Shinhan Securities

Ngành Điện

Đầu tư "xanh", tăng trưởng bền



Hoàng Nam
☎ (84-28) 6299-7603
✉ nam.h@shinhan.com

Danh mục các từ viết tắt

COD (Commercial operation date)	Công nhận vận hành thương mại
CAN (Capacity Add-on Price)	Giá công suất thị trường điện
CfD (Contract for Difference)	Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác
EPTC (Electricity Power Trading Company)	Công ty mua bán điện
ERAV (Electricity Regulatory Authority of Vietnam)	Cục điều tiết Điện lực
EVN (Vietnam Electricity Corporation)	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FDP (Field Development Plan)	kế hoạch phát triển mỏ
FID (Final Investment Decision)	Quyết định đầu tư cuối cùng
FMP (Full Market Price)	Giá toàn phần thị trường điện
GSA (Gas Sales Agreement)	Hợp đồng mua bán khí
IEA (International Energy Agency)	Cơ quan Năng lượng Quốc tế
LNG (Liquefied Natural Gas)	Khí hóa lỏng
MOIT (Ministry of Industry and Trade)	Bộ Công Thương
ODP (Outline Development Plan)	Kế hoạch đại cương phát triển mỏ
Pc (Contractual Price)	Giá điện hợp đồng
Pmax	Công suất cực đại (MW)
PPA (Power Purchase Agreement (signed between EVN/EPTC))	Hợp đồng mua bán điện được kí kết giữa EVN/EPTC
PSC (Production Sharing Contract)	Hợp đồng phân chia sản phẩm
PVN (Vietnam Oil and Gas Group)	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
Qc (Contract Quantity)	Sản lượng điện hợp đồng
Qm (Metered Quantity)	Sản lượng điện năng của đơn vị phát điện
SMP (System Marginal Price)	Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kì giao dịch
TKV (Vietnam National Coal and Mineral Industries Group)	Tập đoàn Công nghiệp Than – khoáng sản Việt Nam
VCGM	Thị trường phát điện cạnh tranh

Nội dung

Ngành Điện – Đầu tư "xanh", tăng trưởng bền

I. Cập nhật ngành điện 2025

_ Tăng trưởng sản lượng điện chậm lại trong 1H2025 nhưng kỳ vọng tăng cao trong 2H2025 và 2026. Hiện hữu rủi ro thiếu điện tại miền Bắc, nhưng đã giảm bớt so với 2024

_ KQKD cải thiện tốt trong 1H2025, thủy điện và điện khí phục hồi mạnh mẽ

_ Giá điện trên thị trường điện cạnh tranh duy trì ở mức thấp

_ EVN lần đầu thoát lỗ trong 2024, kì vọng 2025 ghi nhận lợi nhuận dương

II. Triển vọng ngành điện 2025-2030

1. Tăng trưởng sản lượng điện duy trì mức cao 2025-2030
2. Mục tiêu công suất nguồn điện đến 2030
3. Khối lượng công việc mảng xây lắp
4. Nhiệt điện khí: Nguồn cung khí trong nước dần suy giảm
5. Nhiệt điện khí LNG: Nhu cầu nhập khẩu khí LNG sẽ tăng đáng kể
6. Nhóm điện tái tạo: Củng cố thêm tiềm năng

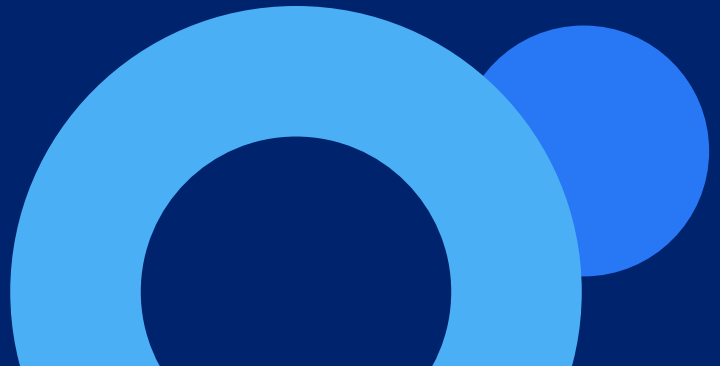
II. Cơ hội đầu tư – TV2 & NT2

Doanh nghiệp có tính phòng thủ và vẫn có động lực tăng trưởng với những câu chuyện riêng

Diễn biến ngành điện năm 2025

1

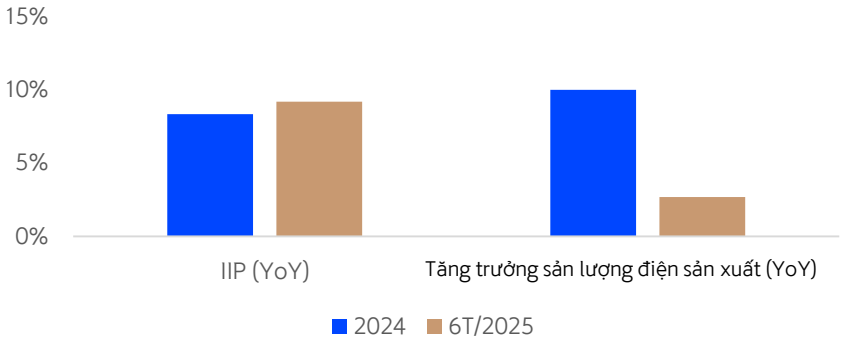
Trong 6 tháng đầu 2025, chỉ số IIP có mức tăng 9.2% trong khi tăng trưởng sản xuất điện sản xuất chỉ đạt 155.79 tỷ kWh (+3 YoY) tương đương 45% kế hoạch năm 2025 là 347.5 tỷ kWh của Bộ Công Thương. Trong khi đó, vẫn hiện hữu rủi ro thiếu điện tại miền Bắc trong năm 2025, dù đã giảm bớt so với 2024. Bên cạnh đó, EVN vừa tăng giá bán điện +4.8% và được kì vọng bắt đầu ghi nhận lợi nhuận dương trong 2025.



1. Cập nhật ngành điện 2025

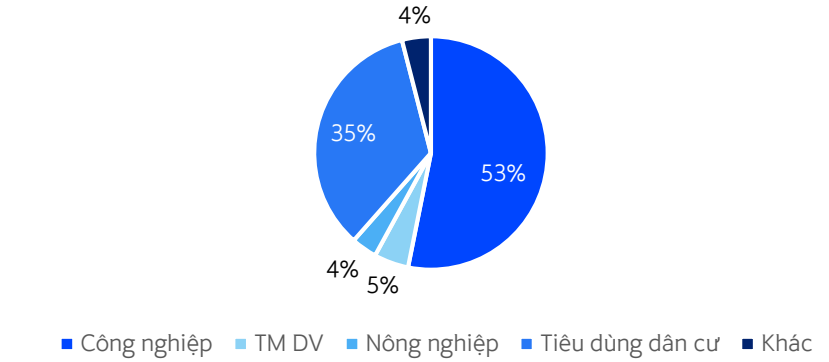
Tăng trưởng sản lượng điện chậm lại trong 1H2025

Tăng trưởng sản lượng điện sản xuất và chỉ số sản xuất công nghiệp (IIP)



Nguồn: EVN, Fiinpro, Shinhan Securities Vietnam

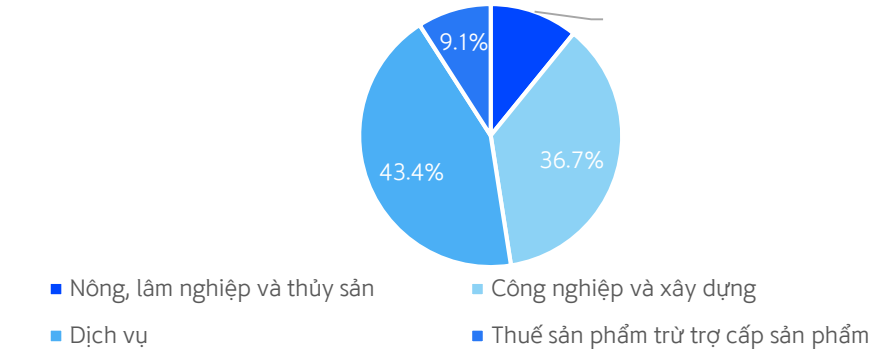
Cơ cấu sản lượng điện thương phẩm trung bình 2020-2024



Nguồn: EVN, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp và ước phóng

- Trong 6 tháng đầu 2025, chỉ số IIP có mức tăng 9.2% trong khi tăng trưởng sản xuất điện sản xuất chỉ đạt 155.79 tỷ kWh (+3% YoY) tương đương 45% kế hoạch năm 2025 là 347.5 tỷ kWh của Bộ Công Thương, nguyên nhân chủ yếu là do nền nhiệt độ toàn quốc thấp hơn so với cùng kỳ và cả năm quá khứ, nhu cầu phụ tải không tăng cao như dự báo từ đầu năm. Trung bình 2020-2024, tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm đến từ nhóm công nghiệp là chủ yếu (chiếm 53%).

Cơ cấu GDP 2024

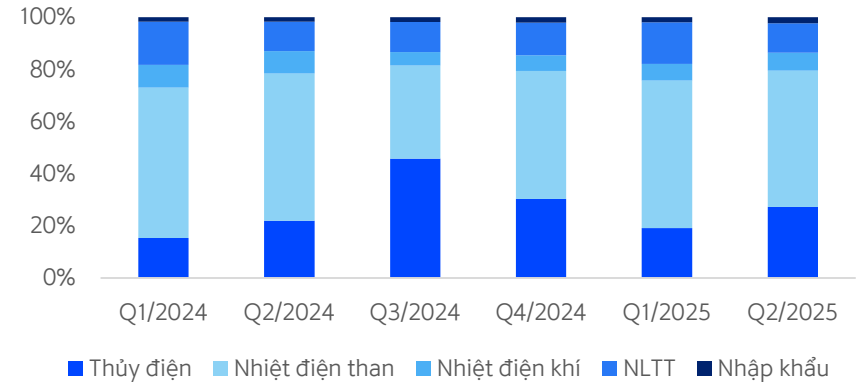


Nguồn: Fiinpro, Shinhan Securities Vietnam

1. Cập nhật ngành điện 2025

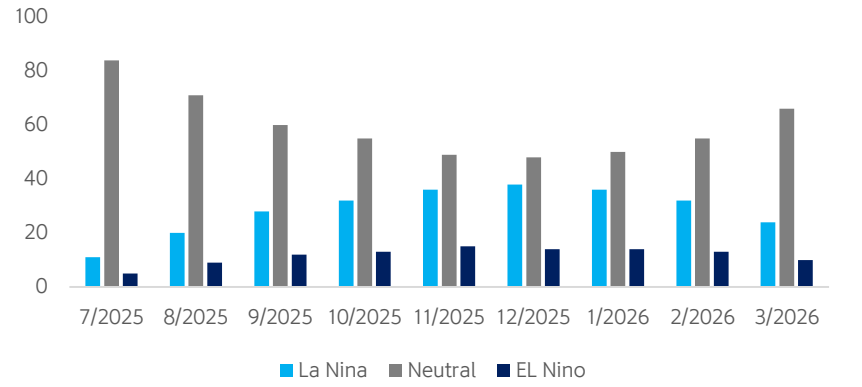
Nhiệt điện than vẫn sẽ là nguồn huy động chủ yếu, thủy điện có xu hướng dần cải thiện

Tỷ trọng huy động nhiệt điện than chiếm đa số trong Q2/2025



Nguồn: EVN, Shinhan Securities Vietnam

Dự báo xác suất ENSO chính thức của NOAA CPC (%)



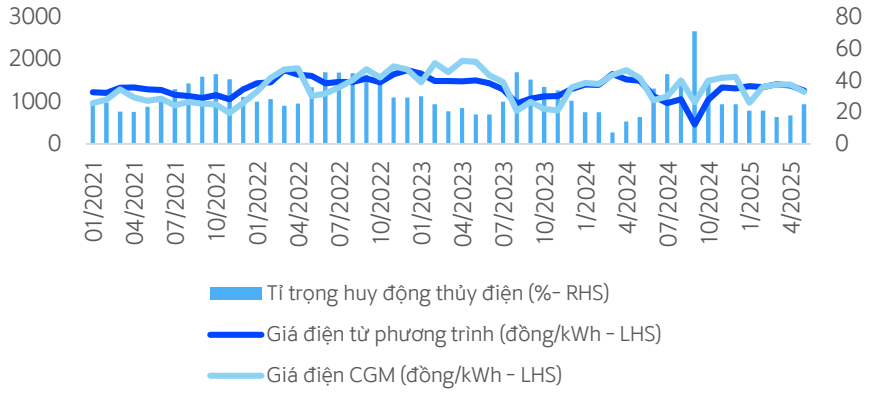
Nguồn: IRI, Shinhan Securities Vietnam

- **Sản lượng nhiệt điện được gia tăng huy động từ cuối 2024 đến nay**. Trong 1H2025, sản lượng thủy điện đạt 36.5 tỷ kWh (+27% YoY) chiếm tỷ trọng 23%, sản lượng điện than đạt 84.6 tỷ kWh (-2% YoY) chiếm tỷ trọng 54%.
- Theo IRI, pha trung tính chiếm xu hướng chủ đạo có xác suất cao nhất từ 50-60% trong 2025, và càng về cuối 2025, xác suất La Nina càng tăng dần. Theo trung tâm dự báo khí tượng thủy văn, lưu lượng nước và mưa về các hồ thủy điện tại miền Bắc cũng sẽ xấp xỉ trung bình nhiều năm. Chúng tôi kì vọng sản lượng thủy điện duy trì ổn định vào nửa cuối 2025.

1. Cập nhật ngành điện 2025

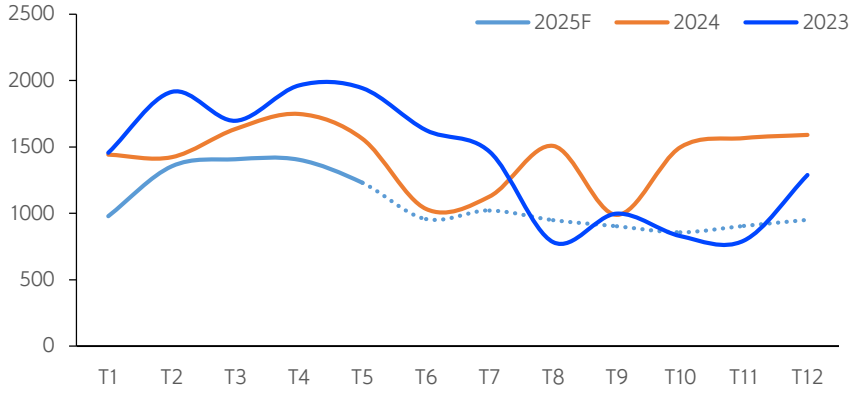
Giá điện trên thị trường điện cạnh tranh dự phóng duy trì ở mức thấp

Mô hình hồi quy dự phóng giá điện CGM*



Nguồn: Genco3, EVN, Shinhan Securities Vietnam
*Phương trình hồi quy: phân tích giá điện CGM theo giá than Newcastle và tỷ lệ huy động thủy điện.

Giá bán điện CGM trong 2025 được kì vọng ở mức thấp (đồng/kWh)



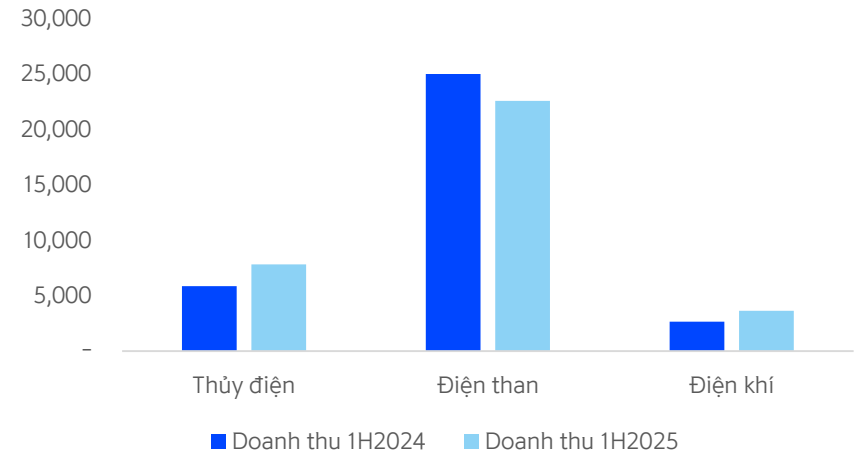
Nguồn: Shinhan Securities Vietnam

- Giá bán điện trên thị trường điện cạnh tranh (CGM) phụ thuộc vào nhiều yếu tố như: Nhu cầu tiêu thụ điện, tỷ trọng huy động thủy điện, nhiệt điện than và khí, giá chào bán của từng loại hình (giá nhiên liệu đầu vào tác động đến giá chào bán),… Trong 5T/2025, giá bán điện CGM đạt khoảng 1,275 đồng/kWh (-18% YoY), chủ yếu do tỷ lệ huy động thủy điện cao trong đầu năm 2025 (20% so với 15% trong cùng kỳ) và giá than đạt mức thấp 103.8 USD/MT (-21% YoY).
- Chúng tôi thực hiện hồi quy ước phóng giá điện trên thị trường điện cạnh tranh (CGM) dựa vào hai biến độc lập là tỷ trọng huy động thủy điện và giá than Newcastle; với kì vọng tỷ trọng huy động thủy điện và giá bán CGM tỉ lệ nghịch, giá than Newcastle và giá bán CGM tỉ lệ thuận. Với giả định tỷ trọng huy động thủy điện trong 2025 khoảng 28%, giá than Newcastle đang có xu hướng tăng lên và đạt mức trung bình khoảng 107 USD/MT trong năm 2025, chúng tôi kì vọng giá điện CGM đạt mức trung bình 1,186 đồng/kWh (-17% YoY) trong 2025. Xin lưu ý, còn nhiều yếu tố khác tác động vào giá điện CGM, điển hình việc vận hành NT3 và NT4 sắp tới với giá chào bán cao có thể sẽ khiến giá bán điện CGM cao hơn so với ước tính.

1. Cập nhật ngành điện 2025

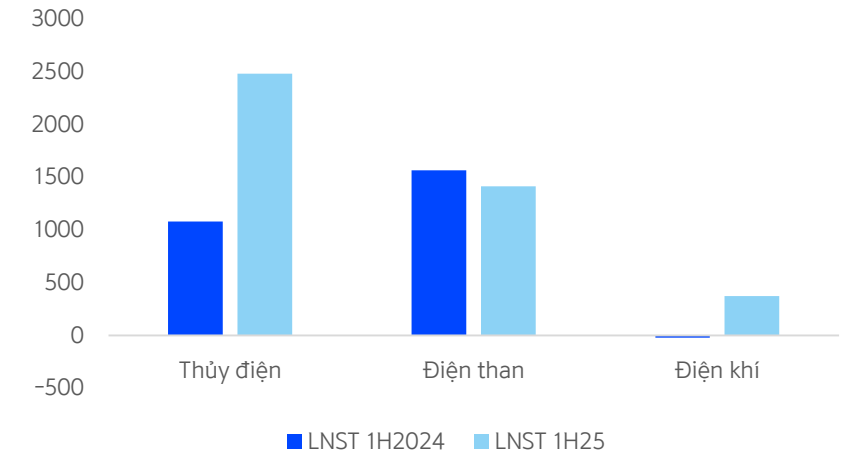
Kết quả kinh doanh 1H2025 cho thấy sự phục hồi của thủy điện và điện khí

Doanh thu thủy điện và điện khí phục hồi mạnh mẽ trong 1H2025



Nguồn: Fiinpro Shinhan Securities Vietnam,
*dữ liệu thống kê từ 43 doanh nghiệp đại chúng

LNST nhóm điện khí phục hồi mạnh mẽ



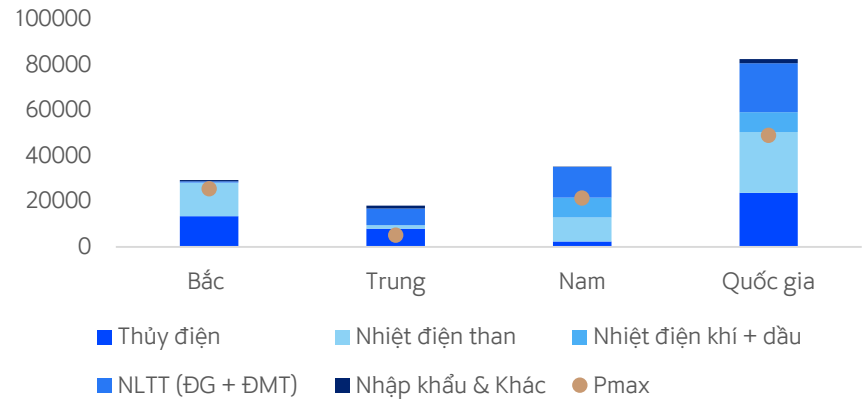
Nguồn: Fiinpro, Shinhan Securities Vietnam

- **Thủy điện:** Doanh thu và lợi nhuận nhóm thủy điện phục hồi mạnh mẽ trong bối cảnh sản lượng thủy điện được huy động cao trong 1H2025.
- **Điện khí:** Doanh thu và lợi nhuận nhóm điện khí phục hồi mạnh mẽ chủ yếu do sự phục hồi của NT2 vượt trội hơn so với trung bình ngành. Trong khi sản lượng của nhóm này vẫn giảm -22% YoY, sản lượng của NT2 tăng trưởng + 16% YoY cùng với tỉ lệ Qc cao.
- **Điện than:** Doanh thu và LNST sụt giảm 10% YoY chủ yếu do sản lượng điện than được huy động -2% YoY và giá bán điện CGM trong 5T2025 -18% YoY.
- **Nhóm điện tái tạo** hoạt động ổn định, đa số thuộc các doanh nghiệp hoạt động đa ngành và/hoặc sở hữu nhiều loại hình nguồn điện. Sản lượng của nhóm điện tái tạo tăng trưởng 1% YoY, và KQKD tùy theo đặc thù từng doanh nghiệp.

1. Cập nhật ngành điện 2025

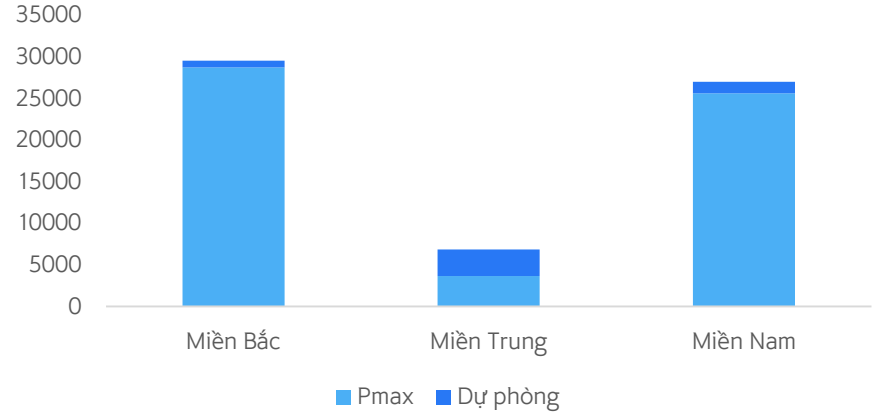
Hiện hữu rủi ro thiếu điện tại miền Bắc, nhưng đã giảm bớt so với 2024

Công suất nguồn điện và Pmax theo 3 miền trong năm 2024 (MW)



Nguồn: ERAV, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp

Dự phòng của miền Bắc thấp nhất 3 miền trong 2025F (MW)



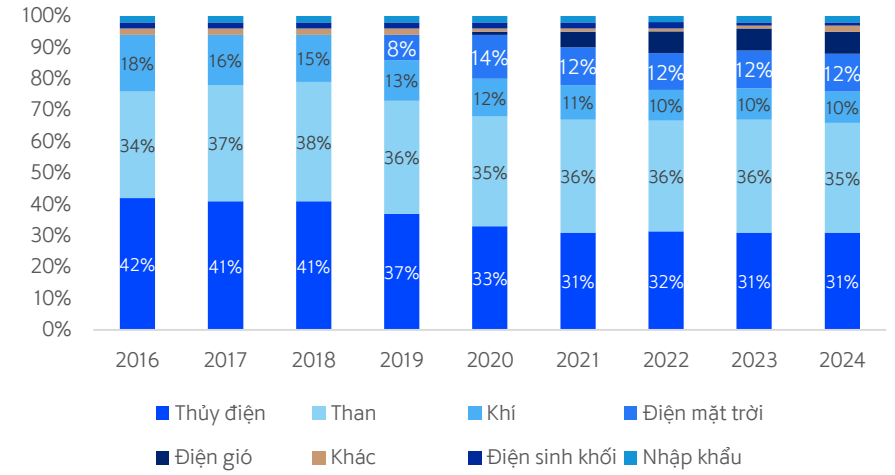
Nguồn: Dự thảo QHĐ VIII điều chỉnh, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp và ước phóng
Công suất dự phòng = công suất khả dụng – Pmax

- **Miền Bắc những năm gần đây đối mặt với tình trạng thiếu điện tại một số thời điểm mùa khô.** Do bố trí các nguồn điện không đồng đều ở các miền, cụ thể thủy điện tập trung chủ yếu ở miền Bắc khiến cho vào các mùa khô, khi nhu cầu điện tăng cao như năm 2023, tại một số thời điểm cao điểm, miền Bắc luôn tiềm ẩn rủi ro thiếu điện. Cụ thể trong năm 2023, công suất khả dụng thủy điện chỉ được huy động khoảng 30% công suất thiết kế, khiến cho miền Bắc trong thiếu hụt khoảng 3,000 MW, cùng với tình trạng nhiều tổ máy điện than gặp sự cố do huy động 100% thiết bị, và tình trạng thiếu khí. Tuy nhiên, tình hình trên đã được cải thiện đáng kể trong năm 2024 khi EVN đã có 2 giải pháp khắc phục chính: (1) tích nước các hồ thủy điện để dành cho mùa khô; (2) vận hành đường dây 500 kV mạch 3 đã nâng công suất truyền tải từ Trung ra Bắc thêm 2,500 MW đạt mức 5,000 MW. Ngoài ra, theo TT KTTV, cao điểm nắng nóng năm nay sẽ dịu bớt hơn so với năm 2024.
- Trong năm 2025, miền Bắc được dự phóng vẫn sẽ thiếu hụt cao nhất khoảng 776 MW vào tháng 6/2025 với kịch bản rủi ro cao. Vì thế ước tính miền Bắc sẽ cần khoảng 12 tỷ kWh (chiếm khoảng 8% sản lượng điện sản xuất tại miền Bắc) từ nguồn truyền tải trong năm 2025 và tăng lên 29 tỷ kWh trong 2030.

1. Cập nhật ngành điện 2025

Công suất điện các năm và tiến độ thực hiện QHĐ VIII

Cơ cấu công suất theo nguồn 2016–2024 (MW)



Nguồn: ERAV, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp

Tiến độ thực hiện nguồn điện tính đến 2025

Nguồn	Thực hiện	Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII	Tỷ lệ
Than	1,432	1,432	100%
Điện gió trên bờ	883	4,663	19%
Thủy điện vừa và lớn	906	2,133	42%
Thủy điện nhỏ	569	1,585	36%
Điện khí LNG	1,624	2,824	58%

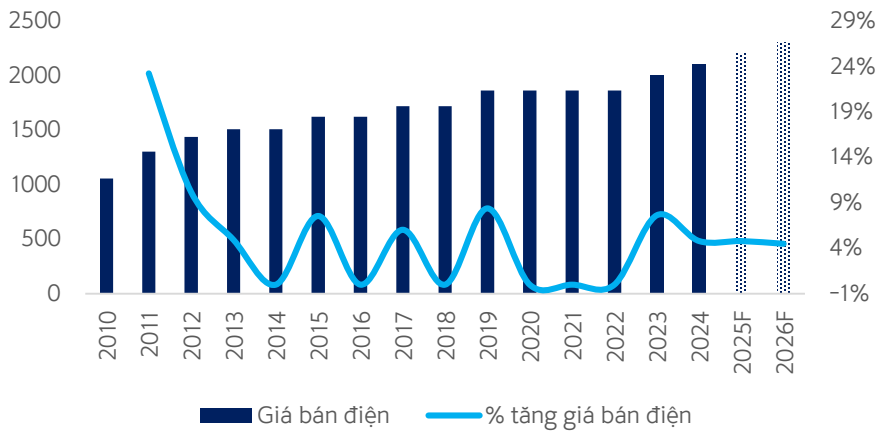
Nguồn: Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp và ước phóng

- **Trong giai đoạn này 2016–2024, tổng công suất đặt các nguồn điện trong hệ thống đã tăng gần 2 lần từ khoảng 42 GW lên khoảng 75 GW (không bao gồm ĐMT mái nhà).** Tỷ lệ các nguồn thủy điện có xu hướng giảm dần do tiềm năng thủy điện đã được khai thác gần hết. Đến năm 2024, nguồn thủy điện chỉ còn chiếm khoảng 31% trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc. Trong khi đó, từ năm 2016 trở lại đây, nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ lệ trên 35% do có nhiều nhà máy được đưa vào vận hành trong giai đoạn này. Tỷ lệ các nguồn điện mặt trời và điện gió đã từ gần như 0% vào năm 2018 lên lần lượt 12% và 7% vào năm 2024. Nguồn điện tuabin khí không được bổ sung trong các năm trở lại đây. Do đó, tỷ lệ của loại hình nguồn ngày giảm từ 18% năm 2016 xuống còn 10% năm 2024.
- So với kế hoạch thực hiện QHĐ VIII, trừ nguồn nhiệt điện than có tỷ lệ công suất tăng thêm giữa thực tế đạt 100% kế hoạch (do hoàn thành xây dựng NĐ Vân Phong 1 trong năm 2024), các loại hình nguồn khác có tỷ lệ thực hiện tương đối thấp so với dự kiến. Các dự án LNG dự kiến đưa vào vận hành trong giai đoạn đến năm 2025 mới chỉ có NĐ Nhơn Trạch 3,4 (1,624 MW), còn LNG Hiệp Phước giai đoạn I (1,200 MW) vẫn đang trong quá trình triển khai xây dựng.

1. Cập nhật ngành điện 2025

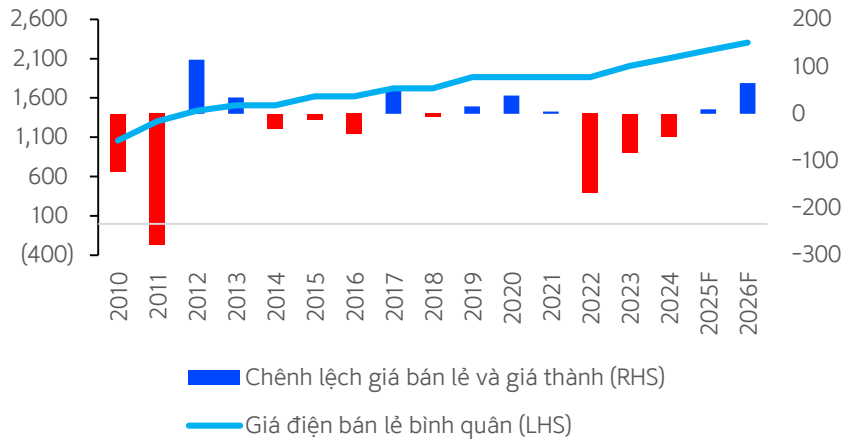
EVN lần đầu thoát lỗ trong 2024, kì vọng 2025 ghi nhận lợi nhuận dương

Giá bán lẻ điện bình quân 2010-2026F (VND/kWh)



Nguồn: EVN, Shinhan Securities Vietnam

Giá thành và giá bán điện (VND/kWh)



Nguồn: EVN, Shinhan Securities Vietnam

- Ngày 15/05/2024, Quy định 05/2024/QĐ-TTg về cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân được áp dụng. Tiêu biểu, EVN được phép điều chỉnh giá bán lẻ thường xuyên hơn (bình quân từ 6 tháng xuống còn 3 tháng), giúp EVN có thể kịp thời phản ánh sự thay đổi chi phí đầu vào giá bán điện, đặc biệt trong bối cảnh giá than dù hạ nhiệt giá khí vẫn được neo ở mức khá cao.
- Từ ngày 10/05/2025 EVN đã có quyết định số 599/QĐ-EVN về việc điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân lên mức 2,204.07 đồng/kWh (+4.8%) (chưa bao gồm VAT) – mức tăng tương tự hồi tháng 10/2024. Đây là lần tăng giá điện thứ 4 tính từ 2023. Nhờ vậy, EVN đã chính thức thoát lỗ trong năm 2024. Việc tăng giá điện sẽ giúp EVN cải thiện tình hình sản xuất kinh doanh, trả tiền nhanh chóng cho nhiều doanh nghiệp sản xuất điện, và đẩy nhanh tiến độ đầu tư dự án, đặc biệt EVN phải mua điện từ nguồn điện khí LNG giá cao trong năm nay. Vì thế chúng tôi kì vọng giá điện sẽ còn tiếp tục tăng trong các năm tới khoảng 4-5%/năm. EVN cũng đặt mục tiêu có lợi nhuận trong năm 2025, phù hợp với dự báo của chúng tôi, và chúng tôi kì vọng ít nhất phải đến hết 2026 EVN mới có thể xóa được khoản lỗ lũy kế khoảng 42 nghìn tỷ đồng.

Triển vọng ngành điện 2025 và định hướng 2030

2

1. Tăng trưởng sản lượng điện duy trì mức cao 2025-2030
2. Mục tiêu công suất nguồn điện đến 2030
3. Khối lượng công việc mảng xây lắp tiếp tục tăng cao
4. Nhiệt điện khí: Nguồn cung khí trong nước dần suy giảm
5. Nhiệt điện khí LNG: Nhu cầu nhập khẩu khí LNG sẽ tăng đáng kể
6. Nhóm điện tái tạo: Củng cố thêm tiềm năng

2.1 – Nhu cầu điện tăng trưởng cao

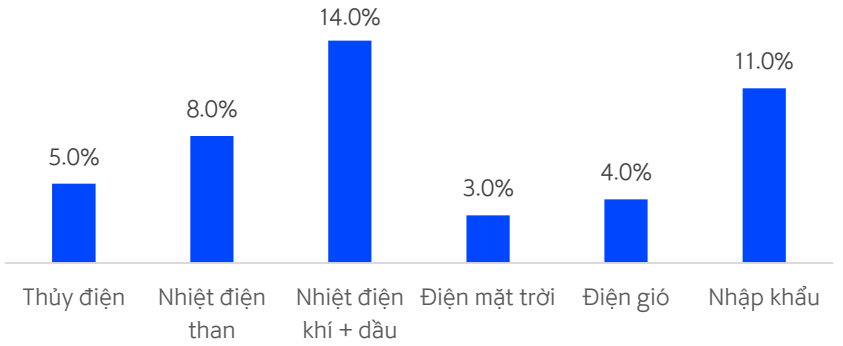
Tăng trưởng sản lượng điện duy trì mức cao 2025-2030

Các chỉ số điện trong QHĐ VIII điều chỉnh so với QHĐ VIII

Đến 2030	QHĐ VIII cũ	QHĐ VIII điều chỉnh
Tăng trưởng GDP 2026-2030	7.00%	10%
Điện sản xuất và nhập khẩu (tỷ kWh)	566.9	560.4 - 624.6
Điện thương phẩm (tỷ kWh)	505.2	500.4 - 557.8
Tăng trưởng điện sản xuất CAGR	8.6%	10.4%
Công suất cực đại (MW)	90,512	89,655 - 99,934
Công suất lắp đặt (MW)	155,544	183,291 – 236,363

Nguồn: QHĐ VIII điều chỉnh, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp và ước phóng

Dự phóng tăng trưởng sản lượng điện theo nguồn trong năm 2025



Nguồn: EVN, MOIT, Shinhan Securities Vietnam tổng hợp và ước phóng

_ Theo NSMO và MOIT, kế hoạch sản lượng điện sản xuất toàn quốc được dự phóng trong năm 2025 là 347.5 tỷ kWh (+12.2% YoY) và công suất cực đại toàn quốc đạt 54,328 MW (+10.98%), trong đó miền Bắc tiếp tục dự báo tốc độ tăng trưởng rất cao. Với sản lượng điện 1H2025 và dựa vào kế hoạch cung ứng điện các tháng còn lại 2025, **NSMO dự kiến sản lượng điện sản xuất trong 2025 đạt 331.4 tỷ kWh (+7.39% YoY, tương ứng 95.4% kế hoạch 2025).**

_ **QHĐ VIII điều chỉnh đã được ban hành vào ngày 15/04/2025, và Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII cũng được thông qua rất nhanh sau đó.** Các chỉ số nhìn chung đều được điều chỉnh cao hơn so với QHĐ VIII cho thấy nhu cầu điện là rất cao trong bối cảnh mục tiêu tăng trưởng kinh tế 10%/năm đến 2030.

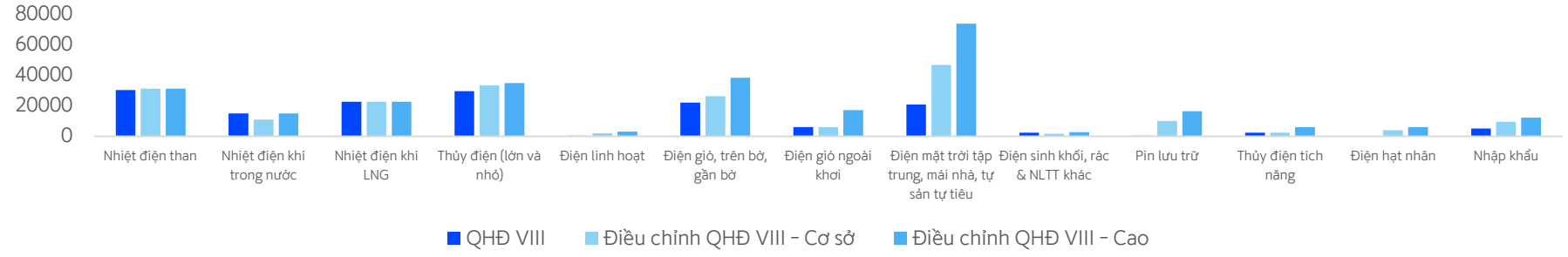
_ **Trong 2025, dựa vào kế hoạch của NSMO với sản lượng điện sản xuất đạt 331.4 tỷ kWh (+7.39% YoY) , chúng tôi ước phóng sản lượng sản lượng điện từng loại hình như sau:**

- Nhiệt điện than: đạt mức khoảng 165.7 tỷ kWh (+8.0% YoY) và thủy điện đạt 96.1 tỷ kWh (+8.0 YoY); với tỷ trọng huy động lần lượt là 29% và 50%.
- Nhiệt điện khí và dầu đạt mức 24.9 tỷ kWh (+14.0% YoY) chủ yếu do kế hoạch huy động chạy dầu tăng mạnh trong khi cùng kỳ rất thấp và vận hành thử nghiệm nhà máy NT3&NT4. Việc chạy dầu sẽ làm cho chi phí mua điện tăng cao nhưng là giải pháp cần thiết trong bối cảnh nhu cầu cao và nguồn cung than khí có thể bị thiếu cục bộ.
- Nhóm điện tái tạo tăng trưởng ổn định theo nhu cầu chung ngành điện. Ngoài ra, sản lượng điện nhập khẩu từ Lào và Trung Quốc tăng mạnh đạt 6.18 tỷ kWh (+11.0% YoY)

2.2 – Mục tiêu công suất nguồn điện đến 2030

Quy hoạch điện VIII điều chỉnh quyết tâm đẩy mạnh điện NLTT

Công suất các nguồn điện 2023-2030 (MW)



Nguồn: MoiT, Shinhan Securities Vietnam

_ **Theo QHĐ VIII điều chỉnh,** tổng công suất nguồn điện phục vụ nhu cầu trong nước (không bao gồm xuất khẩu, nguồn đồng phát và nhiệt điện rủi ro) là 183,291-236,363 MW, tăng thêm khoảng 27,747-80,819 MW so với QHĐ VIII cũ. Trong đó, những điểm thay đổi chính như sau:

_ **Điện mặt trời:** Đến năm 2030, tổng công suất nguồn điện mặt trời tập trung đạt khoảng 46,459-73,416 MW, tăng khoảng 25,867-52,825 MW so với QHĐ VIII. Với nhu cầu điện tăng cao, điện mặt trời được quay lại tập trung phát triển nhờ ưu điểm triển khai nhanh.

_ **Điện gió ngoài khơi:** Điều chỉnh QHĐ VIII vẫn giữ nguyên công suất phát triển đạt khoảng 6,000 MW – 17,032 MW nhưng dời qua giai đoạn 2030 – 2035. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng khó có thể đạt được mục tiêu 6,000 MW trong 2030, vì chi phí đầu tư cao và thời gian triển khai loại hình này rất lâu.

_ **Nhiệt điện sử dụng khí LNG nhập khẩu**: gần như giữ nguyên so với QHĐ VIII (Tổng công suất đến năm 2030 đạt 22,524 MW).

_ **Điện gió trên bờ:** Được đẩy mạnh phát triển với công suất từ 26,066 – 38,029 MW so với công suất 21,880 MW của QHĐ VIII

_ **Các nguồn lưu trữ và linh hoạt:** QHĐ VIII phê duyệt 2 dự án TĐTN Bác Ái và Phước Hòa vận hành 2026-2030. Với pin lưu trữ BESS có thời gian lắp đặt nhanh (khoảng 3 tháng) nên tiến độ dự kiến vào 2026-2027.

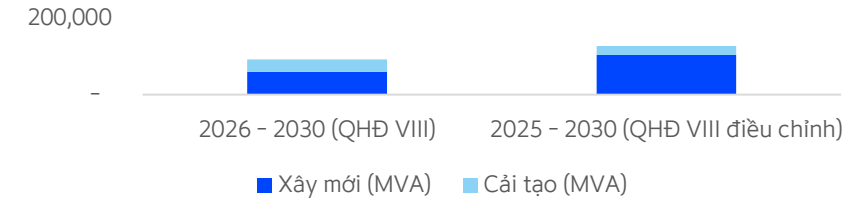
_ **Điện hạt nhân:** Chương trình điện hạt nhân đã được Quốc hội khóa 15 chấp thuận. Hai dự án điện hạt nhân Ninh Thuận 1&2 (4,400 MW) có kế hoạch triển khai hoàn thành sau 2030.

_ **Điện nhập khẩu**: Nhập khẩu điện từ Lào, Trung Quốc khoảng 9,360 – 12,100 MW (chiếm 4-5.1% tổng công suất) gia tăng mạnh mẽ so với mức 5,000 MW của QHĐ VIII

2.3 – Khối lượng công việc mảng xây lắp

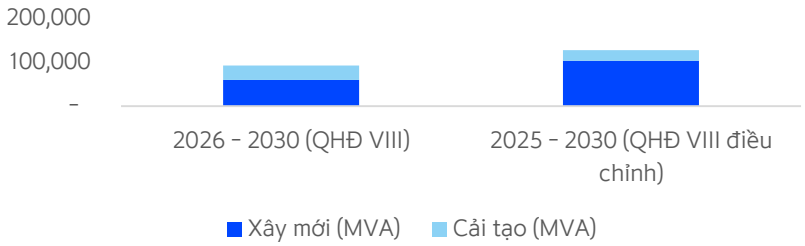
Khối lượng công việc mảng xây lắp tăng lên đáng kể so với QHĐ VIII cũ

Trạm biến áp 500 kV



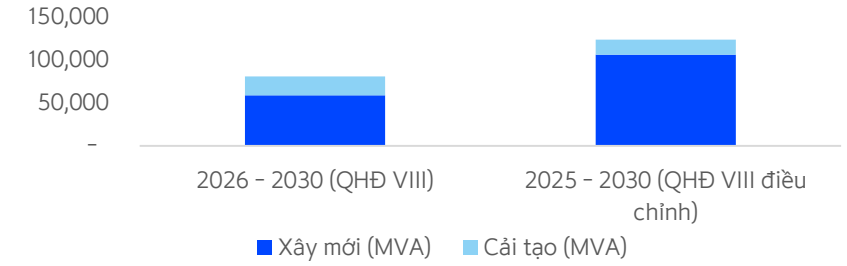
Nguồn: QHĐ VIII điều chỉnh, QHĐ VIII, Shinhan Securities Vietnam

Đường dây 500 kV



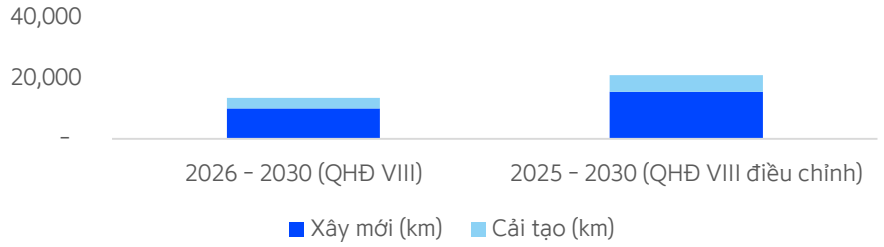
Nguồn: QHĐ VIII điều chỉnh, QHĐ VIII, Shinhan Securities Vietnam

Trạm biến áp 220 kV



Nguồn: QHĐ VIII điều chỉnh, QHĐ VIII, Shinhan Securities Vietnam

Đường dây 220 kV



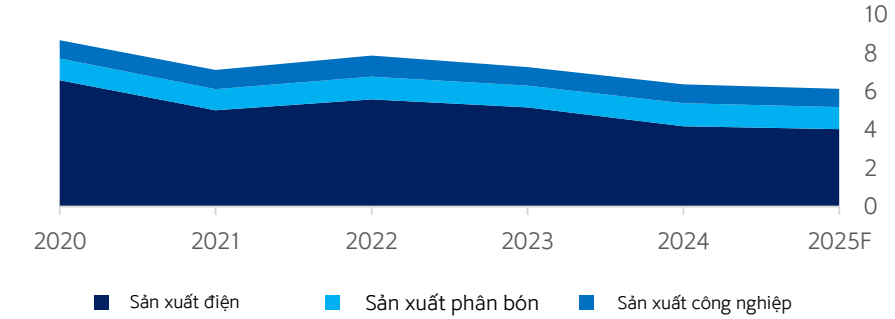
Nguồn: QHĐ VIII điều chỉnh, QHĐ VIII, Shinhan Securities Vietnam

Việc đẩy mạnh phát triển công suất nguồn đến 2030, tạo khối lượng công việc rất lớn trong khâu phát triển hệ thống truyền tải điện. Một số dự án truyền tải điện nổi bật trong 2025 là: Đường dây 500 kV Lào Cai – Vĩnh Yên (229 km, tổng vốn đầu tư 7,410 tỷ đồng), đường dây 500 kV Monsoon – Thạnh Mỹ (44.71 km trên lãnh thổ Việt Nam, tổng vốn đầu tư hơn 1,100 tỷ đồng),... Chúng tôi kỳ vọng **PC1** và **TV2** tiếp tục được hưởng lợi nhờ vào xu hướng này.

2.4 – Nhiệt điện khí: Nguồn cung khí trong nước suy giảm

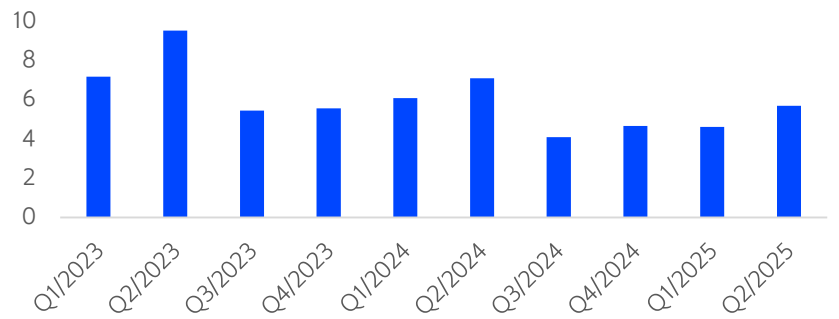
Nguồn khí tự nhiên trong nước giảm liên tục, kéo theo sản lượng điện khí sụt giảm

Sản lượng khí tiêu thụ giảm mạnh qua các năm (tỷ m³/năm)



Nguồn: GAS, Shinhan Securities Vietnam

Sản lượng điện khí liên tục sụt giảm (tỷ kWh)



Nguồn: EVN, Shinhan Securities Vietnam

- Sản lượng khí tiêu thụ sản xuất điện chiếm khoảng 66% đạt 4.2 tỷ m³ (đã bao gồm 400 triệu m3 khí LNG) trong 2024 (-19% YoY) do trữ lượng khai thác còn lại của các mỏ khí nội địa đang ngày cạn kiệt. Theo Bộ công thương, kế hoạch cấp khí cho sản xuất điện năm 2025 là 3.04 -4.21 tỷ m³ (giảm khoảng 11.6% so với kế hoạch 2024) trong đó, khu vực Đông Nam Bộ là 1.79-2.86 tỷ m³ (gồm 800 triệu m³ LNG) và Tây Nam Bộ là 1.25-1.35 tỷ m³.
- Khả năng cấp khí trong nước cho sản xuất điện như sau: giai đoạn 2026 – 2030 khoảng 7 tỷ m3/năm. Theo đánh giá của Bộ Công Thương, chỉ có các nhà máy điện khí Ô Môn có khả năng vận hành trước 2030, như vậy tiềm ẩn rủi ro các dự án sử dụng khí Cá Voi Xanh chậm tiến độ sau 2030.
- Như vậy cho giai đoạn 2031 – 2045, khả năng cấp khí sẽ tăng lên khoảng 13 tỷ/năm sau khi mỏ Cá Voi Xanh đưa vào vận hành.

Dự án	Công suất dự kiến (MW)	Giai đoạn vận hành	Ghi chú
Nhiệt điện Ô Môn I	660	2025-2030	Sử dụng khí Lô B
NMNĐ Ô Môn II	1050	2025-2030	
NMNĐ Ô Môn III	1050	2025-2030	
NMNĐ Ô Môn IV	1050	2025-2030	
TBKHH Dung Quất I	750	2025-2030	Sử dụng khí Cà Voi Xanh, đồng bộ với tiến độ phát triển nguồn thượng nguồn Cà Voi Xanh.
TBKHH Dung Quất II	750	2025-2030	
TBKHH Dung Quất III	750	2025-2030	
TBKHH Miền Trung I	750	2025-2030	
TBKHH Miền Trung II	750	2025-2030	
TBKHH Quảng Trị	340	2025-2030	Sử dụng khí mỏ Bảo Vàng, đồng bộ với tiến độ phát triển nguồn thượng nguồn.

Nguồn: QHĐ VIII điều chỉnh, Shinhan Securities Vietnam
CCCP: Combined Cycle Power Plant

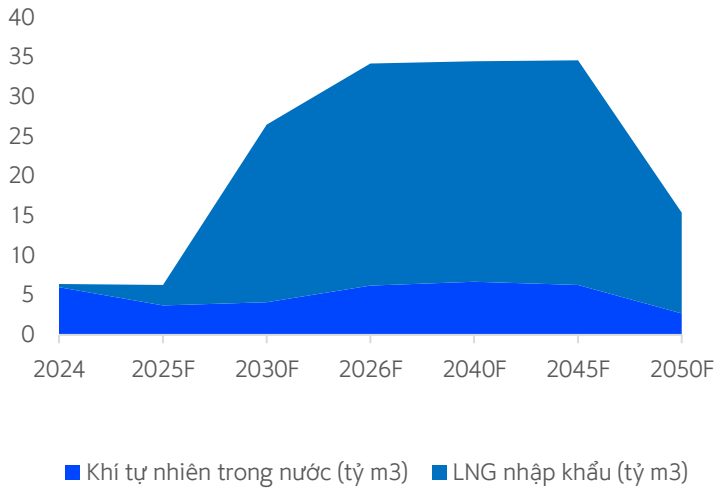
2.5 – Nhiệt điện khí LNG: Nhu cầu nhập khẩu khí LNG sẽ tăng đáng kể

Các dự án nhiệt điện khí LNG theo QHĐ VIII điều chỉnh phát triển đến năm 2030

Dự án	Công suất (MW)	Ghi chú	Chủ đầu tư
LNG Quảng Ninh	1,500	Đang hoàn thành NCKT	Liên danh: POW, Colavi, Tokyo Gas, Marubeni
LNG Thái Bình	1,500	Chấp thuận chủ trương đầu tư, vận hành 2028-2029	Liên danh Tokyo Gas, Kyuden, CTCP Cong nghiệp Trường Thành
LNG Quảng Trạch II	1,500	Đang hoàn thành NCKT	EVN
LNG Hải Lăng GĐ I	1,500	Đang hoàn thành NCKT	T&T Group, HANWHA, KOSPO, KOGAS
Nhơn Trạch 3&4	1,624	Dự kiến vận hành Q3,Q4/2025	POW
LNG Hiệp Phước GĐ I	1,200		Hải Linh
LNG Long An 1	1,500	Đang hoàn thành F/S, đàm phán PPA,…	Vinacapital GS Energy
BOT Sơn Mỹ I	2,250	Các dự án cần có giải pháp để bảo đảm tiến độ vận hành theo quy hoạch được duyệt.	EDF, Kyushu, Sojitz, Pacific Vietnam
BOT Sơn Mỹ II	2,250		Tập đoàn AES
LNG Bạc Liêu	3,200		DeltaOE
LNG Nghi Sơn	1,500		N/A
LNG Cà Ná	1,500		N/A
LNG Quỳnh Lập	1,500		N/A
LNG Hải Phòng GĐ I	1,600	Theo cam kết của UBND TP Hải Phòng	Liên danh Vingroup và VinEnergo
LNG Hiệp Phước GĐ II	1,500	Theo cam kết của UBND TP.HCM	N/A

Nguồn: QHĐ VIII điều chỉnh, Shinhan Securities Vietnam

Nhu cầu khí LNG cho sản xuất điện tăng đáng kể (tỷ kWh)



Nguồn: MOIT, Shinhan Securities Vietnam

_ **Nhiệt điện khí LNG**: Theo QHĐ VIII điều chỉnh, công suất nhiệt điện LNG đến năm 2030 đạt 25,624 MW. Nếu không tính nhà máy NT3&4 vận hành trong năm nay, công suất cần phát triển là rất lớn đạt 24,000 MW.

_ Để phục vụ cho nhu cầu phát điện của nhà máy điện LNG, trong năm 2024, GAS mới nhập khẩu 400 triệu m3 khí LNG tại kho LNG Thị Vải thông qua hợp đồng giao ngay. Cho năm 2025, Bộ Công Thương có kế hoạch nhập khẩu khoảng 800 triệu m3 LNG để cung cấp cho các nhà máy điện khí hiện hữu và 2 nhà máy điện khí LNG NT3&4; dự kiến con số nhập khẩu khí LNG sẽ ngày càng tăng lên khi các nhà máy điện LNG được vận hành. Dự báo nhu cầu khí LNG của Việt Nam đến 2030 theo tính toán đạt khoảng 22.4 tỷ m3. **Đây là tiềm năng công việc rất lớn cho GAS**

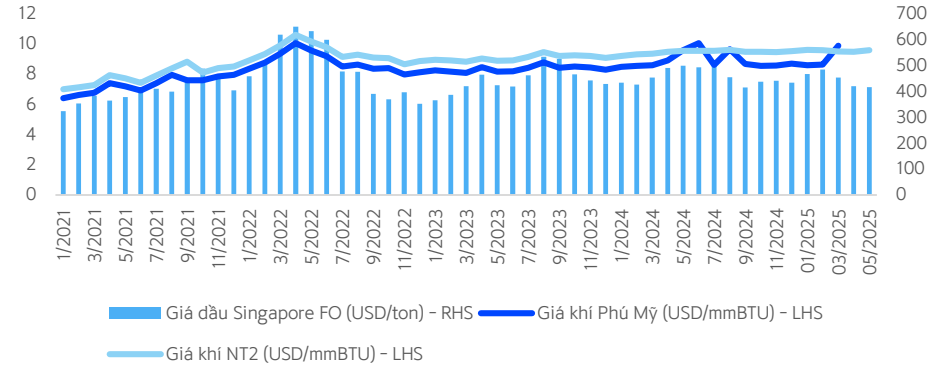
_ Tuy nhiên, ngoài LNG NT3&4 và LNG Hiệp Phước đang xây dựng, các dự án còn lại đang chậm tiến độ, trường hợp nếu không ký được hợp đồng PPA và GSA trong năm 2026, thì khả năng rất khó hoàn thành trước 2030.

_ Ngoài ra, theo tính toán của chúng tôi, với giả định dựa vào hiệu suất của NT3&4 và giá khí LNG khoảng 14 USD/mmBTU, để phục vụ cho khoảng 24 GW nhà máy điện LNG tại năm 2030, Việt Nam cần chi ra khoảng 12 tỷ USD mỗi năm để nhập khẩu khí, tương đương với gần 10% thâm hụt thương mại giữa Việt Nam và Mỹ tại thời điểm hiện tại.

2.5 – Nhiệt điện khí LNG: Nhu cầu nhập khẩu khí LNG sẽ tăng đáng kể

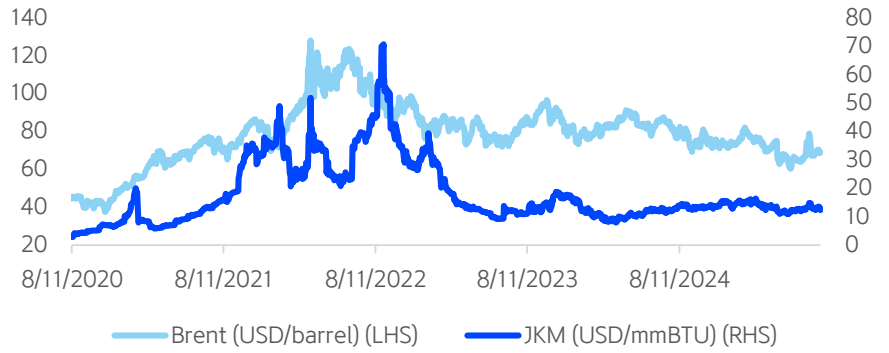
Giá khí LNG tương đối cao nhưng kì vọng sẽ giảm trong giai đoạn 2028-2030

Giá khí tự nhiên neo ở mức cao cùng với giá dầu FO Singapore



Nguồn: Bloomberg, Shinhan Securities Vietnam

Giá khí LNG JKM và giá dầu Brent



Nguồn: Bloomberg, Shinhan Securities Vietnam

_ **Theo Quyết định 1313/QĐ BCT, giá điện khí LNG tối đa là 3,327.42 đồng/kWh với giá nhập khẩu LNG là 14.05 USD/mmBTU**. Giá phát điện khí LNG cao hơn so với giá tự nhiên do giá khí đầu vào cao hơn nhiều. Theo tìm hiểu của chúng tôi, Việt Nam nhập khẩu khí LNG ở khu vực Châu Á nên giá khí sẽ đi rất sát với giá khí LNG JKM (LNG Japan/Korea Marker), và có cùng biến động với giá dầu Brent. Trong ngắn hạn, những sự kiện chính trị tác động đến giá dầu Brent có thể sẽ ảnh hưởng đến giá mua khí cho các nhà máy LNG. Trong dài hạn, theo FITCH, công suất cung cấp khi LNG trên toàn thế giới sẽ tăng hơn 40% từ 2024-2030, và giá khí LNG JKM được dự đoán khoảng 7 USD/mmBTU trong giai đoạn 2028-2030, kì vọng sẽ hỗ trợ cho quá trình gia tăng nhập khẩu khí LNG của Việt Nam trong cùng giai đoạn.

_ **Giá khí tự nhiên khu vực Đông Nam Bộ khoảng 9.3 USD/mmBTU do giá dầu FO neo cao**; ngoài ra, nhà máy Phú Mỹ 2 cũng đã bắt đầu nhập khí LNG.

Khung giá phát điện khí tự nhiên và khí LNG 2025

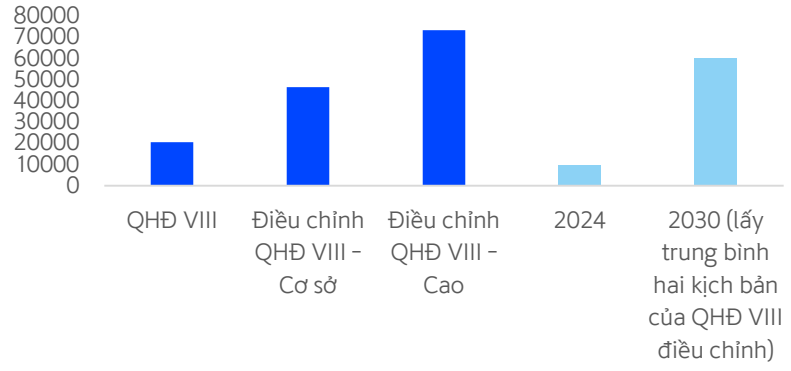
Tỷ giá: 25,670 đồng/USD	Giá trần bán điện (đồng/kWh)	Giá khí (USD/mmBTU)	Giá vận chuyển (USD/mmBTU)*
Nhà máy điện sử dụng khí LNG	3,327.42	14.05	2.589
Nhà máy điện sử dụng khí tự nhiên	3.069,38	11.69	1.83

Nguồn: Bộ công thương, Shinhan Securities Vietnam; *Với LNG, giá vận chuyển bao gồm: vận chuyển, tồn trữ, tái hóa khí, phân phối sau tái hóa

2.6 – Nhóm điện tái tạo: Củng cố thêm tiềm năng

Đẩy mạnh phát triển công suất NLTT đặc biệt là điện mặt trời

Công suất điện mặt trời được đẩy mạnh (MW)



Nguồn: QHĐ VIII điều chỉnh và QHĐ VIII, Shinhan Securities Vietnam

Công suất điện tái tạo phát triển đến năm 2030 theo vùng

Khu vực	Điện gió trên bờ (MW)	Điện gió ngoài khơi (MW)	Trang trại điện mặt trời (MW)	Điện mặt trời áp mái (MW)	Điện rác (MW)
Miền Bắc	2,194	N/A	10,306	17,950	523
Miền Trung	9,740	N/A	13,922	1,791	323
Miền Nam	4,212	N/A	3,654	6,635	425
Tổng	16,146	6,000	27,882	26,376	1,271

_ **Gia tăng công suất Điện mặt trời đến 2030:** Để đảm bảo cung cấp điện hiệu quả cho giai đoạn 2026-2028, trong bối cảnh các nguồn điện khí, điện khí LNG và điện gió ngoài khơi dự kiến được đưa vào vận hành ở cuối giai đoạn 2029-2030 và không loại trừ khả năng chậm tiến độ sau 2030, các nguồn điện có khả năng triển khai nhanh như nguồn linh hoạt, lưu trữ và điện mặt trời được đưa vào phát triển đến trước 2028. **Chúng tôi cho rằng nhóm doanh nghiệp phát triển điện tái tạo như REE, HDG và GEG sẽ được hưởng lợi mạnh mẽ với kỳ vọng nhiều dự án được dự kiến triển khai.**

_ **Cập nhật cơ chế DPPA:** Theo QHĐ VIII điều chỉnh, tiềm năng phát triển DPPA là rất lớn. Cụ thể, hiện nay số lượng khách hàng lớn tiêu thụ từ 1 triệu kWh/năm trở lên chiếm khoảng 25% tổng sản lượng điện toàn hệ thống (với khoảng trên 1,500 khách hàng). Theo tính toán đến 2030, có khoảng 41% điện sản xuất là NLTT, dự kiến 30% trong số này là dành cho DPPA. Ngoài ra, vào ngày 31/12/2024 NSMO đã có văn bản 1543/NSMO-TTĐ về đăng ký để tham gia cơ chế DPPA. Chúng tôi cho rằng **TV2** và **REE** là 2 doanh nghiệp được hưởng lợi nhiều nhất dựa vào sự chủ động của cả hai trong các hoạt động xúc tiến ký kết các hợp đồng DPPA với khách hàng nước ngoài.

_ **Giá bán điện chính thức cho điện gió:** Đáng chú ý, thời gian vừa qua **GEG** đã đạt được thỏa thuận với EVN về giá bán điện chính thức cho nhà máy Tân Phú Đông 1 (TPD1) với giá bán (1,813 đồng/kWh) tăng gần gấp đôi so với giá chuyển tiếp mà nhà máy đang được áp dụng. Xin lưu ý rằng TPĐ 1 nằm trong số 85 dự án điện mặt trời và điện gió chuyển tiếp không kịp đáp ứng yêu cầu giá FIT; việc GEG đạt được thỏa thuận đã mở ra bước tiến lớn cho các dự án còn lại gấp rút đạt được mức giá phù hợp, góp phần tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án mới nhanh chóng được triển khai theo QHĐ VIII điều chỉnh

Phụ lục: Cập nhật khung giá điện cho điện NLTT và LNG

Giá bán theo các loại hình và khu vực (đồng)

Loại hình	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam	Trung bình
Điện mặt trời mặt đất (không pin lưu trữ)	1,382.7	1,107.10	1,012.00	1,059.6
Điện mặt trời nổi (không pin lưu trữ)	1,685.80	1,336.10	1,228.20	1,416.7
Điện mặt trời mặt đất (có pin lưu trữ)	1,571.98	1,257.08	1,149.86	1,326.3
Điện mặt trời nổi (có pin lưu trữ)	1,876.57	1,487.18	1,367.13	1,577.0
Điện gió ngoài khơi*	3,975,1	3,078,9	3,868,5	3,473.7

	Giá bán (Đồng/kWh)	Nguồn
Điện gió đất liền	1,643.89	EVN đề nghị phê duyệt theo kết quả tính toán của EPTC
Điện gió gần bờ	1,913.67	
Điện sinh khối	2.091,7 (chưa bao gồm thuế GTGT)	QĐ1008/QĐ-BCT
Điện khí LNG	3,327,42	EVN sử dụng thông số từ NT3&4
Điện chất thải rắn	2,575.18 (chưa bao gồm thuế GTGT	
Thủy điện tích năng	3,457.02 (chưa bao gồm thuế GTGT)	Thông tư số 09/2025/TT-BCT

Nguồn: 988/QĐ – BCT, Bộ công thương, Shinhan Securities Vietnam
* Tính toán sơ bộ của EVN

Phụ lục: Cập nhật khung pháp lý ngành điện

Một số chính sách tiêu biểu tác động tích cực đến nhóm điện tái tạo

	Ngày	Tóm tắt	Tác động
Cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA)	07/03/2024	Quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa Đơn vị phát triển điện NLTT với KH sử dụng điện lớn. Cơ chế mua bán điện gồm 2 hình thức chính là qua lưới điện quốc gia hoặc qua đường dây kết nối riêng.	Tạo cơ hội để các đơn vị phát điện NLTT tìm kiếm KH và thỏa thuận mức giá phù hợp, tăng tính cạnh tranh cho thị trường, là bước đệm để thị trường điện Việt Nam hướng đến thị trường bán lẻ cạnh tranh trong tương lai.
Thông tư 07/2024/TT-BCT	04/12/2024	Quy định phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện.	Hướng dẫn để xác định giá bán điện chính thức cho nhóm điện truyền thống nói chung và nhóm NLTT nói riêng
Quyết định 988/QĐ-BCT	10/04/2025	Khung giá phát điện cho điện mặt trời được ban hành	Tạo tiền đề rõ ràng cho chủ đầu tư lập kế hoạch đầu tư hợp lý, thúc đẩy đầu tư mạnh mẽ hơn vào điện mặt trời
Quyết định số 599/QĐ-EVN	10/05/2025	EVN tăng giá bán lẻ điện lên **2,204.07 đồng/kWh (+4.8% so với mức hiện tại**, mức tăng tương tự hồi tháng 10/2024	Cải thiện tình hình kinh doanh của EVN, từ đó tạo điều kiện đầu tư thêm nguồn điện, hạ tầng truyền tải cũng như hỗ trợ ban hành khung giá mua điện tái tạo phù hợp,…
Quyết định 1508/QĐ-BCT	30/05/2025	Khung giá phát điện gió được ban hành. Điện gió trên đất liền, mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế GTGT) của khung giá phát điện năm 2025 cho khu vực miền **Bắc, Trung, Nam lần lượt là 1,959.4 đồng/kWh, 1,807.4 đồng/kWh và 1,840.3 đồng/kWh.**	Tạo tiền đề rõ ràng cho chủ đầu tư lập kế hoạch đầu tư hợp lý, thúc đẩy đầu tư mạnh mẽ hơn vào điện gió.
Quyết định số 768/QĐ-TTg Quyết định số 1509/QĐ-BCT	16/04/2025 30/05/2025	**QHĐ VIII điều chỉnh** được phê duyệt **Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII điều chỉnh** được phê duyệt	Tập trung mở rộng, nâng mục tiêu công suất điện, với nhiều loại hình nguồn điện. Kế hoạch được ban hành nhanh chóng ngay sau đó đặt ra lộ trình thực hiện; thể hiện sự quyết tâm của chính phủ đạt được mục tiêu đề ra

3 Cơ hội đầu tư

NT2&TV2

Một số doanh nghiệp điện niêm yết

Thông tin chung					Giá cổ phiếu			Chỉ số tài chính (1H/2025)				Tăng trưởng 1H/2025		Định giá 26F	
No.	Mã	Ngành	Công suất (MW)	Vốn hóa (tỷ VND)	Thị giá (VND)	Giá MT (VND)	Upside (%)	GPM (%)	D/E (x)	ROA (%)	ROE (%)	Doanh thu (% YoY)	LNST (% YoY)	P/B (x)	P/E (x)
1	VSH	Thủy điện	356	11,151	47,200	45,200	-4.2	53.95	0.71	9.47	16.93	47.8	531.0	1.7	19.3
2	REE	Đa ngành	1,091	35,749	68,000	67,000	-1.5	39.19	0.58	6.56	12.55	14.0	48.0	1.8	11.5
3	HDG	NLTT	444	9,675	28,000	32,200	15.0	61.73	0.85	1.38	3.12	-15.4	-54.4	1.7	14.4
4	POW	Nhiệt điện khí	4,208	34,191	15,150	15,300	1.0	9.02	1.42	1.79	4.53	12.4	52.3	1.0	34.8
5	NT2	Nhiệt điện khí	750	6,304	21,650	24,000	10.9	7.98	1.03	5.48	11.62	43.3	NA**	1.6	11.3
6	QTP	Nhiệt điện than	1,200	5,895	13,100	15,100	15.3	7.55	0.33	8.3	11.38	-13.0	-6.5	1.3	10.9
7	PPC	Nhiệt điện than	1,040	3,543	11,150	12,200*	9.4	1.87	0.22	4.21	5.14	-22.1	-76.8	0.8	9.1
8	PC1	Xây lắp điện	313	9,728	26,400	28,600	8.3	21.43	1.83	1.96	7.59	-9.6	-19.2	1.3	11.5
9	GEG	NLTT	503	6,432	17,000	18,300	7.6	54.38	1.34	3.53	11.79	41.6	389.6	1.4	32.4
10	TV2	Tư vấn	170	2,745	40,300	44,000	9.2	15.55	0.56	2.86	4.56	-14.2	-21.8	1.7	16.2

Giá mục tiêu (giá trị hợp lý) trong 12 tháng tới; *Giá consensus tham khảo từ Bloomberg; ** Cùng kì ghi nhận lỗ

Nguồn: Bloomberg, Fiinpro, Shinhan Securities Vietnam

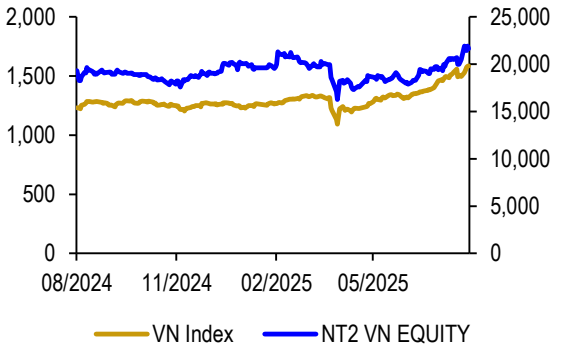
Dữ liệu tại ngày 08/08/2025

CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 – CTCP (HOSE:NT2)

Giá mục tiêu (12 tháng)	**24,000 VND**
Giá hiện tại (08/08/25)	21,650 VND
Suất sinh lời (%)	10.9%

VNINDEX	1,584.9
P/E thị trường (24F,x)	12.9
Vốn hóa (tỷ VND)	6,233
SLCP lưu hành (triệu CP)	288
Tự do giao dịch (triệu CP)	93
Cao nhất 52 tuần (VND)	22,800
Thấp nhất 52 tuần (VND)	16,000
KLGD bình quân 90 ngày (triệu CP)	1.11
GTGD bình quân 90 ngày (tỷ VND)	25
Hệ số Beta	0.9

Biến động giá	3T	6T	12M
Tuyệt đối (%)	15.8	9.9	9.1
So với VNIndex(%)	-9.8	-15.5	-21.0



Sản lượng phục hồi mạnh mẽ

CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (HoSE: NT2) là một trong những doanh nghiệp nhiệt điện khí sở hữu nhà máy có công suất lớn nhất niêm yết trên sàn chứng khoán (750 MW). Doanh nghiệp có cấu trúc tài sản lành mạnh, lịch sử chi trả cổ tức cao khoảng 17% trong 4 năm gần nhất.

Cập nhật KQKD 1H2025.

_ Lũy kế 1H2025: Doanh thu đạt 3,508 tỷ đồng (+43% YoY) và LNST đạt 363 tỷ đồng (so với lỗ cùng kỳ). Nguyên nhân chủ yếu do sản lượng điện phục hồi mạnh mẽ đạt 1,369 triệu kWh (+16% YoY), sản lượng Qc đạt 1,584 triệu kWh (+100% YoY), và giá bán bình quân đạt 2,562 VND/kWh (+24% YoY). Như vậy, NT2 hoàn thành kế hoạch 2025 về doanh thu và LNST lần lượt là 42.7% và 130%.

Triển vọng dài hạn

_ Dự phóng sản lượng 2025 của NT2 đạt 3.4 tỷ kWh (+25.0% YoY), với sản lượng Qc trong 2H2025 đạt 1.9 tỷ kWh (+33% YoY), theo chia sẻ của công ty. Trong giai đoạn 2026-2030, chúng tôi kì vọng NT2 tiếp tục duy trì mức sản lượng khoảng 3.2-3.6 tỷ kWh/năm và tỷ lệ Qc khoảng 80% với các động lực sau:

(1) Nhu cầu điện tăng cao dự kiến khoảng 5-10% trong giai đoạn 2025 – 2030.

(2) Nhà máy Phú Mỹ 2.2 hết thời hạn hợp đồng BOT giúp NT2 đứng thứ hai trong thứ tự ưu tiên khí của các nhà máy điện khí tại Đông Nam Bộ (sau Phú Mỹ 1 – tiêu thụ khoảng 1 tỷ m3/năm).

(3) NT2 kí hợp đồng bao tiêu khí với GAS là 784 triệu m3/năm đến 2036. Hiện NT2 đang đề xuất kí thêm hợp đồng mua LNG trong bối cảnh nguồn cung khí tại khu vực Đông Nam Bộ đang dần cạn kiệt.

_ Ngoài ra, NT2 dự kiến hết khấu hao nhà máy trong 2025, giảm chi phí khấu hao từ khoảng 730 tỷ đồng/năm về khoảng 70 tỷ đồng/năm sau 2025. NT2 dự kiến chi trả cổ tức 2024 và 2025 lần lượt là 7% và 10%. Chúng tôi kì vọng khi lợi nhuận phục hồi mạnh mẽ trong 2025 và 2026 sẽ giúp NT2 tăng mức chi trả cổ tức lên mức 15-17%.

Rủi ro: (1) Rủi ro thiếu khí; (2) EVN thanh toán chậm; (3) Giá khí tăng cao; (4) Rủi ro chạy dầu DO với giá thành cao hơn; (5) Rủi ro thời tiết

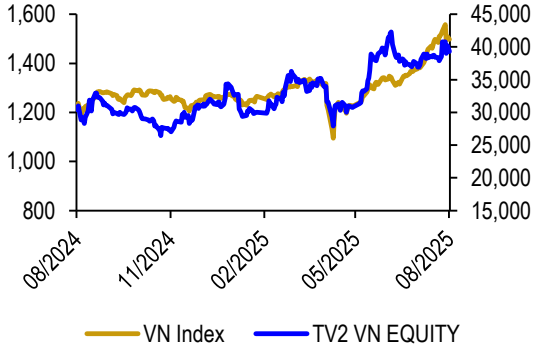
Năm	2022	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần mảng cốt lõi (tỷ VND)	8,788	6,386	5,944	7,813	7,879
LN từ HĐKD (tỷ VND)	950	441	-30	367	660
LNST công ty mẹ (tỷ VND)	883	473	83	404	614
EPS (đồng)	2,992	1,546	276	1,402	2,131
BPS (đồng)	16,027	15,062	14,552	14,454	14,995
OPM (%)	10.8	6.9	-0.5	4.7	8.4
NPM (%)	10.1	7.4	1.4	5.2	7.8
ROE (%)	19.1	10.9	2.0	9.7	14.2
P/E (x)	9.6	15.8	87.3	17.1	11.3
P/B (x)	1.8	1.6	1.4	1.7	1.6
EV/EBITDA (x)	4.6	5.5	7.3	6.5	6.9

CTCP Tư vấn Xây dựng điện (HOSE:TV2)

Giá mục tiêu (12 tháng)	**43,700 VND**
Giá hiện tại (08/08/25)	40,500 VND
Suất sinh lời (%)	9.2%

VNINDEX	1,584.9
P/E thị trường (24F,x)	12.9
Vốn hóa (tỷ VND)	2,721
SLCP lưu hành (triệu CP)	68
Tự do giao dịch (triệu CP)	31
Cao nhất 52 tuần (VND)	43,700
Thấp nhất 52 tuần (VND)	27,000
KLGD bình quân 90 ngày (triệu CP)	0.72
GTGD bình quân 90 ngày (tỷ VND)	33
Hệ số Beta	1.1

Biến động giá	3T	6T	12M
Tuyệt đối (%)	21.4	30.0	33.4
So với VNIndex(%)	-4.2	4.6	3.4



Tiềm năng vững chắc với mảng tư vấn điện

TV2 là công ty tư vấn điện lự c hàng đầu Việt Nam, hoạt động trong 3 lĩnh vự c chính là: (1) tư vấn và vận hành nhà máy điện, (2) gia công cơ khí và (3) đầu tư nguồn điện. Ngoài ra, EVN đang là cổ đông lớn tại TV2 vì thế TV2 có lợi thế được ưu tiên tham gia vào các giai đoạn từ lập quy hoạch, khảo sát và tư vấn các dự án của công ty mẹ.

Cập nhật KQKD 1H2025

_ TV2 ghi nhận KQKD 1H2025 đạt doanh thu và LNST lần lượt là 515 tỷ đồng (-14.1% YoY) và 20 tỷ đồng (-20% YoY). Nguyên nhân do mảng EPC và O&M thấp hơn 14% YoY và chi phí QLDN tăng 68% YoY.

Triển vọng dài hạn và kế hoạch 2025:

_ TV2 đặt kế hoạch thận trọng cho 2025, với doanh thu và LNST lần lượt là 1,360 tỷ đồng (+2% YoY) và 55 tỷ đồng (-15% YoY).

_ Nhiệt điện Ô Môn IV có giá trị hợp đồng khoảng 20% ước tính khoảng 4,400 tỷ đồng doanh thu tiềm năng, kì vọng ghi nhận chủ yếu trong 2026-2027.

_ Trong 2025, TV2 đã ký Pre FS cụm LNG Hải Phòng. Với điện gió và điện mặt trời, TV2 đủ tự tin làm tổng thầu, không cần liên danh. Dự án Cà Mau GĐ 3 25MW: đã bổ sung quy hoạch đang chờ đàm phán giá điện

_ **Mảng tư vấn, EPC:** Hưởng lợi từ QHĐ VIII điều chỉnh, với khối lượng công việc lớn từ tăng công suất điện tái tạo, và điện khí LNG. Kì vọng doanh thu 2025F-2026F lần lượt đạt khoảng 858 tỷ đồng (+5% YoY) và 2,018 tỷ đồng (+135%).

_ **Mảng O&M**: TV2 hiện quản lý khoảng hơn 6,000 MW công suất điện, doanh thu khoảng 400 tỷ đồng/năm. Đây là mảng kinh doanh có dòng tiền ổn định, giúp TV2 duy trì được lợi nhuận. TV2 đặt kế hoạch doanh thu 1,000 tỷ đồng sau 2026.

_ **Đầu tư nguồn điện:** TV2 có 2 dự án mới đi vào hoạt động trong 2025 gồm dự án thủy điện Thác Bà 2 (18.9 MW, vốn đầu tư 709 tỷ đồng, sở hữu 45%) và dự án nhiệt điện sinh khối Hậu Giang (20 MW, vốn đầu tư 875 tỷ đồng, sở hữu 10%). Ngoài ra, dự án nhiệt điện sinh khối Trà Vinh (công suất 25MW, vốn đầu tư 1,066 tỷ đồng, TV2 sở hữu 10%) hiện đang được xin điều chỉnh chủ trương đầu tư.

Rủi ro: (1) Rủi ro thay đổi chính sách các dự án NLTT; (2) Rủi ro chậm trễ tiến độ thực hiện các dự án.

Năm	2022	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần mảng cốt lõi (tỷ VND)	1,322	1,061	1,336	1,374	2,668
LN từ HĐKD (tỷ VND)	47	64	79	132	215
LNST công ty mẹ (tỷ VND)	53	53	65	113	183
EPS (đồng)	662	463	958	1,665	2,696
BPS (đồng)	20,086	19,751	19,385	22,400	25,111
OPM (%)	3.6	6.0	5.9	9.6	8.1
NPM (%)	4.0	5.0	4.8	8.2	6.9
ROE (%)	3.3	2.3	4.9	7.5	10.8
P/E (x)	33.7	81.6	34.9	26.3	16.2
P/B (x)	1.1	1.9	1.7	2.0	1.7
EV/EBITDA (x)	12.7	21.0	17.1	12.8	10.3

Công bố quan trọng

Cổ phiếu

- **MUA:** Khả năng sinh lời trong 12 tháng từ 15% trở lên
- **GIỮ:** Khả năng sinh lời trong 12 tháng từ -15% đến 15%
- **BÁN:** Khả năng sinh lời trong 12 tháng thấp hơn -15%

Ngành

- **TÍCH CỰC:** Cổ phiếu được theo dõi có vốn hóa lớn nhất trong ngành được khuyến nghị MUA
- **TRUNG LẬP:** Cổ phiếu được theo dõi có vốn hóa lớn nhất trong ngành được khuyến nghị GIỮ
- **TIÊU CỰC:** Cổ phiếu được theo dõi có vốn hóa lớn nhất trong ngành được khuyến nghị BÁN



Thông báo tuân thủ

- Tôi/chúng tôi, với tư cách là chuyên viên/các chuyên viên chuẩn bị bản báo cáo này, cam kết nội dung trình bày ở trên phản ánh chính xác quan điểm của tôi/chúng tôi về các chủ đề chứng khoán và tổ chức phát hành được thảo luận trong bài nghiên cứu. Hơn nữa, tôi/chúng tôi cũng xác nhận rằng bài báo cáo này được soạn thảo mà không phải chịu bất kỳ áp lực hoặc sự can thiệp bất hợp lí nào từ bên ngoài.
- Bản báo cáo này là tài liệu tham khảo cho đầu tư dựa trên các dữ liệu trong quá khứ, vì thế những biến động giá cổ phiếu trong tương lai có thể khác với các xu hướng đã được hình thành.
- Các dữ liệu này phản ánh chính xác quan điểm của người phụ trách nghiên cứu và phân tích về chứng khoán của doanh nghiệp, nhưng các quan điểm và những ước tính này có thể có sai sót. Vì vậy, việc lựa chọn cổ phiếu và đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng nên phụ thuộc vào chính mỗi nhà đầu tư.
- Các dữ liệu nghiên cứu và phân tích chỉ được gửi tới cho khách hàng của chúng tôi, do đó không được phép sao chép, chuyển tiếp, hay gửi lại cho các đơn vị khác trong mọi trường hợp mà chưa được sự cho phép của chúng tôi.

Miễn trừ trách nhiệm

- Báo cáo phân tích này và các tài liệu marketing dành cho thị trường / chứng khoán Việt Nam được thực hiện và phát hành bởi Phòng Phân Tích của Công ty Chứng Khoán Shinhan Việt Nam, công ty được cấp giấy phép đầu tư của Ủy ban Chứng khoán Nhà nước Việt Nam. Chuyên viên phân tích, người thực hiên và phát hành báo cáo phân tích này và các tài liệu marketing, được cấp chứng chỉ hành nghề và được quản lý bởi UBCKNN Việt Nam. Báo cáo này không được sao chụp, nhân bản hoặc xuất bản (toàn bộ hoặc từng phần) hoặc tiết lộ cho bất kỳ người nào khác mà không được sự chấp thuận bằng văn bản của Công ty Chứng Khoán Shinhan Việt Nam.
- Báo cáo này được viết nhằm mục đích chỉ cung cấp thông tin. Bản báo cáo này không nên và không được diễn giải như một đề nghị mua hoặc bán hoặc khuyến khích mua hoặc bán bất cứ khoản đầu tư nào. Khi xây dựng bản báo cáo này, chúng tôi hoàn toàn đã không cân nhắc về các mục tiêu đầu tư, tình hình tài chính hoặc các nhu cầu cụ thể của các nhà đầu tư. Cho nên khi đưa ra các quyết định đầu tư cho riêng mình, các nhà đầu tư nên dựa vào đánh giá cá nhân hoặc tư vấn của chuyên gia tư vấn tài chính độc lập của mình và tùy theo tình hình tài chính cá nhân, mục tiêu đầu tư và các quan điểm thích hợp khác trong từng hoàn cảnh. Công ty Chứng Khoán Shinhan Việt Nam không đảm bảo nhà đầu tư sẽ đạt được lợi nhuận hoặc được chia sẻ lợi nhuận từ các khoản đầu tư. Công ty Chứng Khoán Shinhan Việt Nam, hoặc các bên liên quan, và các nhân sự cấp cao, giám đốc và nhân viên tuyên bố miễn trừ trách nhiệm với các khoản lỗ hoặc tổn thất liên quan đến việc sử dụng toàn bộ hoặc một phần báo cáo này. Thông tin và nhận định có thể thay đổi bất cứ lúc nào mà không cần báo trước và có thể khác hoặc ngược với quan điểm được thể hiện trong các mảng kinh doanh khác của Công ty Chứng Khoán Shinhan Việt Nam. Quyết định đầu tư cuối cùng phải dựa trên các đánh giá cá nhân của khách hàng, và báo cáo phân tích này và các tài liệu marketing không thể được sử dụng như là chứng cứ cho các tranh chấp pháp lý liên quan đến các quyết định đầu tư.
- Bản quyền ⓒ 2020 của Công ty Chứng Khoán Shinhan Việt Nam. Báo cáo này không được sao chụp, nhân bản hoặc xuất bản (toàn bộ hoặc từng phần) hoặc tiết lộ cho bất kỳ người nào khác mà không được sự chấp thuận bằng văn bản của Công ty Chứng Khoán Shinhan Việt Nam.

Mạng lưới Shinhan Investment

SEOUL
Shinhan Securities Co., Ltd
Shinhan Investment Tower
70, Youido-dong, Yongdungpo-gu,
Seoul, Korea 150-712
Tel : (82-2) 3772-2700, 2702
Fax : (82-2) 6671-7573

NEW YORK
Shinhan Investment America Inc.
1325 Avenue of the Americas Suite 702,
New York, NY 10019
Tel : (1-212) 397-4000
Fax : (1-212) 397-0032

HONG KONG
Shinhan Investment Asia Ltd.
Unit 7705 A, Level 77
International Commerce Centre
1 Austin Road West
Kowloon, Hong Kong
Tel : (852) 3713-5333
Fax : (852) 3713-5300

INDONESIA
PT Shinhan Sekuritas Indonesia
30th Floor, IFC 2, Jl. Jend. Sudirman Kav.
22-23, Jakarta, Indonesia
Tel : (62-21) 5140-1133
Fax : (62-21) 5140-1599

SHANGHAI
Shinhan Investment Corp.
Shanghai Representative Office
Room 104, Huaneng Union Mansion No.958,
Luijiazui Ring Road, PuDong, Shanghai, China
Tel : (86-21) 6888-9135/6
Fax : (86-21) 6888-9139

HO CHI MINH
Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd.
18th Floor, The Mett Tower, 15 Tran Bach Dang, Thu Thiem Ward,
Thu Duc City, Ho Chi Minh City, Vietnam.
Tel : (84-8) 6299-8000
Fax : (84-8) 6299-4232

HA NOI
Shinhan Securities Vietnam Co., Ltd.
Hanoi Branch
2nd Floor, Leadvisors Building, No. 41A Ly Thai To,
Ly Thai To Ward, Hoan Kiem District,
Hanoi, Vietnam.
Tel : (84-8) 6299-8000


Shinhan
Securities