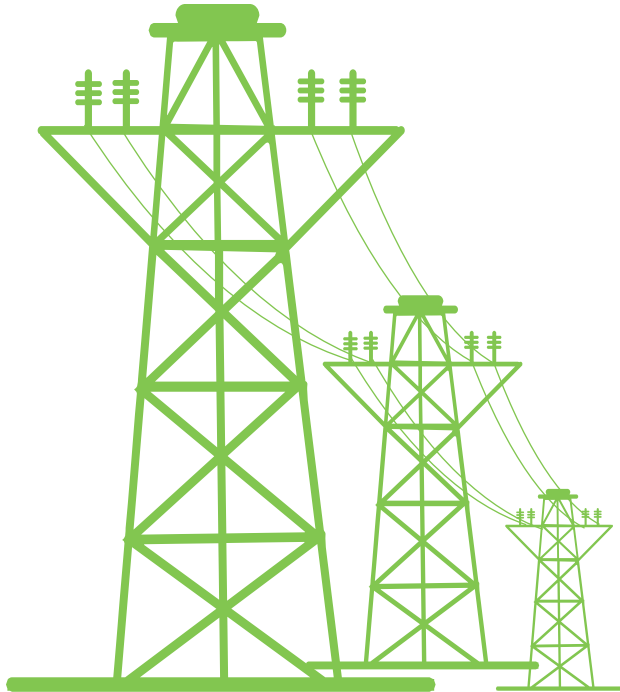


BÁO CÁO NGÀNH ĐIỆN

NGÀNH ĐIỆN BƯỚC VÀO KỶ NGUYÊN MỚI



MỤC LỤC



01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Sản lượng điện tăng trưởng nhanh, hệ thống điện vận hành ổn định

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Tiêu thụ điện dự kiến tiếp tục tăng cao trong 2025

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

POW – 15.000 (+24%)

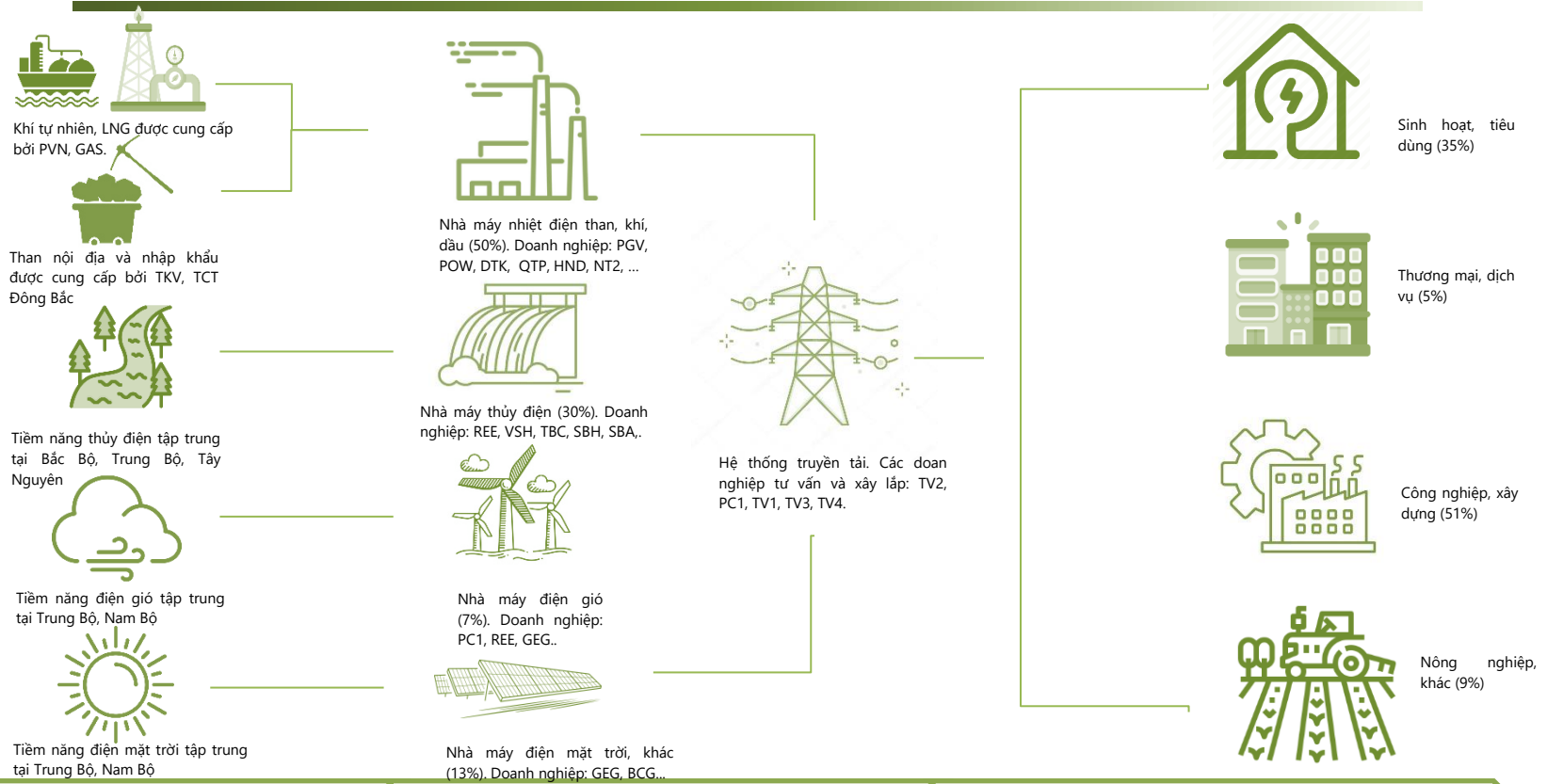
REE – 76.000 (+15%)

QTP – 17.000 (+17%)

PC1 – 29.200 (+30%)

NT2 – 23.500 (+18%)

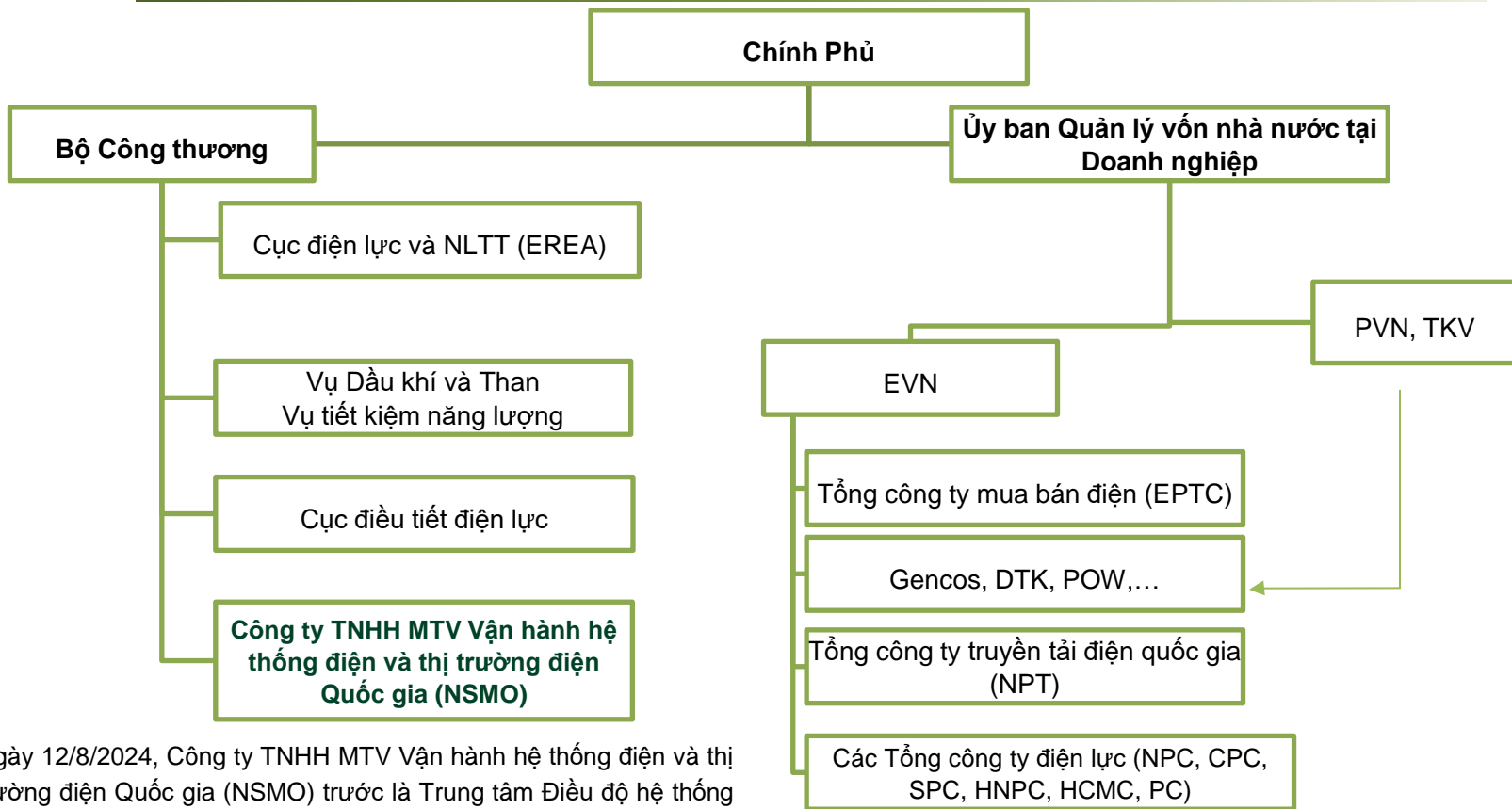
NGÀNH ĐIỆN – CHUỖI GIÁ TRỊ



ĐẦU VÀO

NHÀ MÁY & TRUYỀN TẢI

ĐẦU RA



- Ngày 12/8/2024, Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO) trước là Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia (A0) được chuyển giao từ EVN về Bộ Công Thương.

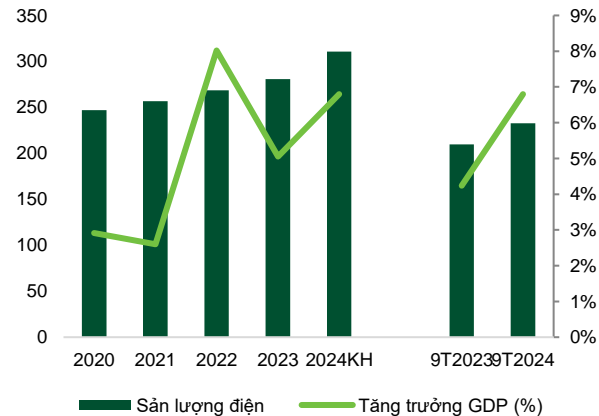
Sản lượng điện tiêu thụ toàn hệ thống trong tăng theo sát diễn biến nền kinh tế Việt Nam.

Thông tin của EVN, sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống 9T.2024 đạt 232.6 tỷ kWh (+10,9% YoY), sản lượng điện truyền tải đạt 186,2 tỷ kWh (+11,5% YoY). Theo GSO, GDP 9T2024 tăng trưởng 6.82%, sự tăng trưởng 3 nhóm kinh tế chính: nông nghiệp, công nghiệp và dịch vụ đã thúc đẩy tăng trưởng sản lượng điện tiêu thụ.

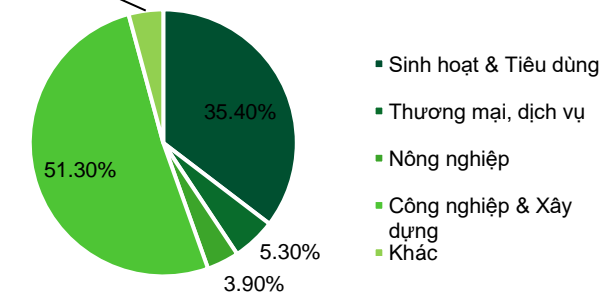
Về cơ cấu huy động theo nguồn điện: điện than đóng góp tỷ trọng lớn nhất với 49,6% (115,3 tỷ kWh), thủy điện chiếm 28,2% (65,6 tỷ kWh), tua bin khí chiếm 7,4% (17,2 tỷ kWh), năng lượng tái tạo chiếm 12,9% (30,1 tỷ kWh), điện nhập khẩu chiếm 1,7% (4 tỷ kWh). Điện than đóng góp tỷ trọng lớn nhất vì El Nino ảnh hưởng, nhiệt điện được ưu tiên huy động từ đầu năm trong khi thủy điện chủ động tích nước để chuẩn bị cho cao điểm vào mùa khô.

Về cơ cấu thành phần tiêu thụ: điện năng cho công nghiệp - xây dựng tăng 11,07%, điện năng cho thương mại-dịch vụ tăng 12,73%, điện năng cho nông nghiệp tăng 12,49%, điện năng cho sinh hoạt tăng 11,03%.

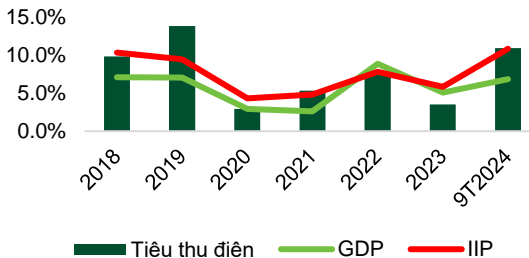
Sản lượng điện và tăng trưởng GDP (%)



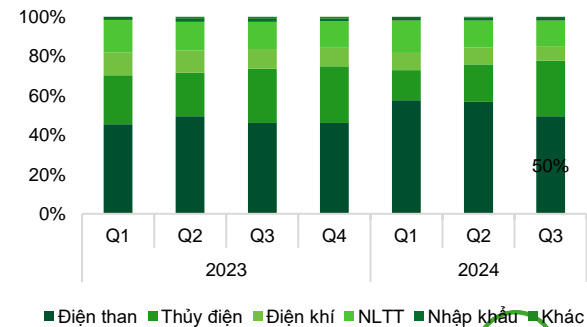
Tỷ trọng thành phần phụ tải điện năm 2024



Tăng trưởng tiêu thụ điện, GDP, IIP (%)



Cơ cấu điện theo loại hình



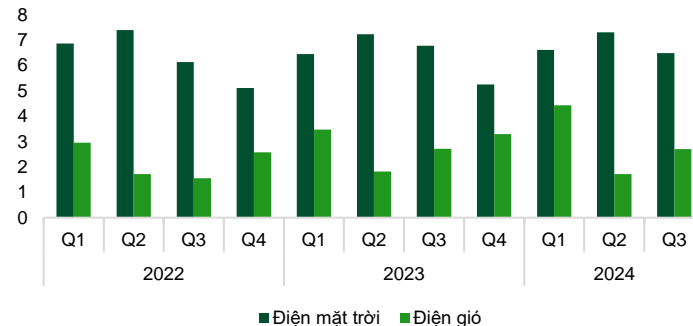


Theo số liệu của EVN, sản lượng 9T2024 của NLTT đạt 29.3 tỷ kWh (+3% YoY) nhờ vào sự hoạt động ổn định của các nhà máy NLTT và công suất bổ sung từ các dự án NLTT chuyển tiếp. Tổng nguồn điện NLTT có công suất đạt khoảng 23.3 GW (+7% YTD).

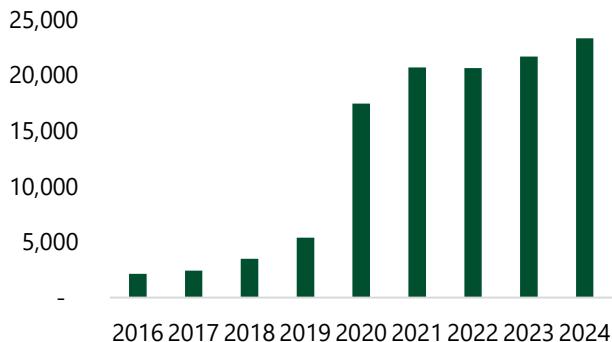
Cập nhật đến cuối Q3/2024 theo thông tin của EVN:

- 81/85 dự án năng lượng tái tạo (tổng công suất 4.598 MW) chuyển tiếp đã gửi hồ sơ đàm phán giá điện, hợp đồng mua bán điện.
- 64/72 dự án đã hoàn tất đàm phán và ký tắt PPA giữa EVN và chủ đầu tư. Bộ Công Thương đã phê duyệt phê duyệt giá tạm cho 63 dự án, với tổng công suất 3429,41MW.

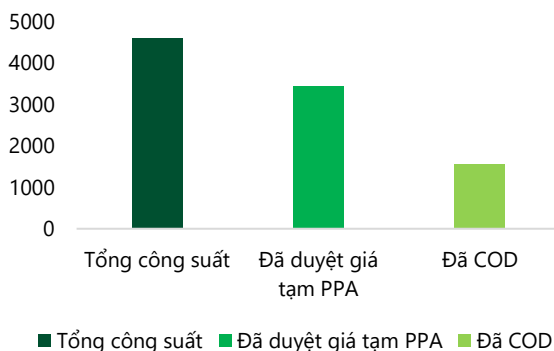
Sản lượng điện gió và điện mặt trời theo quý (tỷ kWh)



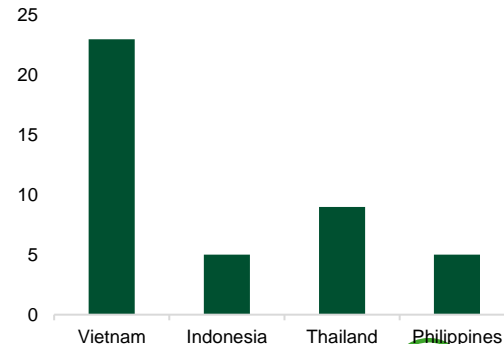
Công suất của NLTT (MW)



Cập nhật các dự án chuyển tiếp (MW)



Công suất NLTT năm 2022 tại các nước Đông Nam Á (GW)



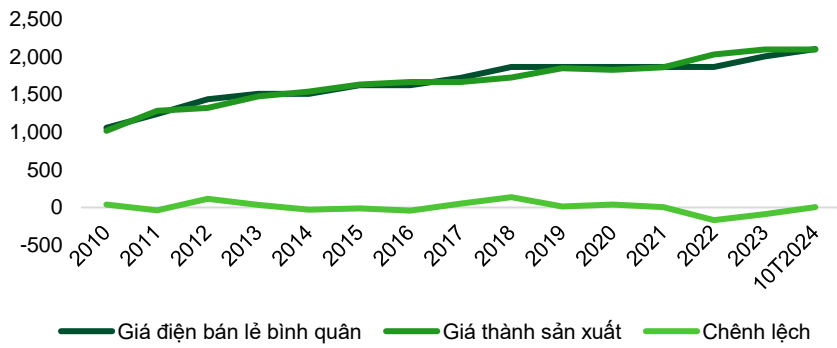
- **Tính đến T12/2024, số liệu của NSMO cho thấy tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống đạt khoảng 87.391 MW (+8% YoY).** Trong đó, chiếm tỷ trọng lớn nhất là nhiệt điện than với 37,5%, thủy điện chiếm 30,5%, nhiệt điện khí và dầu chiếm 12,1%, điện gió chiếm 7,4%, điện mặt trời chiếm 11,7%, còn lại là nguồn điện sinh khối và các nguồn khác
- **Về công tác mở rộng công suất nguồn điện: Trong năm 2024, các dự án lớn được đưa vào vận hành gồm có:** Nhiệt điện BOT Vân Phong 1 (1.432 MW), các dự án NLTT chuyển tiếp. Các dự án công suất lớn đang xây dựng mở rộng lên tới 7.1 GW được trình bày trong bảng sau
- **Nguồn điện nhập khẩu:** Tính đến 9T2024, nguồn điện nhập khẩu đóng góp 4 tỷ kWh trong hệ thống điện. Nguồn chính đến từ Trung Quốc, dự kiến trong thời gian tới sẽ bổ sung nguồn điện nhập khẩu từ Lào.
- **Công tác xây dựng lưới điện truyền tải:** hoàn thành đường dây 500 kV mạch 3 từ Quảng Trị đến Phố Nối Dự án trọng điểm nâng công suất truyền tải từ khu vực miền Trung ra miền Bắc từ 2.2GW lên 5GW.
- **MOIT thông báo chấm dứt hợp đồng BOT Nhiệt điện than Sông Hậu 2 (2.1GW)** do chủ đầu tư không thu xếp tài chính theo yêu cầu. Ngoài Sông Hậu 2, tổng cộng có 4 dự án điện than khác với tổng công suất 5.1 GW, trong đó có 2 dự án đề nghị chuyển sang sử dụng khí/LNG.

Nhà máy	Loại hình	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Thời gian vận hành dự kiến	Địa điểm
Nhon Trạch 3&4	Điện LNG	1,624	POW	2025	Đồng Nai
Na Dương II	Điện than	110	TKV	2026	Lạng Sơn
An Khánh - Bắc Giang	Điện than	650	CTCP Nhiệt điện An Khánh - Bắc Giang	2027	Bắc Giang
Vũng Áng II	Điện than	1,330	VAPCO	2025-2026	Hà Tĩnh
Quảng Trạch I	Điện than	1,403	EVN	2026	Quảng Bình
Long Phú I	Điện than	1,200	PVN	2027	Sóc Trăng
Ialy MR	Thủy điện	360	EVN	2024	Gia Lai
Hòa Bình MR	Thủy điện	480	EVN	2025	Hòa Bình

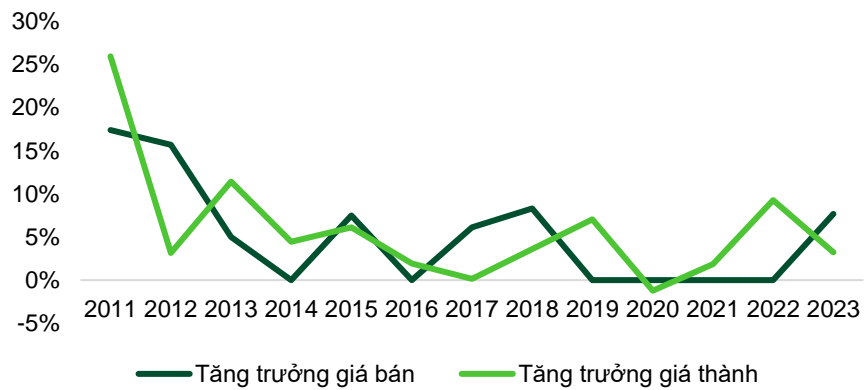
DIỄN BIẾN NGÀNH- GIÁ ĐIỆN BÁN LẺ BÌNH QUÂN ĐIỀU CHỈNH TĂNG 4,8%

- Theo Quyết định số 5/2024/QĐ-TTg ban hành ngày 26/3/2024 của Thủ tướng Chính phủ quy định về cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân.** Thời gian điều chỉnh giá bán điện bình quân tối thiểu là 03 tháng kể từ lần điều chỉnh giá điện gần nhất (quy định cũ 6 tháng) từ sau 15/5/2024. EVN có thể điều chỉnh giá điện dưới 5%, khi điều chỉnh giá điện từ 5-10%, EVN cần báo cáo MOIT và được chấp thuận, trên 10% cần báo cáo đến Thủ tướng và được chấp thuận.
- Vào ngày 11/10/2024, EVN đã có Quyết định số 1046/QĐ-EVN liên quan đến việc tăng giá bán lẻ điện bình quân. **Cụ thể, giá bán lẻ điện bình quân là tăng 4.8% so với trước đó lên mức 2.103,12 đồng/kWh** (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng). Mức giá này cao hơn giá thành sản xuất bình quân năm 2023 khoảng 0.24%.
- Chúng tôi nhận thấy rằng việc tăng giá điều bán lẻ bình quân là điều tất yếu và là yếu tố tác động tích cực đến ngành điện.** Mặc dù vậy, kết quả kinh doanh của các doanh nghiệp trong ngành điện sẽ không có sự cải thiện đột phá ngay lập tức mà sẽ có tác động trong dài hạn.

Giá điện bán lẻ bình quân và giá thành sản xuất giai đoạn 2010-10T2024 (VND/kWh)

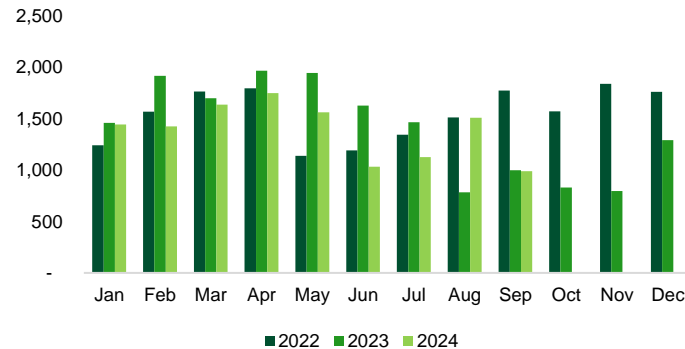


Tăng trưởng giá thành và giá bán (%)

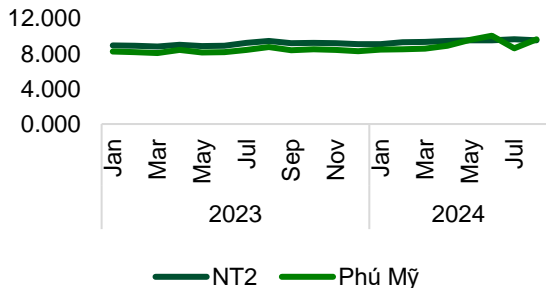


- Giá trung bình thị trường phát điện cạnh tranh (giá CGM) trong 9T2024 giảm 10% yoy, đạt 1.384 đồng/kWh.** Việc điều chỉnh Qc của các nhà máy nhiệt điện và thủy điện cũng như giá trần của thị trường phát điện cạnh tranh là các yếu tố ảnh hưởng đến giá bình quân trên thị trường CGM.
- Giá than trộn 6A.14 trong 9T2024 tại các nhà máy trong nước tăng 27% YoY do tỷ lệ than trộn than nhập ngày càng nhiều.** Than Newcastle của Australia vào 9T2024 duy trì ổn định khoảng 135USD/tấn (-27% YoY) nhưng vẫn cao hơn so với giá than nội địa. Bên cạnh đó, việc sử dụng than trộn là một trong những nguyên nhân làm tăng suất hao nhiệt các nhà máy nhiệt điện than.
- Giá khí tại hàng rào nhà máy tại khu vực Đông Nam Bộ bình quân đạt 9.23 USD/mmBTU (+7% YoY)** do giá dầu FO vẫn tiếp tục neo cao cùng với việc nguồn khí LNG tái hóa đã bắt đầu được sử dụng cho các nhà máy điện từ tháng 4/2024 khiến giá khí tăng.

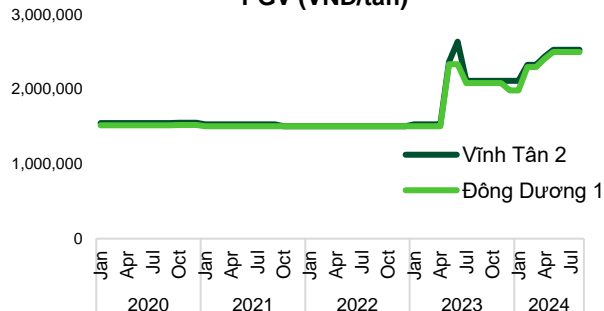
Giá điện toàn phần FMP trên thị trường phát điện cạnh tranh (VND/kWh)



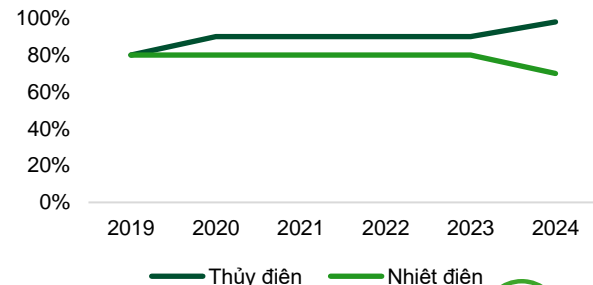
Giá khí cho nhà máy điện tại Đông Nam Bộ (USD/mmBTU)



Giá than trộn 6a.14 tại các nhà máy của PGV (VND/tấn)



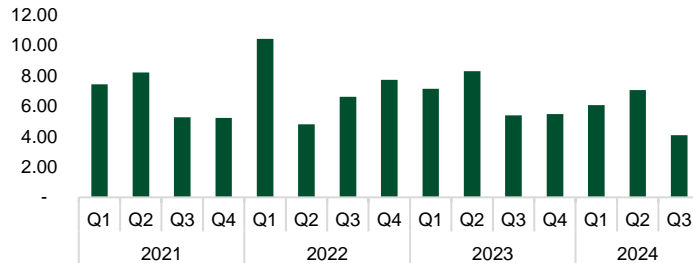
Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo hợp đồng (Qc)



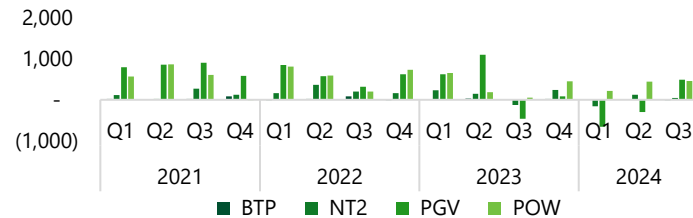
Nguồn cung khí suy giảm nhanh và giá khí tăng, kéo theo giá biến đổi tăng đã ảnh hưởng KQKD các doanh nghiệp nhiệt điện khí

- **Lũy kế 9T2024, doanh thu và LNST của nhóm nhiệt điện khí lần lượt giảm 12% YoY và 72% YoY do:** (1) Sản lượng Qc tháng được giao thấp, nguồn cung khí bị thiếu hụt cục bộ và giá khí neo cao ảnh hưởng đến việc NSMO huy động sản lượng và từ đó ảnh hưởng đến doanh thu các nhà máy; (2) Giá điện toán phần (FMP) bình quân thấp hơn cùng kỳ.
- **Nguồn khí cho các nhà máy điện tại ĐNB (bể Cửu Long và Nam Côn sơn) giảm nhanh.** Cụ thể, sản lượng khí nội địa cho các nhà máy điện tại khu vực Đông Nam Bộ năm 2023 ước tính khoảng 4.3 tỷ m³/năm, năm 2024 khoảng 3 tỷ m³/năm, trong khi nhu cầu của các nhà máy điện Đông Nam Bộ khoảng 5 tỷ m³/năm.
- **Một số nhà máy điện tại khu vực Phú Mỹ đã sử dụng LNG tái hóa để sản xuất điện** đáp ứng thời điểm cao điểm với giá tại hàng rào nhà máy ước tính khoảng 12.35 USD/mmBTU.

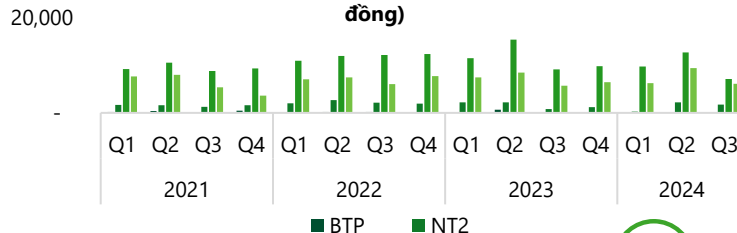
Sản lượng nhiệt điện khí theo quý (tỷ kWh)



LNST của một số doanh nghiệp nhiệt điện khí (tỷ đồng)



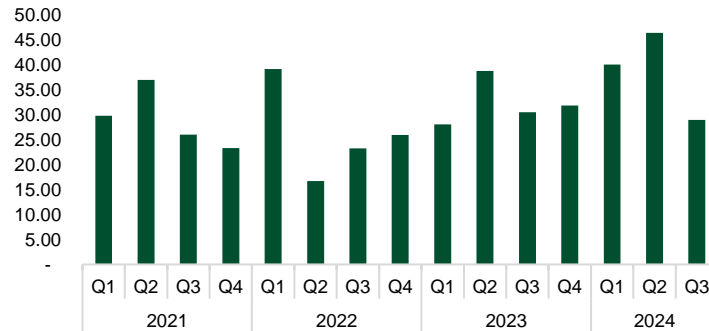
Doanh thu của một số doanh nghiệp nhiệt điện khí (tỷ đồng)



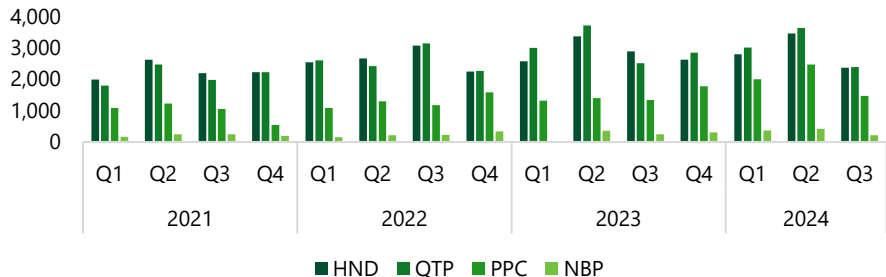
Than nhập khẩu ngày càng chiếm tỷ trọng cao khiến các doanh nghiệp nhiệt điện than bị bào mòn lợi nhuận.

- **KQKD Q3/2024 của các doanh nghiệp nhiệt điện than trong thống kê ghi nhận giảm 8%YoY, LNST giảm 81% YoY.** KQKD kém khả quan của nhóm nhiệt điện than do: (1) Sản lượng điện than toàn hệ thống giảm 5% YoY khi NSMO bắt đầu ưu tiên mạnh thủy điện từ 2H2024 (2) tỷ lệ Qc giảm, giá CGM giảm; (3) Giá thành than trộn tiếp tục tăng cao; (4) Ảnh hưởng thời tiết cực đoan.
- **Lũy kế 9T2024, doanh thu của nhóm điện than tăng 8% YoY, trong khi LNST giảm 9% YoY** nhờ vào 1H2024 có kết quả kinh doanh khả quan khi NSMO ưu tiên huy động nhóm nhiệt điện than từ đầu năm

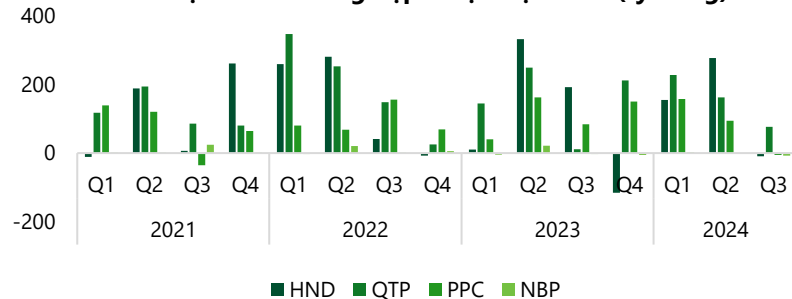
Sản lượng nhiệt điện than theo quý (tỷ kWh)



Doanh thu một số doanh nghiệp nhiệt điện than (tỷ đồng)



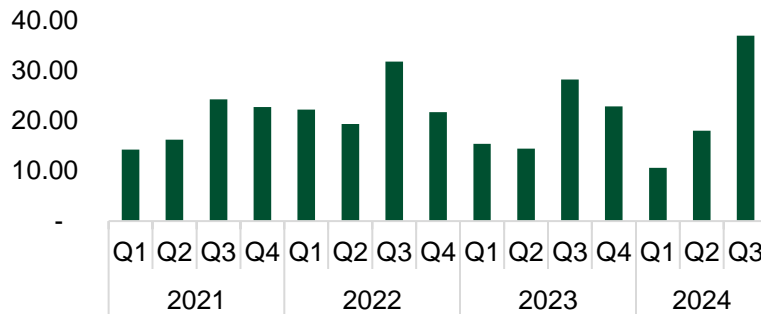
LNST một số doanh nghiệp nhiệt điện than (tỷ đồng)



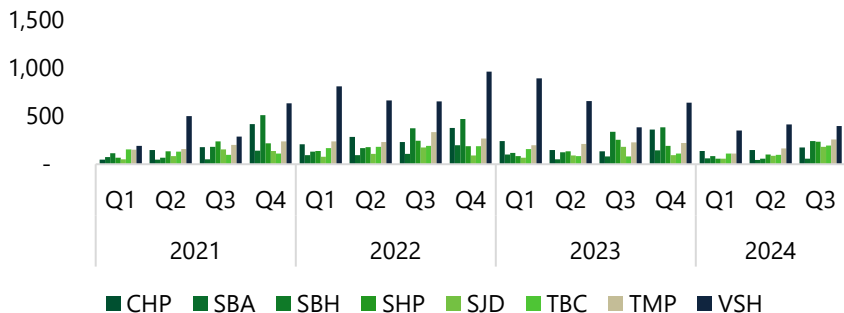
Thủy điện được ưu tiên huy động từ 2H2024 với điều kiện thủy văn thuận lợi thúc đẩy sản lượng phục hồi mạnh mẽ

- ✔ **KQKD Q3/2024** của nhóm thủy điện trong thống kê ghi nhận tích cực với doanh thu và sản lượng lần lượt tăng trưởng 3% YoY và 15% YoY nhờ vào sản lượng tăng mạnh 31% YoY giúp doanh thu tăng bất chấp việc Qc điều chỉnh lên mức 98%.
- ✔ **Lũy kế 9T2024**, doanh thu và LNST của nhóm thủy điện giảm lần lượt **24% và 44%** do (1) Qc điều chỉnh tăng lên mức 98% và các nhà máy thủy điện tích nước chủ động vào đầu năm ảnh hưởng sản lượng (3) Giá bán trên thị trường phát điện cạnh tranh giảm 10% YoY.

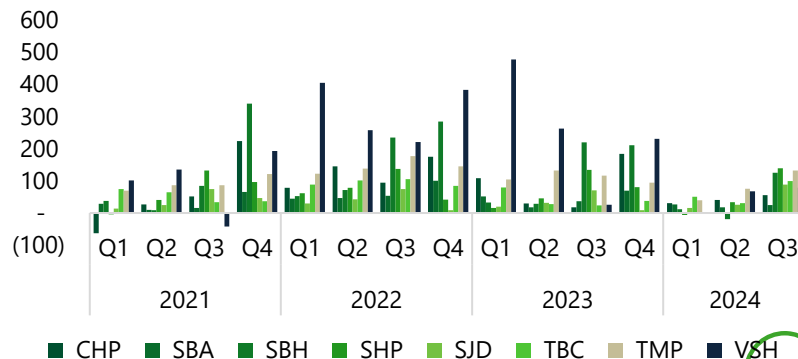
Sản lượng thủy điện theo quý (tỷ kWh)



Doanh thu một số doanh nghiệp thủy điện (tỷ đồng)



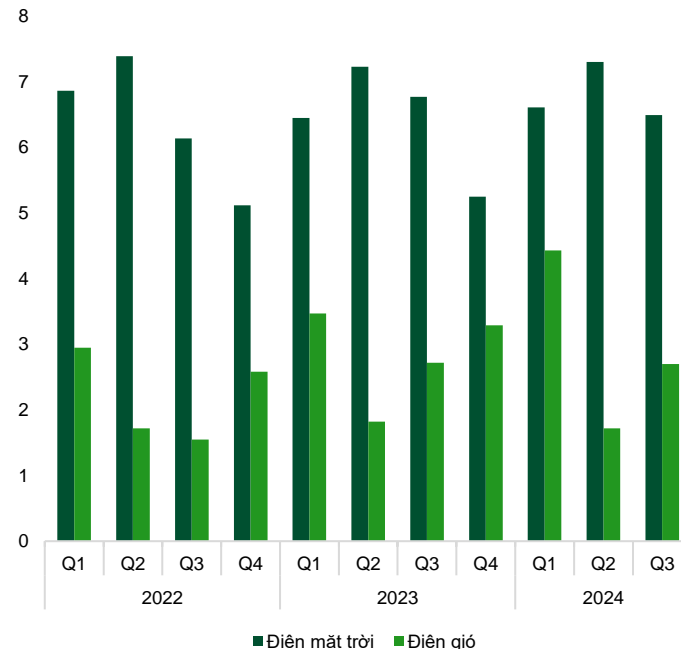
LNST một số doanh nghiệp thủy điện (tỷ đồng)



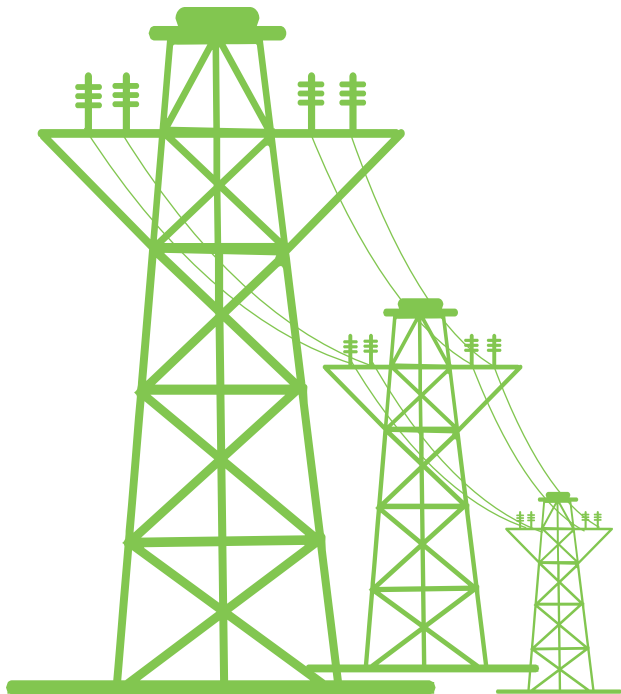
Sản lượng NLTT đạt 30.4 tỷ kWh (+3% YoY) với động lực từ điện gió khi sản lượng đạt 8.85 tỷ kWh (+10% YoY) trong khi sản lượng điện mặt trời đi ngang đạt 20.4 tỷ kWh. Chúng tôi cho rằng sản lượng tăng trưởng này đến từ sự đóng góp của các dự án chuyển tiếp. Về kết quả kinh doanh, các doanh nghiệp NLTT, đa ngành có kết quả kinh doanh phân hóa theo đặc thù của từng doanh nghiệp.

- REE:** Trong Q3/2024 REE có KQKD khả quan, doanh thu của REE đạt 2.031 tỷ đồng (+3% YoY), LNST đạt 561 tỷ đồng (+21% YoY). Lũy kế 9T2024, doanh thu của REE đạt 6.048 tỷ đồng (-7% YoY, đạt 57% KH), LNST CDM đạt 1.315 tỷ đồng (-22% YoY, đạt 55% KH). **Mảng thủy điện của REE có lợi nhuận giảm 47% YoY** do tình hình thủy văn không thuận lợi trong 1H2024 và Qc tăng lên 98%. **Mảng NLTT của REE có lợi nhuận cải thiện tốt (điện mặt trời +52% YoY, điện gió +29% YoY)** nhờ REE tối ưu được chi phí quản lý, vận hành và chi phí tài chính.
- PC1:** KQKD Q3/2024 của PC1 ghi nhận tích cực, doanh thu của PC1 đạt 2.232 tỷ đồng (+3% YoY), LNST đạt 259 tỷ đồng (gấp 6.6 lần cùng kỳ). Lũy kế 9T2024, doanh thu của PC1 đạt 7.538 tỷ đồng (+47% YoY, đạt 70% KH), LNST đạt 578 tỷ đồng (gấp 6.2 lần cùng kỳ, đạt 110% KH). **Mảng thủy điện của PC1 có doanh thu tăng trưởng mạnh 43% YoY nhờ tình hình thủy văn thuận lợi** và danh mục các nhà máy thủy điện nhỏ không bị ảnh hưởng việc điều chỉnh Qc. Trong khi đó, mảng điện gió tiếp tục vận hành ổn định

Sản lượng điện mặt trời, điện gió theo quý (tỷ kWh)



MỤC LỤC



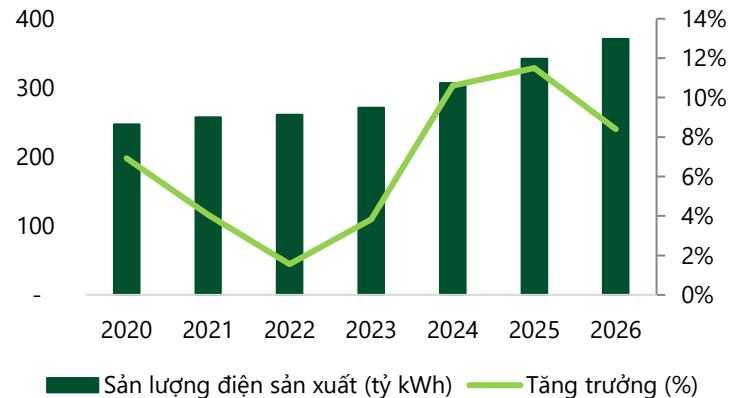
- 01** **DIỄN BIẾN NGÀNH**
Sản lượng điện tăng trưởng nhanh, hệ thống điện vận hành ổn định
- 02** **TRIỂN VỌNG NGÀNH**
Tiêu thụ điện dự kiến tiếp tục tăng cao trong năm 2025
- 03** **DOANH NGHIỆP NỔI BẬT**
 - POW – 15.000 (+24%)
 - REE – 76.000 (+15%)
 - QTP – 17.000 (+17%)
 - PC1 – 29.200 (+30%)
 - NT2 – 23.500 (+18%)

Về sản lượng điện năm 2025, theo kế hoạch vận hành thị trường điện, tổng sản lượng điện ước tính tăng trưởng khoảng 11.3% YoY. Các tháng mùa khô, sản lượng tăng trưởng bình quân khoảng 13%. Theo dự báo của IRI, La Nina có thể tiếp tục ảnh hưởng thời tiết vào năm 2025 sau đó chuyển sang trạng thái Trung Lập. Trung tâm dự báo khí tượng thủy văn quốc gia [dự báo](#) xác suất diễn ra La Nina trong giai đoạn 1-3/2025 khoảng 55%-65%. Chúng tôi cho rằng NSMO sẽ ưu tiên huy động nhiệt điện trong 1H2025 và tích nước thủy điện để chuẩn bị vào cao điểm mùa khô khi phụ tải tăng cao.

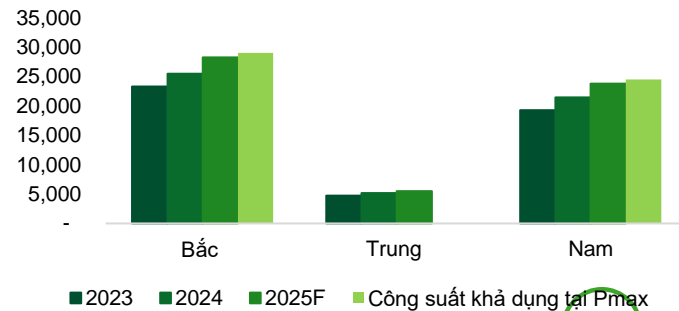
Trong năm 2025, phụ tải đỉnh (Pmax) của hệ thống điện có thể lên tới 54,3 GW và miền Bắc có thể lên tới 28,2 GW. Công suất khả dụng nguồn của miền Bắc khoảng 29GW. Tỷ lệ sản lượng dự phòng tại khu vực phía Bắc trong giai đoạn tháng 3-6/2025 dao động từ 3-4%. Do đó chúng tôi rằng tình hình cung ứng điện 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. Chúng tôi đánh giá hệ thống điện miền Nam cơ bản đáp ứng nhu cầu phụ tải đỉnh. Đáng chú ý, sản lượng từ nguồn điện LNG dự kiến đạt trên 11 tỷ kWh trong năm 2025.

Sản lượng điện toàn hệ thống

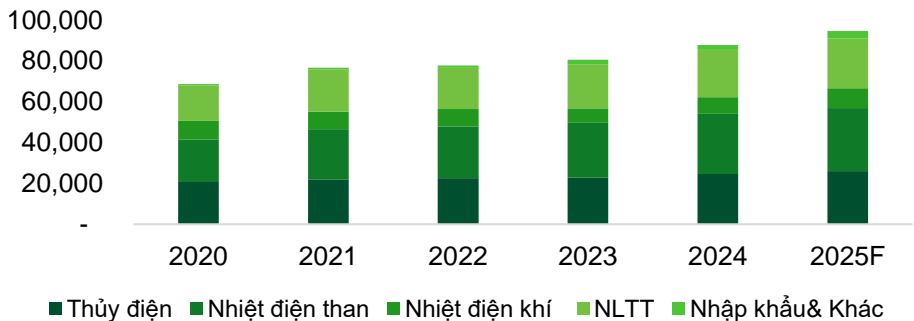


Dự phóng phụ tải cực đại (MW)

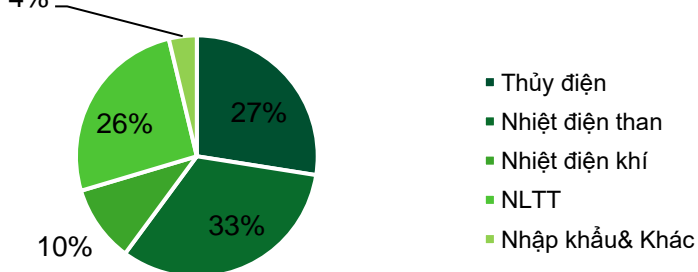


Về công suất 2025, chúng tôi dự phóng công suất hệ thống điện đạt **94.2 GW (+7.8% so với hiện tại)**. Các nguồn mới đóng góp chủ yếu đến từ các nhiệt điện (2.954 MW), thủy điện (1.473 MW), NLTT (1.177 MW), nhập khẩu (1.160 MW).

Tổng công suất các nguồn điện (MW)



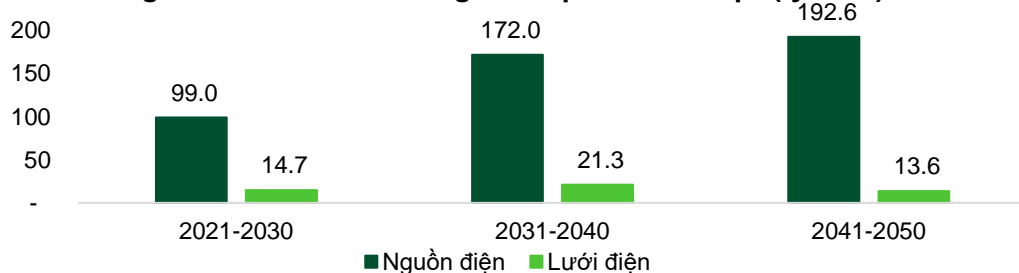
Cơ cấu công suất theo nguồn điện



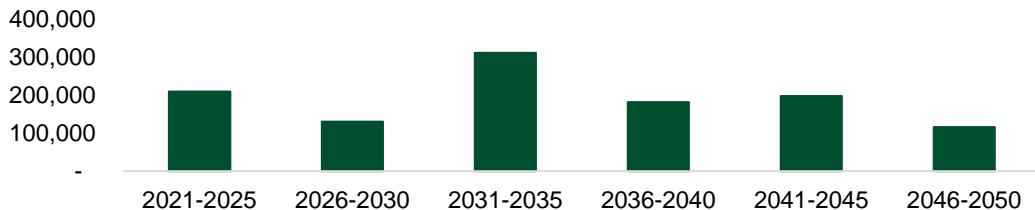
Nhà máy	Loại hình	Công suất (MW)	Thời gian COD dự kiến
Ialy MR	Thủy điện	360	Q4/2024
Hòa Bình MR	Thủy điện	480	Cuối 2025
Hồ Xuân	Thủy điện	102	Q3/2025
Nhơn Trạch 3	Nhiệt điện LNG	812	T6/2025
Nhơn Trạch 4	Nhiệt điện LNG	812	T9/2025
Vũng Áng 2	Nhiệt điện than	1.330	T6-T10/2025
Nhập khẩu			
Nậm Emoun	Thủy 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

Trong giai đoạn 2021-2030, tổng vốn đầu tư cho nguồn điện là 98,6 tỷ USD, cho lưới điện truyền tải 220-500 kV là 14,6 tỷ USD. Phân bổ vốn đầu tư nguồn điện và và lưới truyền tải là 87/13. Ước tính đến 2030, **mỗi năm đầu tư cho hệ thống truyền tải khoảng 1,5 tỷ USD**. Chúng tôi nhận thấy rằng 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.

Nguồn vốn đầu tư cho nguồn điện và lưới điện (tỷ USD)

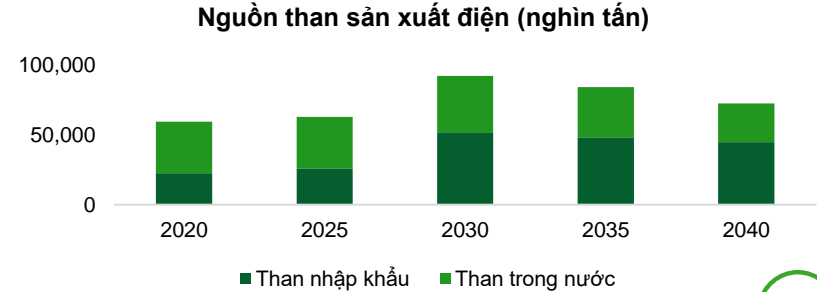
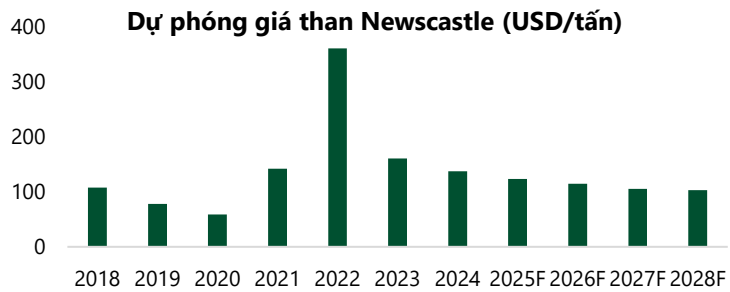


Tổng hợp vốn đầu tư lưới điện 2021-2050 (tỷ đồng)

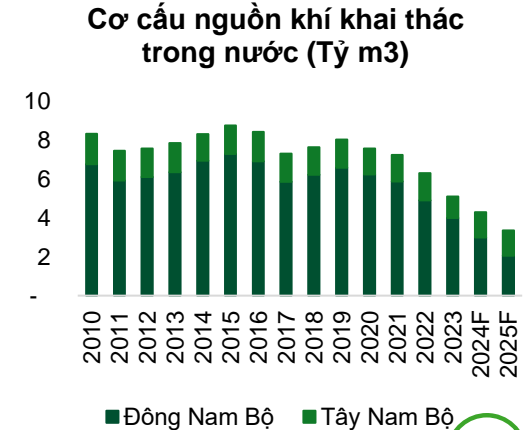
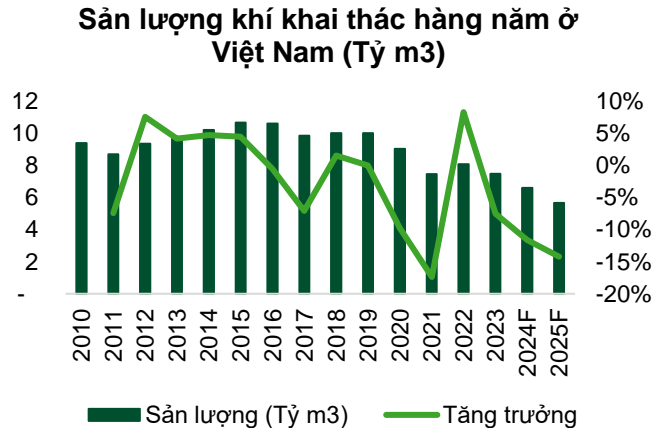
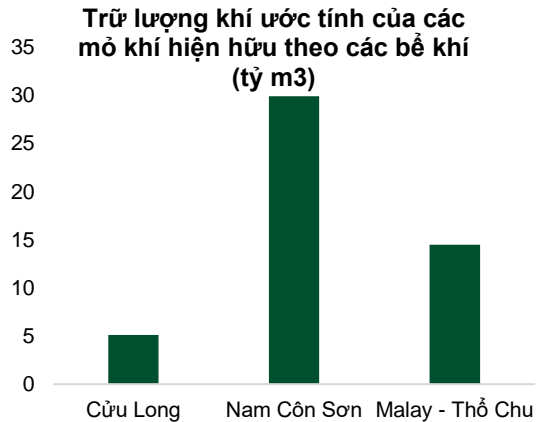


Hạng mục	Đơn vị	Khối lượng	
		2021-2030	Định hướng 2031-2050
HVDC			
Trạm biến áp	MW		40.000-60.000
Đường dây	km		5.200-8300
Trạm biến áp 500kV			
Xây dựng mới	MVA	45.750-52.050	90.900-105.400
Cải tạo	MVA	36.000-38.700	117.482-120.150
Đường dây 500 kV			
Xây dựng mới	km	11.048-12.300	9.276-11.152
Cải tạo	km	1.324	801
Trạm biến áp 220 kV			
Xây dựng mới	MVA	71.525-82.775	124.875-134.125
Cải tạo	MVA	34.247-37.247	104.625-106.750
Đường dây 220 kV			
Xây dựng mới	km	15.921-16.520	11.395-11.703
Cải tạo	km	6.484	504-654

- Nhiệt điện phía Bắc dự kiến tiếp tục được huy động cao vào 1H2025.** Công suất nguồn điện hiện chưa có sự cải thiện đáng kể khi không có nhiều các dự án lớn được đưa vào vận hành trong 2024-2025. Các nhà máy điện tại miền Bắc chủ yếu là thủy điện và nhiệt điện than, chúng tôi cho rằng có khả năng trong 1H2025 thủy điện sẽ phải tích nước chuẩn bị cho cao điểm mùa khô nên nhiệt điện sẽ được ưu tiên huy động.
- Về cân đối cung cầu than cho sản xuất điện. Nguồn than trong nước cho các khách hàng điện hàng năm khoảng 40 triệu tấn, phần còn lại được đáp ứng bởi nguồn nhập khẩu.** Theo kế hoạch NSMO ước tính, nhu cầu than trong nước khoảng 27,31 đến 28,53 triệu tấn. Khối lượng than này nằm trong phạm vi thỏa thuận hợp tác mà EVN, TKV, TCT Đông Bắc đã ký kết, sẽ đảm bảo đủ than cho sản xuất điện. Với các nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu, nhu cầu than khoảng 11,13 triệu tấn trong năm 2025.
- Giá than trộn trong năm 2025 có khả năng tiếp tục tăng do tỷ lệ than trộn cao bất chấp dự báo giảm của than quốc tế.** Theo Thuyết minh QHTTNLQG, giá than nội địa được xác định dựa trên cơ sở giá thành và lãi định mức có tham chiếu với giá than nhập khẩu CIF. Với trữ lượng than lộ thiên ngày càng cạn kiệt và phải khai thác than hầm lò nhiều hơn nên chúng tôi cho rằng chi phí khai thác sẽ có xu hướng gia tăng. Vì vậy giá than nội địa dự kiến sẽ tiếp tục tăng trong dài hạn như tốc độ sẽ không quá nhanh. Trong khi đó, than nhập khẩu được dự báo sẽ tiếp tục giảm trong những năm tới khi nhu cầu giảm sút.



- ❖ **Giá khí tại hàng rào nhà máy được dự báo duy trì từ 9-10 USD/mmBTU, giá bán điện PPA bình quân của các nhà máy nhiệt điện khí rơi vào khoảng 1.900-2.000 VND/kWh.** Với mức giá này, nguồn điện khí khó thể cạnh tranh với các nguồn điện khác như thủy điện, nhiệt điện than.
- ❖ **Các mỏ khí chủ lực hiện nay đã và đang trong giai đoạn suy giảm sau quá trình dài khai thác.** Do đó sản lượng khí cung cấp cho điện tại khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ giảm dần. Nguồn cung khí cho sản xuất điện tại Đông Nam Bộ trong năm 2025 chỉ còn khoảng 2,06 tỷ m³, trong khi nhu cầu của cụm nhà máy tại đây khoảng 5 tỷ m³/năm.
- ❖ **Giá khí ngày càng có xu hướng tăng với nền giá dầu cao.** Do các mỏ cũ với giá thấp đã dần cạn kiệt, các mỏ mới có giá miệng giếng cao vì chi phí đầu tư, vận chuyển cao và cước phí đường ống trượt giá nên giá khí tại hàng rào nhà máy ngày càng tăng. Yếu tố này làm giảm khả năng cạnh tranh của các nhà máy nhiệt điện khí.



Theo Kế hoạch thực hiện QHD8, tổng công suất điện LNG triển khai thêm trong thời gian tới là 22.524 MW.

- Kho LNG Thị Vải công suất 1 triệu tấn là kho LNG vận hành thương mại đầu tiên. Vào năm 2024, kho LNG đã cung cấp nguyên liệu đến trung tâm điện lực Phú Mỹ để vận hành nhà máy điện. Giá LNG ước tính tại hàng rào nhà máy là 12,35 USD/mmBTU. Hiện tại, các chuyến LNG về Việt Nam theo giá giao ngay nên chúng tôi cho rằng giá LNG có sự biến động theo từng chuyến.
- Theo Báo cáo thuyết minh QHTTNLQG (dự báo giá LNG sẽ ở mức cao - 14 USD/mmBTU đến năm 2025, sau năm 2025 giảm xuống, dao động ở mức 11,8 - 11,9 USD/triệu BTU.
- Dự án điện LNG đầu tiên hiện đang được triển khai là Nhơn Trạch 3&4 với chủ đầu tư là POW. Dự kiến hai nhà máy sẽ vận hành thương mại trong năm 2025.

Các dự án nhiệt điện khí LNG kế hoạch thực hiện QHĐ VIII

TT	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Năm vận hành	Tiến độ
1	NMĐ Nhơn Trạch 3&4	1.624	Đồng Nai	2025	Đang thi công
2	LNG Hiệp Phước giai đoạn I	1.200	TP. HCM	2025	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
3	LNG Bạc Liêu	3.200	Bạc Liêu	2027-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
4	NMĐ Sơn Mỹ II	2.250	Bình Thuận	2027-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
5	NMĐ BOT Sơn Mỹ I	2.250	Bình Thuận	2027-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
6	LNG Quảng Ninh	1.500	Quảng Ninh	2028-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
7	LNG Hải Lăng GD 1	1.500	Quảng Trị	2028-2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
8	LNG Thái Bình	1.500	Thái Bình	2029	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
9	LNG Nghi Sơn	1.500	Thanh Hóa	2029-2030	Đang lựa chọn chủ đầu tư
10	LNG Cà Ná	1.500	Ninh Thuận	2029-2030	Đang lựa chọn chủ đầu tư
11	LNG Quảng Trạch II	1.500	Quảng Bình	2029-2030	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)
12	LNG Quỳnh Lập	1.500	Nghệ An	2029-2030	Đang lựa chọn chủ đầu tư
13	LNG Long An I	1.500	Long An	2029-2030	Chuẩn bị đầu tư, đàm phán hợp đồng (PPA,GSA, ...)

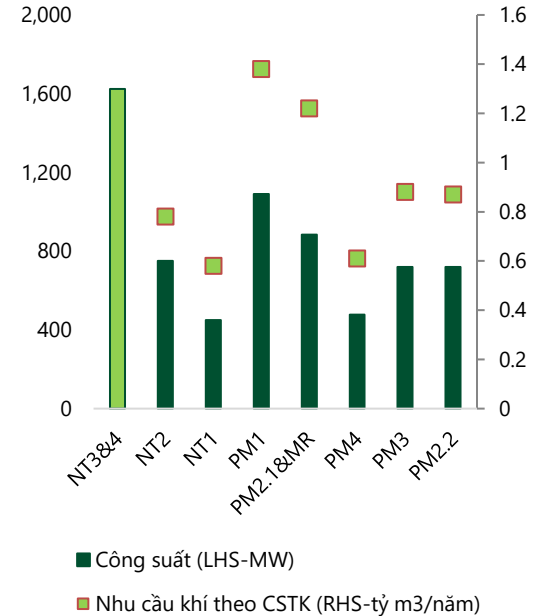
🟢 Nhà máy điện LNG Nhơn Trạch 3&4 (NT3&4) dự kiến đi vào vận hành thương mại từ 2025. Theo thông tin từ PVN, đến cuối tháng 9/2024, tiến độ tổng thể của gói thầu EPC ước đạt 94%.

- Về thời điểm COD cụ thể, dự kiến NT3 vận hành thương mại vào tháng 6/2025. NT4 sẽ vận hành thương mại vào tháng 9/2025.
- Về hợp đồng mua bán điện (PPA), vào ngày 4/10/2024, POW và EVNEPTC đã ký kết PPA Nhà máy điện Nhơn Trạch 3&4. Các điều khoản cụ thể của hợp đồng vẫn chưa được công bố. Theo chúng tôi tìm hiểu, Qc tối thiểu sẽ không thấp hơn 35%.
- Về hợp đồng mua bán khí LNG nhập khẩu (GSA), POW và PV GAS đã cơ bản hoàn thành đàm phán các điều khoản và nội dung của Hợp đồng GSA, dự kiến ký kết hợp đồng vào quý 4/2024.

🟢 Về giá bán điện LNG, theo Quyết định số 1260/QĐ-BCT được Bộ Công thương ban hành ngày 27/5/2024, mức giá trần cho điện LNG là 2.590,85 VND/kWh (chưa bao gồm VAT). Một số thông số tính toán gồm có: Giá LNG (không bao gồm thuế giá trị gia tăng, chi phí tồn trữ, tái hóa và phân phối khí sau tái hóa): 12,9792 USD/mmBTU, tỷ giá: 24.520 VND/USD.

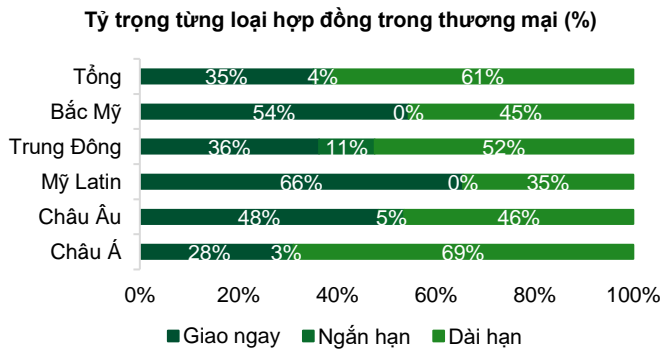
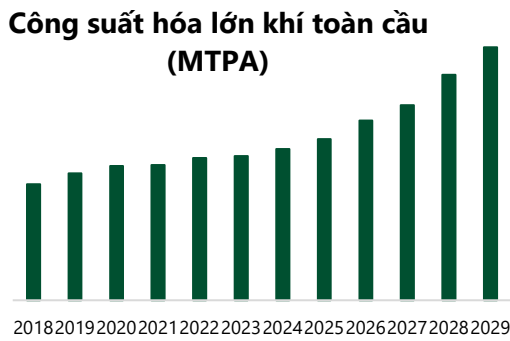
🟢 Về cơ chế giá LNG, chúng tôi ước tính giá khí LNG cung cấp đến hàng rào của các nhà máy điện sẽ tăng thêm từ 2-2.5 USD/mmBTU so với giá CIF. Trong đó bao gồm thêm các chi phí sau: Giá LNG nhập tại cảng, lợi nhuận định mức của đơn vị nhập khẩu, Chi phí tiếp nhận, lưu kho, tái hóa khí, Chi phí phân phối

Quy mô các nhà máy điện khí và LNG tại khu vực Đông Nam Bộ

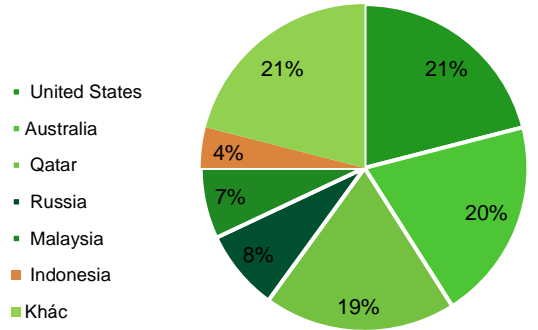


Thị trường LNG hiện tại đối mặt với rủi ro cung vượt cầu trong những năm tới. Những khách hàng có nhu cầu tiêu thụ LNG lớn nhất trên thế giới tập trung tại khu vực châu Á với những quốc gia như: Trung Quốc, Hàn Quốc, Nhật Bản. Đáng chú ý, Nhật Bản và Hàn Quốc hiện tại đang có kế hoạch mở lại hoặc xây mới các nhà máy điện hạt nhân để đảm bảo năng lượng. IEEFA ước tính rằng sản lượng LNG của Nhật Bản nhập khẩu sẽ giảm 50% vào năm 2030, Hàn Quốc sẽ giảm 20% vào 2036.

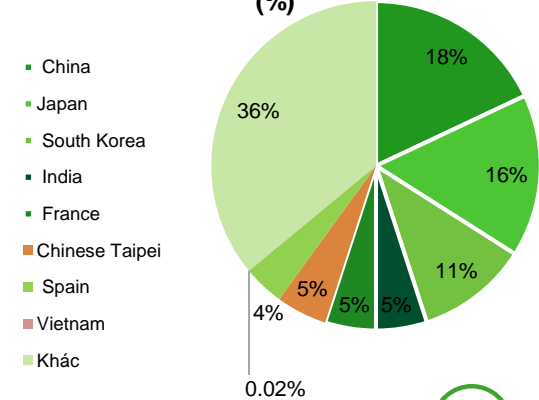
Giá LNG cho các nhà máy điện còn dự kiến giảm trong những năm tới. LNG sử dụng cho các nhà máy điện được GAS nhập về theo chuyến và chưa thực hiện nhập về theo hợp đồng kỳ hạn. Chúng tôi cho rằng nếu nhu cầu ổn định từ các nhà máy được duy trì, đơn vị nhập khẩu có thể mua hàng theo hợp đồng kỳ hạn và có thể nhận được giá ưu đãi hơn trong dài hạn.



Thị phần xuất khẩu LNG trên thế giới (%)



Tỷ trọng nhập khẩu LNG trên thế giới (%)



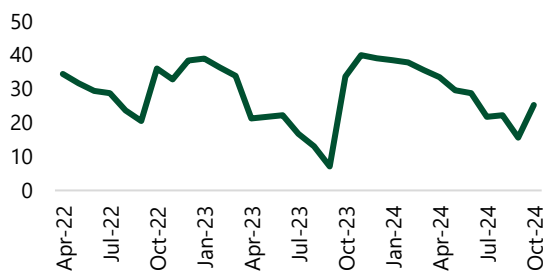
Theo Kế hoạch thực hiện QHD8, tổng công suất điện khí triển khai thêm trong thời gian tới là 7.240 MW. Chủ yếu nguồn khí sẽ đến từ nguồn mỏ khí Lô B và mỏ khí Cá Voi Xanh.

- **Lô B:** trữ lượng ước tính 107 tỷ m³, giá khí theo phương án được duyệt tại miệng giếng vào năm 2017 là 9,36 USD/mmBTU. ERAV ước tính chi phí vận chuyển đến khu vực Ô Môn khoảng 1,37 USD/mmBTU, giá khí vào năm 2026 khoảng 13,1 USD/mmBTU với trượt giá 2%/năm.
- **Cá Voi Xanh:** trữ lượng ước tính 150 tỷ m³, giá khí mỏ Cá Voi Xanh đến hàng rào nhà máy khoảng 9,048 USD/mmBTU theo phương án được ký kết vào năm 2017, có điều chỉnh trượt giá. ERAV dự báo giá khí vào năm 2028 ở mức 11,25 USD/mmBTU với giá định trượt giá 2%/năm.

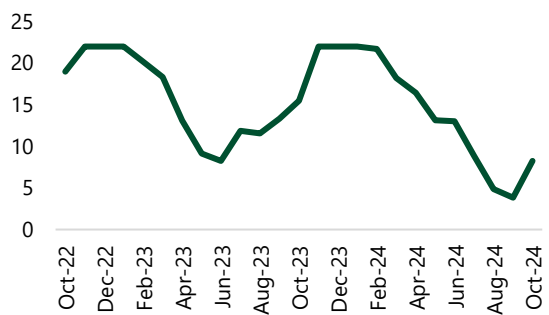
Các dự án nhiệt điện khí nội địa kế hoạch thực hiện QHD VIII

TT	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Năm	Tiến độ	Nguồn khí
1	Ô Môn I	660	Cần Thơ	2015	Hiện đang vận hành với nguyên liệu dầu	
2	Ô Môn II	1.050	Cần Thơ	2027	Đang đàm phán PPA, GSA	Lô B
3	Ô Môn IV	1.050	Cần Thơ	2028	Đáng thực hiện thủ tục để chọn thầu EPC và đàm phán PPA	
4	Dung Quất I	750	Quảng Ngãi	2028		
5	Dung Quất II	750	Quảng Ngãi	2028	Chưa phê duyệt FS do tiến độ phụ thuộc dự án mỏ khí Cá Voi Xanh	Cá Voi Xanh
6	Dung Quất III	750	Quảng Ngãi	2028		
7	Ô Môn III	1.050	Cần Thơ	2030	MPI đang trình Thủ tướng phê duyệt phương án vay vốn ODA của Nhật Bản	Lô B
8	Miền Trung I	750	Quảng Nam	2030		
9	Miền Trung II	750	Quảng Nam	2030	Chưa phê duyệt FS do tiến độ phụ thuộc dự án mỏ khí Cá Voi Xanh	Cá Voi Xanh
10	Quảng Trị	340	Quảng Trị	2030		Báo Vàng

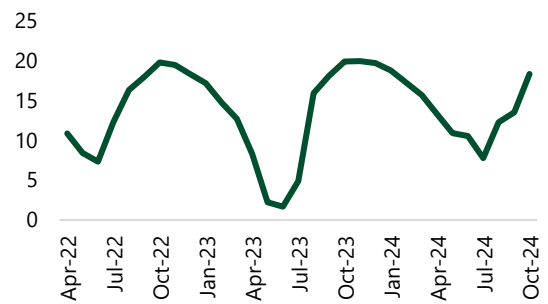
Khoảng cách đến mực nước chết hồ thủy điện A Vương



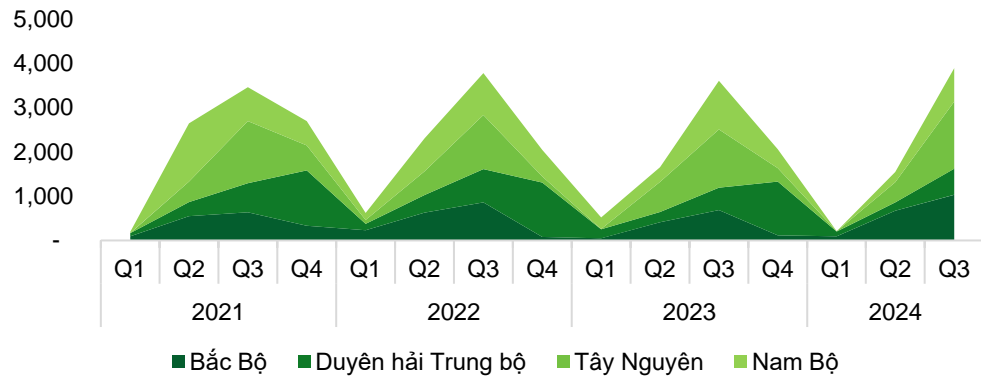
Khoảng cách đến mực nước chết hồ thủy điện Thượng Kon Tum



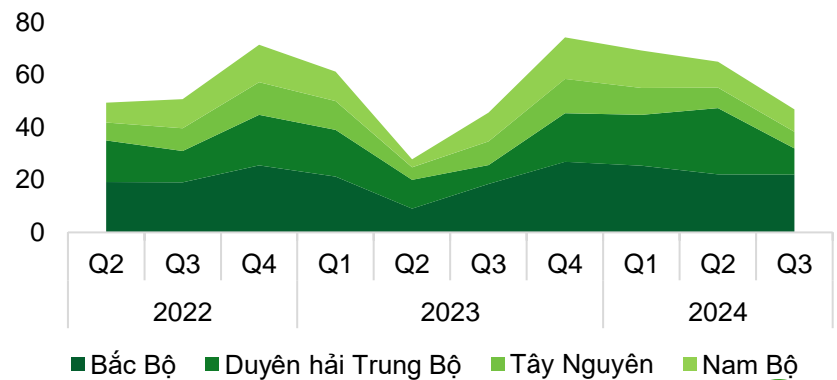
Khoảng cách đến mực nước chết hồ thủy điện Thác Mơ



Lượng mưa theo quý (mm)



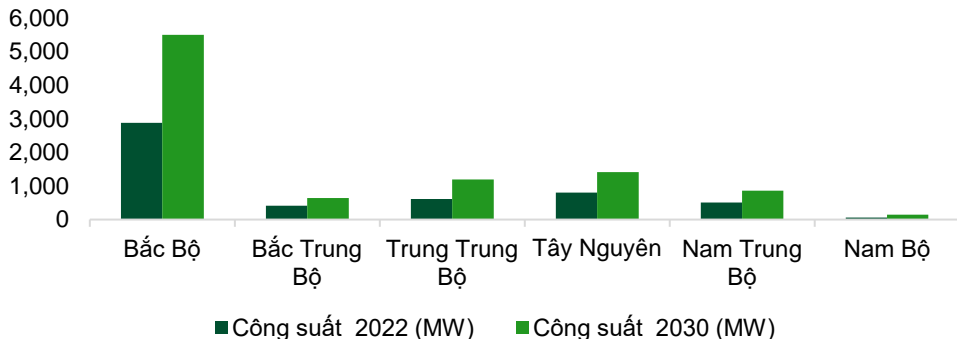
Khoảng cách tới mực nước chết (m)



▼ **Thủy điện lớn (>30MW):** Thủy điện vừa và lớn hiện đã cạn kiệt tiềm năng khai thác. Theo Kế hoạch thực hiện QHD8, từ 2024-2030 sẽ có thêm khoảng 2GW thủy điện lớn được đưa vào khai thác. Chủ yếu là các dự án mở rộng: Ialy, Hòa Bình, Trị An

▼ **Thủy điện nhỏ (<30MW):** Theo Kế hoạch thực hiện QHĐ 8, công suất thủy điện nhỏ đến 2030 sẽ tăng thêm 4.5GW (+85% so với hiện tại) tập trung chủ yếu tại khu vực Bắc Bộ. Một số doanh nghiệp niêm yết sở hữu các dự án nhà máy thủy điện nhỏ đang triển khai là: REE, PC1, GEG

Công suất thủy điện nhỏ (MW)



Nhà máy thủy điện lớn	Công suất (MW)	Năm vận hành dự kiến	Địa điểm	Tiến độ
Hòa Bình MR	480	2025	Hòa Bình	Đang thi công
Ialy MR	360	2024	Gia Lai	Đang thi công
Trị An MR	200	2027	Đồng Nai	Đang thi công
Mỹ Lý	120	2028	Nghệ An	Đang điều chỉnh chủ trương đầu tư
Hồi Xuân	102	2024	Thanh Hóa	Đang thi công
Yên Sơn	90	2025	Tuyên Quang	Đang thi công
Đắk Mi 1	84	2024	Kon Tum	Đang thi công

Thủy điện nhỏ	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tổng mức đầu tư (tỷ đồng)
Thác Bà 2	18,9	REE	700
Trà Khúc 2	30	REE	1.200
Thượng Hà	13	PC1	400
Bảo Lạc A	30	PC1	1.080
Ea Tih	8	GEG	307

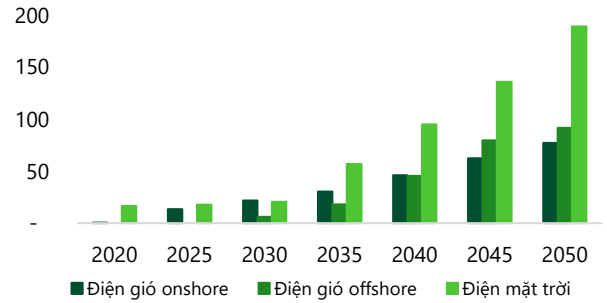
- Điện gió trên bờ và gần bờ:** Tổng công suất quy hoạch đến 2030 là 21.9GW, tổng công suất hiện tại là 3.1GW. Điện gió ngoài khơi: Tổng công suất quy hoạch đến 2030 là 6GW, hiện tại chưa có dự án nào được cấp chủ trương đầu tư, giao nhà đầu tư thực hiện. Bên cạnh đó, theo nhận định của các chuyên gia, suất đầu tư hiện tại khoảng 2.5 tỷ USD/1GW và mất 6-8 năm thực hiện.
- Đối với các dự án điện gió mới, chúng tôi nhận thấy tiến độ triển khai chưa có sự đột phá, chủ yếu các dự án đang trong quá trình nghiên cứu, hoàn thiện pháp lý.** Đáng chú ý, REE đã M&A lại dự án Duyên Hải (48MW) đang trong giai đoạn chọn tổng thầu EPC, REE dự kiến sẽ COD vào năm 2026.
- Vào ngày 4/12/2024, EVN đã trình bộ công thương khung giá điện gió năm 2025 của nhà máy điện chuẩn được tính toán theo thông tư 19/2023/TT-BCT. **Giá bán điện của NMDG trên biển và trên đất liền tăng nhẹ so với khung giá chuyển tiếp**

Khung giá điện gió 2025 EVN EPTC trình EVN

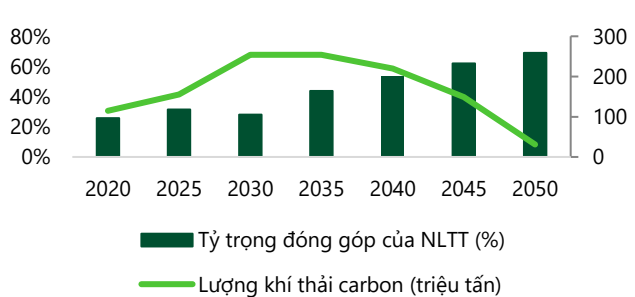
Dự án	Giá (VND/kWh)	% tăng so với khung chuyển tiếp
-------	---------------	---------------------------------

NMDG trên biển	1.890,68	4%
NMDG trong đất liền	1.610,56	1%

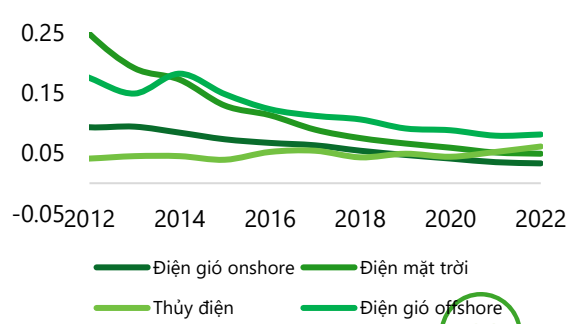
Công suất điện gió và điện mặt trời (GW)



Tỷ trọng công suất NLTT và lượng phát thải carbon

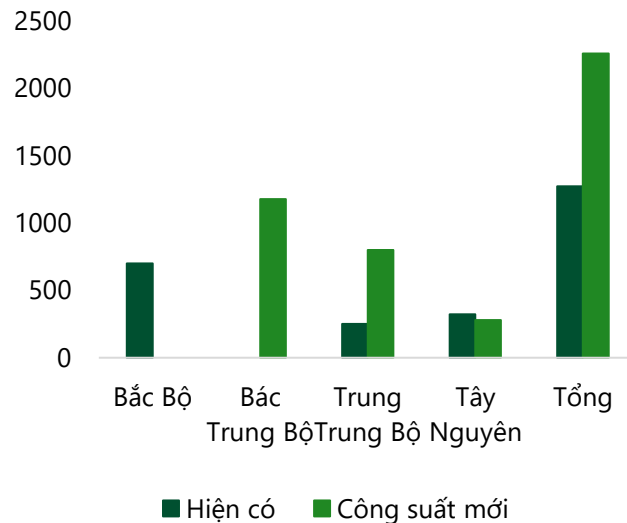


LCOE (USD/kWh)



- Nguồn điện nhập khẩu:** Theo QHĐ8, tổng công suất nhập khẩu điện từ Lào đến năm 2030 dao động từ 5-8GW. EVN cho biết đến năm 2025, tổng nguồn nhập khẩu từ Lào đã được phê duyệt chủ trương nhập khẩu chỉ khoảng 2.2 GW. Tổng công suất nguồn điện vào vận hành đến năm 2025 chỉ đạt khoảng 2GW.
- Về giá điện nhập khẩu,** Bộ Công Thương đã chính thức ban hành [quyết định số 2647/QĐ-BCT](#) phê duyệt khung giá nhập khẩu điện từ Lào về Việt Nam, có hiệu lực từ ngày 31/12/2025. Cụ thể, mức giá mua tối đa từ các nhà máy thủy điện của Lào là 6,78 cent/kWh, với điện gió là 6,4 cent/kWh. Hiện tại, giá điện mua từ Lào đến hết năm sau là 6,95 cent/kWh.
- Về tiến độ mua điện từ Lào,** dự án điện gió Monsoon (600MW) dự kiến sẽ vận hành thương mại (COD) vào quý II/2025. Việc mua điện từ dự án này dựa trên biên bản ghi nhớ giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Lào. Dòng điện từ dự án sẽ được nối vào điện lưới của Việt Nam qua đường dây 500kV Monsoon– Thanh Mỹ. Theo thông tin EVN, đường dây 500kV Monsoon-Thạch Mỹ có kế hoạch sẽ đóng điện trước ngày 21/12/2024

Nguồn nhập khẩu đến 2030 đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận đầu tư theo khu vực (MW)





Theo Quy hoạch điện VIII, một số nguồn điện khác như điện sinh khối, điện rác, điện mặt trời và thủy điện tích năng cũng sẽ đóng góp vào hệ thống điện quốc gia như sau:

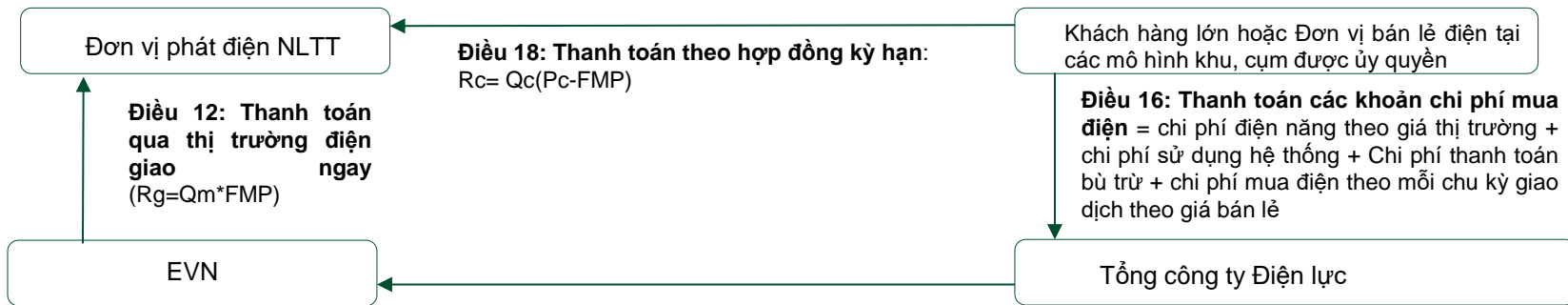
- **Điện sinh khối, điện rác:** nguồn điện đến từ điện sinh khối, điện rác đến năm 2030 có tổng công suất đạt 2.270 MW. Theo Kế hoạch thực hiện QHĐ 8, điện rác và điện sinh khối đến 2030 sẽ được tập trung phát triển tại Bắc Bộ (954MW) và Nam Bộ (723MW)
- **Điện mặt trời:** nguồn điện mặt trời đến 2030 dự kiến sẽ phát triển thêm 2.600 MW, chủ yếu tập trung tại Nam Bộ (1.109 MW) và Bắc Bộ (927MW)
- **Thủy điện tích năng:** Công suất đến 2030 dự kiến đạt 2.400 MW. Thủy điện tích năng dự kiến sẽ có nhiệm vụ phát phủ đỉnh và điền đáy vào biểu đồ phụ tải hàng ngày giúp ổn định hệ thống. Đây là một trong những công cụ giúp điều độ hệ thống điện.
- **Nguồn điện đồng phát, nguồn điện sử dụng nhiệt dư:** Công suất đến 2030 dự kiến đạt 1350 MW từ 4 dự án: Formosa HT2 (650MW), Đức Giang (100MW), Hải Hà 1 (300 MW), Hòa Phát II (300 MW)



Lưu trữ năng lượng: Theo quy hoạch điện VIII, pin lưu trữ sẽ được phát triển khoảng 300 MW đến năm 2030. Hiện tại, Bộ Công Thương đang tích cực phối hợp với các cơ quan liên quan để nghiên cứu vấn đề pin lưu trữ (BESS), trong đó nghiên cứu về tỷ trọng lắp đặt BESS trong các dự án năng lượng tái tạo, bảo đảm khả năng hấp thụ của hệ thống điện và khả năng vận hành an toàn, tin cậy của lưới điện. Đối với ứng dụng BESS, chúng tôi nhận thấy TV2 là đơn vị tiên phong triển khai hệ thống pin tích trữ năng lượng với quy mô 750kW/2.557kWh, đây là hệ thống BESS lớn nhất Việt Nam tại thời điểm lắp đặt.

- ♥ Ngày 3/7/2024, Chính phủ đã ban hành nghị định số 80/2024/NĐ-CP quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với Khách hàng sử dụng điện lớn (cơ chế DPPA). Cơ chế DPPA có 2 hình thức:
 - Mua bán điện qua đường dây kết nối riêng:** Đơn vị phát điện NLTT và khách hàng lớn sẽ thỏa thuận ký hợp đồng mua bán điện phù hợp với Điều 22 Luật điện lực và các văn bản quy phạm pháp luật có liên quan.
 - Mua bán điện qua lưới điện quốc gia:** Đơn vị phát điện NLTT và EVN sẽ ký hợp đồng mua bán điện trên thị trường điện giao ngay, Khách hàng lớn mua điện từ Tổng công ty điện lực, Đơn vị phát điện NLTT và Khách hàng lớn sẽ ký hợp đồng kỳ hạn
- ♥ **Đơn vị phát điện NLTT** là đơn vị sở hữu nhà máy điện mặt trời, gió, thủy điện nhỏ, sinh khối, địa nhiệt, sóng biển, hải lưu, khác và hệ thống điện mặt trời áp mái nhà được cấp phép giấy hoạt động điện lực hoặc miễn trừ giấy phép với lĩnh vực phát điện theo quy định. Đơn vị phát điện NLTT phải có công suất từ 10MW trở lên khi tham gia mua bán điện qua lưới điện quốc gia.
- ♥ **Khách hàng sử dụng điện lớn có sản lượng tiêu thụ bình quân từ 200.000 kWh/tháng trở lên**

Mô phỏng cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia



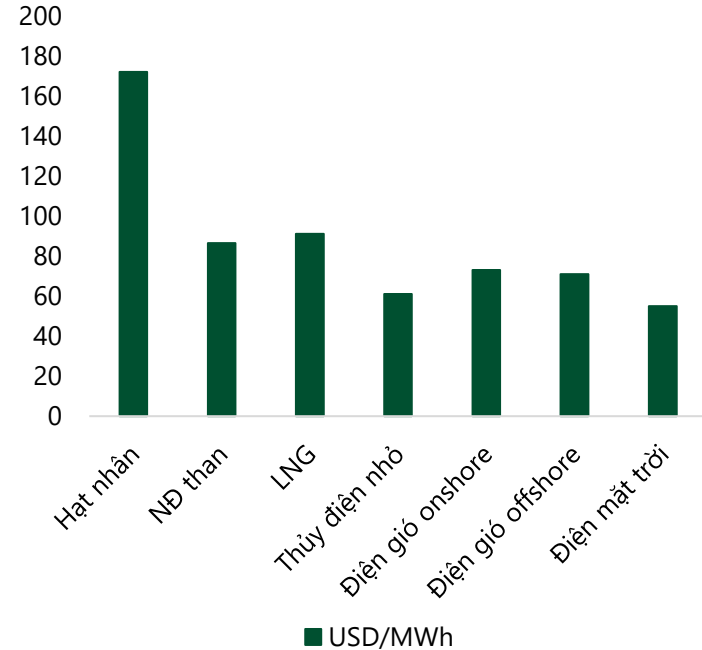
Ngày 22/10/2024, Chính phủ đã ban hành nghị định số 135/2024/NĐ-CP quy định về cơ chế, chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản tự tiêu thụ. Cơ chế điện mặt trời tự sản xuất tự tiêu thụ có hai hình thức: có và không có đấu nối với hệ thống điện quốc gia. Một số thông tin đáng chú ý như sau:

- **Điện tự sản xuất, tự tiêu thụ là điện được sản xuất và tiêu thụ** do tổ chức hoặc cá nhân thực hiện để phục vụ chính cho nhu cầu của tổ chức, cá nhân đó.
- **Điện mặt trời tự sản xuất, tự tiêu thụ được miễn trừ giấy phép hoạt động điện lực và không giới hạn công suất trong các trường hợp:** (1) Không đấu nối với hệ thống điện quốc gia; (2) Lắp đặt hệ thống chống phát ngược và hệ thống điện quốc gia; (3) Hộ gia đình, nhà ở riêng lẻ có công suất tiêu thụ dưới 100 kW.
- **Tổ chức, cá nhân lắp đặt điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ có công suất từ 1.000 kW trở lại và bán điện dư vào hệ thống điện quốc gia, thực hiện thủ tục về quy hoạch điện lực** (trừ trường hợp thuộc quy mô công suất theo quy hoạch, kế hoạch thực hiện quy hoạch được phân bổ tại địa phương).
- Điện mặt trời tự sản xuất, tự tiêu thụ có đấu nối với hệ thống điện quốc gia nếu không dung hết có thể bán điện dư lên hệ thống điện quốc gia **nhưng không quá 20% công suất lắp đặt thực tế**. Giá bán điện dư bằng giá điện năng thị trường điện bình quân năm liền kề trước đó.



- Ngày 30/11/2024, Quốc hội đồng ý tiếp tục thực hiện chủ trương đầu tư dự án điện hạt nhân Ninh Thuận. Theo Luật điện lực sửa đổi, Nhà nước sẽ độc quyền đầu tư xây dựng và vận hành các dự án nhà máy điện hạt nhân
- Trước đó, vào năm 2009, Quốc hội đã duyệt chủ trương đầu tư 2 nhà máy điện hạt nhân tại Ninh Thuận, với hai nhà máy tổng công suất 4.000 MW, tổng đầu tư khoảng 200.000 tỷ đồng. Thủ tướng đã phê duyệt kết quả chỉ định thầu nhà máy ĐHN Ninh Thuận 1 cho Liên danh E4-KIEP-EPC (Ukraine và Nga), nhà máy ĐHN Ninh Thuận 2 đã được EVN ký hợp đồng dịch vụ tư vấn lập Hồ sơ phê duyệt địa điểm với công ty Điện hạt nhân Nhật Bản. Tuy nhiên vào năm 2016, Quốc hội đã thông qua nghị quyết dừng dự án.
- Theo QHĐ 8, LCOE của điện hạt nhân vào giai đoạn 2031-2045 đang có mức cao nhất trên 170 USD/MWh.

LCOE của các loại hình điện vào giai đoạn 2031-2045 (USD/MWh)

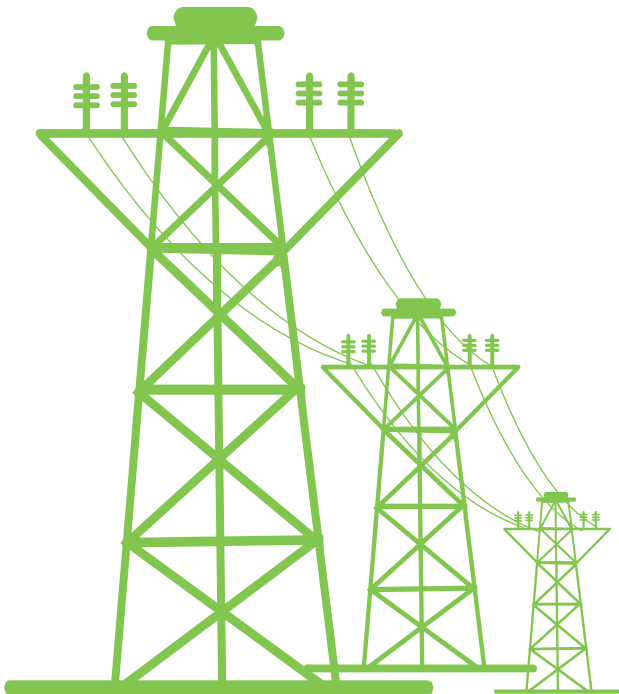


Ngày 30/11/2024, Quốc hội đã thông qua Luật Điện lực (sửa đổi). Chúng tôi cho rằng Luật điện lực có vai trò quan trọng trong định hình khung pháp lý ngành điện. Sau đây là một số nội dung nổi bật:

- ❖ **Chính sách giá điện:** Bảo đảm phản ánh chi phí sản xuất điện kinh doanh hợp lý. Giá bán điện thực hiện theo cơ chế thị trường có điều tiết giá của nhà nước, giảm dần tiến tới xóa bỏ bù chèo giá điện. Cải tiến cơ cấu biểu giá bán lẻ điện bao gồm giá điện có nhiều thành phần.
- ❖ **Điện khí (nội địa và LNG):** Ưu tiên phát triển điện khí trong nước, phát triển nhanh điện khí LNG, đưa điện khí trở thành nguồn cấp điện năng quan trọng. Trong đó, cam kết tỷ lệ sản lượng điện tối thiểu được bảo đảm huy động đối với điện khí LNG, tính giá điện bán cho EVN theo giá nguyên liệu.
- ❖ **NLTT:** Bổ sung nội dung về hợp tác quốc tế, khuyến khích phát triển, quy định về điện mặt trời tự sản tự, tự tiêu thụ, điện gió ngoài khơi.
 - **Quy định các loại hình điện tự sản tự tiêu:** phục vụ mục đích sinh hoạt của hộ gia đình; phục vụ trụ sở cơ quan hành chính nhà nước; phục vụ cơ sở sản xuất, kinh doanh và được phát sản lượng điện dư lên lưới điện.
 - **Quy định về phát triển điện gió ngoài khơi:** cam kết sản lượng điện được huy động tối thiểu và thời gian thực hiện; thời gian và giá trị miễn, giảm đối với chi phí thuê khu vực biển phục vụ khảo sát lập dự án đầu tư; tỷ lệ sở hữu cổ phần, phần vốn góp của nhà đầu tư nước ngoài trong dự án điện gió ngoài khơi của dự án điện gió ngoài khơi.
- ❖ **Truyền tải điện:** Bổ sung quy định thẩm quyền quyết định chấp thuận chủ trương đầu tư đến Ủy ban nhân dân cấp tỉnh. Cụ thể, dự án đường dây tải điện đi qua địa giới hành chính của từ 02 tỉnh trở lên có cấp điện áp từ 220 kV trở xuống phân cấp quyết định chủ trương đầu tư đến Ủy ban nhân dân cấp tỉnh.

Nhóm DN	Mã	Khuyến nghị	Triển vọng KD	Thanh khoản (triệu đơn vị)	Vốn hóa (tỷ VNĐ)	P/E (TTM)	P/B (TTM)	P/E (F)	Tỷ suất cổ tức (TTM)
Nhiệt điện than	QTP	Mua	Tăng trưởng	0,22	6.155	9,1	1,2	10,3	7,31%
	HND	Không đánh giá	Không đánh giá	0,01	6.542	21,3	1,1	16,6	3,82%
	NBP	Không đánh giá	Không đánh giá	0,01	157	-13,2	0,7	23,4	2,46%
	PPC	Không đánh giá	Không đánh giá	0,23	3.543	9,0	0,8	10,4	5,43%
Nhiệt điện khí	NT2	Mua	Tăng trưởng	0,11	5.498	22,1	1,3	687,3	0,00%
	POW	Mua	Tăng trưởng	3,12	26.697	19,1	0,8	16,9	0,00%
	PGV	Trung lập	Đi ngang	0,02	21.402	N/A	1,5	N/A	2,62%
Thủy điện	CHP	Không đánh giá	Không đánh giá	0,01	4.863	15,7	2,7	24,9	6,04%
	SHP	Không đánh giá	Không đánh giá	0,05	3.537	14,4	2,9	12,6	7,15%
	SJD	Không đánh giá	Không đánh giá	0,24	963	6,9	1,0	7,6	11,47%
	TMP	Không đánh giá	Không đánh giá	0,01	4.872	14,6	3,2	20,1	2,87%
	TBC	Không đánh giá	Không đánh giá	0,01	2.540	15,3	2,4	16,6	5,00%
	VSH	Trung lập	Đi ngang	0,01	12.048	32,0	2,5	25,0	2,94%
Xây lắp	PC1	Mua	Tăng trưởng	1,37	7.975	17,0	1,5	11,8	0,00%
	TV2	Trung lập	Đi ngang	0,11	2.012	34,6	1,6	30,5	3,36%
NLTT phối hợp	REE	Mua	Tăng trưởng	0,45	30.475	16,7	1,7	13,7	1,55%
	GEG	Trung lập	Đi ngang	0,16	3.834	33,7	1,0	18,9	0,00%
	BCG	Trung lập	Đi ngang	5,75	5.519	20,4	0,6	5,8	7,97%
	HDG	<u>Mua</u>	Tăng trưởng	4,13	9.501	13,4	1,5	14,9	5,31%

MỤC LỤC



01

DIỄN BIẾN NGÀNH

Sản lượng điện tăng trưởng nhanh, hệ thống điện vận hành ổn định

02

TRIỂN VỌNG NGÀNH

Tiêu thụ điện dự kiến tiếp tục tăng cao trong năm 2025

03

DOANH NGHIỆP NỔI BẬT

POW – 15.000 (+24%)

REE – 76.000 (+15%)

QTP – 17.000 (+17%)

PC1 – 29.200 (+30%)

NT2 – 23.500 (+18%)

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	12,6-17,1
GTGD bình quân 52T	350.028
Vốn hóa (tỷ đồng)	6.300
P/E	10,4x
P/B	1,2x
% NN sở hữu	1,21%

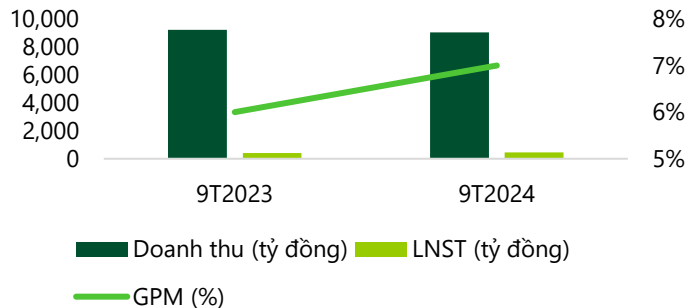
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	12.084 (+0%)
Lợi nhuận sau thuế	620 (+1%)

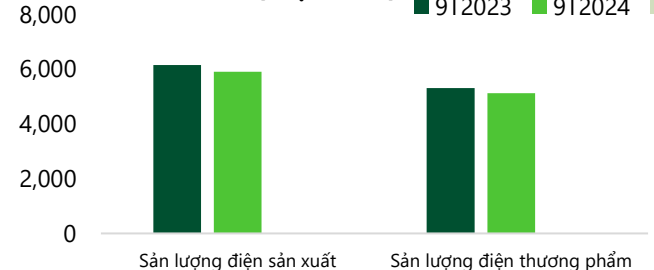
KQKD Q3.2024

- KQKD Q3/2024 của QTP ghi nhận tích cực bất chấp ảnh hưởng của thời tiết bất lợi.** Cụ thể, doanh thu QTP đạt 2.386 tỷ đồng (-5% YoY), LNST đạt 76 tỷ đồng, gấp 6.55 lần cùng kỳ. Sản lượng ước tính khoảng 1.3 tỷ kWh (-16% YoY) có thể do ảnh hưởng của bão số 3, giá bán điện bình quân tăng 14% YoY đạt khoảng 1.835 VND/kWh do giá nguyên vật liệu đầu vào tăng 16% YoY. Giá vốn hàng bán giảm 9% YoY, trong đó chi phí khấu hao giảm 37% YoY, chi phí tài chính giảm 61% YoY.
- Lũy kế 9T2024, doanh thu đạt 9.211 tỷ đồng (-2% YoY), LNST đạt 464 tỷ đồng (+15% YoY, đạt 93% KH2024), biên lợi nhuận gộp đạt 6.8% (cùng kỳ 5.9%)** nhờ vào chi phí khấu hao, bảo dưỡng & khác giảm sút. Bên cạnh đó, chi phí lãi vay giảm sâu 66% YoY đạt 16.5 tỷ đồng nhờ dư nợ dài hạn giảm cũng góp phần giúp cải thiện biên lợi nhuận ròng của QTP.

KQKD của QTP



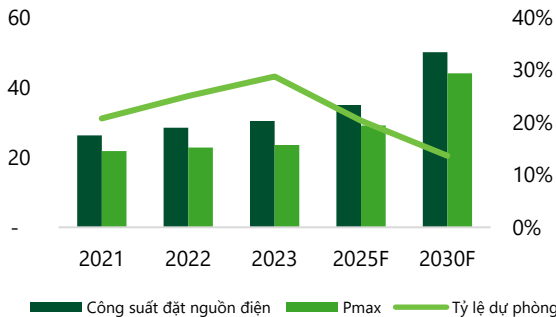
Sản lượng điện sản xuất và thương phẩm (triệu kWh)



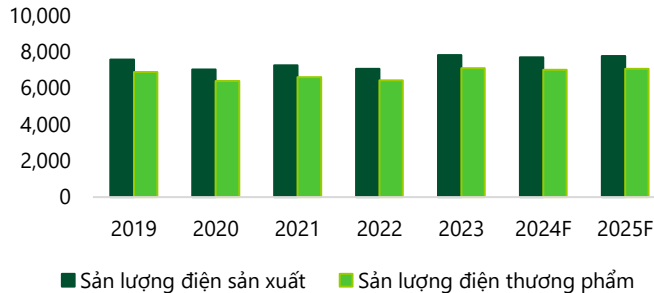
Năm 2025, sản lượng của QTP được kỳ vọng tiếp tục duy trì ở mức cao khi nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng nhanh hơn tốc độ tăng trưởng nguồn điện.

- **Chúng tôi kỳ vọng sản lượng nhiệt điện than huy động vẫn tiếp tục duy trì ở mức cao** khi miền Bắc bước vào mùa khô trong bối cảnh thủy điện phải tích nước chủ động chuẩn bị cho cao điểm mà khô và hiện tượng La Nina có thể kết thúc sớm hơn dự kiến vào tháng 3/2025. Nhằm đảm bảo nguồn điện cho khu vực phía Bắc vào cao điểm nắng nóng trong năm, chúng tôi cho rằng QTP sẽ được huy động sớm từ 1H2025.
- **Kỳ vọng giá than trộn giảm sau khi giá than thế giới giảm mạnh, từ năm 2023, QTP sử dụng 100% than pha trộn nhập**, do đó việc giá than giảm sẽ giúp tăng khả năng cạnh tranh của QTP.
- **EVN tiếp tục được tăng giá bán điện là tín hiệu tích cực trong dài hạn**, khi tình hình tài chính của EVN cải thiện, thiện dòng tiền cho các nhà máy điện kỳ vọng sẽ vững mạnh hơn thông qua việc tăng khả năng thu hồi các khoản phải thu từ việc bán điện cho EVN.

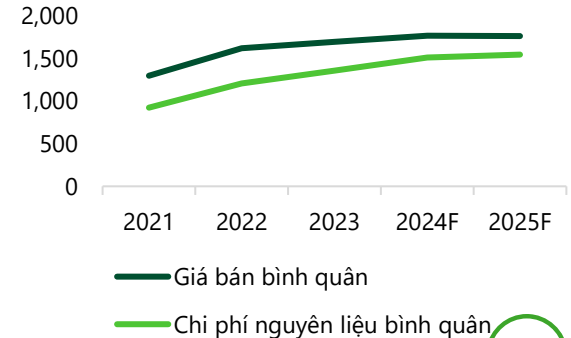
Khả năng dự phòng điện miền Bắc



Sản lượng điện sản xuất và thương phẩm (triệu kWh)



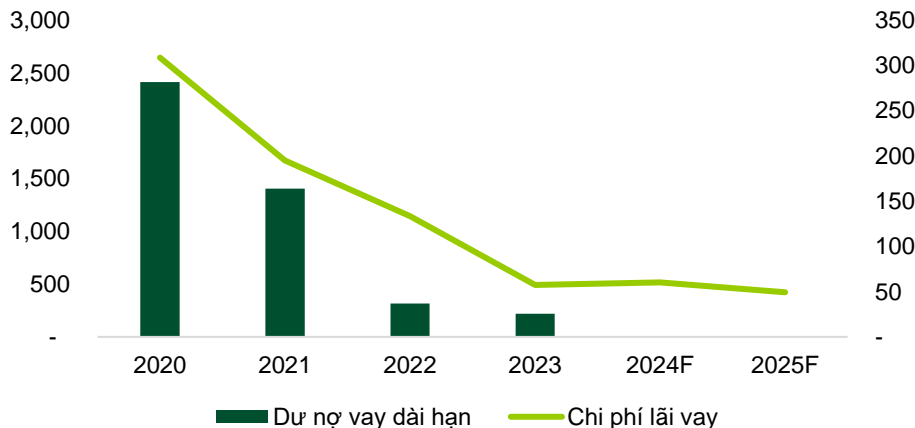
Giá bán bình quân và chi phí nguyên liệu bình quân (VND/kWh)



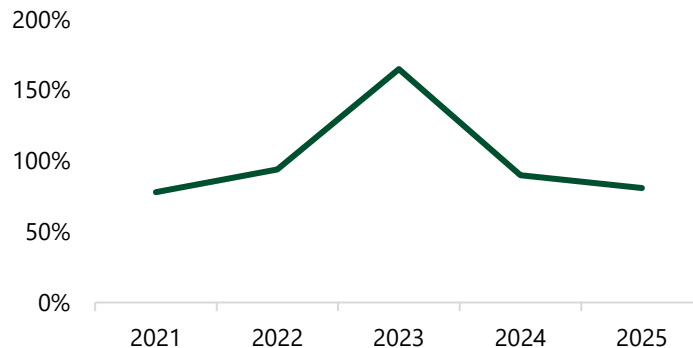
- Sức khỏe tài chính lành mạnh, áp lực chi phí lãi vay giảm mạnh khi không còn vay nợ dài hạn sau 2024, kỳ vọng duy trì mức chi trả cổ tức cao

QTP có cơ cấu tài chính tương đối vững mạnh sau khi hoàn thành nghĩa vụ vay nợ dài hạn vào năm 2024. Bên cạnh đó, QTP có lịch sử chi trả cổ tức tiền mặt dồi dào với năm 2022 là 2.250 đồng/cp và 2023 là 1.500 đồng/cp. Chúng tôi kỳ vọng QTP sẽ duy trì chính sách cổ tức tiền mặt từ 1.200-1.500 đồng/cp trong những năm tới.

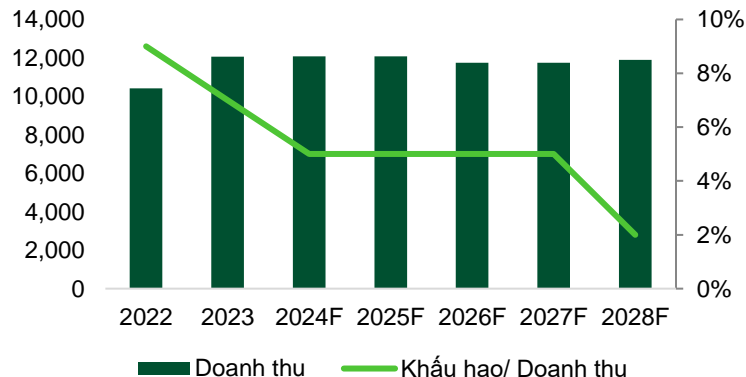
Dư nợ vay dài hạn QTP

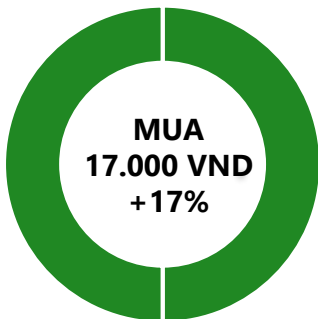


Tỷ lệ chi trả cổ tức (%)



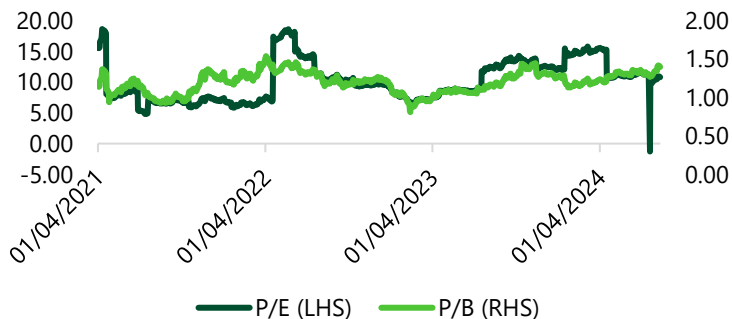
Doanh thu và chi phí khấu hao/DT





■ DCF ■ P/E

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	12,058	12,084	12,036
+/-yoy (%)	16%	0%	0%
LNST	612	620	675
+/- %	-20%	1%	9%
EPS (đồng/cổ phiếu)	1,360	1,378	1,500

Giá định

- Kỳ vọng sản lượng điện được huy động cao từ đầu năm do nhu cầu tiêu thụ điện tăng mạnh
- Giá than tròn đầu vào neo ở mức cao do tỷ lệ trộn than nhập tăng

Rủi ro

- Rủi ro biến động giá than.
- Rủi ro các tổ máy của QTP có thể gặp sự cố đang dần tăng lên do nhà máy đang phải hoạt động ở công suất cao.
- Suất hao nhiệt cao hơn kỳ vọng do sử dụng than trộn.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	10,5-15,3
GTGD bình quân 52T	8.178.601
Vốn hóa (tỷ đồng)	29.156
P/E	26,6x
P/B	0,9x
% NN sở hữu	4%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	33.247 (+17%)
Lợi nhuận sau thuế	1.577 (+23%)

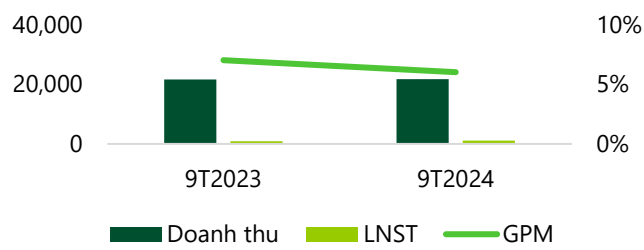
KQKD Q3.2024

- **KQKD Quý 3/2024 của POW ghi nhận tích cực với doanh thu đạt 6.061 tỷ đồng (+7% YoY) LNST đạt 453 tỷ đồng (gấp 8.7 lần cùng kỳ), sự tăng trưởng mạnh về lợi nhuận chủ yếu đến từ việc POW đã có lãi ròng tỷ giá khoảng 350 tỷ trong Q3/2024 trong khi cùng kỳ doanh nghiệp ghi nhận lỗ tỷ giá khoảng 65 tỷ đồng.**
- **Lũy kế 9T2024, doanh thu của POW đạt 21.686 tỷ đồng (+0.7% YoY), LNST đạt 1.111 tỷ đồng (+26% YoY), sản lượng điện đạt 11,4 tỷ kWh (+2% YoY) các nhà máy điện khí NT1 và NT2 lần lượt giảm 61% YoY và 23% YoY, nhà máy điện than Vũng Áng 1 có sản lượng tăng mạnh 33% YoY duy trì sản lượng của POW đi ngang. LNST của POW có sự cải thiện đến từ việc ghi nhận lãi tỷ giá và giảm chi phí lãi vay.**

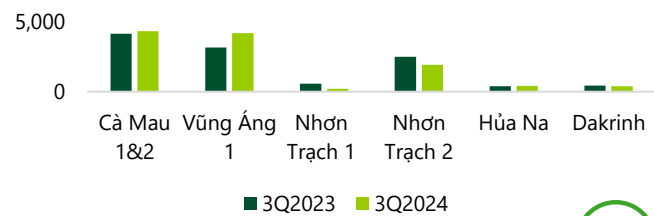
Tình hình triển khai dự án Nhơn Trạch 3&4:

- **Tiến độ EPC:** Đến cuối Q3/2024, tiến độ tổng thể của hợp đồng EPC của gói thầu EPC đạt 94%
- **Hợp đồng PPA:** POW và EPTC đã ký hợp đồng PPA vào ngày 4/10/2024
- **Hợp đồng GSA:** POW và GAS đang xem xét dự thảo Hợp đồng khung (HOA) để hai bên ký kết, làm cơ sở cho GAS thực hiện công tác chuẩn bị thu xếp nguồn cung LNG cho Dự án.

KQKD của POW (tỷ đồng)

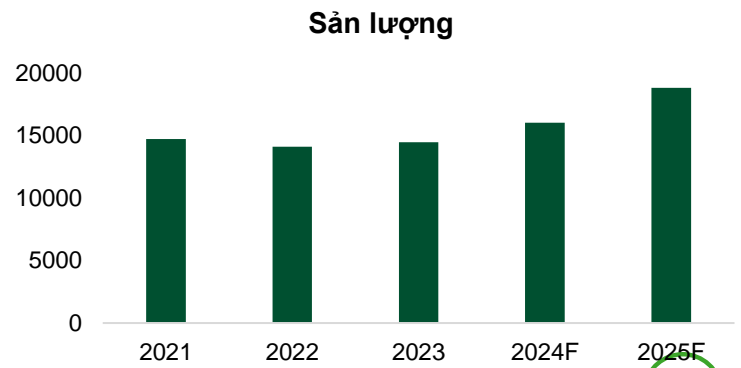


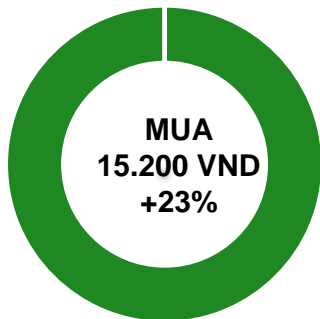
Sản lượng điện của các nhà máy (Triệu kWh)



- ❖ **Dự án Nhơn Trạch 3-4 đi vào vận hành sẽ là yếu tố giúp sản lượng và doanh thu của POW tăng trưởng.** Theo kế hoạch của POW NT2 và NT4 lần lượt vận hành thương mại vào tháng 4/2025 và tháng 7/2025. Chúng tôi kỳ vọng sản lượng năm 2025 của POW sẽ đạt khoảng 18.7 tỷ kWh (+18% YoY) nhờ vào sự đóng góp của NT3 và NT4 trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam dự kiến tăng trên 10% trong năm 2025.
- ❖ **POW có thể ghi nhận 1.000 tỷ đồng bồi thường bảo hiểm gián đoạn sản xuất kinh doanh do dự cố tại nhà máy Vũng Áng 1.** Chúng tôi kỳ vọng POW sẽ ghi nhận 1.000 tỷ đồng vào năm 2025.
- ❖ **Sản lượng tại NT2 trong dài hạn được cải thiện, sau giai đoạn thấp điểm của năm 2024 khi NSMO giảm huy động và nguồn cung khí giảm.** Trong năm 2025, NT2 có một số điểm tích cực: (1) 2 nhiệt điện BOT Phú Mỹ 3 và BOT Phú Mỹ 2.2 được đề xuất chuyển giao cho EVN sau năm 2024/2025 và không còn được ưu tiên đảm bảo nguồn khí đầu vào (2) NT2 có hợp đồng cam kết bao tiêu 785 triệu m3 khí hằng năm với GAS.
- ❖ **POW triển khai thí điểm trạm sạc xe điện từ 11/2024 tại Hà Nội.** POW đặt kế hoạch triển khai 1.000 trạm sạc đến năm 2035. POW và VIC cũng đã ký thỏa thuận hợp tác, dự kiến POW sẽ bàn giao 1.000 trạm sạc cho V-Green trong tương lai và VIC sẽ tạo điều kiện để POW phát triển diện mặt trời tại nhà xưởng, văn phòng và cơ sở hạ tầng của VIC

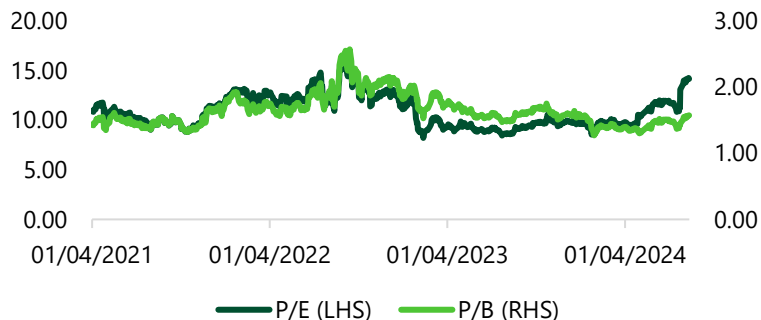
Hạng mục	Tiến độ NT3 & NT4
Hợp đồng mua bán điện PPA	Ngày 04/10/2024, POW và EVNEPTC đã ký kết Hợp đồng mua bán điện PPA.
Hợp đồng mua bán khí (GSA)	POW và PV GAS đã cơ bản hoàn thành đàm phán các điều khoản và nội dung của Hợp đồng GSA, dự kiến ký kết hợp đồng vào tháng 12/2024
Thời điểm COD dự kiến	<ul style="list-style-type: none"> • NT3 dự kiến vận hành thương mại vào tháng 6/2025. • NT4 dự kiến vận hành thương mại vào tháng 9/2025.





■ DCF

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	28,329	33,246	39,603
+/-yoy (%)	0%	17%	19%
LNST	1,283	1,577	2,088
+/- %	-50%	23%	32%
EPS (đồng/cổ phiếu)	443	545	722

Giả định

- Kỳ vọng sản lượng nhiệt điện được huy động ở mức cao từ đầu năm 2025 với nhu cầu điện tăng cao
- Giá than đầu vào neo ở vùng cao do tỷ lệ trộn than nhập ngày càng lớn.

Rủi ro

- Rủi ro về nguồn cung khí đầu vào do nguồn khí đầu vào không ổn định và liên tục suy giảm qua các năm tại khu vực Đông Nam Bộ.
- Biến động giá nguyên liệu đầu vào.

Diễn biến giá



KQKD Q3/2024

KQKD Q3/2024 của PC1 ghi nhận tích cực, doanh thu của PC1 đạt 2.232 tỷ đồng (+3% YoY), LNST đạt 259 tỷ đồng (gấp 7.6 lần cùng kỳ). LNST cải thiện mạnh nhờ chi phí tài chính giảm 70% YoY do tỷ giá USD/VND vào cuối Q3/2024 giảm sâu so với cuối Q2/2024 giúp PC1 giảm lỗ tỷ giá chưa thực hiện đối với các khoản vay đồng USD và mặt bằng lãi suất thấp hơn so với cùng kỳ giúp giảm chi phí lãi vay.

Lũy kế 9T2024, doanh thu của PC1 đạt 7.538 tỷ đồng (+47% YoY, đạt 70% KH), LNST đạt 578 tỷ đồng (gấp 6.2 lần cùng kỳ, đạt 110% KH). Các mảng kinh doanh chính đều tăng trưởng mạnh, cụ thể như sau:

Thông tin cổ phiếu

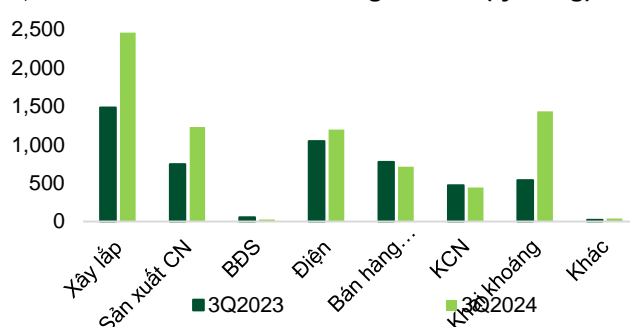
Biến động 1 năm	21,6-27,7
GTGD bình quân 52T	3.884.848
Vốn hóa (tỷ đồng)	8.297
P/E	21,9x
P/B	1,1x
% NN sở hữu	13,8%

- **Xây lắp điện:** Doanh thu đạt 2.457 tỷ đồng (+66% YoY), doanh thu sản xuất công nghiệp đạt 1.229 tỷ đồng (+65% YoY) với khối lượng công việc từ đường dây 500 kV mạch 3.
- **Điện:** Doanh thu đạt 1.197 tỷ đồng (+14% YoY) nhờ vào hiện tượng El Nino qua đi và sự vận hành ổn định của các nhà máy điện gió.
- **Bán quặng:** Doanh thu đạt 1.431 tỷ đồng (gấp 2.65 cùng kỳ) nhờ hoạt động từ đầu năm trong khi cùng kỳ hoạt động từ Q2/2023, Biên lợi nhuận gộp đạt khoảng 30%.

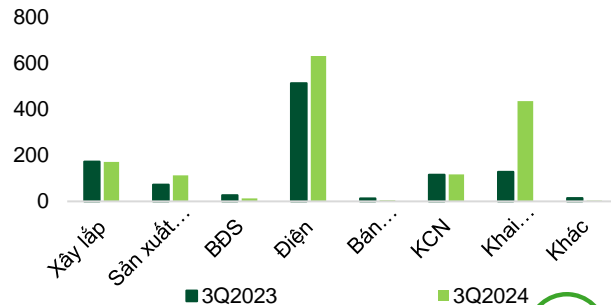
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	10.084 (+30%)
Lợi nhuận sau thuế	678 (+124%)

Doanh thu của PC1 trong 9T2024 (tỷ đồng)

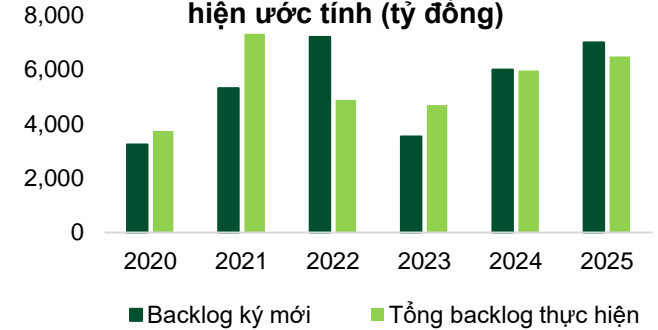


LNG của PC1 trong 9T2024 (tỷ đồng)

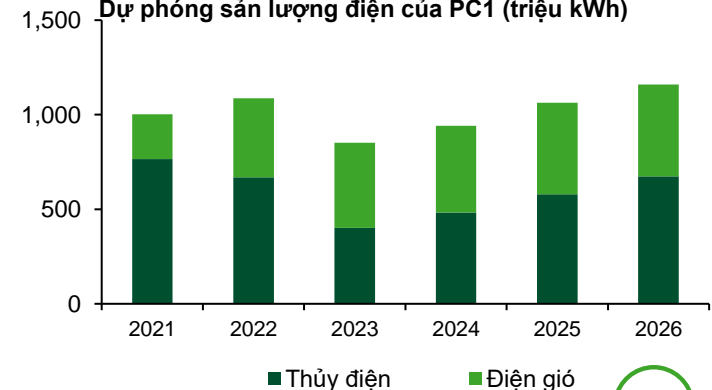


- Mảng xây lắp điện mở rộng sang thị trường quốc tế với lượng backlog duy trì ở mức cao.** Chúng tôi kỳ vọng lượng backlog ký mới trong năm 2025 đạt khoảng 5.000 tỷ đồng với việc PC1 đẩy mạnh phát triển thị trường quốc tế và mảng xây dựng hạ tầng khu công nghiệp. **Triển vọng phát triển đối với lĩnh vực xây lắp điện và tổng thầu EPC:** Mặc dù việc triển khai các dự án năng lượng tái tạo (NLTT) mới còn gặp nhiều khó khăn nhưng phần việc về xây dựng hệ thống truyền tải sẽ gia tăng khối lượng công việc cho PC1 trong thời gian tới.
- Trong thời gian tới, chúng tôi cho rằng thị trường quốc tế sẽ đem backlog về cho PC1.** Vào ngày 9/10/2024, PC1 cùng đối tác đã ký hợp đồng tổng thầu EPC Nhà máy điện gió Camarines Sur, công suất 58,5 MW. Chủ đầu tư dự án là Công ty SPV Cornerstone Energy Development, Inc. (CEDI) – công ty được thành lập bởi liên danh giữa Aboitiz Power Corporation và Mainstream Renewable Power. Dự án dự kiến sẽ triển khai trong năm 2025 và 2026.
- Mảng năng lượng kỳ vọng sẽ hoạt động ổn định trong năm 2025 và bắt đầu tăng trưởng mạnh vào năm 2026 với hai nhà máy thủy điện mới.** Trong năm 2025, chúng tôi kỳ vọng mảng năng lượng sẽ có sản khoảng 1.093 triệu kWh (tương đương năm 2024). Trong kịch bản PC1 đưa hai nhà máy thủy điện mới vận hành vào năm 2025, chúng tôi kỳ vọng sản lượng thủy điện của doanh nghiệp sẽ tăng trưởng khoảng 25% so với hiện tại.

Backlog ký mới và tổng backlog thực hiện ước tính (tỷ đồng)



Dự phóng sản lượng điện của PC1 (triệu kWh)

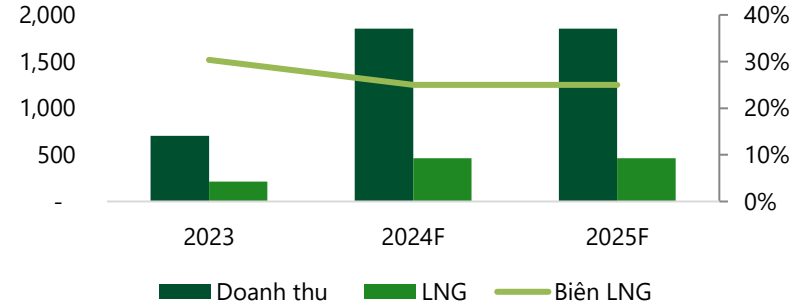


- Doanh thu Niken kỳ vọng sẽ duy trì ổn định trong năm 2025 với sản lượng ước tính khoảng 55.000 tấn với doanh thu khoảng 1.800 tỷ đồng với nhà máy hoạt động ổn định cả năm.** Tính đến hết Q3/2024, PC1 ghi nhận sản lượng đạt khoảng 44.500 tấn sản phẩm đem về 1.431 tỷ đồng doanh thu với biên lợi nhuận gộp khoảng 30%. Lưu ý rằng mảng khai khoáng Nickel của PC1 có biên lợi nhuận biến động tương đối lớn do phụ thuộc và hàm lượng quặng Nickel trong quặng thô khai thác được. Với KQKD tích cực, PC1 cho biết họ đang chuẩn bị thủ tục giấy tờ để mở rộng gấp đôi công suất của nhà máy và dự triển khiên khai khoáng 3 năm tới.

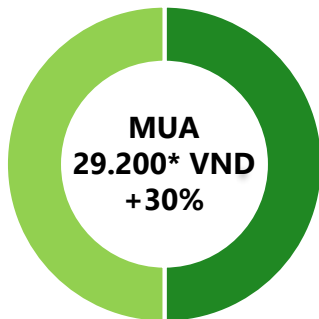
- Mảng BĐS dân dụng và KCN có các dự án mới triển vọng:** Trong năm 2025 dự kiến Western Pacific (WP) sẽ tiếp tục bàn giao KCN Yên Phong 2A và bắt đầu bàn giao CCN Yên Lệnh. Chúng tôi kỳ vọng giá thuê tại khu vực này khoảng từ 80-86 USD/m²/chu kỳ thuê và WP bàn giao khoảng 10ha trong năm 2025. Ngoài ra, PC1 đang tích cực hoàn thiện pháp lý dự án KCN Nomura 2 để triển khai trong năm tới.

- Đối với mảng BĐS dân dụng, PC1 dự kiến sẽ triển khai dự án Tháp Vàng – Gia Lâm (1.6ha) tại Hà Nội, PC1 kỳ vọng doanh thu của dự án khoảng 1.500 tỷ sẽ bắt đầu ghi nhận từ năm 2025.** Ngoài ra, PC1 vẫn còn các dự án khác gồm có: PC1 Thăng Long, PC1 Định Công, PC1 Vĩnh Hưng, PC1 Yên Thường

Dự phóng KQKD mảng khai khoáng (tỷ đồng)

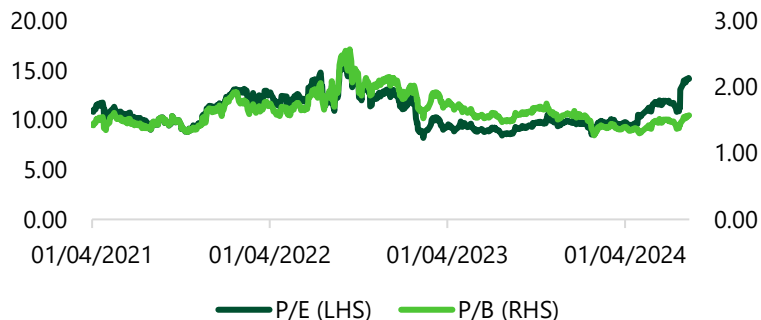


KCN/CCN	Chủ đầu tư	Tổng diện tích (ha)	Diện tích (ha)	Capex (tỷ VND)	Giá thuê ước tính (USD/m ²)
Yên Phong 2A	WP	159	101.6	1830	170
Yên Lệnh	WP	69	45	624	80-85
Nomura	PC1	153	123		
KCN	Chủ đầu tư	Tổng diện tích (ha)	Capex (tỷ VND)	Tiến độ	
Đồng Văn 5 GD1	WP	237	2911	Đã được duyệt Chủ trương đầu tư	
Yên Lư mở rộng GD1	WP	120	1543	Đã được duyệt Chủ trương đầu tư	
Nomura 2	PC1	200	N/A	Đã được ban hành quy hoạch 1/2.000	



■ DCF ■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	7,775	10,084	10,998
+/-yoy (%)	-7%	30%	9%
LNST	303	678	1,010
+/- %	-44%	124%	49%
EPS (đồng/cổ phiếu)	405	1,326	1,719

Giá định

- Backlog ký mới kỳ vọng đạt khoảng 5.000 tỷ đồng trong năm 2024 nhờ sự phục hồi của nhu cầu xây lắp.
- Mảng năng lượng và khai khoáng hoạt động ổn định trong năm 2025
- Mảng KCN dự kiến tiếp tục đóng góp doanh thu ổn định khi tỷ lệ lấp đầy đã đạt 100% tại KCN Nomura.

Rủi ro

- Rủi ro thời tiết ảnh hưởng đến sản lượng của mảng điện
- Nhu cầu xây lắp và tiến độ không đạt kỳ vọng
- Giá và sản lượng Niken thấp hơn dự phóng
- Tốc độ cho thuê và giá BĐS KCN không đạt kỳ vọng.

Chúng tôi duy trì giá mục tiêu PC1 ở mức 29.200 VND/cổ phiếu như trong báo cáo cập nhật ngày 20.11.2024

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	44,6-75,0
GTGD bình quân 52T	859.497
Vốn hóa (tỷ đồng)	32.170
P/E	14,5x
P/B	1,5x
% NN sở hữu	49%

Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	9.285 (+8%)
Lợi nhuận sau thuế	2.873 (+3%)

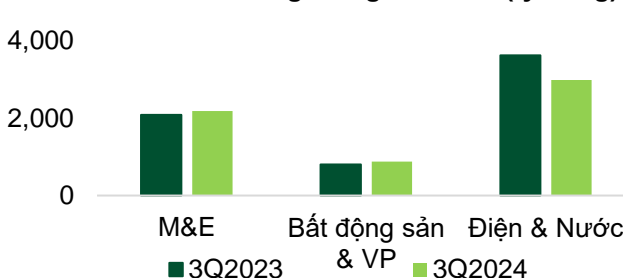
KQKD Q3/2024

Trong Q3/2024 REE có KQKD khả quan, doanh thu của REE đạt 2.031 tỷ đồng (+3% YoY), LNST đạt 561 tỷ đồng (+21% YoY).

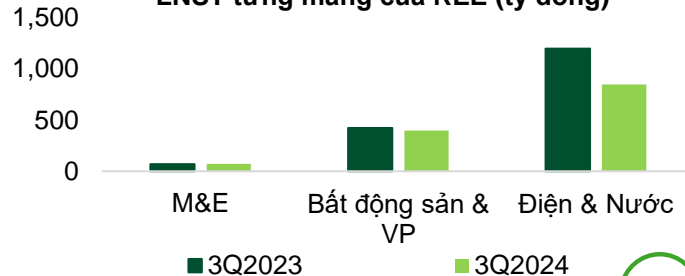
Lũy kế 9T2024, doanh thu của REE đạt 6.048 tỷ đồng (-7% YoY, đạt 57% KH), LNST CDM đạt 1.315 tỷ đồng (-22% YoY, đạt 55% KH). Các mảng kinh doanh cốt lõi cụ thể như sau:

- Năng lượng:** Doanh thu đạt 2.942 tỷ đồng (-18% YoY), LNST CDM đạt 602 tỷ (-35% YoY) do sản lượng thủy điện thấp hơn cùng kỳ 30% YoY bất chấp sản lượng Q3/2024 tăng 8%YoY
- Nước:** LNST mảng nước giảm 25% YoY do ghi nhận chi phí tài chính và khấu hao liên quan đến đường ống mới của nhà máy nước Sông Đà.
- Văn phòng cho thuê & BĐS:** Mảng cho thuê văn phòng ghi nhận doanh thu đạt 796 tỷ (-1% YoY), LNST giảm 8% YoY đạt 379 tỷ do REE bắt đầu ghi nhận khấu hao và lãi vay của dự án Etown 6.
- Cơ điện lạnh (M&E).** Doanh thu M&E đạt 1.639 tỷ đồng (+3.3% YoY), LNST đạt 55 tỷ (-14% YoY) do REE thực hiện trích lập bổ sung dự phòng phải thu khó đòi

Doanh thu từng mảng của REE (tỷ đồng)



LNST từng mảng của REE (tỷ đồng)



❖ Mảng năng lượng

Sản lượng điện của REE kỳ vọng tiếp tục phục hồi mạnh từ Q4/2024 và ổn định năm 2025 vì

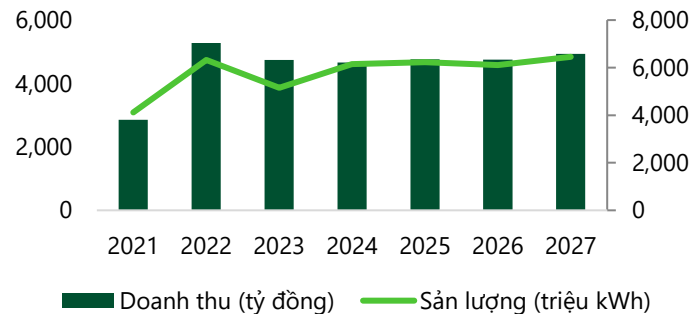
(1) Nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng trên 10% trong năm 2024, (2) Hiện tượng La Nina được diễn ra từ cuối năm 2024.

- **Thủy điện:** Chúng tôi dự báo sản lượng thủy điện của REE tăng nhẹ 1% YoY trong năm 2025 với sự đóng góp từ thủy điện Thác Bà 2. Tuy nhiên, khả năng nửa đầu năm các nhà máy thủy điện của REE sẽ tiếp tục tích nước chủ động để đảm bảo an ninh năng lượng như năm 2024
- **NLTT:** Chúng tôi kỳ vọng các nhà máy điện gió của REE tiếp tục hoạt động ổn định với hệ số công suất từ 32%-34%

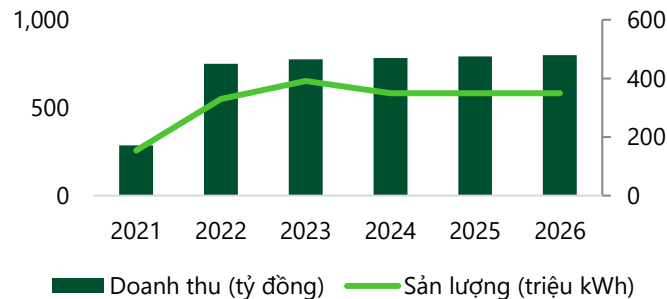
REE đang triển khai các dự án mới với tổng công suất gần 100 MW. Các dự án nổi bật gồm có:

- **NMTĐ Thác Bà 2**, công suất khoảng 19 MW, tổng mức đầu tư khoảng 575 tỷ đồng;
- **NMTĐ Trà Khúc 2**, công suất khoảng 30 MW, tổng mức đầu tư xấp xỉ 1.200 tỷ đồng,
- **NMĐG Duyên Hải** công suất 48MW, tổng mức đầu tư 2.200 tỷ đồng. Bên cạnh đó, REE đang nghiên cứu triển khai 3 dự án điện gió tại khu vực Trà Vinh với tổng công suất khoảng 344 MW.

Doanh thu và sản lượng điều chỉnh của REE



Doanh thu và sản lượng điện gió của REE

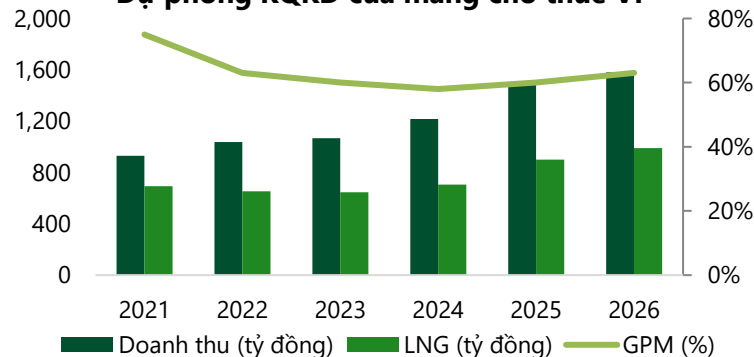


Mảng cho thuê VP và BĐS: REE liên tiếp ra mắt các dự án mới. Đối với mảng BĐS, tôi kỳ vọng dự án the Light Square sẽ ghi nhận doanh thu khoảng 600 tỷ trong năm 2024 và khoảng 400 tỷ trong năm 2025. Đối với mảng cho thuê VP, REE đang bắt đầu cho thuê Etown 6 và chuẩn bị kế hoạch triển khai dự án Phú Hữu:

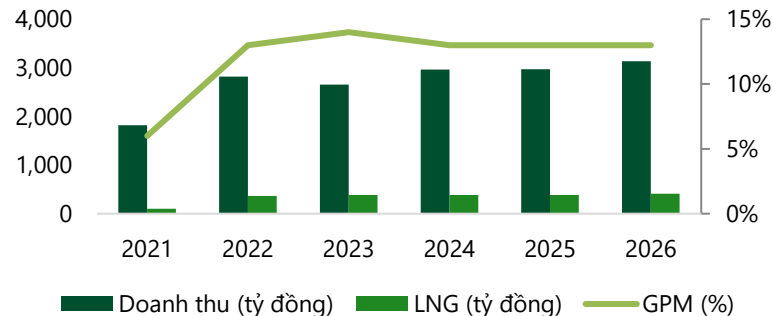
- **Etown 6** với tổng diện tích sàn trên 36.000 m2 đã được khánh vào tháng 6/2024, kỳ vọng lấp đầy 50% vào cuối năm 2024 và trên 90% vào năm 2025 với giá thuê dao động từ 24-29 USD/m2.
- **Dự án Phú Hữu**, REE dự kiến sẽ triển khai dự án Phú Hữu với diện tích cho thuê ước tính trên 30.000 m2 có thể đi vào hoạt động sau năm 2027.

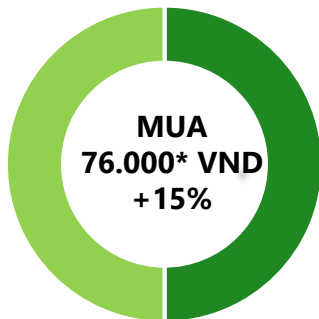
Mảng thầu cơ điện, điểm sáng ở các dự án đầu tư công. Mảng M&E dự kiến sẽ có sự phục hồi mạnh mẽ trong năm 2025 khi tính đến cuối Q3/2024, tổng giá trị backlog lũy kế đã đạt trên 3.900 tỷ đồng (gấp 4 lần cùng kỳ). Khối lượng công việc chủ yếu đến từ dự án sân bay Long Thành.

Dự phóng KQKD của mảng cho thuê VP



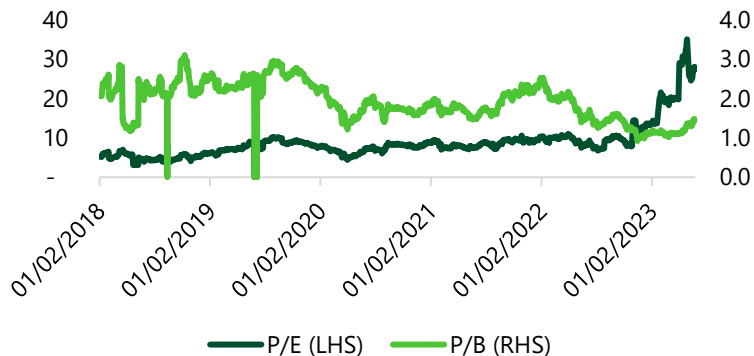
Dự phóng KQKD mảng M&E





■ DCF ■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	8,570	9,285	9,977
+/-yoy (%)	-9%	8%	7%
LNST	2,787	2,873	3,345
+/- %	-21%	3%	16%
EPS (đồng/cổ phiếu)	5,354	4,728	4,787

Giả định

- Sản lượng điện năm 2025 duy trì ở mức cao nhờ El Nino qua đi
- Backlog năm 2025 mảng M&E đạt khoảng 4.000 tỷ đồng nhờ các dự án lớn như sân bay Long Thành.
- Tỷ lệ lấp đầy của Etown 6 trong năm đầu đạt 95%.

Rủi ro

- Thời tiết bất lợi ảnh hưởng đến sản lượng.
- Nhu cầu M&E và tiến độ không đạt kỳ vọng.
- Tỷ lệ lấp đầy và giá cho thuê thấp hơn kỳ vọng.
- Bàn giao và ghi nhận doanh thu Light Square chậm hơn dự báo.

*Chúng tôi duy trì giá mục tiêu REE ở mức 76.000 VND/cổ phiếu như trong báo cáo cập nhật ngày 7.11.2024

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	27,7-51,4
KLGD bình quân 52T	545.991
Vốn hóa (tỷ đồng)	2.087
P/E	37,1x
P/B	1,6x
% NN sở hữu	8,1%

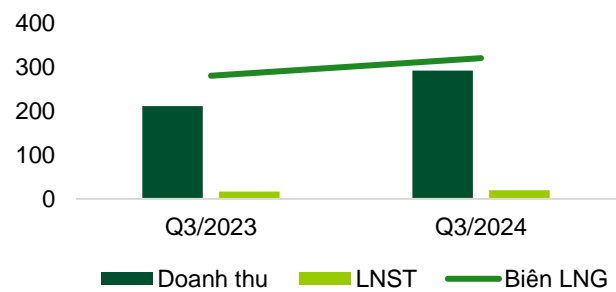
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	1.290 (+122%)
Lợi nhuận sau thuế	66 (+25%)

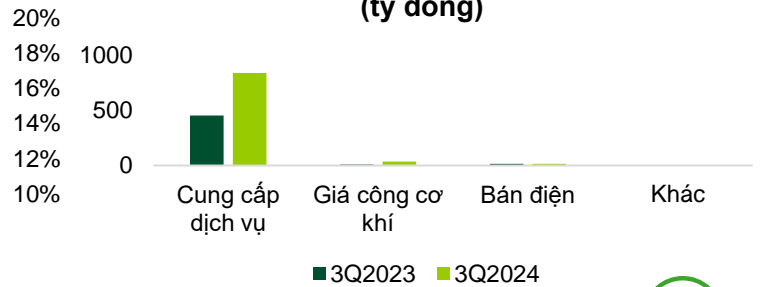
KQKD Q3/2024

- Trong Q3/2024, TV2 ghi nhận kết quả kinh doanh tích cực với doanh thu tăng 38% YoY đạt 292 tỷ đồng, LNST đạt 19 tỷ đồng (+14% YoY). Biên lợi nhuận gộp duy trì ở ngưỡng 18% tang nhẹ so với cùng kỳ ở mức 17%
- Lũy kế 9T2024, doanh thu của TV2 đạt 892 tỷ đồng (+86% YoY) và LNST đạt 45 tỷ đồng (+13% YoY). KQKD tăng trưởng mạnh ở mảng tư vấn thiết kế, tổng thầu EPC và O&M nhà máy với doanh thu tăng 85% YoY đạt 841 tỷ đồng. Các dự án nổi bật của TV2 đóng góp sự tăng trưởng mạnh trong 9T2024 gồm có (1) Hoàn thành hợp đồng thiết kế và tư vấn cho dự án đường dây 500kV mạch 3 (2) Dự án Nhà máy Điện sinh khối Hậu Giang chuẩn bị hoàn thành vào Q4/2024.

KQKD quý 3 của TV2 (tỷ đồng)

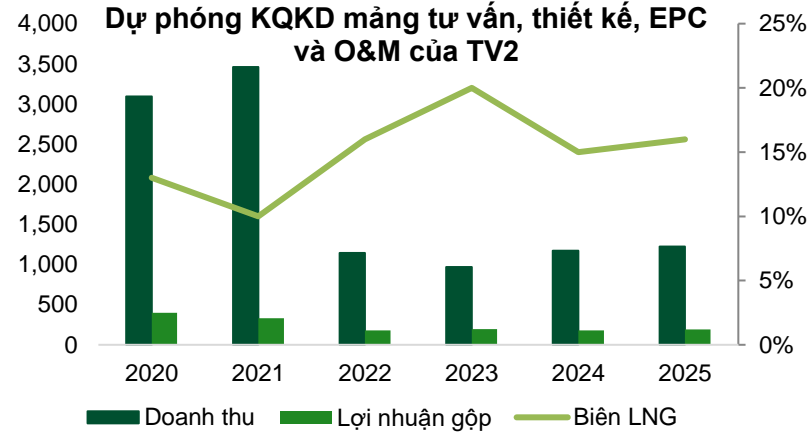
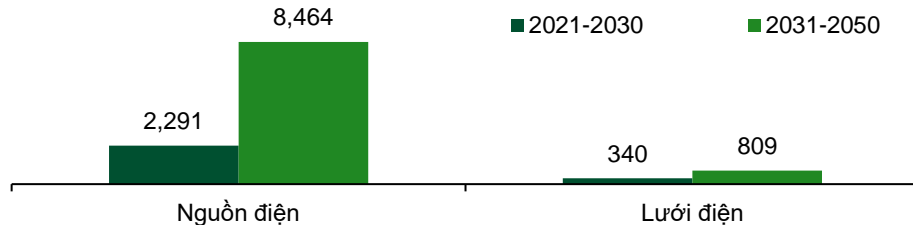


Cơ cấu doanh thu của TV2 trong 3Q2024 (tỷ đồng)



- **Bộ Công thương thông báo chấm dứt hợp đồng BOT dự án Sông Hậu 2 vào ngày 1/7/2024.** Theo văn bản 7756/BCT-ĐL phía Công ty TNHH Điện lực Sông Hậu 2 đã không đạt được Ngày đóng tài chính theo hợp đồng BOT nên Bộ Công thương đã chấm dứt hiệu lực Hợp đồng BOT đối với dự án Sông Hậu 2. Phía chủ đầu tư là Công ty Toyo Ink Group Berhad cho biết đang tìm kiếm tư vấn pháp lý liên quan đến dự án. **Tuy nhiên, với quan điểm thận trọng, chúng tôi phản ánh thông tin chấm dứt hợp đồng BOT Sông Hậu 2 vào mô hình định giá và điều chỉnh giá mục tiêu.**
- **Mảng tư vấn, thiết kế và thầu EPC có dấu hiệu chứng lại với sự vắng bóng của các dự án lớn trong ngắn hạn.** Tuy nhiên, theo QHĐ8, nhu cầu tăng trưởng tiêu thụ điện trong dài hạn được dự phóng ở mức 9%, tổng mức đầu tư khoảng 2.291 nghìn tỷ đồng cho nguồn điện và 340 tỷ đồng cho lưới điện trong giai đoạn 2021-2030. Chúng tôi cho rằng mảng tư vấn, thiết kế và tổng thầu EPC của TV2 sẽ hưởng lợi trong dài hạn.

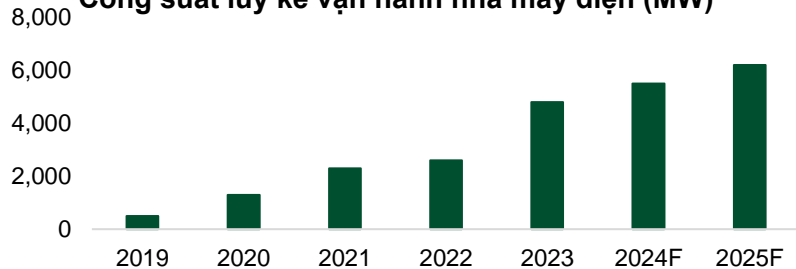
Vốn đầu tư phát triển điện lực quốc gia (nghìn tỷ đồng)



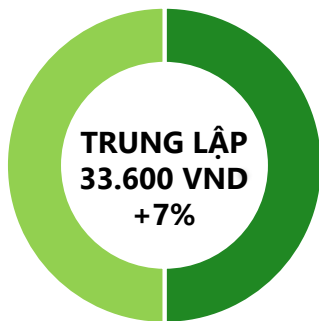
Các dự án nổi bật của TV2	Công suất (MW)	Tiến độ
Thủy điện Thác Bà 2	18,9	Khởi công ngày 15/10/2022, kỳ vọng COD vào cuối năm 2024.
Điện sinh khối Hậu Giang	20	Khởi công ngày 15/12/2022, kỳ vọng COD vào Q1/2025.
Điện sinh khối Trà Vinh	25	Đã nhận được chủ trương đầu tư của UBND tỉnh Trà Vinh vào Q4/2022.

- Mảng O&M đem về doanh thu ổn định, biên lợi nhuận tốt với tiềm năng tăng trưởng tích cực.** Doanh thu từ mảng O&M các nhà máy điện hàng năm đóng góp khoảng 400 tỷ đồng, chúng tôi ước tính rằng tổng công suất quản lý, vận hành lũy kế của TV2 sẽ vượt 6GW trong năm 2025. Doanh nghiệp cho biết hiện đang tích cực phát triển mảng kinh doanh này và đặt mục tiêu đem về doanh thu trên 1.000 tỷ đồng sau năm 2026.
- Về giá trị hợp đồng, chúng tôi kỳ vọng giá trị O&M cho mỗi dự án trong khoảng 1-2% tổng mức đầu tư của dự án.** Tuy nhiên, cần lưu ý rằng giá trị hợp đồng của mỗi dự án phụ thuộc vào nhiều yếu tố như khối lượng, phạm vi công việc, mức độ phức tạp, vòng đời dự án....
- Các dự án phát triển nguồn điện đi vào vận hành có hiệu quả đầu tư cao.** Các dự án mà TV2 trực tiếp tham gia đầu tư như: Thác Bà 2 (45%) và điện sinh khối Hậu Giang (10%) đã bắt đầu triển khai từ cuối năm 2022 và dự kiến sẽ bắt đầu phát điện trong giai đoạn cuối 2024 và đầu năm 2025.
- TV2 là doanh nghiệp có cơ cấu tài chính lành mạnh.**

Công suất lũy kế vận hành nhà máy điện (MW)

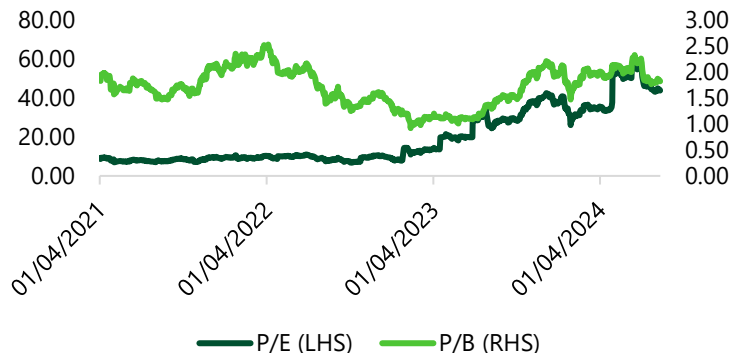


Dự án nổi bật	Công suất (MW)	Năm hoạt động	Giá điện ước tính (Uscent/kWh)	Sản lượng kỳ vọng (triệu kWh)	Tỷ lệ sở hữu
ĐMT Vĩnh Tân	5MWp	2019	9.35	10	100%
ĐMT Sơn Mỹ 3.1	50MWp	2019	9.35	72	25%
Điện gió Tân Thuận	75 MW	2021	9.8	184	25%
Biomass Hậu Giang	20MW	2025	8.47	105	10%
Thủy điện Thác Bà 2	19MW	2025	N/A	70	45%
Biomass Trà Vinh	25MW	N/A	8.47	131	10%



■ DCF ■ SOTP

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	1,061	1,290	1,345
+/-yoy (%)	-20%	22%	4%
LNST	53	66	70
+/- %	0%	25%	6%
EPS (đồng/cổ phiếu)	785	978	1,037

Giá định

- Loại dự án SH2 ra khỏi mô hình định giá
- Tổng công suất O&M lũy kế vượt 6GW trong năm 2025

Rủi ro

- Tiến độ triển khai các dự án chậm hơn dự kiến.
- Chính sách và cơ chế giá cho các dự án NLTT chậm ban hành.

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	18,3-25,8
KLGD bình quân 52T	670.197
Vốn hóa (tỷ đồng)	5.743
P/E	56,2x
P/B	1,6x
% NN sở hữu	13,1%

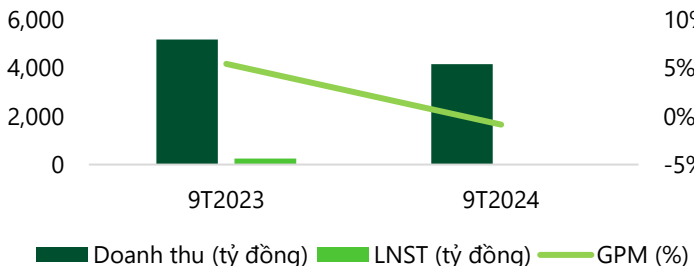
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	5.250 (-18%)
Lợi nhuận sau thuế	8 (-98%)

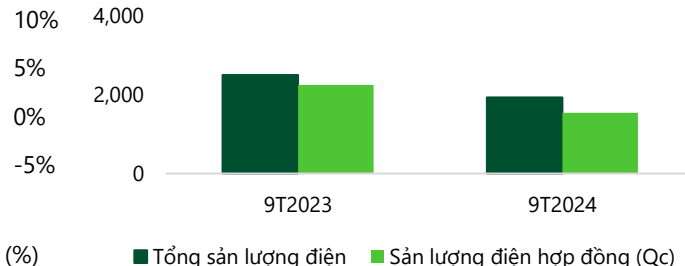
KQKD Q3.2024

- Trong Q3/2024, KQKD của NT2 ghi nhận tích cực. Cụ thể, doanh thu NT2 đạt 1.712 tỷ đồng (+110% YoY), LNST đạt 44 tỷ đồng, cùng kỳ lỗ 124 tỷ đồng. Sản lượng ước tính khoảng 743 tỷ kWh (+103% YoY) do cùng kỳ năm 2023 NT2 tiến hành đại tu, giá bán điện bình quân tăng 3% YoY do giá khí bình quân tăng 5% YoY.
- Lũy kế 9T2024, doanh thu đạt 4.160 tỷ đồng (-20% YoY, đạt 66%KH), LNST đạt 8 tỷ đồng (-97% YoY, đạt 12%KH), lỗ gộp 36 tỷ. NT2 ghi nhận lợi nhuận khác khoảng 72 tỷ từ việc đánh giá lại hàng tồn kho là vật tư còn lại sau khi tiến hành đại tu vào năm 2023. Sản lượng Qc ước đạt 1.5 tỷ kWh (-31% YoY) tuy nhiên cao hơn so với kế hoạch đầu năm A0 giao khoảng 1.3 tỷ kWh.

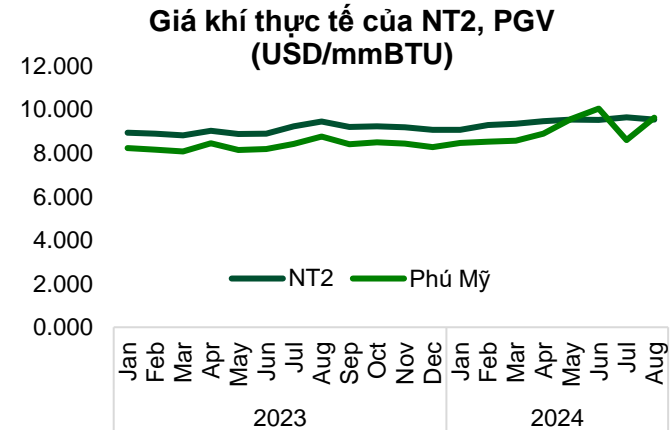
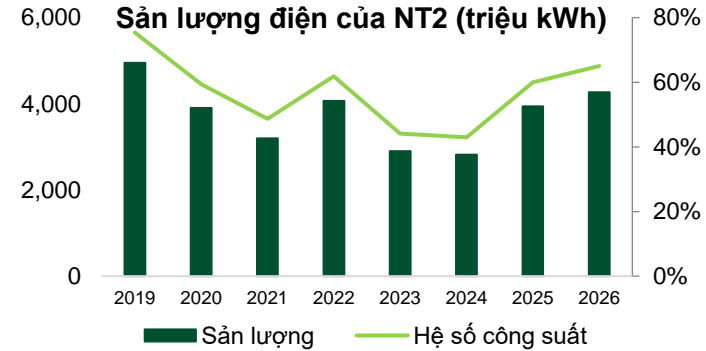
KQKD của NT2

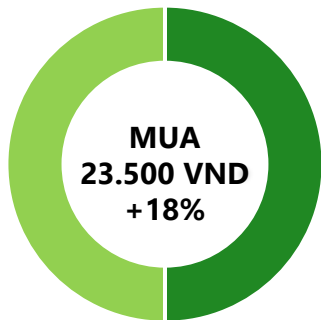


Sản lượng điện của NT2 (triệu kWh)



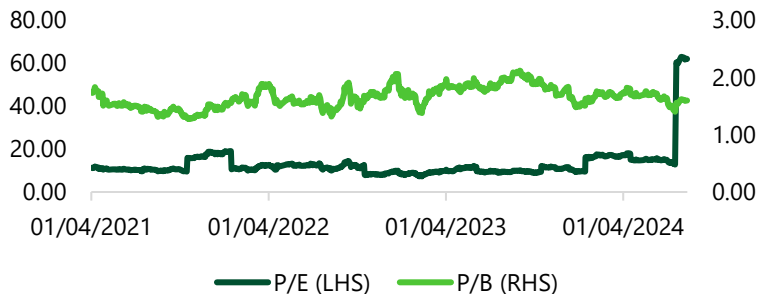
- Nguồn cung cho khách hàng điện tại Đông Nam Bộ suy giảm nhanh và giá khí neo cao tác động tiêu cực tới sản lượng huy động của NT2.** Sản lượng điện thương phẩm trong năm 2024 được dự báo ở mức 2.8 tỷ kWh cao hơn kế hoạch đầu năm của NSMO do nhu cầu phụ tải tăng mạnh. Trong năm 2025, chúng tôi dự phóng sản lượng của NT2 khoảng 3,9 tỷ kWh do (1) 02 nhiệt điện BOT Phú Mỹ 3 và BOT Phú Mỹ 2.2 được đề xuất chuyển giao cho EVN sau năm 2024/2025 và không còn được ưu tiên đảm bảo nguồn khí đầu vào như hiện nay và (2) Nhu cầu tiêu thụ điện dự báo tăng trưởng trên 10%.
- Chi phí dự kiến giảm sút khi nhà máy sắp hết khấu hao máy móc thiết bị.** Chi phí KH hiện chiếm 10% trong tổng GVHB. Khấu hao MMTB khoảng 550 tỷ đồng/năm và dự kiến sẽ hoàn tất khấu hao vào năm 2025. LNG sẽ có sự cải thiện mạnh từ năm 2025 khi chi phí KH giảm mạnh từ 700 tỷ đồng xuống chỉ còn 150 tỷ đồng/năm.
- NT2 có thể ghi nhận đền bù tỷ giá 155 tỷ đồng và 89 tỷ doanh thu từ tiền dịch vụ môi trường rừng giai đoạn 2019-2023 trong những năm tới.** NT2 cho biết họ tích cực làm việc với EVN để hoàn thiện thủ tục nhằm ghi nhận doanh thu trong năm 2024. Tuy nhiên, tình hình tài chính của EVN hiện vẫn đang khó khăn nên khả năng EVN chi trả dòng tiền này trong năm 2024 là không cao. Chúng tôi hiện chưa phản ánh thông tin trên vào mô hình định giá.





■ DCF ■ EV/EBITDA

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	6.386	5.227	7.201
+/-yoy (%)	-27%	-18%	38%
LNST	473	12	201
+/- %	-46%	-97%	1.559%
EPS (đồng/cổ phiếu)	1,546	40	657

Giả định

- Kỳ vọng sản lượng điện được huy động năm 2025 khoảng 3.2 tỷ kWh khi nhu cầu phụ tải tiếp tục tăng cao

Rủi ro

- Rủi ro về biến động giá nguyên vật liệu đầu vào làm giảm khả năng cạnh tranh của doanh nghiệp.
- Rủi ro thiếu khí khi nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh.
- Rủi ro gia tăng các khoản phải thu do tình hình tài chính của EVN đang gặp khó khăn

Diễn biến giá



Thông tin cổ phiếu

Biến động 1 năm	19,1-26,2
KLGD bình quân 52T	26.377
Vốn hóa (tỷ đồng)	21.312
P/E	N/A
P/B	1,5x
% NN sở hữu	0%

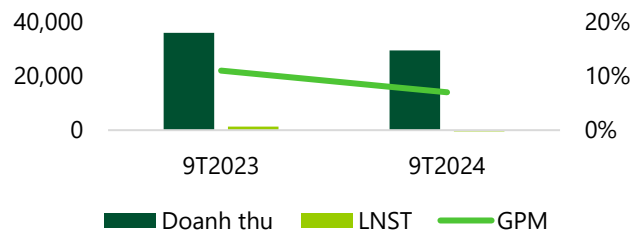
Dự phóng 2024 (tỷ đồng)

Doanh thu thuần	32.751 (-28%)
Lợi nhuận sau thuế	802 (-41%)

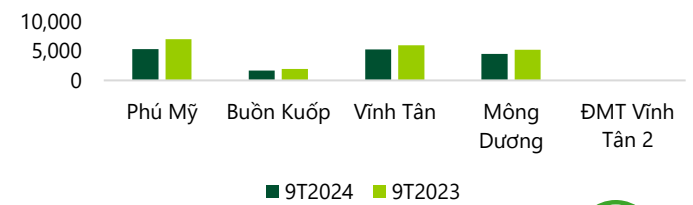
KQKD Q3.2024

- Trong Q3/2024, PGV ghi nhận KQKD tích cực với doanh thu thuần đạt 7.103 tỷ đồng (-22% YoY) và LNST đạt 487 tỷ đồng (cùng kỳ lỗ 460 tỷ đồng).
- Lũy kế 9T2024, doanh thu của PGV đạt 29.425 tỷ đồng (-18% YoY), LNST ghi nhận lỗ 459 tỷ đồng (cùng kỳ lãi 1.264 tỷ đồng). KQKD kém khả quan chủ yếu do:
 - Sản lượng của PGV ước đạt 16.7 tỷ kWh (-17% YoY) do tình hình nguồn cung khí thiếu hụt ở Đông Nam Bộ;
 - Giá bán điện trung bình giảm 2% YoY do Qc của các nhà máy nhiệt điện điều chỉnh về 70% từ mức 80% và giá FMP trong 9T2023 giảm 13% YoY;
 - PGV ghi nhận hơn 1.746 tỷ đồng chi phí lãi vay (-5% YoY) và 553 tỷ đồng (-32% YoY) lỗ chênh lệch tỷ giá khi PGV còn khoảng 31.700 tỷ đồng nợ vay, trong đó trên 29.000 tỷ là vay bằng đồng USD.

KQKD của PGV (tỷ đồng)

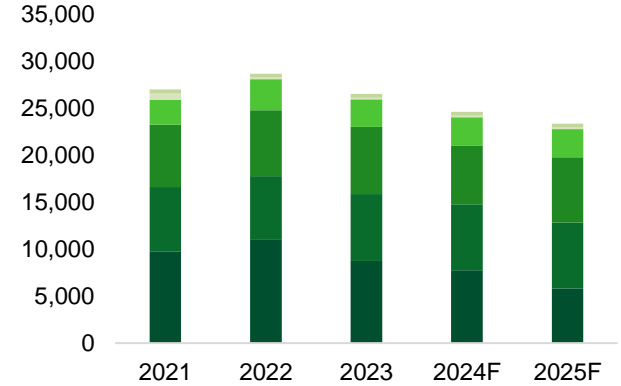


Sản lượng các nhà máy điện của PGV (triệu kWh)

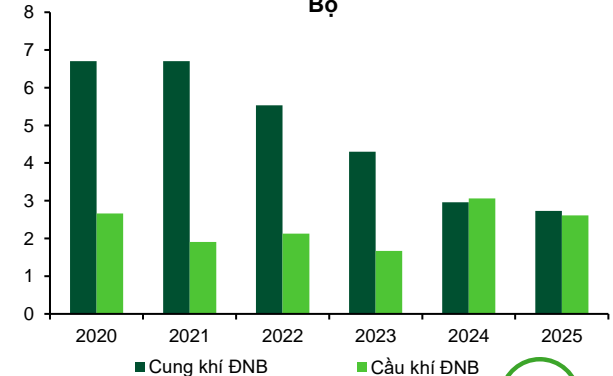


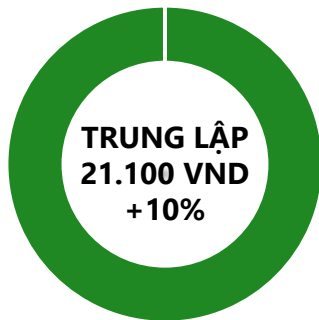
- Chúng tôi dự phóng sản lượng điện thương phẩm của PGV trong năm 2024 giảm 1% YoY** do Sản lượng của cụm nhà máy Phú Mỹ dự phóng giảm 14% YoY do thiếu khí tự nhiên và giá khí neo cao giảm sức cạnh tranh trong khi nhóm nhiệt điện than tăng trưởng 5% YoY. **Nhiệt điện khí KV Đông Nam Bộ đối mặt với rủi ro thiếu khí:** Trong năm 2025, nguồn cung khí Đông Nam Bộ dự kiến chỉ còn khoảng 2 tỷ m3 sẽ ảnh hưởng lớn đến sản lượng điện của cụm nhà máy tại khu vực Phú Mỹ. Năm 2023, PGV và GAS đã ký hợp đồng mua bán khí với sản được điều chỉnh hằng năm.
- Chúng tôi kỳ vọng sản lượng nhiệt điện than của PGV sẽ được ưu tiên huy động từ đầu năm 2025 để chuẩn bị cho cao điểm mùa khô.** Với sản lượng nhiệt điện chiếm gần 60% tổng sản lượng điện của PGV, chúng tôi kỳ vọng các nhà máy nhiệt điện than của PGV sẽ có sản lượng 14 tỷ kWh (+5% YoY) trong năm 2025 khi chạy nền với bối cảnh nhu cầu tiêu thụ điện tiếp tục tăng mạnh.
- Giá NVL đầu vào có thể tiếp tục neo bèo mòn lợi nhuận của các nhà máy điện than (Vĩnh Tân và Mông Dương)** Các nhà máy hiện tại sử dụng than trộn được cung cấp chủ yếu bởi TKV và TCT Đông Bắc. Mặc dù triển vọng giá than giảm trong năm dài hạn nhưng tỷ lệ trộn ngày càng cao như được trình bày ở triển vọng ngành nên có thể giá than trộn chưa thể hạ nhiệt trong năm 2025 làm giảm sức cạnh tranh của nhóm điện.
- PGV đối mặt với rủi ro tỷ giá và lãi suất** khi doanh nghiệp vay nợ USD trên 29.000 tỷ đồng với lãi suất thả nổi

Sản lượng của PGV (triệu kWh)



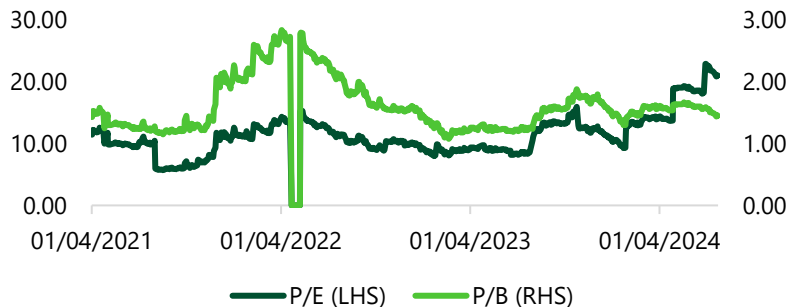
Cung - cầu khí tự nhiên tại khu vực Đông Nam Bộ





■ DCF

Lịch sử định giá



DỰ PHÓNG

(Đơn vị: Tỷ đồng)	2023	2024F	2025F
Doanh thu thuần	45,862	37,813	37,672
+/-yoy (%)	-3%	-18%	0%
LNST	1,084	-889	-159
+/- %	-57%	N/A	N/A
EPS (đồng/cổ phiếu)	948	N/A	N/A

Giả định

- Sản lượng giảm 5% YoY do nhóm nhà máy tại Phú Mỹ gặp khó khăn về nguồn khí
- Các nhà máy nhiệt điện than được ưu tiên huy động cao.

Rủi ro

- Rủi ro về biến động giá nguyên vật liệu đầu vào làm giảm khả năng cạnh tranh của doanh nghiệp.
- Rủi ro thiếu khí khi nguồn cung khí nội địa suy giảm nhanh.
- Rủi ro gia tăng các khoản phải thu do tình hình tài chính của EVN đang gặp khó khăn

Điều khoản sử dụng

Báo cáo này và/hoặc bất kỳ nhận định, thông tin nào trong báo cáo này không phải là các lời chào mua hay bán bất kỳ một sản phẩm tài chính, chứng khoán nào được phân tích trong báo cáo và cũng không là sản phẩm tư vấn đầu tư hay ý kiến tư vấn đầu tư nào của VCBS hay các đơn vị/thành viên liên quan đến VCBS. Do đó, nhà đầu tư chỉ nên coi báo cáo này là một nguồn tham khảo. VCBS không chịu bất kỳ trách nhiệm nào trước những kết quả ngoài ý muốn khi quý khách sử dụng các thông tin trên để kinh doanh chứng khoán.

Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo phân tích đều đã được thu thập, đánh giá với mức cẩn trọng tối đa có thể. Tuy nhiên, do các nguyên nhân chủ quan và khách quan từ các nguồn thông tin công bố, VCBS không đảm bảo về tính xác thực của các thông tin được đề cập trong báo cáo phân tích cũng như không có nghĩa vụ phải cập nhật những thông tin trong báo cáo sau thời điểm báo cáo này được phát hành.

Báo cáo này thuộc bản quyền của VCBS. Mọi hành động sao chép một phần hoặc toàn bộ nội dung báo cáo và/hoặc xuất bản mà không có sự cho phép bằng văn bản của VCBS đều bị nghiêm cấm.

Thông tin liên hệ

Trần Minh Hoàng

Giám đốc Nghiên cứu – Phân tích

tmhoang@vcbs.com.vn

Lý Hoàng Anh Thi

Phó giám đốc Nghiên cứu – Phân tích doanh nghiệp

lhathi@vcbs.com.vn

Nguyễn Quang Nhựt

Chuyên viên phân tích

nqnhut@vcbs.com.vn