (triệu đv)	2,342	2,787	3,068	3,068	3,068

Bảng cân đối kế toán (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Tiền & tương đương tiền	11,564	6,738	8,546	14,459	17,576
Đầu tư ngắn hạn	4,112	12,531	16,740	16,740	16,740
Phải thu khách hàng	11,873	14,578	30,515	27,990	26,188
Hàng tồn kho	1,795	2,174	2,724	2,682	2,535
Các tài sản ngắn hạn khác	636	987	1,869	1,840	1,740
Tổng tài sản ngắn hạn	29,981	37,008	60,396	63,711	64,779
TSCĐ hữu hình	44,029	46,646	41,994	36,517	31,897
TSCĐ vô hình	51.4	51.7	67.0	58.5	49.2
Bất động sản đầu tư	0	0	0	0	0
Đầu tư dài hạn	678	679	171	325	309
Đầu tư vào Cty LD,LK	88.1	169	677	711	747
Tài sản dài hạn khác	5,088	4,058	4,261	4,474	4,698
Tổng tài sản dài hạn	49,934	51,604	47,170	42,086	37,700
Tổng cộng tài sản	79,915	88,612	107,565	105,798	102,478
Nợ ngắn hạn	13,508	11,250	21,018	18,808	17,170
Phải trả người bán	15.7	14.9	13.6	13.4	12.7
Nợ ngắn hạn khác	19,768	20,180	19,804	19,025	18,103
Tổng nợ ngắn hạn	33,457	31,612	41,263	38,133	35,530
Nợ dài hạn	9,151	17,637	19,637	18,637	15,637
Thuế TNDN hoãn lại phải trả	0	0	0	0	0
Nợ dài hạn khác	119	113	116	122	128
Tổng nợ dài hạn	9,270	17,751	19,753	18,759	15,765
Tổng nợ phải trả	45,234	51,396	62,440	57,889	51,992
Vốn chủ sở hữu	32,009	34,215	41,974	44,601	47,012
Lợi ích cổ đông thiểu số	2,671	3,001	3,151	3,308	3,474
Tổng vốn chủ sở hữu	34,681	37,216	45,125	47,909	50,486
Tổng nợ phải trả và VCSH	79,915	88,612	107,565	105,798	102,478
BVPS (đ)	13,668	12,277	13,682	14,538	15,324
Nợ thuần*/(tiền mặt)	11,095	22,149	32,110	22,986	15,232

Báo cáo LCTT (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
EBIT	1,120	3,231	8,426	4,747	4,336
Khấu hao	(1,383)	(3,234)	(4,759)	(4,764)	(4,772)
Lãi vay thuần	(279)	(1.93)	(1,642)	(1,171)	(1,058)
Thuế TNDN đã nộp	(172)	(227)	(649)	(345)	(316)
Thay đổi vốn lưu động	941	(3,650)	(17,948)	2,140	993
Khác	1,351	(492)	6,269	(4,854)	(3,285)
LCT thuần từ HKKD	4,344	2,094	(785)	5,282	5,442
Đầu tư TS dài hạn	(9,793)	(5,180)	(121)	721	(143)
Góp vốn & đầu tư	(6,452)	(14,777)	0	0	0
Thanh lý	4,730	6,366	0	0	0
Khác	542	852	715	911	818
LCT thuần từ HĐĐT	(10,973)	(12,739)	593	1,631	675
Cổ tức trả cho CSH	(132)	(230)	0	0	0
Thu từ phát hành CP	21.0	0	0	0	0
Tăng/giảm nợ	9,866	6,054	2,000	(1,000)	(3,000)
Khác	0	0	0	0	0
LCT thuần từ HĐTC	9,754	5,825	2,000	(1,000)	(3,000)
Tiền & tương đương tiền đầu kì	8,440	11,564	6,738	8,546	14,459
LCT thuần trong kỳ	3,125	(4,820)	1,808	5,913	3,117
Ảnh hưởng của tỷ giá	0.06	(6.40)	0	0	0
Tiền & tương đương tiền cuối kì	11,564	6,738	8,546	14,459	17,576
Dòng tiền tự do	(5,449)	(3,086)	(906)	6,002	5,299

Các chỉ số tài chính	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Chỉ số hoạt động					
Tỷ suất LN gộp (%)	6.59	13.1	15.6	9.97	9.72
Tỷ suất EBITDA ĐC (%)	8.26	18.8	20.4	16.0	16.2
Tỷ suất LNT (%)	3.67	7.07	8.15	4.68	4.56
Thuế TNDN hiện hành (%)	12.4	7.02	9.50	9.50	9.50
Tăng trưởng doanh thu (%)	6.98	13.2	88.1	(7.68)	(5.72)
Tăng trưởng EBITDA ĐC (%)	(13.0)	158	104	(27.9)	(4.23)
Tăng trưởng LNT ĐC (%)	(75.1)	1,062	116	(46.9)	(8.17)
Tăng trưởng EPS (%)	7.05	83.5	96.8	(46.9)	(8.17)
Tăng trưởng EPS ĐC (%)	(75.1)	876	96.3	(46.9)	(8.17)
Tăng trưởng DPS (%)	(100)	nm	nm	nm	nm
Tỷ lệ LN thuần trả CT (%)	0	0	0	0	0
Chỉ số lợi nhuận					
ROAE (%)	3.51	7.33	13.8	6.45	5.59
ROACE (%)	2.49	6.25	13.7	7.09	6.44
Vòng quay tài sản (lần)	0.40	0.41	0.66	0.56	0.54
Tiền mặt HD/EBIT (lần)	3.88	0.65	(0.09)	1.11	1.25
Số ngày tồn kho	23.1	26.6	18.3	18.3	18.3
Số ngày phải thu	153	178	204	190	189
Số ngày phải trả	0.20	0.18	0.09	0.09	0.09
Cơ cấu vốn					
Nợ thuần*/VCSH (%)	34.9	64.8	76.7	51.8	32.6
Nợ/tài sản (%)	28.5	32.6	37.9	35.5	32.1
EBIT/lãi vay (lần)	4.01	1,674	5.13	4.05	4.10
Nợ/EBITDA (lần)	9.09	4.47	3.09	3.95	3.61
Chỉ số TT hiện thời (lần)	0.90	1.17	1.46	1.67	1.82
Định giá					
EV/doanh thu (lần)	1.35	1.68	1.10	1.04	0.97
EV/EBITDA ĐC (lần)	16.4	8.92	5.40	6.53	5.97
P/E (lần)	26.9	14.6	7.44	14.0	15.3
P/E ĐC (lần)	143	14.6	7.44	14.0	15.3
P/B (lần)	0.93	1.04	0.93	0.88	0.83
Lợi suất cổ tức (%)	0	0	0	0	0

Ghi chú: *Không bao gồm các khoản Đầu tư ngắn hạn.
Nguồn: Công ty, HSC ước tính

Mua vào (giữ nguyên)

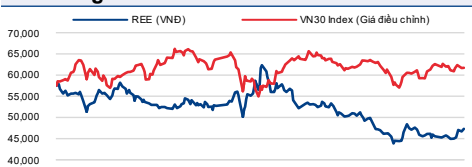
Giá mục tiêu: VNĐ62,900 (từ VNĐ68,783)

Tiềm năng tăng/giảm: 33.0%

Giá cổ phiếu (đồng) (23/9/2026) 47,300

Mã Bloomberg	REE VN
Giá cao/thấp 52 tuần (đ)	43,850-62,350
GTGD (bq 5 phiên) (tr.đ)	47,017
Vốn hóa thị trường (tỷ đ)	29,463
Vốn hóa trị trường (tr.USD)	1,133
Slg CP lưu hành (tr.đv)	623
Slg CP NN được sở hữu (tr.đv)	305
Slg CP NN được mua (tr.đv)	0
Giới hạn tỷ lệ sở hữu NN	49.0%
Tỷ lệ sở hữu của NN	49.0%
Tỷ lệ freefloat	34.7%
Cổ đông lớn	Platinum Victory (41.7%)

Nguồn: Công ty, Ước tính của HSC

Biểu đồ giá

Giá cổ phiếu (%)	-1 thg	-3 thg	-12 thg
Cổ phiếu thường	2.60	(6.52)	(17.8)
So với chỉ số	1.18	(4.60)	(23.4)
So với ngành	-	-	-

Nguồn: Công ty, FactSet

HSC và trung bình thị trường

EPS ĐC (đồng)	HSC	Thị trường	% ch.lệch
2026F	4,293	4,521	(5.0)
2027F	5,067	5,010	1.1
2028F	5,505	5,377	2.4

Nguồn: Bloomberg, HSC ước tính

Mô tả doanh nghiệp

REE là tập đoàn đa ngành đầu tư chuyên về các ngành dịch vụ tiện ích. Công ty đang dần mở rộng sang phát triển năng lượng tái tạo bên cạnh các mảng kinh doanh khác như cho thuê văn phòng, bất động sản và xây lắp điện.

Chuyên viên phân tích**Natalie Nguyễn**

Trưởng Phòng, Ngành Năng Lượng
natalie.nguyen@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 110

Nguyễn Hoàng Nam, CFA

Giám Đốc, Ngành Năng Lượng
nam.nhoang@hsc.com.vn
+84 28 3823 3299 Ext. 190

Động lực từ dự án mới, duy trì k/n Mua vào

- HSC duy trì khuyến nghị Mua vào đối với REE nhưng giảm 8,6% giá mục tiêu theo phương pháp SoTP xuống 62.900 đồng, chủ yếu phản ánh việc điều chỉnh các giả định định giá.
- Chúng tôi giảm 9,7% dự báo lợi nhuận năm 2026 nhằm phản ánh sự suy yếu của mảng thủy điện, BĐS nhà ở và gánh nặng chi phí tài chính. Sang giai đoạn 2027-2028, triển vọng lợi nhuận dần ổn định và tăng nhẹ trở lại nhờ đóng góp từ các nguồn công suất mới vào KQKD.
- Sau khi giá cổ phiếu giảm 7% trong 3 tháng qua, REE đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,7 lần, thấp hơn 2,5 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 12,9 lần.

Sự kiện: Động lực tăng trưởng từ nguồn công suất mở rộng

Hướng tới mục tiêu 3 GW công suất vào năm 2030, triển vọng tăng trưởng ngắn hạn của REE được đảm bảo với 358 MW bổ sung từ cụm nhà máy Duyên Hải 2 & 3, Phú Cường 1A & 1B và Trà Khúc 2. Song song đó, chiến lược tăng trưởng dài hạn tiếp tục tập trung vào điện gió, điện mặt trời nổi và thủy điện. Tiến độ của dự án Duyên Hải 2 & 3 vẫn đang được triển khai đúng tiến độ với mục tiêu đóng điện thương mại vào Q4/2026, trong khi dự án Trà Khúc 2 và Phú Cường dự kiến sẽ lần lượt vận hành thương mại vào Q1/2027 và Q4/2027.

Tác động: Công suất mới chưa đủ bù đắp đà sụt giảm của mảng thủy điện

HSC giảm 9,7% dự báo lợi nhuận năm 2026 nhằm phản ánh sự suy yếu của mảng thủy điện, BĐS nhà ở và gánh nặng chi phí tài chính do REE huy động vốn để tài trợ cho danh mục đầu tư. Những yếu tố bất lợi này đã lấn át hoàn toàn mức đóng góp ban đầu từ dự án Duyên Hải 2 & 3, dự kiến vận hành vào Q4/2026. Chúng tôi dự báo sản lượng thủy điện năm 2026 sẽ giảm 16,4% so với cùng kỳ do hiện tượng El Niño nhiều khả năng kéo dài áp lực thủy văn sang đầu năm 2027. Mức sụt giảm này được bù đắp một phần nhờ giá thị trường điện toàn phần trên thị trường bán buôn thuận lợi hơn và việc mở rộng thêm công suất từ mảng điện gió. Dự báo lợi nhuận cho năm 2027 gần như được giữ nguyên, trong khi năm 2028 được điều chỉnh tăng nhẹ khi tiến độ vận hành của nhà máy Duyên Hải 2 & 3 tăng tốc và các cải thiện hoạt động khác ngày càng bù đắp tốt hơn cho sự suy yếu của mảng thủy điện cùng gánh nặng chi phí lãi vay.

Định giá và khuyến nghị

Sau khi giá cổ phiếu giảm 7% trong 3 tháng qua, REE đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,7 lần, thấp hơn 2,5 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 12,9 lần.

Chúng tôi duy trì khuyến nghị Mua vào đối với REE nhưng giảm 8,6% giá mục tiêu theo phương pháp SoTP xuống 62.900 đồng, cho thấy P/E dự phóng năm 2026 và 2027 lần lượt ở mức 14,6% và 12,4%. Triển vọng lợi nhuận ngắn hạn đối mặt với áp lực từ điều kiện thủy văn bất lợi, đóng góp ít hơn từ mảng BĐS và áp lực nợ vay gia tăng, nhưng câu chuyện tăng trưởng trong trung hạn vẫn còn nguyên vẹn khi công suất năng lượng tái tạo bước vào giai đoạn triển khai và dần đóng góp vào KQKD.

Cuối năm: Tháng 12	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
EBITDA ĐC (tỷ đồng)	3,727	4,385	4,595	5,268 ▲	5,564 ▲
Lợi nhuận thuần (tỷ đồng)	2,013	2,529	2,674 ▼	3,156	3,429
EPS ĐC (đồng)	3,231	4,061	4,293 ▼	5,067	5,505
DPS (đồng)	1,000	1,000	1,000 ▲	1,000 ▲	1,000 ▲
BVPS (đồng)	30,342	33,627	36,938	41,117	45,743
EV/EBITDA ĐC (lần)	9.18	8.50	9.21	7.83	7.06
P/E ĐC (lần)	14.6	11.6	11.0	9.33	8.59
Lợi suất cổ tức (%)	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11
P/B (lần)	1.56	1.41	1.28	1.15	1.03
Tăng trưởng EPS ĐC (%)	(8.03)	25.7	5.73	18.0	8.65
ROAE (%)	11.1	12.7	12.2	13.0	12.7

Ghi chú: Dấu ▲ ▼ thể hiện mức tăng giảm ít nhất 5%.
Nguồn: Bloomberg, HSC ước tính

Tạo động lực cho chu kỳ tăng trưởng tiếp theo

Hướng tới mục tiêu 3 GW công suất vào năm 2030, triển vọng tăng trưởng ngắn hạn của REE được đảm bảo bởi 358 MW bổ sung từ cụm nhà máy Duyên Hải 2 & 3, Phú Cường 1A & 1B và Trà Khúc 2. HSC giảm 9,7% dự báo lợi nhuận năm 2026 nhằm phản ánh sự suy yếu của mảng thủy điện, BĐS nhà ở trong khi gánh nặng chi phí tài chính cao hơn, lần át đà phục hồi của giá điện toàn phần cũng như phần công suất điện gió mới vận hành. Ngược lại, dự báo lợi nhuận cho năm 2027 gần như không đổi. Sau khi giá cổ phiếu giảm 7% trong 3 tháng qua, REE đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,7 lần, thấp hơn 2,5 độ lệch chuẩn so với bình quân quá khứ. Chúng tôi duy trì khuyến nghị Mua vào nhưng giảm 8,6% giá mục tiêu theo phương pháp SoTP xuống 62.900 đồng.

Động lực tăng trưởng từ nguồn công suất mở rộng

REE đặt mục tiêu mở rộng danh mục phát điện lên 3 GW vào năm 2030 từ mức khoảng 1 GW hiện nay, trong đó động lực tăng trưởng cốt lõi tiếp tục hướng về mảng điện gió, bao gồm các dự án ngoài khơi và gần bờ, điện mặt trời nổi và thủy điện. Bên cạnh mảng năng lượng, REE đặt mục tiêu tăng trưởng doanh thu mảng cơ điện khoảng 30% mỗi năm trong giai đoạn 2026-2030, với động lực chính đến từ các dự án hạ tầng quy mô lớn kết hợp chiến lược mở rộng sang vai trò tổng thầu EPC cho nhà máy điện và trung tâm dữ liệu. Ở mảng bất động sản, REE lên kế hoạch bổ sung thêm 300.000-500.000 m2 diện tích văn phòng cho thuê vào năm 2030, từ mức khoảng 185.000 m2 hiện nay. Về mặt chiến lược, BLĐ tiếp tục ưu tiên năng lượng tái tạo trong bối cảnh chi phí nhiên liệu hóa thạch leo thang và tình hình bất ổn địa chính trị.

Tính đến cuối Q2/2026, lộ trình mở rộng công suất của REE tiếp tục ghi nhận đà tiến triển tích cực với danh mục dự án nguồn điện tái tạo quy mô lớn đang trong quá trình phát triển:

- **Duyên Hải 2 & 3:** Hai dự án điện gió tại tỉnh Vĩnh Long có tổng công suất lên 128 MW, sản lượng phát điện hàng năm dự kiến đạt 350 triệu kWh và tổng vốn đầu tư 6.121 tỷ đồng. Dự án đã hoàn tất việc lựa chọn các nhà thầu chính, trong khi công tác thi công móng ngoài khơi và mua sắm thiết bị hiện đang được tích cực triển khai. Về tiến độ, nhà máy điện gió Duyên Hải 2 (công suất 48 MW) dự kiến chính thức vận hành thương mại vào ngày 30/10/2026, đóng góp sản lượng phát điện hàng năm ước đạt 132 triệu kWh. Tổng doanh thu hàng năm từ hai dự án này dự kiến đạt khoảng 696 tỷ đồng sau khi đưa vào vận hành thương mại.
- **Phú Cường 1A & 1B:** REE đã mua lại 90% cổ phần của CTCP Điện gió Phú Cường vào tháng 3/2026 và nâng tỷ lệ sở hữu lên 99,99% trong Q2/2026. Dự án điện gió gần bờ quy mô 200 MW tại Cần Thơ có tổng mức đầu tư 9.140 tỷ đồng. Khi đưa vào vận hành, dự án dự kiến mang lại sản lượng phát điện hàng năm khoảng 560 triệu kWh và đóng góp doanh thu ước tính 1.110 tỷ đồng mỗi năm. Hạng mục xây dựng trạm biến áp 220kV đã được khởi công từ tháng 5/2026. Hiện công ty đang đẩy nhanh tiến độ lựa chọn nhà thầu chính, giải phóng mặt bằng và thi công hạ tầng đường dây truyền tải liên quan. Dự án đặt mục tiêu vận hành thương mại vào Q4/2027.
- **Trà Khúc 2:** REE đã mua lại và sở hữu 100% vốn tại công ty vận hành Nhà máy thủy điện Trà Khúc 2 từ năm 2024. Nhà máy thủy điện công suất 30 MW tại Quảng Ngãi có tổng mức đầu tư 1.200 tỷ đồng. Sau khi vận hành thương mại, dự án dự kiến mang lại sản lượng phát điện khoảng 120 triệu kWh và đóng góp doanh thu ước tính 136 tỷ đồng mỗi năm. Được khởi công từ tháng 6/2024, dự án đã hoàn thành khoảng 90% khối lượng thi công các hạng mục chính tính đến cuối Q2/2026, trong khi công tác chế tạo thiết bị cơ khí thủy công cũng đã đạt 80% tiến độ. Dự án đặt mục tiêu vận hành thương mại vào Q1/2027.

Tổng cộng, các dự án này bổ sung thêm 358 MW công suất, tương đương khoảng một phần ba công suất hiệu dụng hiện tại của REE, tạo bước tiến cụ thể trong ngắn hạn hướng tới mục tiêu 3 GW vào năm 2030 của doanh nghiệp.

Tín hiệu cho thấy sự phân hóa giữa các mảng kinh doanh

Tóm tắt KQKD nửa đầu năm 2026: Năng lượng vững chắc, bất động sản tạo áp lực

Lợi nhuận thuần Q2/2026 của REE đạt 632 tỷ đồng (+1,4% svck) trên doanh thu 2.426 tỷ đồng (-3,5% svck), gần như sát với kỳ vọng của HSC. Lũy kế 6 tháng đầu năm 2026, lợi nhuận thuần đạt 1.346 tỷ đồng (+9% svck) trên doanh thu 4.897 tỷ đồng (+6,9% svck), hoàn thành 45% dự báo cho cả năm 2026 của chúng tôi. Mảng năng lượng và cơ điện đóng vai trò là động lực tăng trưởng lợi nhuận chính, trong khi mảng bất động sản tiếp tục là yếu tố kìm hãm lớn nhất.

Năm 2026 là cột mốc đáng chú ý khi REE lần đầu tiên đẩy nhanh tiến độ để đưa đồng thời ba dự án vào vận hành thương mại trong cùng một năm, qua đó khẳng định năng lực triển khai các dự án quy mô lớn trong tương lai của công ty.

Bảng 39: Cơ cấu doanh thu và lợi nhuận thuần 6 tháng đầu năm 2026 theo mảng kinh doanh, REE

Tỷ đồng	6T25	6T26	So với cùng kỳ
Doanh thu			
Năng lượng	2,433	2,664	9.5%
BDS	729	628	-13.9%
Nước & môi trường	106	52	-50.9%
M&E	1,314	1,553	18.2%
Tổng	4,582	4,897	6.9%
Lợi nhuận thuần			
Năng lượng	652	695	6.6%
BDS	320	254	-20.6%
Nước & môi trường	161	190	18.0%
M&E	43	89	107.0%
Mảng khác	59	118	100.0%
Tổng cộng	1,235	1,346	9.0%

Nguồn: REE

Mảng năng lượng là điểm sáng nổi bật nhất khi giá bán điện bình quân cải thiện đã bù đắp phần lớn cho sự sụt giảm của sản lượng thủy điện. Sản lượng thủy điện giảm 9,5% so với cùng kỳ, nhưng lợi nhuận vẫn tăng 11,6% so với cùng kỳ nhờ giá thị trường phát điện cạnh tranh bình quân tăng 30% so với cùng kỳ. Hiệu quả vận hành có sự phân hóa rõ nét giữa các nhà máy. Trong khi sản lượng tại nhà máy Thác Bà và Vĩnh Sơn đều tăng 11% so với cùng kỳ, thì nhà máy Sông Hình lại giảm 28%. Sản lượng điện gió tăng 12,1% so với cùng kỳ, nhờ đóng góp mới từ dự án Duyên Hải V1-4 (công suất 48 MW) sau khi chính thức vận hành thương mại vào ngày 16/3/2026. Các nhà máy nhiệt điện cũng hưởng lợi nhờ sản lượng huy động từ hệ thống cao hơn.

Mảng Cơ điện duy trì đà phục hồi tích cực, với lợi nhuận thuần tăng gần gấp đôi so với cùng kỳ nhờ bàn giao các dự án và hoàn nhập dự phòng các khoản phải thu. Tiến độ triển khai vẫn tích cực, với giá trị hợp đồng ký mới đạt 5.865 tỷ đồng.

Hoạt động mảng nước và môi trường giữ nhịp ổn định. Bất chấp sự sụt giảm doanh thu mang tính kỹ thuật do thời điểm hạch toán tại TK Plus (Chưa niêm yết), sản lượng nước sản xuất và thương phẩm vẫn tăng khoảng 5% so với cùng kỳ, qua đó thúc đẩy lợi nhuận thuần cải thiện 18,2% so với cùng kỳ.

Mảng BDS là điểm nghẽn tiêu cực duy nhất trong bức tranh kinh doanh, chủ yếu chịu áp lực từ tiến độ bàn giao và ghi nhận doanh thu rất khiêm tốn tại dự án The Light Square (Thái Bình). Mảng cho thuê văn phòng đã bù đắp một phần cho sự suy giảm này nhờ giá thuê bình quân tăng và tỷ lệ lấp đầy cải thiện, dù tỷ lệ lấp đầy tại E-town 6 vẫn ở mức tương đối khiêm tốn là 58%, so với mức bình quân 92% của các tòa nhà còn lại trong danh mục.

Mảng điện: Công suất mới bù đắp đà sụt giảm của mảng thủy điện

Dự án Duyên Hải 2 & 3 tiếp tục bám sát tiến độ đề ra, với nguồn vốn tài trợ đã được thu xếp hoàn tất và hợp đồng mua bán điện dự kiến ký kết trong tháng 9/2026 ở mức khoảng 1.977 đồng/kWh, tiệm cận mức trần khung giá 1.987 đồng/kWh. REE cũng

đang thu xếp nguồn vốn tài trợ cho dự án điện gió Phú Cường 1A/1B quy mô 200 MW, với kế hoạch huy động 6 nghìn tỷ đồng nợ vay trước thời điểm kết thúc năm 2026, tương đương 66% tổng vốn đầu tư của dự án. Dự án Phú Cường đặt mục tiêu vận hành thương mại vào Q4/2027. Ở giai đoạn hiện tại, chúng tôi mới chỉ phản ánh dự án Duyên Hải 2&3 vào mô hình định giá.

Sản lượng giữa các nhà máy thủy điện có sự phân hóa rõ nét trong 6 tháng đầu năm 2026, dao động từ mức tăng 11% so với cùng kỳ ở các nhà máy vận hành tốt nhất đến mức giảm 28% so với cùng kỳ ở các nhà máy yếu nhất. Chúng tôi dự báo tổng sản lượng thủy điện sẽ giảm 16,4% so với cùng kỳ trong năm 2026 (so với mức giảm 9,5% so với cùng kỳ ghi nhận trong 6 tháng đầu năm 2026), cho thấy áp lực sụt giảm sẽ tăng mạnh trong nửa cuối năm 2026. Diễn biến giá bán điện thuận lợi hơn sẽ bù đắp một phần cho sự suy giảm này, nhờ giá thị trường điện toàn phần bình quân trong 6 tháng đầu năm 2026 đạt khoảng 1.579 đồng/kWh, tăng 29% so với cùng kỳ. Danh mục dự án điện gió mở rộng đóng vai trò là tấm đệm phòng thủ hiệu quả. Theo đó, việc nhà máy Duyên Hải V1-4 vận hành trọn vẹn cả năm kết hợp cùng phần công suất ban đầu từ nhà máy Duyên Hải 2 & 3 sẽ khóa lấp khoảng trống thiếu hụt từ sản lượng thủy điện. Theo đó, chúng tôi gần như giữ nguyên dự báo doanh thu mảng điện năm 2026 dù doanh thu mảng thủy điện dự kiến giảm mạnh hơn.

Chúng tôi cho rằng rủi ro từ điều kiện thủy văn không thuận lợi chỉ mang tính thời điểm trong một quý. Các trung tâm dự báo khí tượng trong nước và quốc tế đều chỉ ra rằng tình trạng khô hạn do hiện tượng *El Niño* vẫn đang tiếp diễn và có xu hướng mạnh lên, kéo theo hình thái khô hạn dự kiến sẽ kéo dài sang đầu năm 2027 trước khi hạ nhiệt rõ rệt. Do đó, chúng tôi nhận định thủy điện sẽ tiếp tục là yếu tố đè nặng lên lợi nhuận trong nhiều quý tới thay vì một cú sốc ngắn hạn. Rủi ro này dự kiến kéo dài sang năm sau thay vì đã được thị trường hấp thụ hoàn toàn trong 6 tháng đầu năm 2026.

Mảng cơ điện: Lợi nhuận nửa đầu năm 2026 tăng mạnh, nhưng tốc độ ký mới hợp đồng có dấu hiệu chững lại trong Q2/2026

Mảng cơ điện ghi nhận KQKD 6 tháng đầu năm 2026 tích cực, với doanh thu tăng 18,2% so với cùng kỳ lên 1.553 tỷ đồng và lợi nhuận thuần tăng hơn gấp đôi đạt 89 tỷ đồng, nhờ đẩy nhanh tiến độ bàn giao dự án và hoàn nhập dự phòng phải thu. Giá trị hợp đồng ký mới đạt 5.865 tỷ đồng, bao gồm nhiều dự án quy mô lớn như Trung tâm dữ liệu An Khánh, Nhà hát Ngọc Trai, Công viên chuyên đề Văn hóa & Nghệ thuật, cụm dự án Phú Quốc và Khu nghỉ dưỡng Phú Ninh. Tuy nhiên, tốc độ ký mới hợp đồng có dấu hiệu chững lại rõ rệt trong Q2/2026. Do phần lớn giá trị ký mới (khoảng 4.900 tỷ đồng) được ký trong Q1/2026, lượng hợp đồng ký thêm trong Q2 chỉ đóng khoảng 1 nghìn tỷ đồng.

REE cũng giành được hợp đồng mới cho dự án Trung tâm Hành chính Thành phố Hồ Chí Minh tại Thủ Thiêm, nhưng giá trị hợp đồng vẫn chưa được công bố. Yếu tố này mở ra tiềm năng mở rộng danh mục dự án chưa triển khai khi các điều khoản chi tiết được công bố. Nhằm duy trì quan điểm thận trọng, chúng tôi tạm thời chưa phản ánh dự án này vào mô hình định giá. Trong khi đó, tình trạng chậm thanh toán cho các hạng mục M&E đã hoàn thành tại Sân bay Long Thành dường như chỉ là vấn đề về thời điểm dòng tiền thay vì vướng mắc trong khâu triển khai, do tiến độ thi công trên thực tế vẫn diễn ra bình thường.

Chúng tôi nhận định tốc độ ký mới hợp đồng là yếu tố mang tính then chốt quyết định triển vọng tăng trưởng của mảng cơ điện. Khối lượng hợp đồng tồn đọng hiện tại đủ để bảo đảm tính khả thi cho doanh thu ngắn hạn. Mặc dù vậy, kịch bản tốc độ bổ sung hợp đồng mới tiếp tục hạ nhiệt trong nửa cuối năm 2026 sẽ thu hẹp triển vọng tăng trưởng trung hạn một khi lượng công việc tồn đọng cạn dần, qua đó có thể khiến chúng tôi phải điều chỉnh lại các dự báo lợi nhuận.

Mảng bất động sản: Doanh thu giảm do yếu tố thời điểm, không phải do nhu cầu

Bất động sản là mảng duy nhất của REE ghi nhận đà sụt giảm trong nửa đầu năm 2026, với doanh thu giảm 14% so với cùng kỳ xuống 628 tỷ đồng và lợi nhuận thuần giảm 21% so với cùng kỳ xuống 254 tỷ đồng. Đà sụt giảm này tập trung chủ yếu ở phân khúc BĐS nhà ở, nơi doanh thu sụt giảm về gần bằng không do doanh thu tại dự án The Light Square vẫn ở mức ảm đạm.

Phân khúc văn phòng cho thuê đã bù đắp một phần, được hỗ trợ bởi giá thuê bình quân tăng dù tỷ lệ lấp đầy có sự phân hóa giữa các tòa nhà. Tỷ lệ lấp đầy tại E-town 6 vẫn chỉ đạt 58% sau hơn một năm đi vào vận hành, so với mức 92% của toàn bộ phần còn lại trong danh mục văn phòng của REE.

Đối với nửa cuối năm 2026, chúng tôi kỳ vọng tình hình sẽ ở trạng thái tương tự thay vì xấu đi thêm. Dự án The Light Square nhiều khả năng vẫn là lực cản chính trong năm 2026, trong khi cho thuê văn phòng sẽ tiếp tục là phân khúc có khả năng chống chịu tốt hơn trong mảng BĐS, với đà tăng giá thuê bù đắp một phần cho tốc độ cải thiện tỷ lệ lấp đầy chậm hơn dự kiến tại E-town 6.

Mảng nước & môi trường: Doanh thu giảm do yếu tố thời điểm, không phải do nhu cầu

Doanh thu mảng nước và môi trường trong 6 tháng đầu năm 2026 giảm 51,2% so với cùng kỳ xuống 52 tỷ đồng, trong khi lợi nhuận thuần tăng 18,2% so với cùng kỳ đạt 190 tỷ đồng. Sự phân hóa này chủ yếu phản ánh yếu tố thời điểm ghi nhận doanh thu tại TK Plus (khi các dự án đang triển khai chưa đến kỳ hạch toán), thay vì bất nguồn từ việc suy giảm nhu cầu thực tế. Sản lượng sản xuất và phân phối nước duy trì xu hướng tích cực, tăng khoảng 5-6% so với cùng kỳ trong 6 tháng đầu năm 2026.

Vì vậy, HSC đánh giá đã suy giảm doanh thu vừa qua thuần túy mang tính kỹ thuật về mặt thời điểm; dòng tiền và doanh thu được kỳ vọng sẽ tăng tốc bù đắp khi các dự án tại TK Plus đủ điều kiện ghi nhận trong nửa cuối năm 2026. Trong khi đó, đà tăng trưởng liên tục của sản lượng sẽ củng cố vững chắc cho lợi nhuận cốt lõi, bất kể thời điểm ghi nhận doanh thu dự án diễn ra khi nào.

Điều chỉnh dự báo lợi nhuận

HSC giảm 9,7% dự báo lợi nhuận năm 2026 nhằm phản ánh sản lượng thủy điện suy yếu, mảng văn phòng cho thuê và BĐS nhà ở kém khả quan hơn, cùng với áp lực chi phí tài chính tăng cao khi REE mở rộng quy mô nợ vay để tài trợ cho các dự án mới như. Cho năm 2027, dự báo lợi nhuận thuần gần như được giữ nguyên, trong khi năm 2028 chỉ tăng nhẹ do đóng góp trọn năm từ tổ hợp nhà máy Duyên Hải 2 & 3 phần lớn bị bù trừ bởi phần tăng cao của chi phí tài chính.

- **Mảng điện:** Chúng tôi điều chỉnh giảm 16,4% dự báo sản lượng thủy điện năm 2026 do điều kiện thủy văn kém thuận lợi, nhưng tác động tiêu cực này phần nào được bù đắp từ việc tăng 10%/20% giá định giá bán bình quân. Chúng tôi cũng phản ánh dự án Duyên Hải 2&3 vào mô hình định giá. Yếu tố này trở thành động lực chính thúc đẩy doanh thu mảng điện tăng trưởng 0,1%/12,3%/11,6% trong giai đoạn 2026-2028 và EBIT tăng 4,3%/20,5% trong năm 2026/2027, hỗ trợ cải thiện đáng kể tỷ suất lợi nhuận hoạt động.
- **Cho thuê văn phòng:** HSC giảm 5,2%/2,9% và 7,7%/4,3% dự báo doanh thu và EBIT năm 2026/2027, chủ yếu phản ánh tiến độ cho thuê chậm hơn dự kiến tại tòa nhà E-town 6, nơi tỷ lệ lấp đầy vẫn chỉ đạt 58% sau hơn một năm đi vào vận hành.
- **BĐS nhà ở:** Chúng tôi giảm 64,7% dự báo giá trị hợp đồng năm 2026 xuống còn 100 tỷ đồng, phản ánh hoạt động bán hàng tiếp tục ảm đạm tại dự án The Light Square, với EBIT được điều chỉnh giảm xuống còn 45 tỷ đồng.
- **Lỗ tài chính:** Chúng tôi tăng 15,5%/28,2%/28,1% dự báo lỗ tài chính giai đoạn 2026-2028, chủ yếu do áp lực từ việc giải ngân nợ vay tài trợ cho các dự án mới, bao gồm cụm nhà máy Duyên Hải 2&3.

Bảng 40: Điều chỉnh dự báo lợi nhuận, REE

(Tỷ đồng, %)	Dự báo cũ			Dự báo mới			Điều chỉnh		
	2026	2027	2028	2026F	2027F	2028F	2026F	2027F	2028F
Doanh thu thuần	11,982	13,510	14,850	11,735	14,143	15,500	-2.1%	4.7%	4.4%
Lợi nhuận gộp	3,775	4,394	4,719	3,775	4,296	5,147	0.0%	-2.2%	9.1%
Tỷ suất lợi nhuận gộp	32%	33%	32%	32%	30%	33%			
Thu nhập từ công ty liên kết	912	952	993	869	908	948	-4.7%	-4.6%	-4.5%
Chi phí tài chính	906	890	815	1,046	1,142	1,044	15.5%	28.2%	28.1%
Lợi nhuận thuần	2,962	3,166	3,392	2,674	3,156	3,429	-9.7%	-0.3%	1.1%

Nguồn: HSC

Bảng 41: Điều chỉnh dự báo lợi nhuận theo mảng kinh doanh, REE

(Tỷ đồng, %)	Dự báo cũ			Dự báo mới			Điều chỉnh		
	2026	2027	2028	2026F	2027F	2028F	2026F	2027F	2028F
Doanh thu	11,982	13,510	14,850	11,735	14,143	15,500	-2.1%	4.7%	4.4%
Điện	5,238	5,480	5,698	5,244	6,153	6,358	0.1%	12.3%	11.6%
M&E	4,940	6,191	7,275	4,940	6,191	7,275	0.0%	0.0%	0.0%
Cho thuê văn phòng	1,338	1,365	1,392	1,268	1,325	1,384	-5.2%	-2.9%	-0.6%
BDS nhà ở	283	283	283	100	283	283	-64.7%	0.0%	0.0%
Nước & Môi trường	183	192	201	183	192	201	0.0%	0.0%	0.0%
EBIT	3,406	3,591	3,742	3,351	3,994	4,160	-1.6%	11.2%	11.2%
Điện	2,099	2,144	2,170	2,190	2,584	2,596	4.3%	20.5%	19.6%
M&E	381	493	591	381	493	591	0.0%	0.0%	0.0%
Cho thuê văn phòng	827	851	876	763	815	869	-7.7%	-4.3%	-0.9%
BDS nhà ở	127	127	127	45	127	127	-64.7%	0.0%	0.0%
Nước & Môi trường	48	50	52	48	50	52	0.0%	0.0%	0.0%
Chi phí tài chính	906	890	815	1,046	1,142	1,044	15.5%	28.2%	28.1%
Lợi nhuận thuần từ công ty liên kết	912	952	993	869	908	948	-4.7%	-4.6%	-4.5%
LNTT	3,880	4,163	4,466	3,635	4,289	4,629	-6.3%	3.0%	3.6%
Thuế	-388	-416	-447	-364	-429	-463	-6.3%	3.0%	3.6%
Lợi ích cổ đông thiểu số	-531	-581	-627	-597	-703	-737	12.5%	21.0%	17.4%
Lợi nhuận thuần	2,962	3,166	3,392	2,674	3,156	3,429	-9.7%	-0.3%	1.1%

Nguồn: HSC

Định giá và khuyến nghị

Kết luận và phương pháp định giá

Chúng tôi duy trì khuyến nghị Mua vào đối với REE nhưng giảm 8,6% giá mục tiêu theo phương pháp SoTP xuống 62.900 đồng, cho thấy P/E dự phóng năm 2026 và 2027 lần lượt ở mức 14,6% và 12,4%.

Chúng tôi sử dụng phương pháp SoTP để định giá REE và xem đây là cách tiếp cận phù hợp nhất xét theo cơ cấu kinh doanh đa ngành của tập đoàn. Chúng tôi áp dụng phương pháp DCF để định giá từng tài sản thuộc mảng năng lượng, cơ điện cùng mảng nước & môi trường; phương pháp tỷ suất vốn hóa để định giá mảng cho thuê văn phòng; phương pháp giá trị vốn CSH để định giá mảng đầu tư; và phương pháp giá trị sổ sách để định giá mảng BDS nhà ở. Chúng tôi cũng lùi cơ sở định giá đến giữa năm 2027.

Giả định WACC được chúng tôi điều chỉnh tăng từ 8,4% lên 9,4%. Mức tăng này phần lớn xuất phát từ việc tăng giả định chi phí nợ vay bình quân (từ 6,5% lên 7,4%), trong khi tốc độ tăng trưởng dài hạn vẫn được giữ nguyên. Do đó, chúng tôi xác định giá trị vốn CSH điều chỉnh ở mức 39,2 nghìn tỷ đồng, giảm 8,6% từ mức 42,5 nghìn tỷ đồng trước đây. Năng lượng vẫn là mảng đóng góp lớn nhất với 15,4 nghìn tỷ đồng (39% tổng giá trị vốn CSH), tiếp theo là mảng cho thuê văn phòng với 11,6 nghìn tỷ đồng

(30%), các khoản đầu tư với 6,3 nghìn tỷ đồng (16%), M&E với 4,6 nghìn tỷ đồng (12%), và BĐS nhà ở với 1,1 nghìn tỷ đồng (3%).

Bảng 42: Định giá từng phần, REE

Tỷ đồng	Phương pháp	Tổng giá trị doanh nghiệp	Tỷ lệ sở hữu của REE	Giá trị vốn CSH – tương ứng với REE
Điện				15,435
TBC	DCF	2,429	60.4%	1,468
VSH	DCF	10,380	52.6%	5,458
Thủy điện Mường Hum	DCF	917	79.8%	732
Thủy điện Nậm Ban 2	DCF	399	100%	399
Điện gió Thuận Bình	DCF	2,109	50%	1,054
Điện gió Trà Vinh số 3	DCF	1,267	100%	1,267
Điện mặt trời áp mái	DCF	1,078	100%	1,078
DTV	DCF	1,092	66.3%	724
Duyên Hải (V1-4)	DCF	1,090	70.0%	763
Duyên Hải (2&3)	DCF	2,494	100.0%	2,494
Cho thuê văn phòng	Tỷ lệ vốn hóa	11,648	100%	11,648
Đầu tư	Giá trị vốn CSH	6,260	100%	6,260
Cơ điện	DCF	4,554	100%	4,554
BDS nhà ở	Giá trị sổ sách	1,051	100.0%	1,051
Nước & môi trường	DCF	331	65.0%	215
RNAV				39,163
Số lượng cổ phiếu đang lưu hành (triệu)				623
Giá mục tiêu (đồng/cp)				62,900

Nguồn: HSC

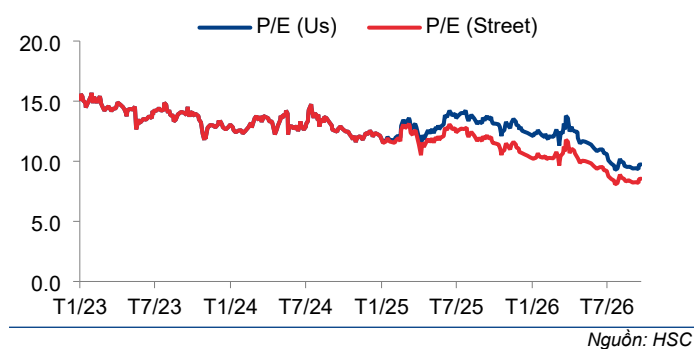
Bảng 43: Diễn biến giá cổ phiếu, REE

%	1M	1 tháng	3 tháng
REE	3%	-7%	-18%
VN30 Index	1%	-2%	7%

Nguồn: HSC

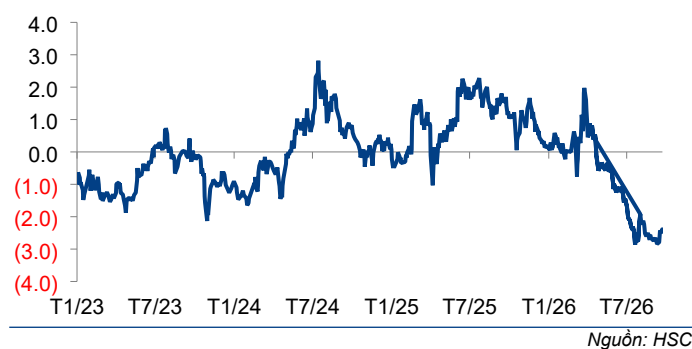
Biểu đồ 44: P/E trượt dự phóng 1 năm, REE

REE hiện giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,7 lần...



Biểu đồ 45: Độ lệch chuẩn so với bình quân, REE

... thấp hơn 2,5 độ lệch chuẩn so với bình quân tại 12,9 lần



Bối cảnh định giá

Sau khi giá cổ phiếu giảm 7% trong 3 tháng qua, REE đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 9,7 lần, thấp hơn 2,5 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 12,9 lần. Trong khi đó, cổ phiếu có P/E dự phóng năm 2027 thấp hơn 19% so với bình quân của các công ty Dịch vụ tiện ích – Điện khác trong danh sách khuyến nghị.

Bảng 46: So sánh với các công ty cùng ngành điện HSC khuyến nghị, REE

	Vốn hóa (triệu USD)	EV/EBITDA điều chỉnh 2026	EV/EBITDA điều chỉnh 2027	P/E điều chỉnh 2026	P/E điều chỉnh 2027	P/B 2026	Lợi nhuận/vốn CSH trung bình 2026
POW	1,509.5	5.5	6.5	7.5	14.1	0.9	14%
PGV	917.7	4.8	5.1	7.6	9.9	1.1	17%
GEG	178.6	7.3	7.0	13.8	10.3	0.9	7%
Bình quân ngành	868.6	5.9	6.2	9.6	11.4	1.0	13%
REE	1,126.6	9.3	7.8	11.0	9.3	1.3	12%
<i>Chênh lệch so với bình quân</i>	30%	58%	26%	15%	-19%	30%	-1 pts

Nguồn: HSC

Rủi ro

Rủi ro lợi nhuận và định giá thấp hơn kỳ vọng bao gồm:

- Điều kiện thủy văn kém thuận lợi hơn dự kiến, dẫn đến sản lượng phát điện và lợi nhuận mảng thủy điện thấp hơn.
- Tiến độ đưa vào vận hành thương mại dự án Duyên Hải 2&3 chậm hơn dự kiến, làm chậm thời điểm đóng góp lợi nhuận từ các dự án.
- Lãi suất cao hơn dự kiến, làm tăng chi phí tài chính trong bối cảnh REE huy động vốn để tài trợ danh mục dự án.

Rủi ro lợi nhuận và định giá cao hơn kỳ vọng bao gồm:

- Giá thị trường điện toàn phần cao hơn dự kiến, hỗ trợ giá bán bình quân và khả năng sinh lời tích cực hơn trên toàn bộ danh mục thủy điện của REE.
- Tốc độ cải thiện tỷ lệ lấp đầy tại tòa nhà E-town 6 nhanh hơn dự kiến, thúc đẩy doanh thu và tỷ suất lợi nhuận mảng cho thuê văn phòng tăng mạnh hơn.

BCTC và chỉ số tài chính chủ chốt

Báo cáo KQ HKKD (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Doanh thu	8,384	10,012	11,735	14,143	15,500
Lợi nhuận gộp	3,124	3,775	4,296	5,147	5,437
Chi phí BH&QL	(696)	(775)	(945)	(1,152)	(1,276)
Thu nhập khác	0	0	0	0	0
Chi phí khác	0	0	0	0	0
EBIT	2,428	3,000	3,351	3,994	4,160
Lãi vay thuần	(473)	(293)	(585)	(614)	(480)
Lãi/lỗ trong Cty LD,LK	717	840	869	908	948
Lợi nhuận khác	0	0	0	0	0
LN không thường xuyên	34.4	(27.1)	0	0	0
LNTT	2,707	3,520	3,635	4,289	4,629
Chi phí thuế TNDN	(292)	(369)	(364)	(429)	(463)
Lợi ích cổ đông thiểu số	(403)	(621)	(597)	(703)	(737)
LNST không thường xuyên	0	0	0	0	0
Lợi nhuận thuần	2,013	2,529	2,674	3,156	3,429
Lợi nhuận thuần ĐC	2,013	2,529	2,674	3,156	3,429
EBITDA ĐC	3,727	4,385	4,595	5,268	5,564
EPS (đồng)	3,231	4,061	4,293	5,067	5,505
EPS ĐC (đồng)	3,231	4,061	4,293	5,067	5,505
DPS (đồng)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Slg CP bình quân (triệu đv)	623	623	623	623	623
Slg CP cuối kỳ (triệu đv)	623	623	623	623	623
Slg CP pha loãng cuối kỳ (triệu đv)	623	623	623	623	623

Bảng cân đối kế toán (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Tiền & tương đương tiền	5,636	3,046	673	1,280	2,949
Đầu tư ngắn hạn	1,060	4,652	4,652	4,652	4,652
Phải thu khách hàng	3,130	4,192	5,162	6,197	6,781
Hàng tồn kho	1,277	1,524	2,023	2,460	2,758
Các tài sản ngắn hạn khác	183	288	352	426	477
Tổng tài sản ngắn hạn	11,286	13,701	12,863	15,015	17,617
TSCĐ hữu hình	13,890	14,059	21,379	21,617	21,730
TSCĐ vô hình	71.0	70.4	62.2	51.3	36.8
Bất động sản đầu tư	2,542	2,478	2,383	2,288	2,193
Đầu tư dài hạn	266	266	279	293	308
Đầu tư vào Cty LD,LK	5,933	6,046	6,288	6,539	6,801
Tài sản dài hạn khác	2,374	3,454	1,208	1,449	1,585
Tổng tài sản dài hạn	25,077	26,373	31,599	32,238	32,653
Tổng cộng tài sản	36,362	40,075	44,462	47,253	50,270
Nợ ngắn hạn	1,254	1,473	1,473	1,473	1,473
Phải trả người bán	724	1,258	967	1,170	1,308
Nợ ngắn hạn khác	922	921	1,462	1,780	1,971
Tổng nợ ngắn hạn	4,070	5,147	4,788	5,487	5,931
Nợ dài hạn	9,143	9,380	12,080	11,580	11,280
Thuế TNDN hoãn lại phải trả	189	189	189	189	189
Nợ dài hạn khác	460	508	508	508	508
Tổng nợ dài hạn	9,792	10,077	12,777	12,277	11,977
Tổng nợ phải trả	13,908	15,278	17,603	17,791	17,927
Vốn chủ sở hữu	18,900	20,946	23,009	25,611	28,493
Lợi ích cổ đông thiểu số	3,555	3,850	3,850	3,850	3,850
Tổng vốn chủ sở hữu	22,455	24,797	26,859	29,462	32,343
Tổng nợ phải trả và VCSH	36,362	40,075	44,462	47,253	50,270
BVPS (đ)	30,342	33,627	36,938	41,117	45,743
Nợ thuần/(tiền mặt)	4,761	7,806	12,879	11,773	9,803

Báo cáo LCTT (tỷ đồng)	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
EBIT	2,428	3,000	3,351	3,994	4,160
Khấu hao	(1,298)	(1,385)	(1,244)	(1,273)	(1,403)
Lãi vay thuần	(473)	(293)	(585)	(614)	(480)
Thuế TNDN đã nộp	(292)	(369)	(364)	(429)	(463)
Thay đổi vốn lưu động	244	(1,435)	(2,408)	(3,163)	(2,526)
Khác	577	423	1,445	1,512	1,415
LCT thuần từ HKKD	3,784	2,711	2,683	2,574	3,510
Đầu tư TS dài hạn	(1,035)	(2,022)	(6,121)	(1,500)	(1,500)
Góp vốn & đầu tư	(761)	(5,197)	0	0	0
Thanh lý	723	1,713	(1,412)	189	78.9
Khác	1,279	951	320	385	422
LCT thuần từ HĐĐT	205	(4,556)	(7,214)	(926)	(999)
Cổ tức trả cho CSH	(1,027)	(966)	(542)	(542)	(542)
Thu từ phát hành CP	27.7	85.7	0	0	0
Tăng/giảm nợ	(376)	135	2,700	(500)	(300)
Khác	0	0	0	0	0
LCT thuần từ HĐTC	(1,375)	(745)	2,158	(1,042)	(842)
Tiền & tương đương tiền đầu kì	3,023	5,636	3,046	673	1,280
LCT thuần trong kỳ	2,613	(2,590)	(2,372)	606	1,670
Ảnh hưởng của tỷ giá	0.02	0.01	0	0	0
Tiền & tương đương tiền cuối kì	5,636	3,046	673	1,280	2,949
Dòng tiền tự do	2,748	688	(3,438)	1,074	2,010

Các chỉ số tài chính	12-24A	12-25A	12-26F	12-27F	12-28F
Chỉ số hoạt động					
Tỷ suất LN gộp (%)	37.3	37.7	36.6	36.4	35.1
Tỷ suất EBITDA ĐC (%)	44.5	43.8	39.2	37.2	35.9
Tỷ suất LNT (%)	24.0	25.3	22.8	22.3	22.1
Thuế TNDN hiện hành (%)	10.8	10.5	10.0	10.00	10.00
Tăng trưởng doanh thu (%)	(2.17)	19.4	17.2	20.5	9.59
Tăng trưởng EBITDA ĐC (%)	(11.7)	17.7	4.78	14.6	5.61
Tăng trưởng LNT ĐC (%)	(8.03)	25.7	5.73	18.0	8.65
Tăng trưởng EPS (%)	(8.03)	25.7	5.73	18.0	8.65
Tăng trưởng EPS ĐC (%)	(8.03)	25.7	5.73	18.0	8.65
Tăng trưởng DPS (%)	0	0	0	0	0
Tỷ lệ LN thuần trả CT (%)	31.0	24.6	23.3	19.7	18.2
Chỉ số lợi nhuận					
ROAE (%)	11.1	12.7	12.2	13.0	12.7
ROACE (%)	7.68	8.93	8.98	9.81	9.66
Vòng quay tài sản (lần)	0.24	0.26	0.28	0.31	0.32
Tiềm mặt HD/EBIT (lần)	1.56	0.90	0.80	0.64	0.84
Số ngày tồn kho	88.6	89.2	99.3	99.8	100
Số ngày phải thu	217	245	253	251	246
Số ngày phải trả	50.3	73.6	47.4	47.5	47.4
Cơ cấu vốn					
Nợ thuần*/VCSH (%)	30.5	42.9	58.7	49.0	37.4
Nợ/tài sản (%)	31.3	30.0	31.9	29.2	27.1
EBIT/lãi vay (lần)	5.13	10.2	5.73	6.50	8.67
Nợ/EBITDA (lần)	3.06	2.75	3.09	2.62	2.45
Chỉ số TT hiện thời (lần)	2.77	2.66	2.69	2.74	2.97
Định giá					
EV/doanh thu (lần)	4.08	3.72	3.61	2.92	2.53
EV/EBITDA ĐC (lần)	9.18	8.50	9.21	7.83	7.06
P/E (lần)	14.6	11.6	11.0	9.33	8.59
P/E ĐC (lần)	14.6	11.6	11.0	9.33	8.59
P/B (lần)	1.56	1.41	1.28	1.15	1.03
Lợi suất cổ tức (%)	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11

Ghi chú: *Không bao gồm các khoản Đầu tư ngắn hạn.
 Nguồn: Công ty, HSC ước tính

Tuyên bố miễn trách

Bản quyền thuộc về CTCP Chứng khoán Thành phố Hồ Chí Minh (HSC) 2026.

Báo cáo này được HSC hoặc một trong các chi nhánh viết và phát hành để phân phối tại Việt Nam và nước ngoài; phục vụ cho các nhà đầu tư tổ chức chuyên nghiệp là khách hàng của HSC và đồng ý nhận các sản phẩm nghiên cứu phân tích dành cho khách hàng tổ chức của HSC. Nếu quý độc giả không thuộc đối tượng nhà đầu tư nói trên, báo cáo này sẽ không nhằm phục vụ quý độc giả và quý độc giả không nên đọc hoặc dựa vào nội dung báo cáo này.

Báo cáo nghiên cứu này được viết với mục tiêu duy nhất là cung cấp những thông tin khái quát đến nhà đầu tư tổ chức. Báo cáo này không nhằm tới những mục tiêu đầu tư cụ thể, tình trạng tài chính cụ thể hay nhu cầu cụ thể của bất kỳ người nào nhận được hoặc đọc báo cáo này. Nhà đầu tư phải có quyết định của riêng mình dựa trên tình hình tài chính và mục tiêu đầu tư cụ thể của mình. Các thông tin cũng như ý kiến trong báo cáo không mang tính chất mời chào mua hay bán bất cứ chứng khoán, quyền chọn, hợp đồng tương lai hay công cụ phái sinh nào tại bất kỳ lãnh thổ có quyền tài phán nào. Đồng thời, các thông tin cũng như ý kiến trong báo cáo cũng không nhằm mục đích quảng cáo cho bất cứ công cụ tài chính nào.

Ý kiến, dự báo và ước tính chỉ thể hiện quan điểm của người viết tại thời điểm phát hành, không được xem là quan điểm của HSC và có thể thay đổi mà không cần thông báo. HSC có thể đưa ra khuyến nghị hoặc nhận định khác đối với các đối tượng nhà đầu tư không đồng ý với nội dung của báo cáo này. HSC không có nghĩa vụ phải cập nhật, sửa đổi báo cáo này dưới mọi hình thức cũng như thông báo với người đọc trong trường hợp các quan điểm, dự báo và ước tính trong báo cáo này thay đổi hoặc trở nên không chính xác. Thông tin trong báo cáo này được thu thập từ nhiều nguồn khác nhau và chúng tôi không đảm bảo về sự hoàn chỉnh cũng như độ chính xác của thông tin.

Nhằm đảm bảo sự tách biệt và tính độc lập giữa chuyên viên phân tích và nhân viên của bộ phận tự doanh, HSC có thể có hoặc không có vị thế tự doanh đối với bất kỳ chứng khoán nào được đề cập trong báo cáo này. Nhân viên của bộ phận tự doanh của HSC có thể tham khảo gợi ý của bộ phận nghiên cứu khi mua hoặc bán các vị thế tự doanh hoặc các vị thế do các quỹ của HSC quản lý nắm giữ. HSC có thể giao dịch cho chính công ty theo gợi ý về giao dịch ngắn hạn của các chuyên viên phân tích trong báo cáo này và cũng có thể tham gia vào các giao dịch trái ngược với ý kiến tư vấn. Theo chính sách giao dịch cá nhân, nhân viên của HSC cũng có thể có lợi ích tài chính đối với các chứng khoán được đề cập trong báo cáo này hoặc các công cụ liên quan. HSC cũng có thể có nghiệp vụ ngân hàng đầu tư hoặc tìm kiếm mối quan hệ hợp tác kinh doanh với những công ty được đề cập trong báo cáo này.

Nhà đầu tư phải lưu ý rằng giá và khối lượng giao dịch của các công cụ tài chính luôn biến động, có thể lên hoặc xuống. Những diễn biến trong quá khứ, nếu có, không hàm ý cho những kết quả tương lai.

Báo cáo này là tài sản của HSC và không được công bố rộng rãi ra công chúng, vì vậy không ai được phép sao chép, tái sản xuất, phát hành cũng như tái phân phối bất kỳ nội dung nào của báo cáo hay toàn bộ báo cáo vì bất kỳ mục đích nào nếu không có văn bản chấp thuận của HSC. Mọi cá nhân, tổ chức sẽ chịu trách nhiệm đối với HSC về bất kỳ tổn thất hoặc thiệt hại nào mà HSC hoặc khách hàng của HSC phải chịu do bất kỳ hành vi vi phạm theo Tuyên bố miễn trách này và theo quy định của pháp luật.

Giải thích các mức đánh giá cổ phiếu dành cho khách hàng tổ chức

Mua vào: Kỳ vọng tăng giá trên 20% trong khoảng thời gian 12 tháng
Tăng tỷ trọng: Kỳ vọng tăng giá từ 5% đến 20% trong khoảng thời gian 12 tháng
Nắm giữ: Kỳ vọng tăng giá hoặc giảm giá dưới 5% trong khoảng thời gian 12 tháng
Giảm tỷ trọng: Kỳ vọng giảm giá từ 5% đến 20% trong khoảng thời gian 12 tháng
Bán ra: Kỳ vọng giảm giá trên 20% trong khoảng thời gian 12 tháng



CÔNG TY CHỨNG KHOÁN TỐT NHẤT VÀ ĐỘI NGŨ PHÂN TÍCH HÀNG ĐẦU VIỆT NAM
Được trao bởi Finance Asia, Asiamoney, Institutional Investor & Thomson Reuters

TRỤ SỞ CHÍNH

Tầng 2, 3, 5, 6, 7, 11 & 12 Tòa nhà AB
76 Lê Lai, Phường Bến Thành, TP HCM
T: (+84 28) 3823 3299
F: (+84 28) 3823 3301

CHI NHÁNH HÀ NỘI

Tầng 2, Tòa nhà Cornerstone
16 Phan Chu Trinh, Quận Hoàn Kiếm
T: (+84 24) 3933 4693
F: (+84 24) 3933 4822

E: info@hsc.com.vn W: www.hsc.com.vn