



NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

MAY 2025

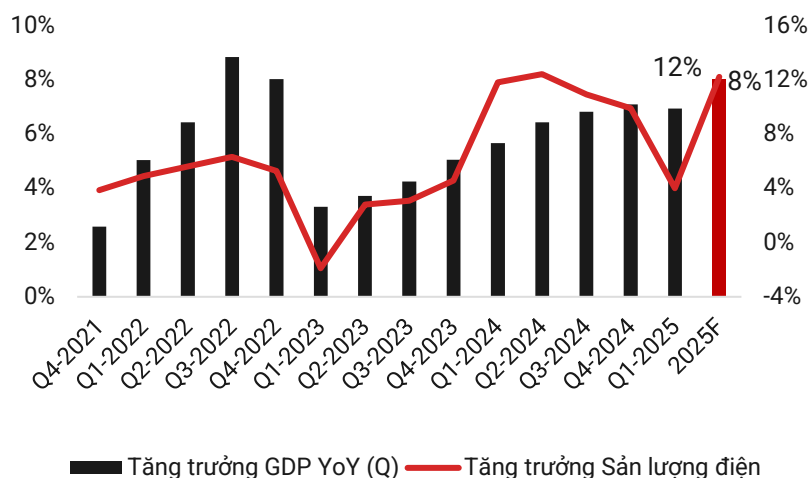
Tiêu thụ điện năm 2025 được kỳ vọng tăng mạnh nhờ tăng trưởng kinh tế, sản xuất phục hồi và nhu cầu dân dụng cao

Sản lượng điện tiêu thụ năm 2025 có thể tăng từ 10.5% đến 14.3% so với năm trước, tùy theo từng kịch bản tăng trưởng.

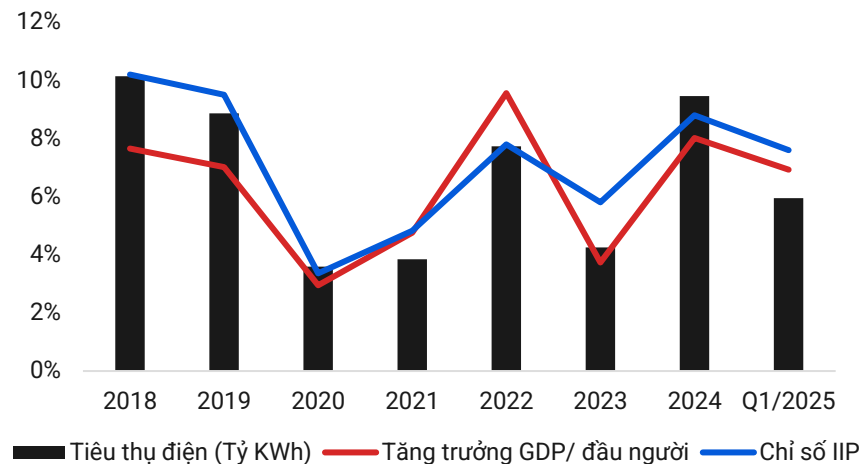
Tăng trưởng tiêu thụ điện có xu hướng di chuyển đồng pha với GDP/ đầu người và chỉ số sản xuất công nghiệp (IIP).

Nhóm khách hàng tiêu thụ điện chính tại Việt Nam là nhóm sản xuất công nghiệp - xây dựng và nhóm sinh hoạt, dân dụng

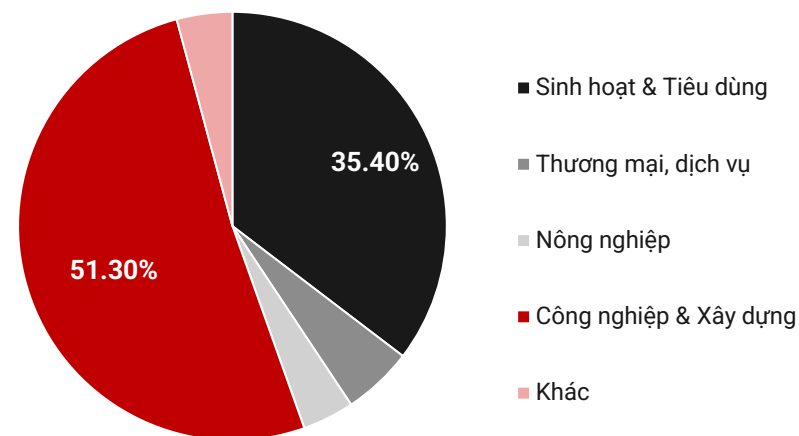
Sản lượng điện và tăng trưởng GDP



Tăng trưởng tiêu thụ điện, GDP, IIP



Tỷ trọng thành phần phụ tải điện

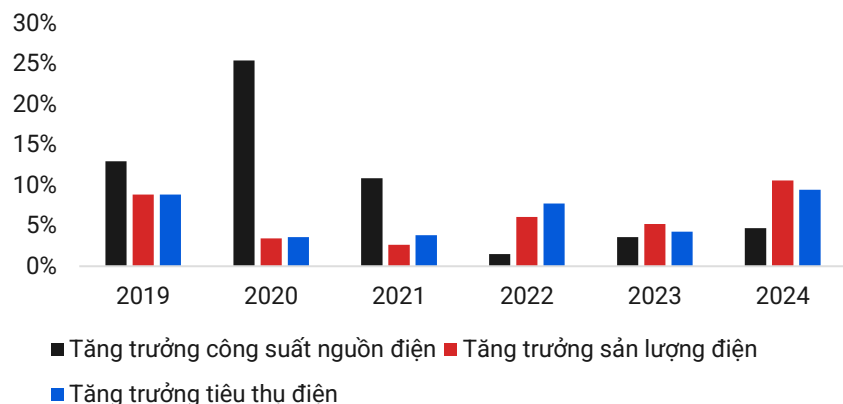


- Theo dự báo của Bộ Công Thương, sản lượng điện tiêu thụ năm 2025 có thể đạt 342.3 tỷ kWh trong kịch bản cơ sở và đạt 354 tỷ kWh trong kịch bản tăng trưởng cao, với động lực chính đến từ mục tiêu tăng trưởng GDP 8% trong năm 2025. Với hệ số đàn hồi điện/GDP ước tính khoảng 1.5 (co giãn mạnh), ngành điện nhiều khả năng sẽ tiếp tục đón đầu xu hướng phục hồi và mở rộng sản xuất – kinh doanh trên cả nước.
- Tăng trưởng tiêu thụ điện dân dụng biến động do ảnh hưởng bởi yếu tố thời tiết bên cạnh sự gia tăng thu nhập. Trong các năm xảy ra El Nino như 2015, 2019, 2023, sản lượng tiêu thụ điện dân dụng tăng trưởng từ 10 – 13%. Đáng chú ý, năm 2025 được dự báo sẽ nằm trong nhóm những năm nóng nhất từng ghi nhận.

Nhu cầu điện tăng nhanh nhưng nguồn cung chưa đủ linh hoạt, đặc biệt tại miền Bắc phụ thuộc nhiều vào thủy điện mùa vụ.

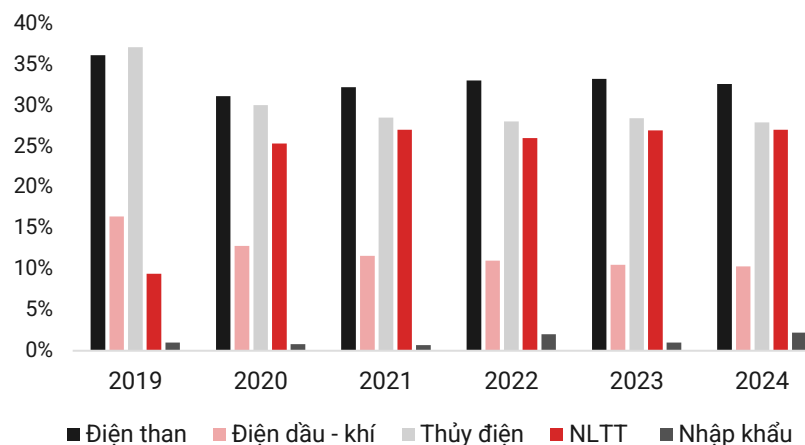
Sau giai đoạn công suất tăng nóng nhưng sản lượng thấp (2020–2021), hệ thống điện dần lấy lại cân bằng khi tăng trưởng sản lượng và tiêu thụ tiệm cận từ năm 2022

Tăng trưởng công suất - sản lượng - tiêu thụ



Cơ cấu công suất nguồn điện đang chuyển dịch từ thủy – than sang NLTT, tuy nhiên tốc độ chuyển dịch đang chậm lại do nút thắt chính sách và hạ tầng

Cơ cấu Công suất nguồn điện



Cơ cấu công suất nguồn điện theo miền (theo QHĐ8 năm 2020)

	Nhiệt điện than	Thủy điện	Điện mặt trời + Điện gió	Nhiệt điện khí
Miền Bắc	46%	50%	3%	X
Miền Trung	x	57%	34%	X
Miền Nam	25%	11%	38%	22%

- Theo dự báo của Bộ Công Thương, trong khi nhu cầu tiêu thụ tăng mạnh, nguồn cung điện dự báo chỉ tăng khoảng 7.8% so với năm 2024. Sự mất cân đối giữa cung và cầu có thể khiến hệ thống điện, đặc biệt là khu vực miền Bắc, chịu áp lực lớn trong các tháng cao điểm mùa khô.
- Tính chung hai tháng đầu năm 2025, tổng sản lượng toàn hệ thống đạt 45.06 tỷ kWh; trong đó, thủy điện chiếm 20.6%; nhiệt điện than chiếm 55.1%; năng lượng tái tạo chiếm 16.3%; điện nhập khẩu chiếm 1.9%. Nhiệt điện than thường được huy động mạnh trong các tháng đầu năm do EVN hạn chế huy động thủy điện để tích nước, đặc biệt ở miền Bắc – nơi phụ thuộc lớn vào nguồn thủy.

	Tiêu chí đánh giá	Nhiệt điện	Nhiệt điện khí	Thủy điện	Điện tái tạo
Hiệu quả kinh tế	- Chi phí sản xuất (VND/kWh) - Biên lợi nhuận ròng/lợi nhuận EBITDA	3	1	4	3
Tính ổn định sản lượng	- Hệ số công suất (Capacity Factor) - Mức độ phụ thuộc thời tiết	4	3	2	1
Rủi ro huy động	- Tỷ lệ huy động trong hệ thống (Pmax/Qc) - Rủi ro bị cắt giảm	4	2	4	3
Tác động chính sách	- Ưu tiên trong quy hoạch, FIT, DPPA - Rủi ro chính sách, giá trần	2	2	3	4
Đầu tư & mở rộng	- Tiềm năng mở rộng - Thời gian và chi phí đầu tư mới	3	3	1	4
Phù hợp xu hướng chuyển dịch năng lượng	Cường độ phát thải carbon	1	2	3	4
Trung bình		2.833	2.167	2.833	3.167

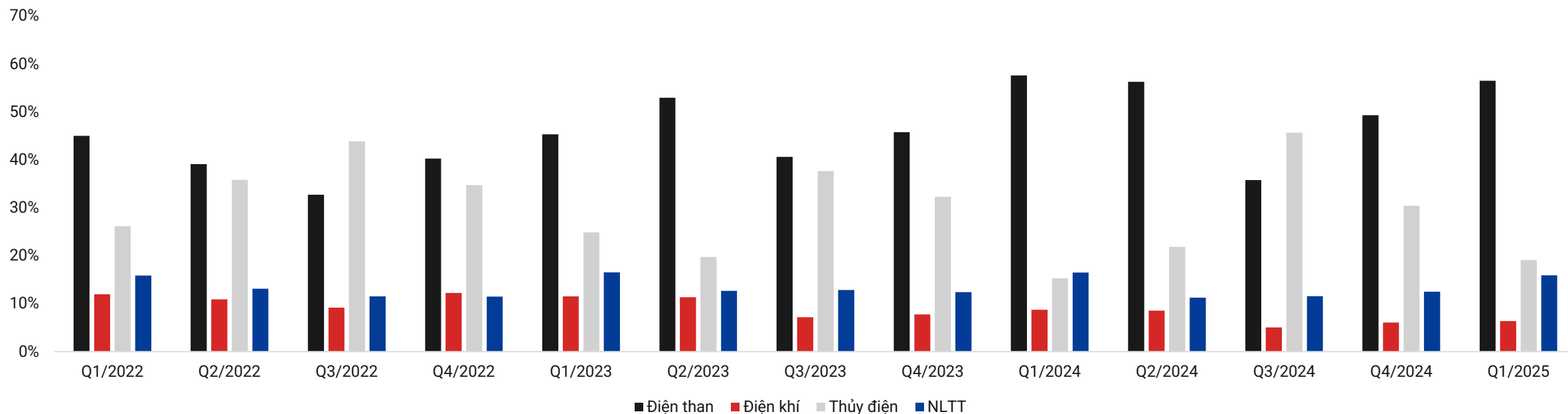
- Tóm tắt các tiêu chí chính giúp nhà đầu tư dễ dàng đánh giá và so sánh nhóm sản xuất điện nổi bật, từ đó lựa chọn được cổ phiếu thuộc những nhóm ngành nổi bật nhất để đầu tư trong năm nay.
- Cơ cấu nguồn điện đang dần dịch chuyển sang điện khí và điện tái tạo, trong dài hạn sẽ hướng đến điện hạt nhân, nhằm đáp ứng các cam kết phát thải với WHO trong bối cảnh tiềm năng phát triển thủy điện lớn đã gần như cạn kiệt.

	Nhà máy	Công suất (MW)	Tổng mức đầu tư (Tỷ VND)	Suất đầu tư (tỷ VND/MW)
Nhiệt điện	Nhà máy Nhiệt điện Uông Bí mở rộng (2007)	300	4,271	14.24
	Nhà máy Nhiệt điện Mao Khê (2013)	440	9,315	21.17
	Vũng Áng 2 (2025)	1330	50,600	38.05
	Quảng Trạch 1 (khởi công 2012)	1200	42,000	35
Nhiệt điện khí	Nhiệt điện khí Nhơn Trạch 1 (2009)	1624	35,700	21.98
	Ô Môn IV (khởi công 2025)	1050	30,000	28.57
Thủy điện	An Khê-Ka Nắc (2009)	173	3,470	20.06
	Thượng Kon Tum (2020)	220	9,400	42.73
	Thủy điện Hòa Bình mở rộng (khởi công 2021)	480	9,220	19.21
	Huội Quảng (2016)	520	11,082	21.31
Năng lượng tái tạo	Nhà máy điện Trung Nam Thuận Bắc	450	5,000	11.11
	Nhà máy điện Dầu Tiếng DT1 và DT2	420	9,100	21.67
	Nhà máy điện mặt trời Phù Mỹ	330	6,500	19.7
	Nhà máy điện mặt trời Thác Mơ	57	826	14.49

- Nhiệt điện than và khí có chi phí đầu tư cao nhất, đặc biệt với các dự án mới như Vũng Áng 2 (38 tỷ VND/MW) hay Ô Môn IV (28,6 tỷ VND/MW), phản ánh yêu cầu khắt khe hơn về công nghệ và môi trường.
- Thủy điện có suất đầu tư biến động lớn, phụ thuộc nhiều vào điều kiện địa hình. Các dự án mới ở vùng núi như Thượng Kon Tum có suất đầu tư rất cao, trong khi thủy điện mở rộng như Hòa Bình có chi phí thấp hơn nhờ tận dụng hạ tầng sẵn có. Tuy nhiên, tiềm năng phát triển thủy điện lớn tại Việt Nam gần như đã cạn kiệt do tài nguyên nước đã khai thác gần hết; hiện nay chỉ còn một số dự án mở rộng quy mô nhỏ hoặc thủy điện tích năng.
- Điện năng lượng tái tạo (điện mặt trời, điện gió) có suất đầu tư thấp nhất, trung bình từ 11–21 tỷ VND/MW, thời gian xây dựng nhanh, và phù hợp với định hướng chuyển dịch xanh song chỉ có thể mở rộng bền vững khi đi kèm đầu tư mạnh mẽ vào lưới điện truyền tải.

Hệ thống điện hiện nay vẫn phụ thuộc vào nhiệt điện than, trong khi các nguồn sạch như thủy điện và NLTT chưa được huy động hết tiềm năng.

Sản lượng điện huy động theo quý



- Nhiệt điện than tiếp tục giữ vai trò chủ lực, với tỷ trọng huy động tăng dần và duy trì mức rất cao (~50–58%) từ năm 2023 đến Q1/2025, phản ánh sự ổn định và khả năng đáp ứng phụ tải nền.
- Thủy điện có tính mùa vụ rõ nét, thường được huy động mạnh vào giữa năm khi thủy văn thuận lợi và đặc biệt được huy động nhiều vào những năm xảy ra hiện tượng La Nina. Đầu năm, thủy điện ít được huy động, chủ yếu các nhà máy sẽ tích nước chuẩn bị cho mùa cao điểm vào giữa năm.
- Huy động điện khí có xu hướng suy giảm liên tục, từ hơn 10% xuống còn ~6–8%, cho thấy khó khăn về giá nhiên liệu và cơ chế huy động.
- Năng lượng tái tạo tuy có tiềm năng nhưng vẫn bị giới hạn ở mức ~11–17%, chưa có sự bứt phá do hạn chế hạ tầng truyền tải và chính sách chưa đồng bộ.

Tầm nhìn 5 năm tới, nhóm điện tăng trưởng chủ đạo là nhóm điện NLTT.

	QHĐ8	KB Điều chỉnh - KB thấp	KB cơ sở	KB cao	KB cao đặc biệt
Tổng nhu cầu	90,512	89,655	100,483	100,483	99,934
Tổng công suất đặt (không tính nguồn đồng phát, rủi ro)	155,636	193,520	217,310	217,310	211,805
NĐ than	30,199	31,055	31,055	31,055	31,055
TBKHH+NĐ khí trong nước, chuyển LNG	14,950	10,861	10,861	10,861	10,857
TBKHH sử dụng LNG mới	22,400	18,024	24,710	24,710	24,177
Nguồn NĐ linh hoạt	300	2,000	4,800	4,800	3,000
Điện sinh khối, rác và NLTT khác	2,270	2,609	3,208	3,208	3,506
Thủy điện	29,346	33,905	35,726	35,726	34,621
Điện gió trên bờ, gần bờ	21,880	27,791	29,939	29,939	28,058
Điện gió ngoài khơi	6,000	0	0	0	0
Điện mặt trời tập trung	8,736	28,410	37,445	37,445	34,014
ĐMT mái nhà	11,855	16,651	15,736	15,736	12,615
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	2,700	13,963	15,583	15,583	15,261
Nhập khẩu TQ	700	1,000	1,000	1,000	400
Nhập khẩu Lào	4,300	7,252	7,247	7,247	10,632
NMNĐ cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	2,607	2,607	2,607	2,607	2,607
NĐ than rủi ro (dự phòng QH)	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220

- Theo kịch bản cơ sở, sản lượng điện tiêu thụ tăng ~10.3%/năm; kịch bản cao là ~12.5%/năm đến 2030 song nguồn cung điện đang bị chậm tiến độ: Công suất các dự án điện khí dự kiến giảm 13,576 MW do các dự án LNG chậm triển khai (Nhơn Trạch 3, 4; Quảng Ninh, Hiệp Phước...) trong đó 6,000 MW công suất điện gió ngoài khơi đã được điều chỉnh sang sau năm 2030.
- Tổng công suất điều chỉnh QHĐ8 sẽ tăng 27,647 - 80,719MW, được bổ sung bởi các nguồn điện: Điện mặt trời tăng 24,470-32,590 MW (KB điều chỉnh & KB cao), điện gió trên bờ, gần bờ tăng 5,911-8,059 MW, thủy điện tăng 4,559-6,380 MW, nhiệt điện than tăng 856 MW ở cả 2 kịch bản.



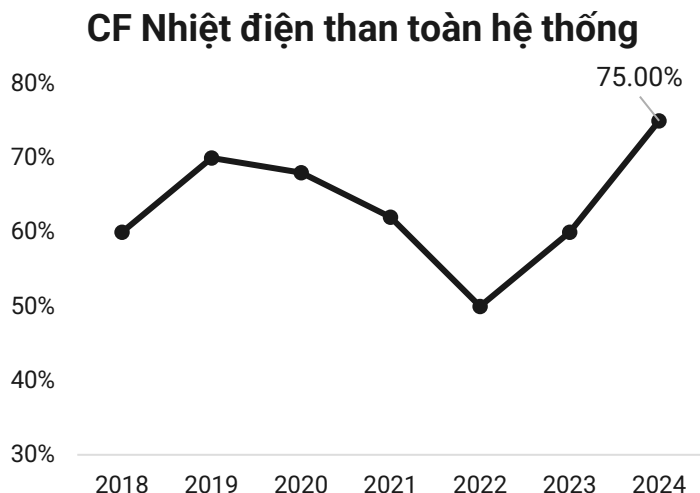
Suất đầu tư giữa các loại hình năng lượng tái tạo có sự chênh lệch lớn

	Nhà máy	Công suất (MW)	Tổng mức đầu tư (Tỷ VND)	Suất đầu tư (tỷ VND/MW)
Điện mặt trời	Hồng Phong 4 – Chủ đầu tư: HDG	48	1,100	22.91
	SP Infra 1 – Chủ đầu tư: HDG	50	1,055	21.1
	NMĐ Trang trại điện mặt trời Gelex Ninh Thuận - GEX	50	1,300	26
	Dự án Nhà máy điện mặt trời Phong Điền - GEG	35	1,000	28.57
	Nhà máy điện mặt trời Mỹ Hiệp - GEG	50	1,200	24
Điện gió	Nhà máy điện gió Quảng Trị Win 1 – ASM đăng ký	49	1,758	36.65
	Nhà máy điện gió V1-5 và V1-6 giai đoạn 2 – REE đăng ký	80	3,864	48.3
	Nhà máy điện gió V1-3 giai đoạn 2 – REE đăng ký	48	2,257	47.02
	Điện gió Phước Hữu - HDG	50	1,730	34.6
	Điện gió Bình Gia - HDG	80	3,000	37.5

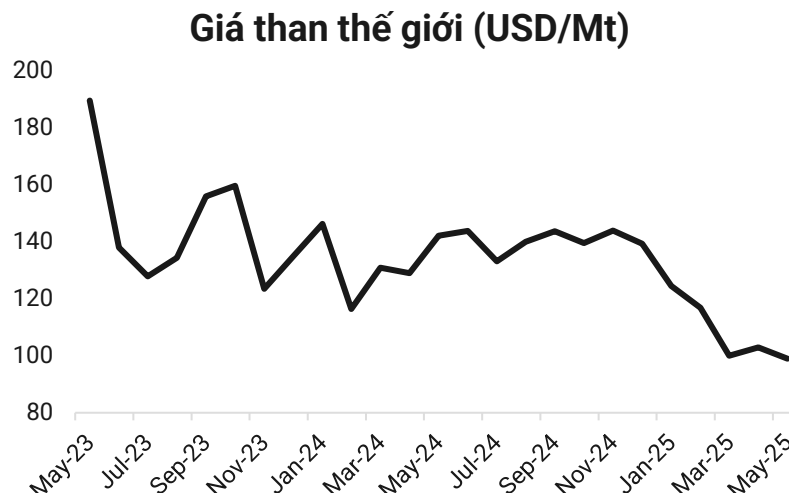
- Điện mặt trời vẫn là loại hình NLTT có chi phí đầu tư thấp nhất, phù hợp để triển khai nhanh trên diện rộng với quy mô từ nhỏ đến vừa.
- Các dự án có suất đầu tư thấp thường có thời gian hoàn vốn ngắn hơn, giảm thiểu rủi ro tài chính cho chủ đầu tư.
- Các chủ đầu tư như HDG cho thấy năng lực triển khai vượt trội khi các dự án điện gió và điện mặt trời duy trì suất đầu tư ở mức hợp lý hơn so với các Công ty cùng ngành.

Nhiệt điện than đang cho thấy những tín hiệu tích cực nhờ nhiều yếu tố hỗ trợ đồng thời.

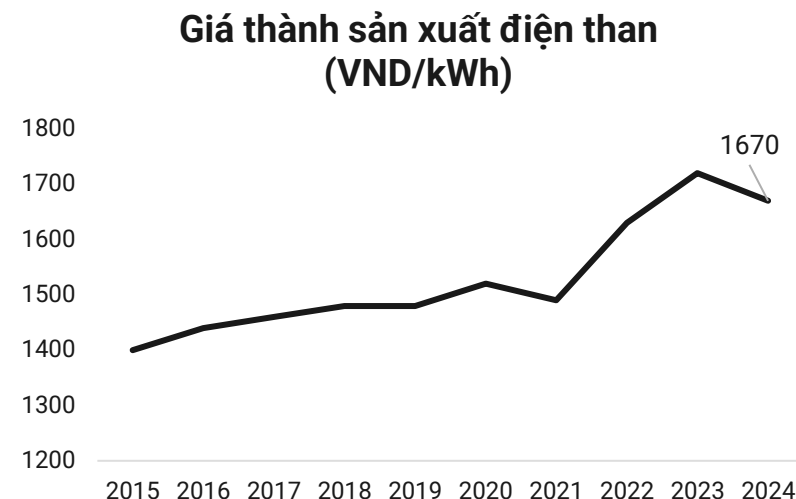
Nhiệt điện than vận hành ổn định, thường được sắp xếp để chạy phụ tải nền trong hệ thống điện nhờ đó thường đạt hệ số công suất cao khoảng 60-75%.



Sau khi đạt đỉnh vào năm 2022 do khủng hoảng năng lượng và gián đoạn chuỗi cung ứng, giá than thế giới đã bước vào xu hướng giảm rõ rệt từ giữa năm 2023 - 2025.



Giá thành sản xuất nhiệt điện phụ thuộc nhiều vào diễn biến giá than, chiếm khoảng 70 - 75% tổng chi phí.



- Trong năm 2025, xu thế vận hành và chi phí của nhiệt điện than đang cho thấy những tín hiệu tích cực nhờ các yếu tố đầu vào tích cực.
- Thứ nhất, hệ số sử dụng công suất (CF) của nhiệt điện than phục hồi mạnh mẽ, phản ánh vai trò nền tảng của điện than trong đảm bảo phụ tải cơ bản, đặc biệt trong bối cảnh thủy điện chịu ảnh hưởng từ hiện tượng El Nino, còn nguồn điện khí và năng lượng tái tạo (NLTT) chưa đủ độ linh hoạt.
- Thứ hai, giá than thế giới đã giảm mạnh kể từ giữa năm 2023, giúp giá thành sản xuất điện than hạ nhiệt.

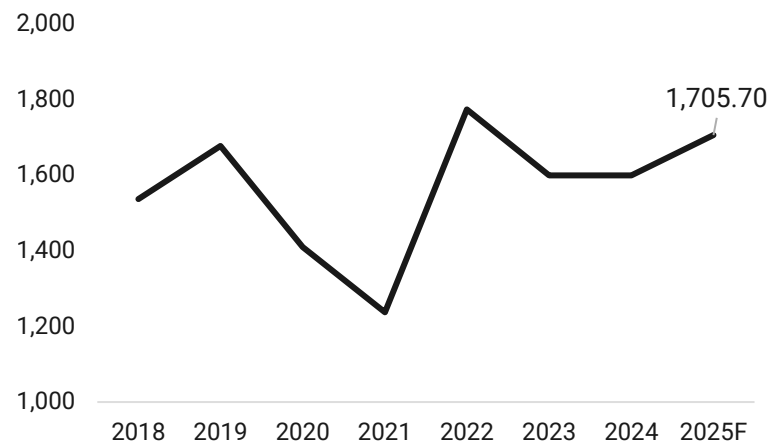
LNST DN Điện than bị ăn mòn do chi phí sản xuất ở mức cao, tuy nhiên sẽ cải thiện trong điều kiện giá than duy trì ở mức thấp

Khung giá phát điện tăng là tín hiệu tích cực cho nhóm doanh nghiệp nhiệt điện, hỗ trợ các doanh nghiệp cải thiện kết quả kinh doanh.

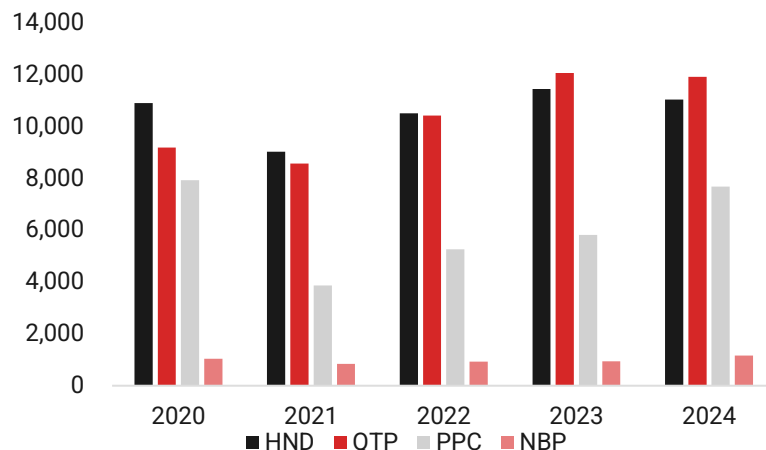
Giai đoạn 2021–2024, các DN điện than có sự phục hồi về doanh thu nhờ huy động tăng và giá bán điện cải thiện

Dù doanh thu phục hồi, LNST của các DN sụt giảm do giá thành sản xuất tăng cao. Năm 2024, khi giá than bình ổn trở lại, LNST một số DN đã cải thiện.

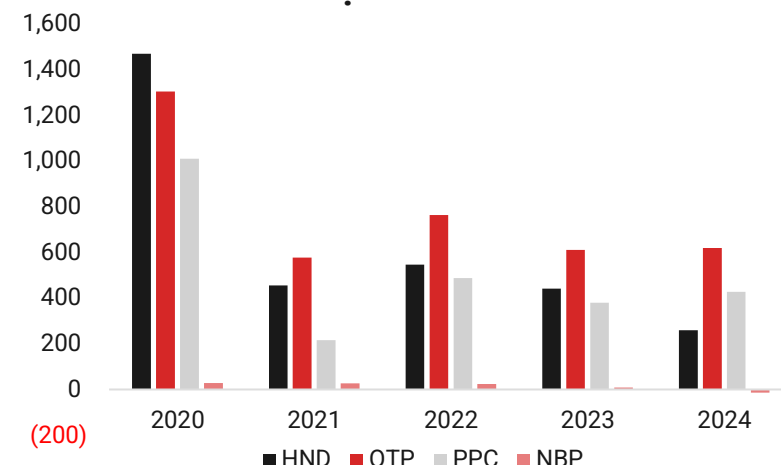
Khung giá phát điện (VND/kWh)



Doanh thu một số DN NĐ than



LNST một số DN NĐ than

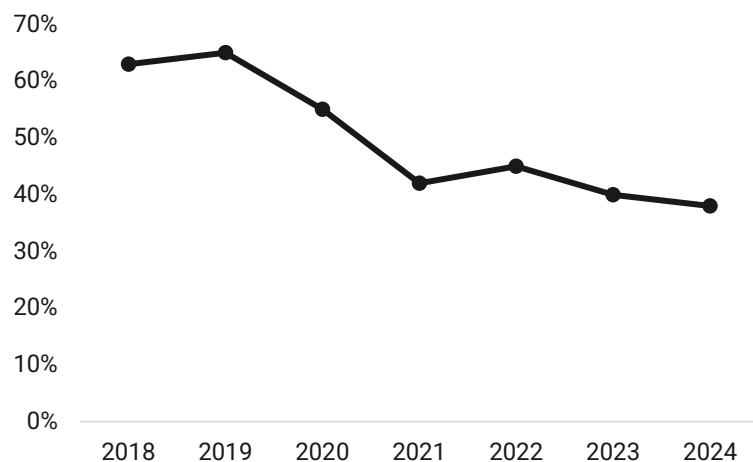


- Triển vọng 2025 với DN nhiệt điện được đánh giá tích cực hơn với khung giá phát điện – vốn là cơ sở để EVN ký hợp đồng mua điện – được giữ ở mức 1,559.70 VND/kWh trong năm 2023–2024 và nâng lên mức 1,705.70 VND/kWh trong năm 2025.
- Tóm lại, Nhiệt điện than được hưởng lợi tích cực nhờ: khung giá phát điện được nâng trở lại, chi phí nhiên liệu giảm sâu, và hệ số huy động duy trì mức cao.

Triển vọng điện khí vẫn còn hạn chế trong ngắn hạn

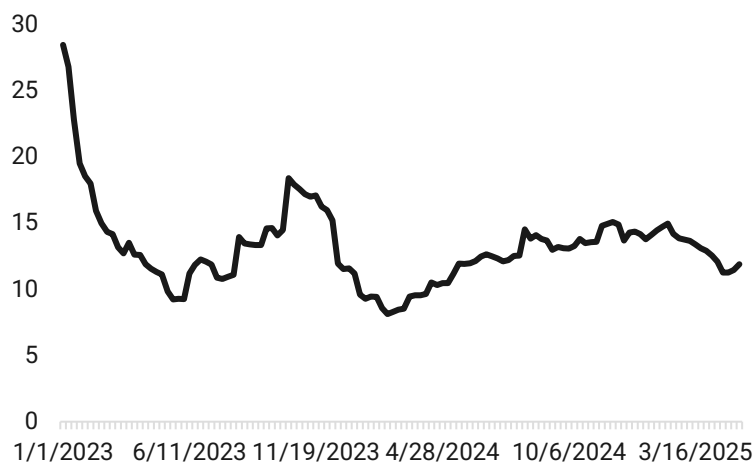
Nhiệt điện khí gần như không có sự phát triển về công suất trong giai đoạn 2013 – nay. Hệ số công suất nhiệt điện khí đang có xu hướng giảm xuống.

CF Nhiệt điện Khí toàn hệ thống



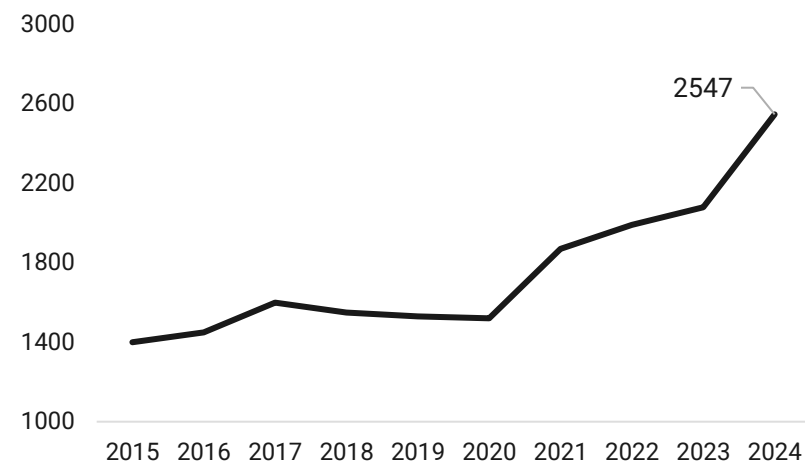
Sau khi đạt đỉnh vào năm 2022, giá LNG (JKMc1) đã bước vào xu thế giảm ổn định, dao động quanh vùng cao 10–13 USD/MMBTU trong năm 2024.

Giá HĐTL LNG (JKMc1) (USD)



Giá thành nhiệt điện khí có xu hướng tăng lên trong giai đoạn 2020-2024 do giá khí tăng mạnh và sản lượng giảm khiến chi phí cố định bình quân tăng lên.

Giá thành sản xuất ND khí (VND/kWh)



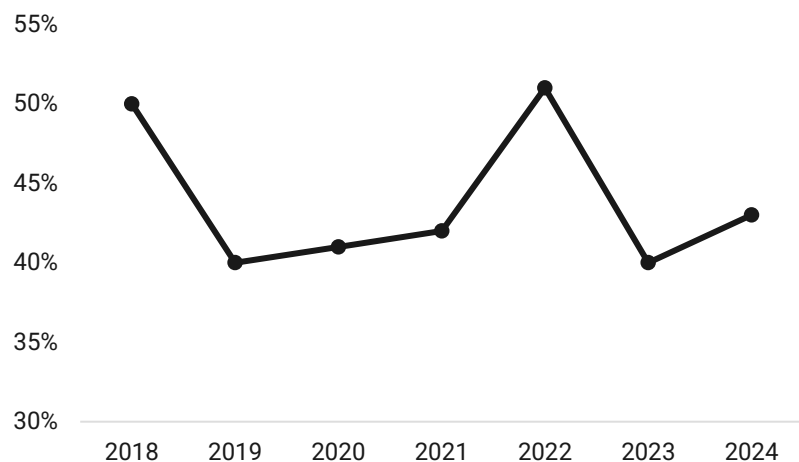
- Hệ số công suất của các nhà máy điện khí đang có xu hướng giảm do 2 nguyên nhân: Thứ nhất: Sản lượng cấp khí sụt giảm và giá thành nhiệt điện khí tăng cao do giá khí tăng. Thứ hai, nhiệt điện khí bị ảnh hưởng bởi nguồn điện tái tạo: các nhà máy điện tái tạo chiếm tỷ trọng ngày càng lớn, tập trung chủ yếu tại khu vực phía Nam và cạnh tranh trực tiếp với nhiệt điện khí.
- Mặc dù Chính phủ đặt mục tiêu chuyển điện nền từ điện than sang điện khí, các dự án điện khí vẫn có nhiều vướng mắc pháp lý chưa thể lập tức triển khai.
- Việc Nhơn Trạch 3 và 4 COD trong năm 2025 mở ra bước đi đầu tiên cho điện khí LNG tại Việt Nam, nhưng trong ngắn hạn, tiềm năng huy động còn rất hạn chế do chi phí cao và cạnh tranh với thủy – than.

Thủy điện đối mặt rủi ro thủy văn cao trong năm 2025

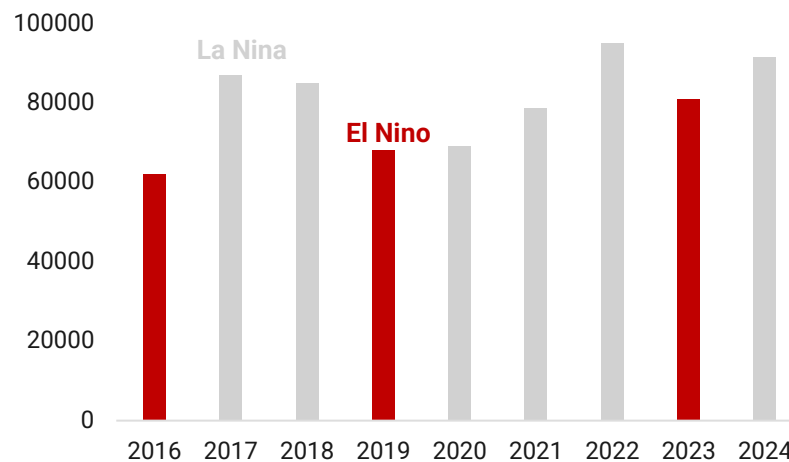
Hiệu suất hoạt động và sản lượng thủy điện phụ thuộc lớn vào tình hình thủy văn và có tác động tới hiệu suất của các nguồn điện khác trong hệ thống. Vào các năm xảy ra La Nina, sản lượng và hệ số sử dụng công suất của các nhà máy thủy điện thường rất cao.

Thủy điện là nguồn điện có giá thành thấp nhất trong hệ thống, với cơ cấu chi phí chủ yếu là chi phí cố định. Nhà máy đạt CF càng cao thì giá thành sản xuất càng rẻ.

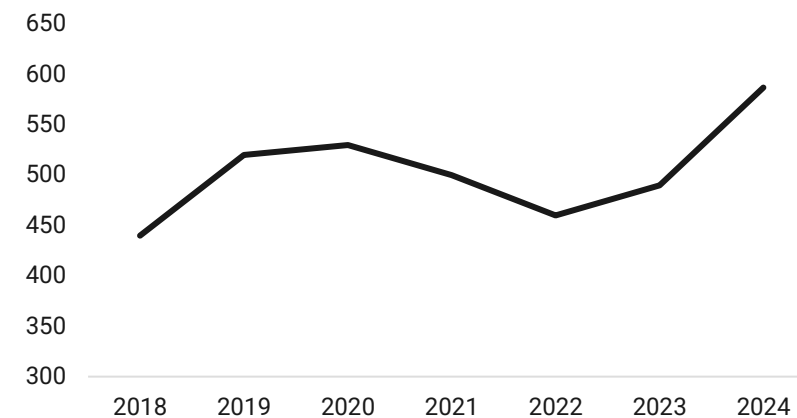
CF Thủy điện toàn hệ thống



Sản lượng Thủy điện (Triệu KWh)



Giá thành sản xuất thủy điện (VND/kWh)

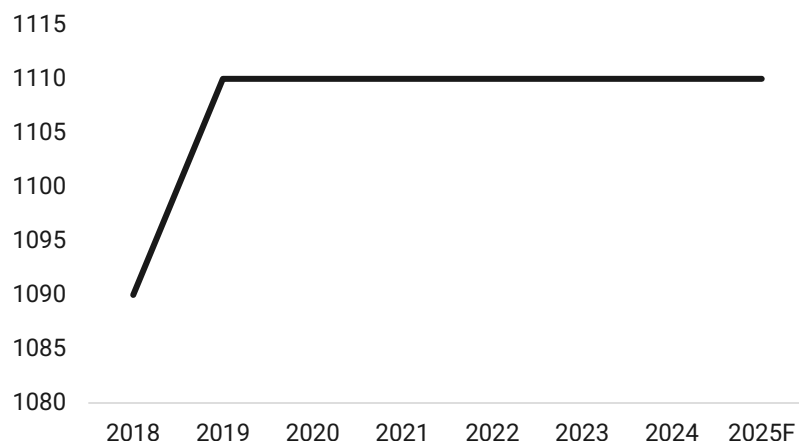


- Năm 2025 sẽ là một năm có rủi ro thủy văn cao đối với ngành thủy điện, do La Niña kết thúc sớm và khả năng thời tiết chuyển sang giai đoạn trung tính nóng và khô. Đặc biệt, năm 2025 được dự báo sẽ nằm trong nhóm những năm nóng nhất từng ghi nhận, ít có khả năng mưa bão dồn dập với lượng mưa ở mức xấp xỉ so với trung bình nhiều năm.
- Thủy điện có độ linh hoạt cao và luôn được ưu tiên huy động, tuy nhiên, trong điều kiện thủy văn không thuận lợi, nguồn huy động từ thủy điện tương đối hạn chế.

Thủy điện duy trì biên lợi nhuận cao nhờ chi phí thấp và khung giá ổn định

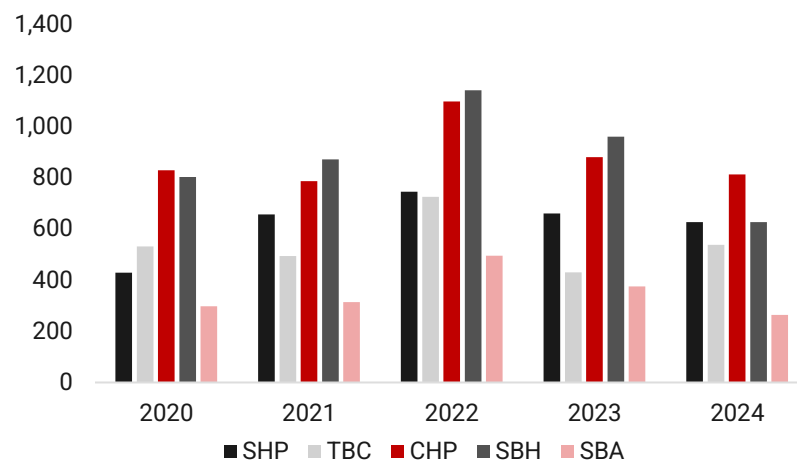
Khung giá phát điện cho nhà máy thủy điện duy trì ổn định trong nhiều năm do bản chất chi phí thấp, hiệu quả vận hành cao và vai trò ưu tiên trong hệ thống

Khung giá phát điện (VND/kWh)



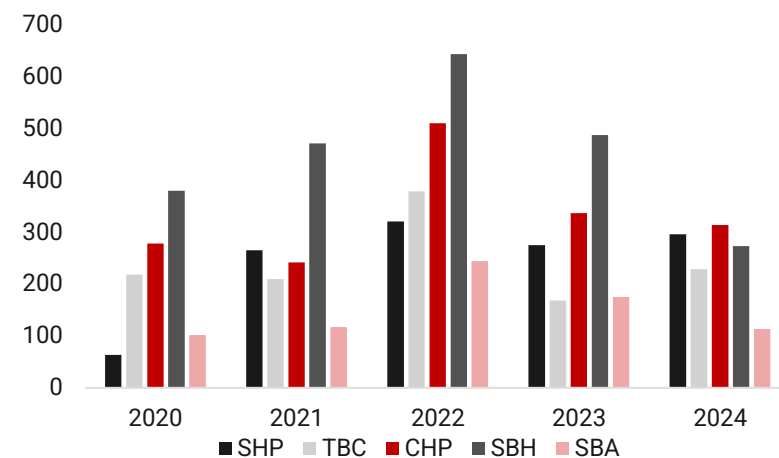
Doanh thu của các DN thủy điện bám sát chu kỳ thủy văn.

Doanh thu DN thủy điện



Biên lợi nhuận ròng của nhóm thủy điện nhìn chung duy trì ở mức cao, nhưng có sự phân hóa rõ rệt theo quy mô và vị trí địa lý.

LNST DN thủy điện

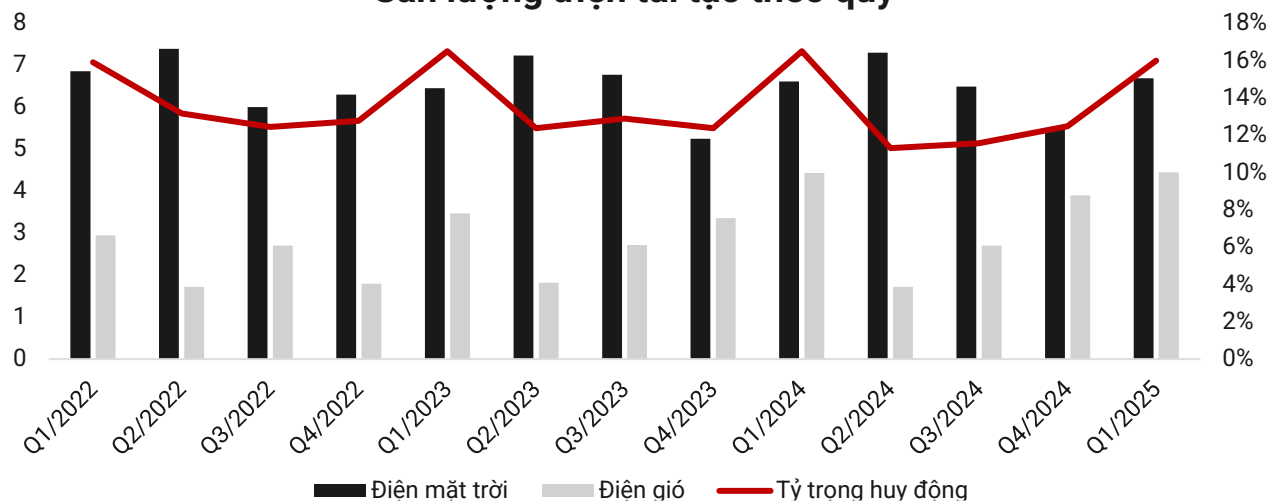


- Chi phí thủy điện chủ yếu là chi phí cố định (O&M, khấu hao), ít biến động theo giá nhiên liệu. Vì vậy, EVN và Bộ Công Thương không có áp lực phải điều chỉnh khung giá thường xuyên.
- Trong bối cảnh thủy văn bất lợi và các nhà máy thủy điện không còn dư địa để mở rộng công suất, các doanh nghiệp thủy điện có vị trí thuận lợi, công suất lớn, đã khấu hao phần lớn tài sản sẽ có lợi thế trong dài hạn.

Điện tái tạo có tiềm năng trong dài hạn, song trong ngắn hạn vẫn còn nhiều thách thức

Sản lượng điện tái tạo có tính mùa vụ rõ rệt và sự phân hóa giữa hai loại hình. Điện mặt trời duy trì sản lượng ổn định 6–7.5 tỷ kWh/quý và đạt đỉnh công suất vào mùa nắng (Q1, Q2), trong khi sản lượng điện gió biến động mạnh hơn do phụ thuộc tình hình gió mùa và địa hình.

Sản lượng điện tái tạo theo quý



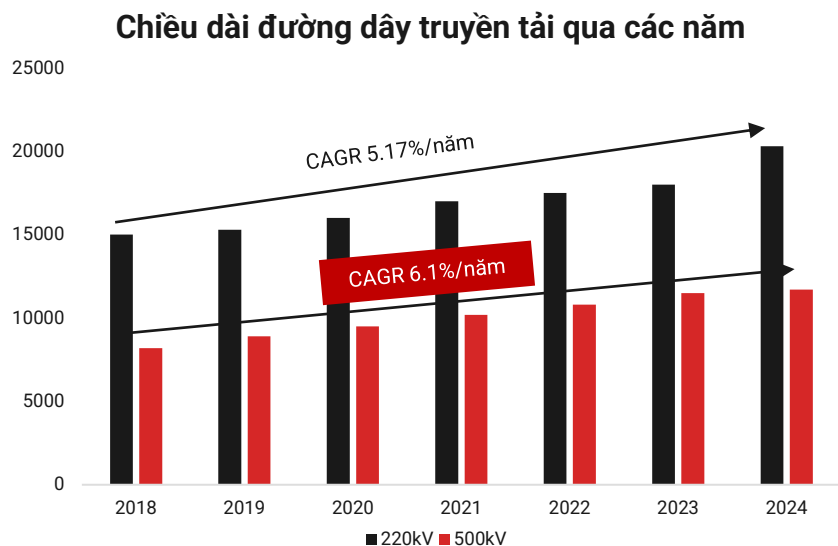
Do giới hạn về công nghệ và do đặc điểm của nguồn năng lượng đầu vào nên điện mặt trời và điện gió có hệ số công suất khá thấp, tuy nhiên sẽ được duy trì ổn định trong năm. Giá thành sản xuất phụ thuộc chủ yếu vào các chi phí cố định và có tiềm năng để trở nên cạnh tranh hơn trong dài hạn

	Điện gió	Điện mặt trời
Hệ số công suất (CF)	33%	15%
Giá thành sản xuất (VND/KWh)	1,300	1,500

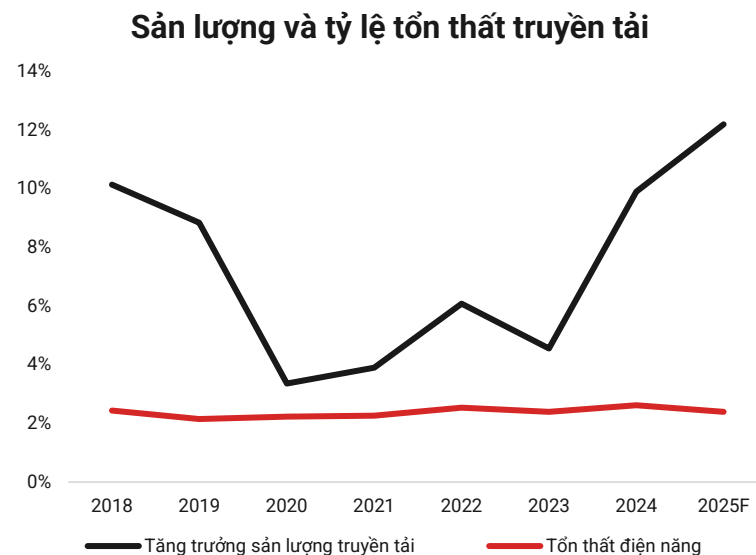
- Giá thành điện mặt trời/điện gió tại Việt Nam cao hơn so với thủy điện nhưng đang khá cạnh tranh so với nhiệt điện do điện mặt trời và điện gió hiện vẫn chưa phải chịu các loại thuế, phí tài nguyên, do đó gần như không có chi phí biến đổi.
- Tiềm năng phát triển điện tái tạo phụ thuộc trực tiếp vào hạ tầng truyền tải, do đặc thù nguồn phân tán và công suất phát biến động theo thời tiết.
- Tuy được kỳ vọng sẽ mở ra hướng tiêu thụ điện mới, nhưng cơ chế DPPA (giao dịch điện trực tiếp) hiện vẫn trong giai đoạn thí điểm và thiếu khung pháp lý rõ ràng, khiến khả năng triển khai trên diện rộng trong ngắn hạn còn nhiều nghi ngờ.

Tỷ trọng đầu tư lưới điện chưa phản ánh được tầm quan trọng thực tế, chưa tương xứng với tốc độ mở rộng nguồn điện và công suất điện.

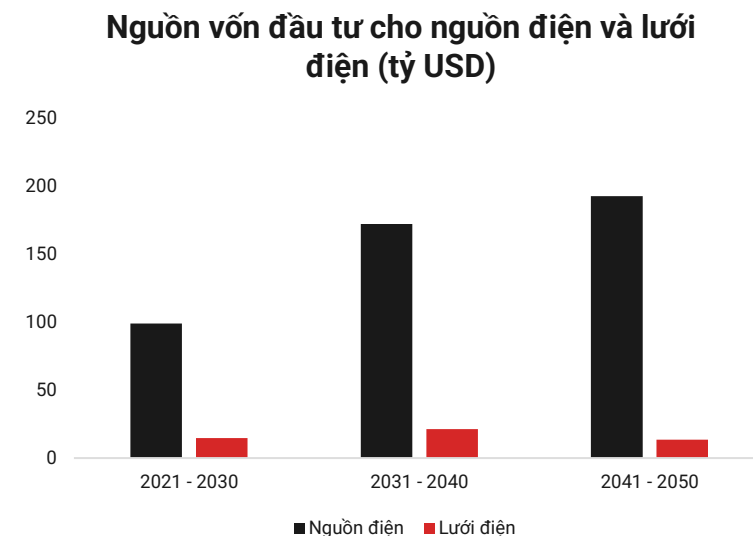
Chiều dài đường dây truyền tải cả 220kV và 500kV đều tăng ổn định với tốc độ 5–6%/năm song chưa tương xứng với tốc độ phát triển nguồn điện



Tỷ lệ tổn thất truyền tải duy trì ổn định. Nhờ đó, sản lượng điện truyền tải luôn giữ được mức tăng trưởng cao, tương đồng với tăng trưởng sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống



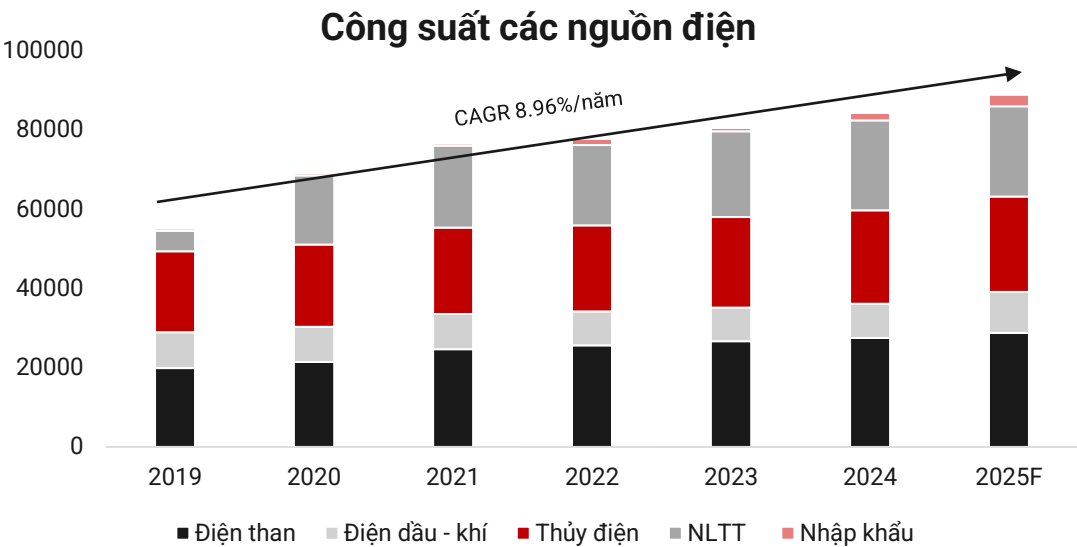
Tổng vốn đầu tư cho nguồn điện chiếm phần lớn (~90–95%) trong khi cơ cấu đầu tư lưới điện vẫn ở mức thấp so với đầu tư nguồn điện



- Để giải tỏa công suất các nguồn điện hiệu quả và vận hành hệ thống điện ổn định, việc đầu tư vào lưới điện là một trong những yếu tố tiên quyết. Tuy nhiên, tỷ trọng đầu tư lưới lại chưa phản ánh được tầm quan trọng thực tế, chưa tương xứng với tốc độ mở rộng nguồn.

Việt Nam bắt buộc phải mở rộng tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống để đáp ứng nhu cầu phụ tải tăng cao và duy trì tăng trưởng kinh tế bền vững

Công suất nguồn điện năm 2024 đạt 84,360 MW. Năm 2025, công suất có thể đạt khoảng 90,000MW (+5.6%), đến từ nguồn nhiệt điện (+1,330MW), thủy điện (+582MW), điện khí (+1,624MW) và điện nhập khẩu (+1,065MW).

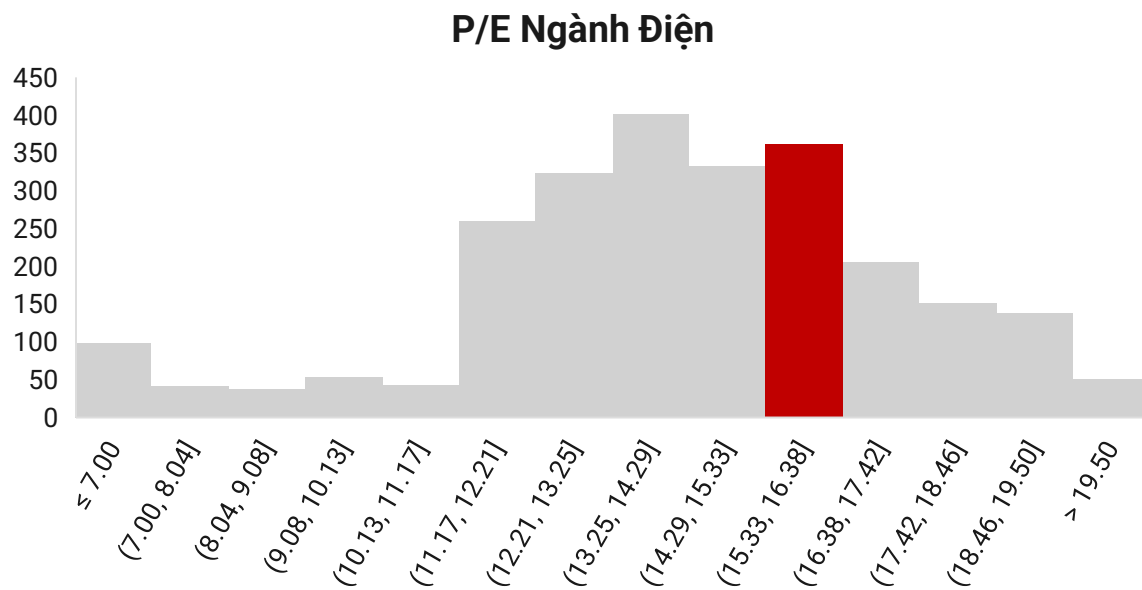


Nhà máy	Loại hình	Công suất (MW)	Thời gian COD dự kiến
Hòa Bình MR	Thủy điện	480	Cuối 2025
Hồ Xuân	Thủy điện	102	Q3/2025
Nhơn Trạch 3	Nhiệt điện LNG	812	T6/2025
Nhơn Trạch 4	Nhiệt điện LNG	812	T9/2025
Vũng Áng 2	Nhiệt điện than	1.330	T6–T10/2025
Nhập khẩu			
Nậm Emoun	Thủy điện	129	2024/Đầu năm 2025
Houay LaNge	Thủy điện	60	2024/Đầu năm 2025
Nậm Sum 3	Thủy điện	156	2024/Đầu năm 2025
Monsoon	Điện gió	600	Q3/2025
Nậm Mô 2	Thủy điện	120	T6/2025

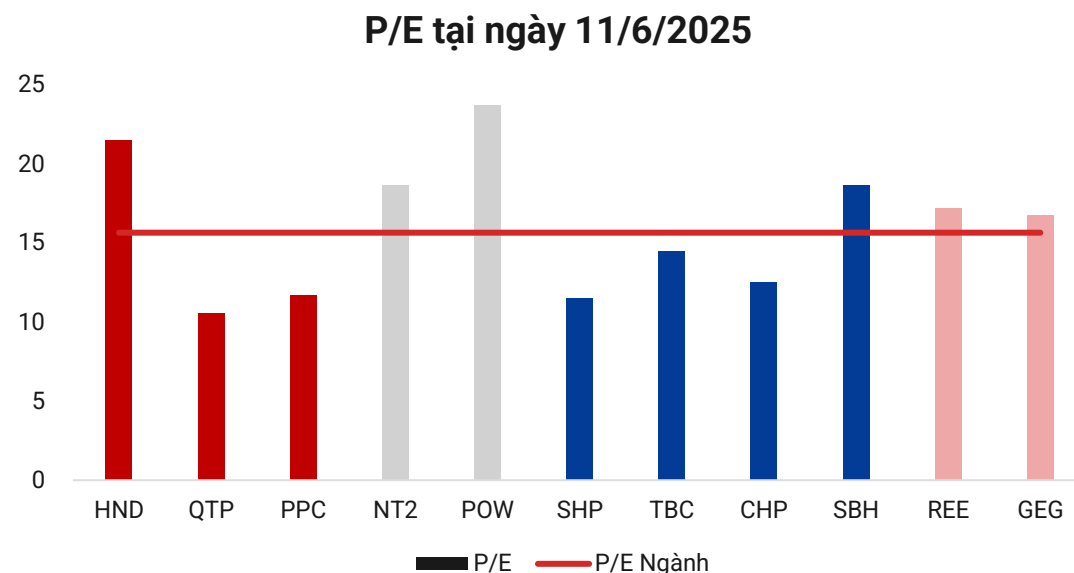
- Theo Thủ tướng, năm 2025, với nhu cầu điện tăng khoảng 12-13%, cần phải tăng thêm từ khoảng 2,200- 2,500 MW công suất.
- Trong năm 2025, phụ tải đỉnh (Pmax) của hệ thống điện có thể đạt 54.3 GW và miền Bắc có thể đạt 28.2 GW. Công suất khả dụng nguồn của miền Bắc khoảng 29GW. Do đó tình hình cung ứng điện tại khu vực phía Bắc tương đối căng thẳng trong giai đoạn cao điểm. Tại hệ thống điện phía Nam, Pmax có thể lên tới 23.6GW, công suất khả dụng ở mức 24.5 GW vào thời điểm tối. Hệ thống điện miền Nam cơ bản đáp ứng nhu cầu phụ tải đỉnh.

Chỉ số P/E của ngành không còn quá hấp dẫn, nhà đầu tư nên chọn lọc cổ phiếu kỹ lưỡng

Với mức P/E 15.67 – gần trung vị lịch sử ngành – nhóm cổ phiếu điện không còn quá rẻ, nhưng vẫn là sự lựa chọn hấp dẫn với vai trò là cổ phiếu phòng thủ.

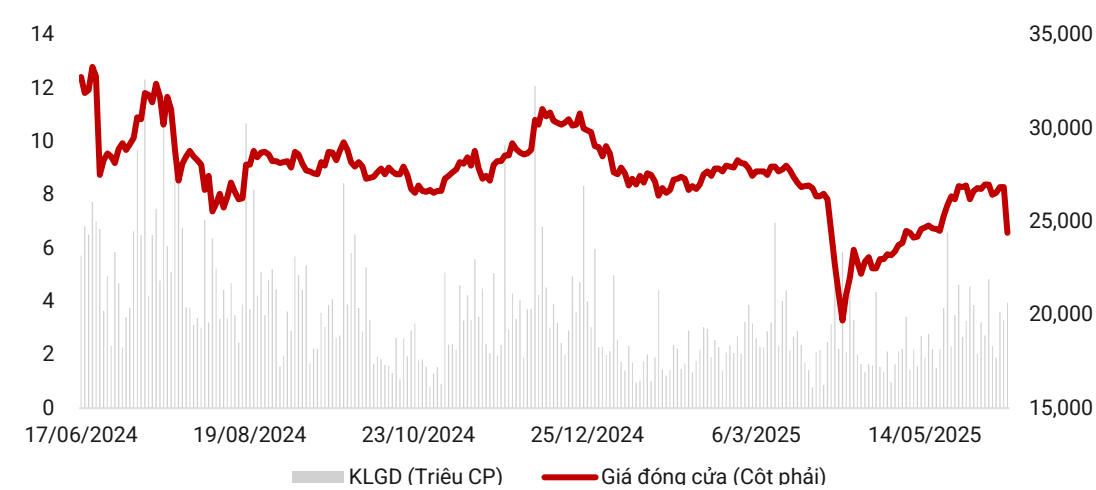


Một số doanh nghiệp nhiệt điện (màu đỏ) và thủy điện (màu xanh) đang được định giá thấp hơn so với trung bình ngành, trong khi các doanh nghiệp điện khí (màu xám) và điện tái tạo (màu hồng) có P/E cao hơn trung bình ngành.



- Mặc dù mặt bằng P/E ngành điện hiện tại không còn quá hấp dẫn, việc một số cổ phiếu được định giá thấp hơn trung bình ngành vẫn mở ra cơ hội chọn lọc cho nhà đầu tư. Cụ thể, nhóm cổ phiếu nhiệt điện và thủy điện với lợi thế dòng tiền ổn định và cổ tức tiền mặt cao vẫn phù hợp với nhà đầu tư phòng thủ trong bối cảnh thị trường không quá thuận lợi.

THÔNG TIN CỔ PHIẾU



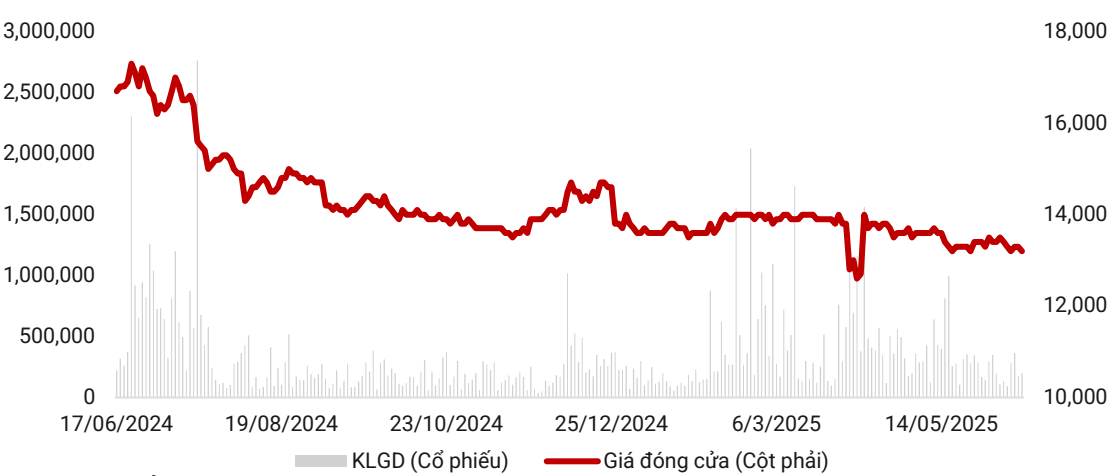
	2022	2023	2024
Tăng trưởng doanh thu thuần	-5.2%	-19.32%	-5.94%
Tăng trưởng LNST	1.36%	-36.39%	-48.37%
Biên lợi nhuận gộp	61.78%	59.63%	58.53%
Biên lợi nhuận ròng	38.03%	29.98%	16.46%
Sản lượng điện thương phẩm (triệu kWh)	1,652	1,450	1,387
D/E	0.93	0.75	0.66
ROAE	22.74%	11.85%	5.80%
EPS	4,479.12	2,175.19	1,035.61
P/E	5.91	12.21	23.56

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

HDG là cổ phiếu đáng chú ý trong dài hạn, với động lực đến từ loạt dự án điện gió đã được đưa vào kế hoạch thực hiện Quy hoạch điện VIII:

- (1) **Triển vọng dài hạn từ danh mục điện gió mới với công suất mở rộng lên đến 806 MW:** HDG có kế hoạch phát triển nhiều dự án điện gió mới (2025–2030) như: 7A mở rộng (21 MW), Phước Hữu (50 MW), Bình Gia (80 MW), An Phong (300 MW), V3 Trà Vinh (250 MW)... Đặc biệt, các dự án này đều đã được đưa vào kế hoạch thực hiện quy hoạch điện VIII hoặc đang được tỉnh chấp thuận chủ trương, cấp giấy chứng nhận đăng ký đầu tư, dự kiến vận hành trong 2026–2030.
- (2) **Mảng năng lượng phục hồi, đặc biệt là thủy điện và điện gió:** Theo Trung tâm khí tượng thủy văn quốc gia, dự báo tổng lượng mưa tại khu vực Trung Trung Bộ dự kiến cao hơn 5-15% mức trung bình nhiều năm. Khu vực này tập trung phần lớn nhà máy của HDG, chiếm 75% tổng công suất, tạo cơ sở cho kỳ vọng tăng sản lượng trong năm 2025. Mặc dù thời tiết trung tính sẽ chiếm ưu thế chủ đạo trong năm 2025, sản lượng thủy điện vẫn có tiềm năng ghi nhận mức tăng trưởng cao trong 6 tháng đầu năm 2025 nhờ mức nền thấp trong cùng kỳ. Đối với 2 dự án điện mặt trời hiện đang bị vướng mắc pháp lý, HDG đã hoàn tất việc trích lập cho nhà máy Hồng Phong 4, giúp áp lực trích lập giảm bớt trong năm 2025. Ngày 5/3/2025, Bộ Công Thương ban hành Quyết định số 618/QĐ-BCT, bổ sung 142 dự án điện mặt trời vào Kế hoạch triển khai Quy hoạch điện VIII, trong danh sách này có nhà máy điện mặt trời SP Infra 1 và Hồng Phong 4 của HDG.
- (3) **Charm Villas giai đoạn 3 tái mở bán:** HDG dự kiến sẽ mở bán 30 căn trong quỹ 175 căn còn lại trong quý 2/ 2025, với mức giá bán được nâng lên nhờ hiệu ứng từ Vinhomes Đan Phượng.
- (4) **Tuy nhiên, định giá doanh nghiệp hiện đang chưa ở vùng hấp dẫn:** Tại ngày 16/06/2025, P/E của HDG là 32.01, cao hơn mức P/E ngành là 15.73 và cao hơn mức trung bình 5 năm đạt 11.34. Nhà đầu tư nên chú ý lựa chọn thời điểm giải ngân phù hợp.

THÔNG TIN CỔ PHIẾU



	2022	2023	2024
Tăng trưởng doanh thu thuần	21.55%	15.75%	-1.24%
Tăng trưởng LNST	32.2%	-19.92%	1.2%
Biên lợi nhuận gộp	10.38%	6.78%	6.92%
Biên lợi nhuận ròng	7.34%	5.07%	5.20%
Sản lượng điện thương phẩm (triệu kWh)	7,059	7,821	7,400
D/E	0.18	0.06	0.04
ROAE	12.39%	10.68%	11.97%
EPS	1,698.08	1,359.78	1,218.91
P/E	8.60	10.03	10.84

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Với định giá đang ở mức hấp dẫn so với trung bình ngành, cùng các yếu tố hỗ trợ từ chu kỳ giá than thuận lợi, cơ cấu tài chính lành mạnh và chính sách cổ tức cao, cùng hiệu suất huy động ổn định do là DN nhiệt điện than, QTP tiếp tục là lựa chọn phù hợp cho nhà đầu tư:

- (1)

Giá than thế giới giảm mạnh sau khi đạt đỉnh vào năm 2022 hỗ trợ cải thiện biên lợi nhuận của QTP: Do ảnh hưởng từ cuộc khủng hoảng năng lượng toàn cầu, giá than đã tăng vọt và đạt đỉnh trong năm 2022, sau đó dần hạ nhiệt và hiện dao động quanh mức 95-100 USD/tấn, thấp hơn dự báo của World Bank ở khoảng 120 USD/tấn vào năm 2025 và 105 USD/tấn vào năm 2026. Kể từ năm 2023, QTP đã chuyển sang sử dụng hoàn toàn than pha trộn nhập khẩu, do đó xu hướng giá than giảm sẽ trực tiếp cải thiện BLN và nâng cao khả năng cạnh tranh của doanh nghiệp.
- (2)

Tình hình tài chính lành mạnh: QTP đã trả gần hết nợ vay, tính đến hết Q1/2025, DN chỉ ghi nhận 75 tỷ vay ngắn hạn và 92.75 tỷ vay dài hạn. Bên cạnh đó, QTP đã khấu hao hết một số máy móc thiết bị của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh 1, chi phí khấu hao dự kiến sẽ giảm cho các năm tiếp theo. Việc khấu hao giảm dần và nợ vay được trả hết sẽ giúp cho biên lợi nhuận của QTP được cải thiện trong các năm tới
- (3)

Cổ tức tiền mặt đều đặn: QTP luôn duy trì chính sách cổ tức tiền mặt ổn định 10–15%/năm. Năm 2025, QTP chuẩn bị nâng cấp nhà máy để đáp ứng mục tiêu năng lượng sạch năm 2031 của Việt Nam, với kế hoạch sẽ đi vào vận hành thương mại trong quý 3/2031, hiện dự án đang trong giai đoạn nghiên cứu khả thi cùng với TV1. Dù dự án nâng cấp nhà máy này yêu cầu lượng vốn lớn, QTP vẫn cam kết duy trì cổ tức tiền mặt tối thiểu 1,000 đồng/cổ phiếu (tương đương mức lợi suất 7.5%).
- (4)

Định giá hấp dẫn: P/E của QTP hiện ở mức 10.57, thấp hơn mức trung bình ngành là 15.67 cho thấy dư địa tăng giá của cổ phiếu vẫn còn.