

A vertical photograph on the left side of the slide showing several wind turbines in a green field under a clear sky.

# Triển vọng 2026 | Ngành Điện

## Nhu cầu tiêu thụ phục hồi

## Môi trường đầu tư cải thiện

**Chuyên viên phân tích:**

- Nguyễn Hà Đức Tùng ([Tung.nguyenhaduc@mbs.com.vn](mailto:Tung.nguyenhaduc@mbs.com.vn))

## Tóm tắt:

### Tổng hợp ngành điện 10T25:

- Tiêu thụ điện tăng 4% trong 10T25, mức khiêm tốn so với kế hoạch đầu năm là 11-12%. Trong bối cảnh các chỉ số về tăng trưởng sản xuất vẫn khá tốt, nhu cầu điện thấp chủ yếu do sự sụt giảm nhóm tiêu dùng dân cư. Chúng tôi cho rằng nguyên nhân chính đến từ hình thái thời tiết cực đoan với lượng mưa lớn, mùa nóng cao điểm ngắn và liên tục các đợt bão lũ lịch sử giai đoạn Q2-Q3.
- Theo đó, thấy rõ huy động thủy điện cao rõ rệt từ đầu năm trong khi huy động nhiệt điện giảm sút. Mặt khác, NLTT gặp tình trạng cắt giảm công suất một số thời điểm trong bối cảnh nhu cầu thấp dẫn đến thừa nguồn điện cục bộ.
- Giá thị trường điện (FMP) duy trì mức thấp trong 10T25 và đặc biệt thấp chỉ ~700-800đ/kWh từ Q2/25, phản ánh rõ xu hướng huy động thủy điện tối ưu trong năm nay, các nhà máy nhiệt điện về cơ bản huy động bám sát theo Qc được giao.

### Triển vọng huy động 2026:

- Trong 2026, Bộ Công Thương đưa ra kịch bản tăng trưởng tiêu thụ điện cơ sở 8.5% theo sau là các kịch bản cao hơn từ 11-12% cho mục tiêu tăng trưởng kinh tế đột phá, kỳ vọng là động lực chính cho tăng trưởng sản lượng các nhà máy.
- Môi trường huy động dự báo tiếp tục ổn định sau khi EVN cơ bản vượt qua được khó khăn tài chính từ 2024. Chúng tôi cho rằng các nhà máy sẽ vẫn được giao Qc cao với chu kỳ dài, là điểm tựa cho triển vọng lợi nhuận.
- Về xu hướng huy động theo nguồn, chúng tôi cho rằng (1) Sản lượng thủy điện sẽ giảm từ nền cao 2025 khi pha thời tiết chuyển sang Trung tính; (2) Huy động điện than phục hồi tốt, đây vẫn là nguồn chạy nền quan trọng, giá bán hợp lý cùng đầu vào ổn định. Chúng tôi kỳ vọng sản lượng nhóm sẽ tăng mạnh trong các tháng cao điểm mùa nóng Q2-Q3; (3) Huy động điện khí tăng trưởng nhờ Nhơn Trạch 3&4 đi vào hoạt động, nhóm doanh nghiệp khí nội như NT2, PGV hiện tại cơ bản vẫn đang đảm bảo nguồn khí vừa đủ nhờ hợp đồng cam kết với GAS. Tuy nhiên rủi ro cạnh

tranh từ nhà máy mới hiện hữu đặc biệt nếu nhu cầu tăng trưởng không cao như dự kiến; 4) Điện NLTT vẫn đang là nguồn ưu tiên phải phát, các rủi ro đến từ tình trạng thừa nguồn cục bộ kéo theo cắt giảm công suất nhà máy.

### Triển vọng chính sách:

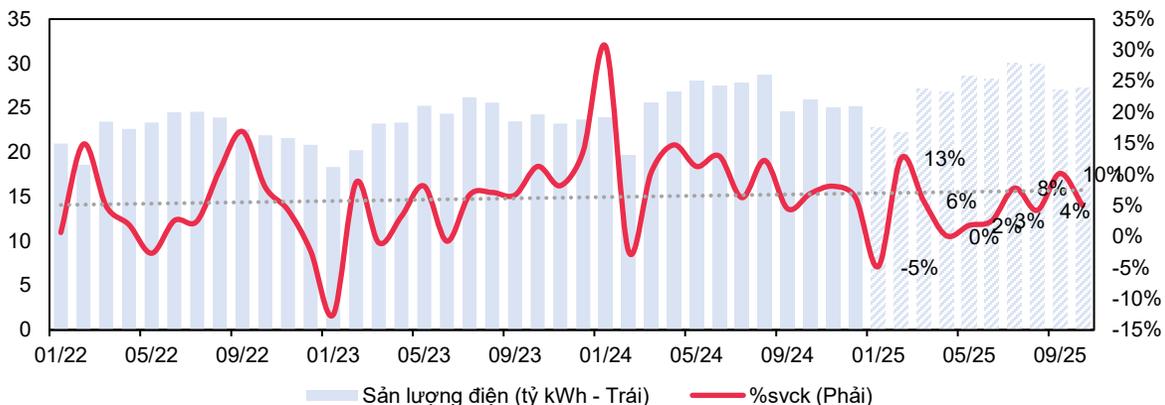
- Trong chu kỳ phát triển tiếp theo của ngành điện, nhóm chính sách mới đang tập trung thúc đẩy các nguồn **điện NLTT** và **điện khí** cũng như đề cao vai trò của **hạ tầng lưới điện** với nguồn việc lớn từ nay đến 2030 theo QHĐ 8 Điều chỉnh. Tuy nhiên, chúng tôi nhận thấy vẫn có khoảng cách giữa định hướng chính sách và hiệu quả thực thi. Trong đó, nhiều chính sách cần độ mở hơn, đang được hoàn thiện như DPPA, cơ chế bao tiêu sản lượng điện khí, điện gió ngoài khơi,...
- Sau khi khung giá được ban hành, ở nhóm NLTT, chúng tôi nhận thấy hoạt động phát triển dự án mới sôi động hơn từ các doanh nghiệp đầu ngành như REE, GEG, HDG, PC1.
- Đối với điện khí LNG, bên cạnh POW, PGV vẫn thể hiện quyết tâm lớn với nhiều dự án gối đầu, ngành ghi nhận xuất hiện các tay chơi mới như VinEnergó với LNG Hải Phòng 1&2.

### Chúng tôi lựa chọn HDG & REE cho chiến lược đầu tư 2026:

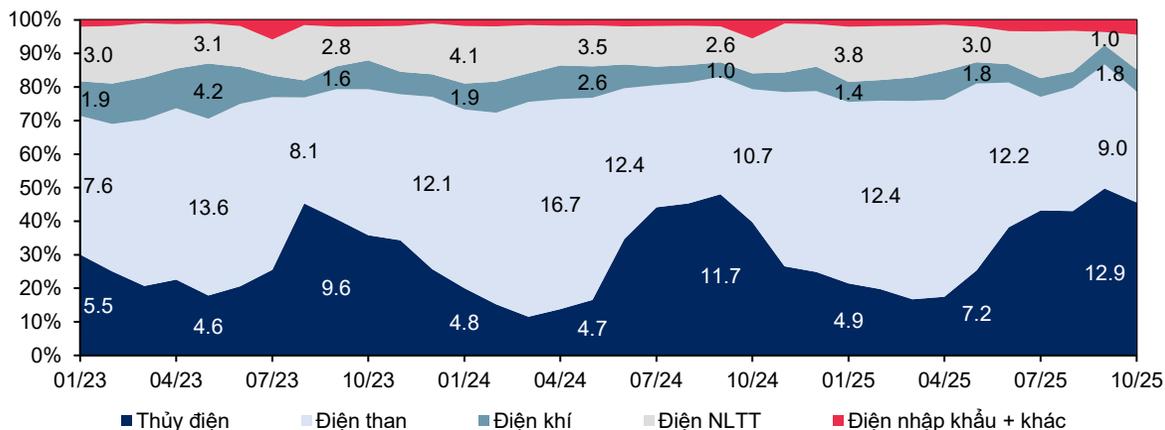
- Trong bối cảnh rủi ro lãi suất gia tăng cùng rủi ro tỷ giá hiện hữu, chúng tôi thiên về nhóm doanh nghiệp có sức khỏe tốt và ít nhạy cảm với chi phí tài chính.
- Đối với HDG, chúng tôi kỳ vọng tăng trưởng LN ấn tượng 2026-27, đến từ bàn giao Charm Villa GD3 và kỳ vọng tiến độ tích cực hơn từ phê duyệt các dự án mới.
- Đối với REE, chúng tôi ưa thích câu chuyện dài hơi của doanh nghiệp, tập trung đẩy mạnh nguồn điện NLTT đặc biệt là điện gió ngoài khơi.

**Tổng hợp ngành điện 10T25: Tăng trưởng tiêu thụ chậm hơn kế hoạch, huy động nhiệt điện không cao trong bối cảnh thủy văn thuận lợi**

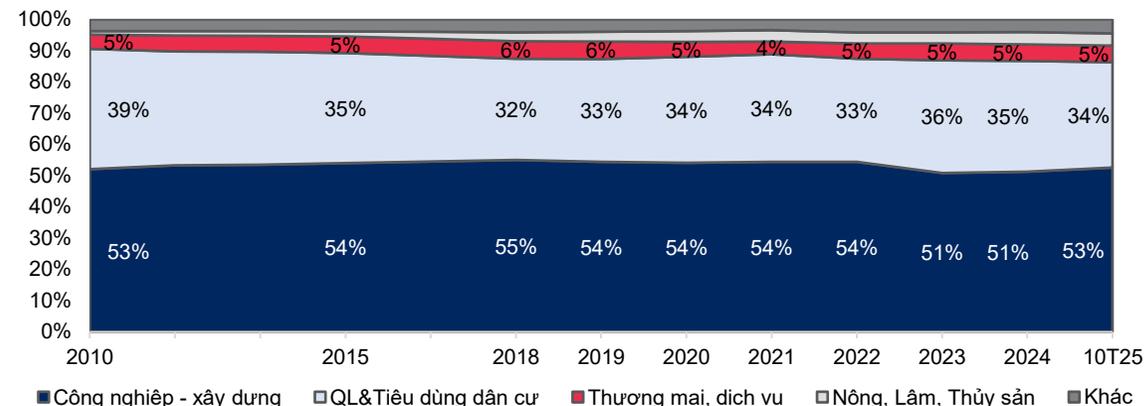
Tiêu thụ điện tăng 4% trong 10T25, mặc dù có sự cải thiện so với 6 tháng đầu năm chỉ đạt 2.9%, đây vẫn là mức khiêm tốn so với kế hoạch dự kiến từ 11-12%



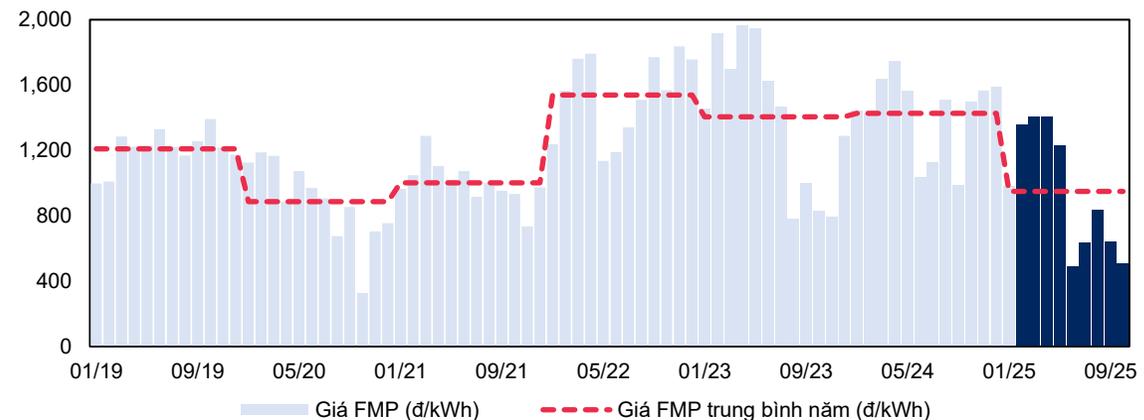
Trong bối cảnh nhu cầu thấp, thủy văn thuận lợi, có thể thấy rõ xu hướng huy động thủy điện cao rõ rệt từ đầu năm, trong khi đó huy động nhiệt điện giảm. Đối với NLTT, cắt giảm công suất xảy ra một số thời điểm Q3 do ảnh hưởng bão lũ



Thấy rõ tỷ trọng đóng góp của khu vực tiêu dùng dân cư giảm. Trong khi các chỉ số sản xuất vẫn tích cực, chúng tôi cho rằng nền nhiệt mát mẻ hơn cùng yếu tố thời tiết cực đoan là yếu tố chính kéo tiêu thụ điện giảm



Giá thị trường điện (FMP) duy trì mức thấp trong 10T25, phản ánh rõ xu hướng huy động trong năm nay. Dự địa huy động chủ yếu cho thủy điện, các nhà máy nhiệt điện cơ bản huy động theo Qc được giao



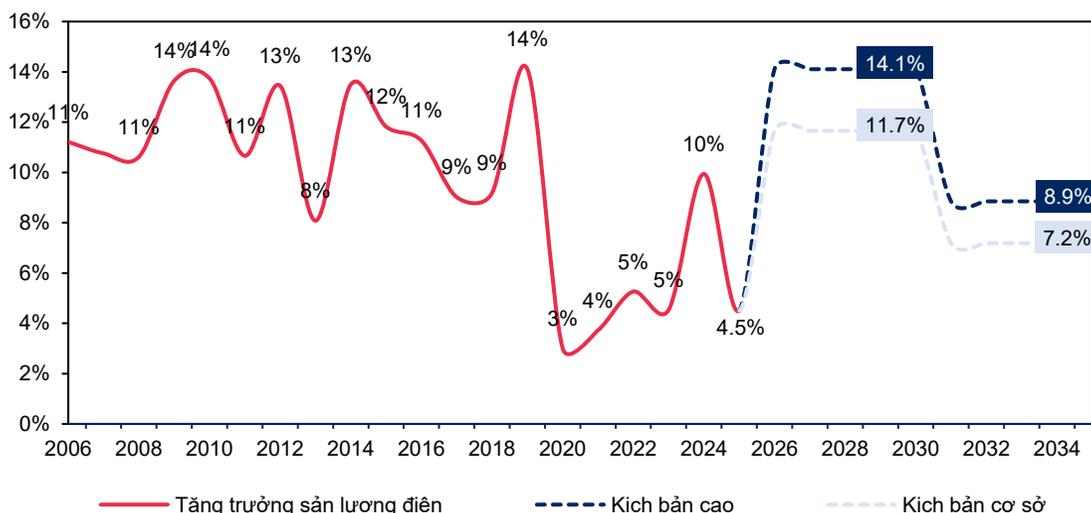
• Nguồn: EVN, MBS Research

• Nguồn: EVN, GENCO3, MBS Research

**Triển vọng huy động: Quyết tâm tăng trưởng kinh tế đột phá là yếu tố chính thúc đẩy tiêu thụ điện phục hồi**

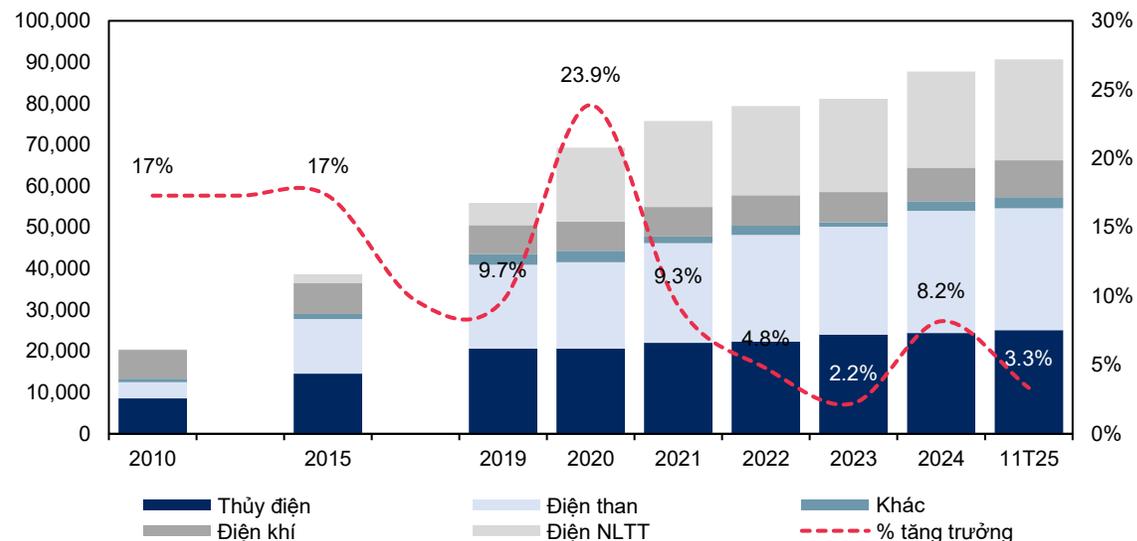
- Bộ Công Thương cập nhật kế hoạch tăng trưởng cho các tháng còn lại của 2025, kỳ vọng cả năm đạt 4.5%, thấp hơn kế hoạch đầu năm là 11-12%, cho thấy mức tăng trưởng cơ bản là yếu. Một nguyên nhân chính cho mức tăng dưới kỳ vọng đến từ sự sụt giảm nhóm tiêu dùng dân cư, khi mà trong năm nay ghi nhận nền nhiệt độ mát mẻ hơn, cũng như tình trạng thời tiết cực đoan bão lũ giai đoạn từ đầu Q3 đến nay. Về nhu cầu cho sản xuất, chỉ số IIP 10T25 ghi nhận mức tăng trưởng tích cực 9.2% svck, trong đó các hoạt động thâm dụng điện như sản xuất sắt thép, xi măng đều ở mức cao (~20%). Chúng tôi cho rằng nhóm công nghiệp đang là động lực chính cho tăng trưởng tiêu thụ điện và kỳ vọng xu hướng sẽ được duy trì trong các năm tới.
- Nhìn sang 2026, Bộ Công Thương đưa ra các kịch bản tăng trưởng tiêu thụ điện. Trong đó, kịch bản cơ sở 8.5% và 2 kịch bản cao hơn từ 10-12% tương ứng với các mục tiêu tăng trưởng kinh tế đột phá. Với quan điểm thận trọng, chúng tôi thiên về mức tăng trưởng cơ sở hay thậm chí thấp hơn sau khi theo dõi tình hình thực tế 2025. Về mặt tính toán, hệ số đàn hồi ~1.5x vẫn đang là cơ sở dự báo bản lề theo Quy hoạch điện, việc lập kế hoạch trên một mức dự phòng cao là cần thiết để tránh xảy ra tình trạng thiếu điện như 2022-23. Rủi ro về dự báo triển vọng tiêu thụ là việc có nhiều yếu tố khó đoán định khiến cho tăng trưởng thực tế sai lệch so với kế hoạch từ 2021 đến nay, và tình trạng biến đổi khí hậu cực đoan đang là một ảnh hưởng rõ rệt.

**QHĐ8 Điều chỉnh dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện đạt mức 2 chữ số ở cả kịch bản cơ sở và cao, phục vụ mục tiêu tăng trưởng kinh tế 2025-30**



• Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

**Tăng trưởng nguồn điện không cao, chúng tôi cho rằng vẫn còn dư địa huy động cho các nhà máy hiện hữu khi tiêu thụ điện phục hồi (Đơn vị: MW)**



• Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, MBS Research

**Triển vọng huy động:** Bên cạnh triển vọng tiêu thụ, môi trường huy động đóng vai trò quan trọng trong hoạt động kinh doanh các nguồn điện

Môi trường huy động thuận lợi hơn trong 2025 đã hỗ trợ đáng kể hoạt động kinh doanh các doanh nghiệp điện

- Quan sát 2024 và 2025 chúng ta thấy một vấn đề, 2024 sản lượng điện tăng 10% svck nhưng lợi nhuận các doanh nghiệp điện kém khả quan, trong khi 2025 sản lượng điện tăng chỉ 3.9% nhưng bức tranh LN tích cực hơn. Có thể nhận thấy tăng trưởng tiêu thụ điện là yếu tố quan trọng nhưng chưa phải yếu tố quyết định triển vọng kinh doanh nhóm. Cụ thể, trong 2024, NSMO giao Qc thấp, chu kỳ 1 tháng, các nhà máy phải chủ động cạnh tranh trên thị trường điện để tối ưu sản lượng; 2025 ghi nhận mức giao Qc cao, chu kỳ dài từ 3-6 tháng, các áp lực về cắt giảm sản lượng theo đó không quá đáng kể, cũng như giúp chủ động hơn trong công tác chuẩn bị đầu vào.
- Kết quả là, bức tranh LN 2025 sáng sủa hơn. Nhóm thủy điện trong 2025 ghi nhận giá bán cải thiện, sản lượng huy động tối ưu thay vì phải tích nước nhiều như giai đoạn đầu 2024. Điện khí ghi nhận được giao Qc cao, chu kỳ giao tăng từ 1 lên 3 tháng, các nhà máy có những tháng được bù doanh thu Qc hỗ trợ biên LN cải thiện. Điện than sau giai đoạn huy động cao 2024 lại có sự sụt giảm, điều này chủ yếu do huy động thủy điện vượt trội trong bối cảnh nhu cầu yếu, mùa nóng cao điểm diễn ra ngắn hơn dự kiến.

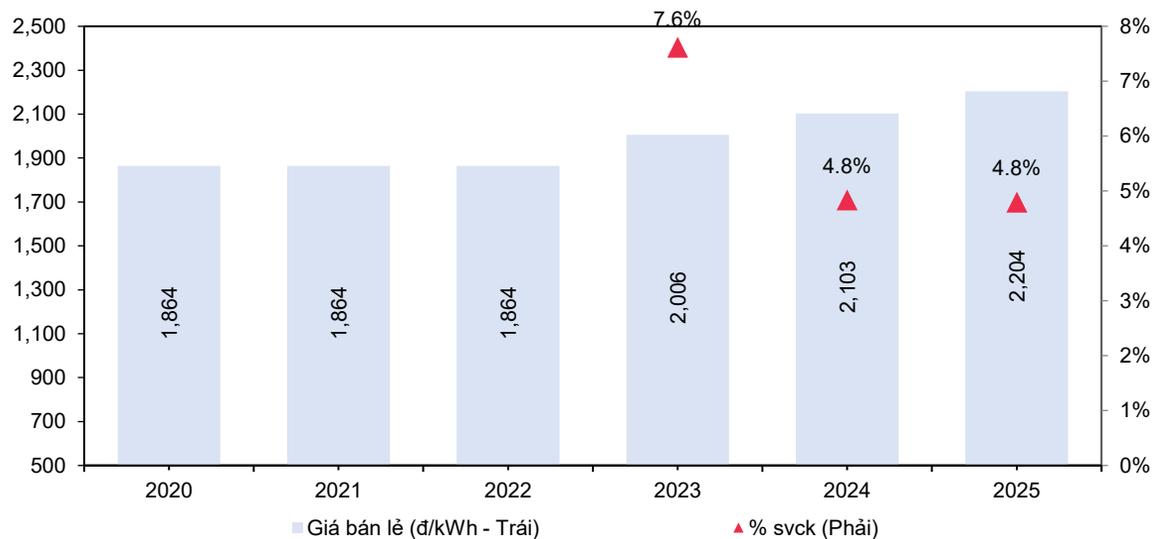
• Nguồn: FiiproX, MBS Research

Mã cp	Tên công ty	Loại hình	Biên LN gộp 9T25	(+/-) sv 9T24	Tăng trưởng LN gộp 9T24	Tăng trưởng LN gộp 9T25	Tăng trưởng LNST 9T25
SBH	Thủy điện Sông Ba Hạ	Thủy điện	67%	29 điểm%	-53%	141%	134%
GSM	Thủy điện Hương Sơn	Thủy điện	59%	21 điểm%	48%	209%	244%
SVH	Thủy điện Sông Vàng	Thủy điện	77%	17 điểm%	6%	115%	140%
VSH	Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	Thủy điện	54%	14 điểm%	-62%	97%	341%
CHP	Thủy điện Miền Trung	Thủy điện	56%	13 điểm%	-20%	87%	139%
HNA	Thủy điện Hủa Na	Thủy điện	51%	13 điểm%	2%	114%	122%
AVC	Thủy điện A Vương	Thủy điện	55%	8 điểm%	-27%	17%	18%
DNH	Thủy điện Đa Nhim-Hàm Thuận-Đa Mi	Thủy điện	56%	8 điểm%	-44%	43%	27%
SHP	Thủy điện Miền Nam	Thủy điện	59%	5 điểm%	-15%	25%	26%
VPD	Phát triển Điện lực Việt Nam	Thủy điện	59%	5 điểm%	14%	28%	34%
BSA	Thủy điện Buôn Đôn	Thủy điện	39%	4 điểm%	-29%	30%	159%
NTH	Thủy điện Nước Trong	Thủy điện	58%	4 điểm%	-13%	36%	44%
HJS	Thủy điện Năm Mu	Thủy điện	47%	3 điểm%	-1%	-24%	-24%
SBA	Sông Ba JSC	Thủy điện	61%	1 điểm%	-35%	51%	48%
S4A	Thủy điện Sê San 4A	Thủy điện	54%	1 điểm%	-15%	19%	23%
ISH	Thủy điện Srok Phu Miêng	Thủy điện	53%	0 điểm%	-25%	6%	8%
TBC	Thủy điện Thác Bà	Thủy điện	62%	0 điểm%	31%	6%	13%
DRL	Thủy điện - Điện lực 3	Thủy điện	65%	-2 điểm%	-24%	14%	10%
VCP	Xây dựng và Năng lượng VCP	Thủy điện	35%	-2 điểm%	102%	26%	49%
TMP	Thủy điện Thác Mơ	Thủy điện	56%	-4 điểm%	-24%	-1%	0%
GEG	Điện Gia Lai	NLTT	59%	10 điểm%	0%	64%	967%
HDG	Tập đoàn Hà Đô	NLTT	60%	7 điểm%	-8%	10%	5%
REE	Cơ Điện Lạnh REE	NLTT	38%	3 điểm%	-24%	30%	57%
TTA	XD và PT Trường Thành	NLTT	59%	-1 điểm%	16%	-5%	-2%
NBP	Nhiệt điện Ninh Bình	Điện than	10%	7 điểm%	-54%	45%	58%
QTP	Nhiệt điện Quảng Ninh	Điện than	7%	1 điểm%	13%	-6%	-15%
HND	Nhiệt điện Hải Phòng	Điện than	7%	0 điểm%	-20%	-8%	-7%
DTK	Vinacomin Power	Điện than	10%	0 điểm%	-5%	8%	15%
PPC	Nhiệt điện Phả Lại	Điện than	2%	-1 điểm%	369%	-42%	-82%
BTP	Nhiệt điện Bà Rịa	Điện khí	22%	16 điểm%	5%	149%	60%
NT2	Điện lực Nhơn Trạch 2	Điện khí	11%	12 điểm%	-13%	1596%	6831%
POW	Điện lực Dầu khí Việt Nam	Điện khí	13%	6 điểm%	-3%	133%	96%
PGV	Tổng Công ty Phát điện 3	Điện khí	11%	5 điểm%	-51%	78%	149%

**Triển vọng huy động: Kỳ vọng môi trường huy động ổn định trong 2026**

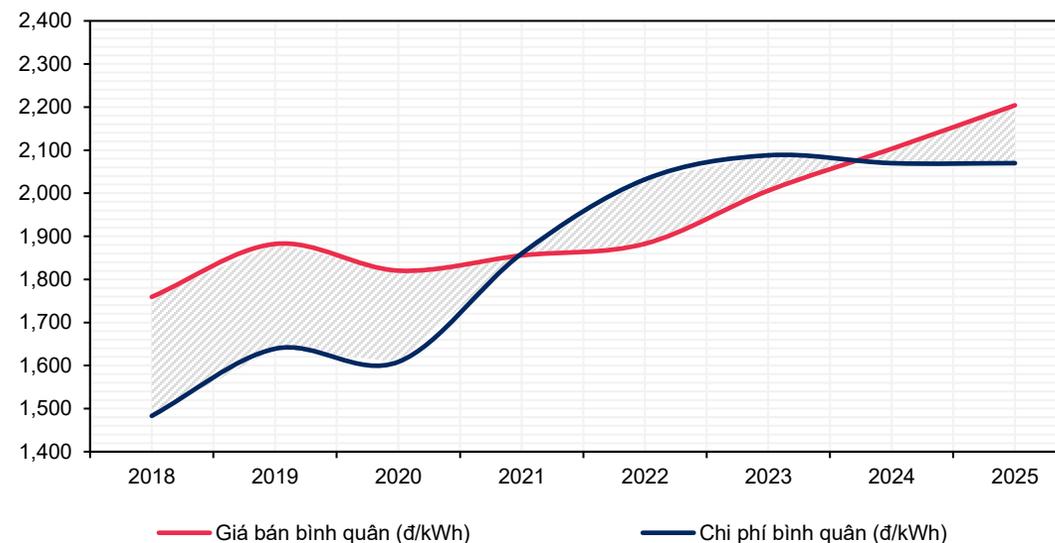
- Chúng tôi cho rằng chính sách mua bán của EVN và kế hoạch điều độ từ đầu năm của NSMO có tác động lớn đến triển vọng các nhà máy. Có thể thấy, môi trường huy động thắt chặt năm 2024 sâu xa hơn đến từ tình hình tài chính khó khăn của EVN giai đoạn 2022-23, ghi nhận lỗ lũy kế ~41,000 tỷ đồng. Một số nguyên nhân chính dẫn đến KQKD yếu do 1) Chi phí đầu vào than, khí tăng mạnh; 2) Huy động nguồn giá rẻ như thủy điện kém do khô hạn; Trong khi 3) Chưa được tăng giá điện từ 2019-22. Theo đó, chính sách 2024 đồng nghĩa với việc các nhà máy phải san sẻ một phần khó khăn với EVN. Tuy nhiên, nhờ liên tục cải thiện đầu ra từ các đợt tăng giá điện, EVN cơ bản có lãi trở lại. Do đó, chúng tôi cho rằng cần theo dõi sát sao tình hình tài chính của EVN để đánh giá triển vọng huy động, bởi khó khăn của doanh nghiệp này dẫn đến một số hệ quả như 1) Chậm dòng tiền thanh toán và đầu tư dự án; 2) Chậm tiến độ giải quyết các vướng mắc pháp lý; 3) Môi trường huy động khó khăn; đều là các yếu tố thấy rõ trong 2024.
- Năm 2025 cho thấy sự cải thiện rõ rệt và chúng tôi kỳ vọng môi trường huy động tiếp tục ổn định trong 2026 do 1) Cần đảm bảo các nghĩa vụ được ký kết trong hợp đồng mua bán; 2) Dự kiến EVN tiếp tục có lãi trong 2025 nhờ tăng giá điện và huy động thủy điện thuận lợi; 4) NSMO về Bộ Công Thương, kỳ vọng kế hoạch huy động thị trường điện tối ưu hơn; 4) Trong dài hạn, triển khai giá điện 2 thành phần là động lực khuyến khích tiêu thụ điện hiệu quả, phản ánh đúng các chi phí cung ứng.

**Liên tục 4 đợt tăng giá điện trong 2023-25 giúp EVN về cơ bản cải thiện được doanh thu sau giai đoạn từ 2019-22 chưa tăng giá bán**



• Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, MBS Research

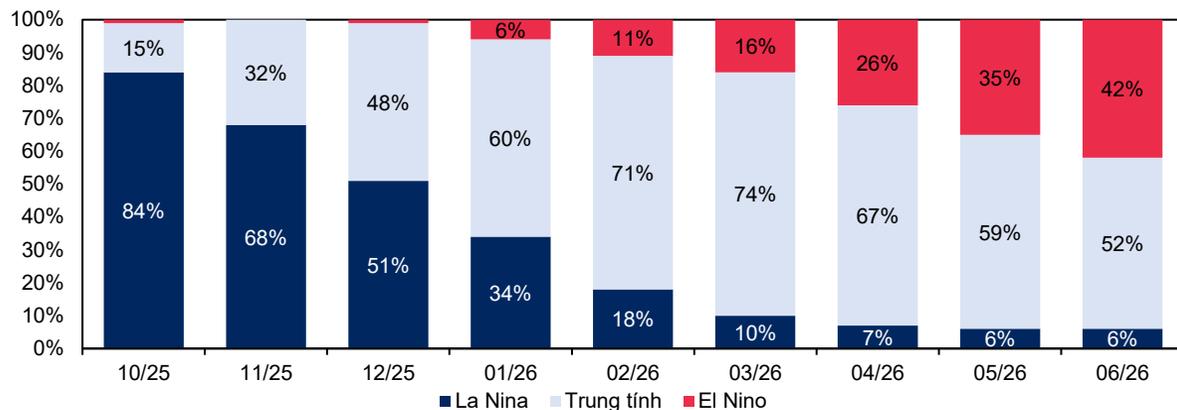
**Bắt đầu có lãi từ 2024, chúng tôi kỳ vọng EVN tiếp tục có lãi trong 2025, hỗ trợ bởi huy động thủy điện tốt, giá than hạ nhiệt và các đợt tăng giá điện**



• Nguồn: EVN, MBS Research

**Triển vọng huy động:** Kỳ vọng huy động nhiệt điện phục hồi, trong khi thủy điện và NLTT ở mức ổn định

2025 ghi nhận huy động thủy điện tích cực nhờ pha La Nina. Trong 2026, dự địa tăng trưởng sản lượng của nhóm khá thấp từ mức nền cao năm nay, pha thời tiết được dự báo sẽ chuyển sang Trung tính với xác suất cao



Chúng tôi đưa ra dự phóng về tăng trưởng sản lượng các nguồn như sau:

Sản lượng (Tỷ kWh)	2024	% svck	2025F	% svck	2026F	% svck
Thủy điện	89	12%	105	18%	103	-2%
Điện than	153	18%	149	-2%	175	17%
Điện khí	22	-22%	20	-8%	26	30%
NLTT	40	5%	39	-2%	42	7%
Khác	5	-9%	9	79%	10	6%
<b>Tổng</b>	<b>309</b>	<b>10.1%</b>	<b>323</b>	<b>4.5%</b>	<b>351</b>	<b>8.5%</b>

Trong 2026, hệ thống điện vẫn giữ quy tắc huy động: 1) Nhiệt điện than chạy nền; 2) Điện khí chạy lưng; 3) Thủy điện là nguồn chạy lưng cũng như phủ đỉnh quan trọng trong hệ thống; 4) NLTT là nguồn ưu tiên phải phát. Theo IRI, pha La Nina kết thúc từ T1/26 chuyển sang pha Trung Tính với xác suất cao, và khả năng El Nino say ra tăng dần từ giữa năm. Theo đó, kỳ vọng xu hướng 2026 bao gồm lượng mưa giảm, nền nhiệt độ cao hơn hỗ trợ tăng trưởng tiêu thụ điện. Trong đó:

- **Thủy điện:** Nguồn điện giá rẻ của hệ thống, được ưu tiên huy động ở mức tối ưu nhất có thể. Dự địa tăng trưởng thấp từ nền cao 2025 do chuyển pha thời tiết kéo theo thủy văn không còn thuận lợi.
- **Điện than:** Nguồn chạy nền đáng tin cậy nhờ cung đầu vào ổn định và giá than có xu hướng giảm. Trong 2026, với hai luận điểm tiêu thụ điện phục hồi, và thủy văn kém thuận lợi hơn, dự địa huy động khá lớn dành cho nhóm điện than, đặc biệt trong các tháng cao điểm mùa nóng Q2-Q3.
- **Điện khí:** Rủi ro chính vẫn đến từ giá khí neo cao, và tình trạng thiếu khí nội. Tuy nhiên, đối với một số doanh nghiệp như POW, NT2, PGV, cơ bản đầu vào vẫn được đảm bảo nhờ còn hợp đồng bao tiêu khí, được ưu tiên hơn về cấp nguồn. Trong 2026, Nhơn Trạch 3&4 đi vào hoạt động có thể tăng rủi ro cạnh tranh trong khu vực đặc biệt nếu nhu cầu điện thấp hơn dự kiến. Tuy nhiên, nếu được giao Qc cao vẫn sẽ là yếu tố đảm bảo triển vọng nhóm.
- **NLTT:** Kỳ vọng sản lượng ổn định, tăng tương ứng theo tăng trưởng nguồn nhờ được ưu tiên huy động trong hệ thống. Rủi ro cắt giảm công suất cục bộ hiển hữu trong bối cảnh thừa nguồn, thời tiết cực đoan, và nhu cầu điện thấp hơn kế hoạch.

• Nguồn: EVN, IRI, MBS Research

**Triển vọng chính sách: 2025 ghi nhận sự đột phá trong ban hành chính sách, 2026 là giai đoạn hoàn thiện và thực thi**

- Quy hoạch điện 8 Điều chỉnh, và ngay sau đó là “Kế hoạch thực hiện QHĐ8 ĐC” được ban hành trong Q2/25 thể hiện quan điểm rõ ràng về tăng cường nguồn lực phát triển điện sạch, tập trung mở rộng công suất điện NLTT, điện khí, đồng thời đưa thêm các nguồn điện mới vào hệ thống như thủy điện tích năng, pin lưu trữ và đặc biệt là điện hạt nhân. Bên cạnh phát triển nguồn, phát triển hạ tầng lưới điện cũng là một nhiệm vụ quan trọng nhằm đáp ứng tỷ trọng NLTT ngày càng cao trong hệ thống. Chúng tôi ưa thích câu chuyện phát triển dài hơi của nhóm doanh nghiệp **xây lắp, điện NLTT** và **điện khí LNG**.
- Nhằm triển khai các nhiệm vụ trong quy hoạch, các chính sách quan trọng được ban hành trong 2025, nổi bật như 1) Luật Điện lực sửa đổi; 2) Khung giá các nguồn điện; 3) Cơ chế mua bán điện trực tiếp DPPA; 4) Thông tư tiêu chuẩn đánh giá hồ sơ dự thầu các dự án năng lượng;... 2025 cơ bản đánh dấu bước khởi đầu chu kỳ phát triển mới của ngành, các định hướng có tính tham vọng cao, đòi hỏi nguồn lực lớn. Tuy nhiên đi kèm với đó, thách thức trong việc thực thi là hiển hữu, bao gồm các vướng mắc liên quan đến nhóm chính sách quan trọng như cơ chế DPPA; các cơ chế khuyến khích cho các dự án điện LNG và điện gió ngoài khơi.

Tập trung nguồn lực phát triển điện sạch từ nay đến 2050, đồng thời đưa vào hệ thống các nguồn linh hoạt hơn như thủy điện tích năng, pin lưu trữ và điện hạt nhân

Đơn vị: MW	2025	Kịch bản cơ sở			(Tăng/giảm)		
		2030	2035	2050	2030	2035	2050
<b>Nguồn điện</b>							
Nhiệt điện than	29,539	31,055	31,055	25,798	1,516	-	(5,257)
Nhiệt điện khí nội địa	9,393	10,861	7,900	14,930	1,468	(2,961)	7,030
Nhiệt điện khí LNG	814	8,824	25,524	31,412	8,010	16,700	5,888
Thủy điện	24,600	33,294	39,746	40,624	8,694	6,452	878
Điện gió trên bờ, gần bờ	6,774	26,066	33,676	84,696	19,292	7,610	51,020
Điện gió ngoài khơi	-	-	6,000	113,503	-	6,000	107,503
Điện mặt trời (tập trung & áp mái)	17,049	46,459	77,836	293,088	29,410	31,377	215,252
Thủy điện tích năng & pin lưu trữ	-	12,394	18,298	116,810	12,394	5,904	98,512
Điện hạt nhân	-	-	6,000	10,544	-	6,000	4,544
Khác	1,399	14,339	20,885	43,098	12,940	6,546	22,213
<b>Tổng công suất</b>	<b>89,569</b>	<b>183,291</b>	<b>273,949</b>	<b>774,503</b>	<b>93,722</b>	<b>90,658</b>	<b>500,554</b>

• Nguồn: Bộ Công Thương, EVN, MBS Research

Danh mục một số đề án chính sách nổi bật đã và đang hoàn thiện, nhìn chung các vướng mắc của ngành đang tích cực được tháo gỡ

Đề án/dự án	Tiến độ hiện tại
<b>Đã hoàn thành</b>	
Kế hoạch thực hiện QHĐ8 Điều chỉnh	Chính phủ phê duyệt ngày 30/5/2025, ngay sau khi ban hành QHĐ8 Điều chỉnh ngày 15/04/2025.
Khung giá 2025 nguồn điện	Bộ Công Thương liên tục ban hành các văn bản trong T4-T5.
Cơ chế mua bán điện trực tiếp	Nghị định số 57/2025/NĐ-CP ban hành T3/2025
Thông tư quy định tiêu chuẩn đánh giá hồ sơ dự thầu các dự án NL	Thông tư 27/2024/TT-BCT ngày 27/11/2024.
Luật Điện lực (sửa đổi)	Quốc hội thông qua ngày 30/11/2024, có hiệu lực từ 01/02/2025
<b>Đang thực hiện</b>	
Giá bán lẻ điện 2 thành phần	Đang tiến hành thí điểm trên một số khách hàng lớn
Xây dựng cơ chế phát triển thị trường tín chỉ các-bon	Triển khai trong giai đoạn 2025-30
Nghị quyết chính sách tháo gỡ khó khăn phát triển năng lượng	Đang dự thảo

• Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

**Triển vọng chính sách:** Các đề xuất mới được đưa ra nhằm thúc đẩy tính hấp dẫn đầu tư vào nhóm điện sạch (NLTT, điện khí LNG)

Sau khi hoàn thiện bộ khung giá 2025 cho các nguồn điện, nhằm thúc đẩy tiến độ một số nguồn điện mũi nhọn được cho là có rủi ro không đạt kế hoạch 2030, Bộ Công Thương đang thực hiện dự thảo “**Nghị quyết về tháo gỡ khó khăn phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2026-2030**”. Trong đó, nhiều cơ chế hỗ trợ điện khí LNG, điện gió ngoài khơi và DPPA được nêu ra:

- Đối với điện khí LNG, dự thảo đề xuất nâng tỷ lệ bao tiêu Qc từ 65% lên tối thiểu 75% trong 10 năm cho các dự án đi vào vận hành trước 2031.
- Đối với điện gió ngoài khơi, các dự án sẽ có ưu đãi liên quan đến 1) miễn/giảm tiền thuê biển và thuê đất; 2) Các dự án phát điện trước 2031 hưởng bao tiêu Qc 90% trong 15 năm và trước 2036 là 80% trong 15 năm; 3) Nhóm 6.0GW đầu tiên hưởng mức giá bán bằng giá trần khung.

**Cơ chế DPPA:**

- Mặc dù Nghị định 57 ban hành T3/25, cơ chế vẫn còn nhiều điểm cần cải thiện xuất phát từ việc hành lang pháp lý còn nhiều khoảng trống. Các quy định về khung giá bán điện, đấu nối lưới điện, cũng như các mẫu hợp đồng liên quan đến DPPA vẫn chưa rõ ràng hoặc chưa hoàn thiện...
- Dự thảo cập nhật thêm quy định bao gồm 1) Các dự án kết nối qua đường dây riêng giá điện hai bên tự thỏa thuận không cần áp giá trần; 2) Đơn vị bán lẻ KCN được tham gia DPPA; 3) Quy định lại tiêu chí “Khách hàng lớn” trong cơ chế.

Đây là nhóm chính sách có tác động lớn đến việc phát triển các nguồn điện mũi nhọn bao gồm Điện khí LNG và điện NLTT, việc các chính sách sớm được hoàn thiện sẽ là động lực cho tăng trưởng các nguồn điện này trong dài hạn.

• Nguồn: Bộ Công thương, EVN MBS Research

**Khung giá 2025 các loại hình nguồn điện chính thức được ban hành, tháo gỡ đáng kể các vướng mắc cho các nguồn điện**

Nguồn điện	Khu vực	VND/kWh	US cent/kWh
ĐMT trang trại (không có hệ thống BESS)	Bắc Bộ	1,382.7	5.39
	Trung Bộ	1,107.1	4.31
	Nam Bộ	1,012.0	3.94
ĐMT nổi (không có hệ thống BESS)	Bắc Bộ	1,685.8	6.57
	Trung Bộ	1,336.1	5.20
	Nam Bộ	1,228.2	4.78
ĐMT trang trại (có hệ thống BESS)	Bắc Bộ	1,572.0	6.12
	Trung Bộ	1,257.1	4.90
	Nam Bộ	1,149.9	4.48
ĐMT nổi (có hệ thống BESS)	Bắc Bộ	1,876.6	7.31
	Trung Bộ	1,487.2	5.79
	Nam Bộ	1,367.1	5.33
Điện gió trên bờ	Bắc Bộ	1,959.4	7.63
	Trung Bộ	1,807.4	7.04
	Nam Bộ	1,840.3	7.17
Điện gió gần bờ		1,987.4	7.74
Điện khí nội địa		3,069.4	11.96
Điện khí LNG (2025)		3,327.4	12.96
Thủy điện lớn		1,110.0	4.32
Điện than		1,705.7	6.64
Điện sinh khối		2,091.7	8.15
Điện gió nhập khẩu từ Lào			6.95
Thủy điện nhập khẩu từ Lào			6.95
Nhiệt điện than nhập khẩu từ Lào			7.02
Điện gió ngoài khơi	Bắc Bộ	3,975.1	15.49
	Trung Bộ	3,078.9	11.99
	Nam Bộ	3,868.5	15.07
Thủy điện tích năng		3,457.0	13.47
Điện rác		2,575.2	10.03
Điện nhập khẩu từ Trung Quốc			9.30

**Triển vọng chính sách: Hoàn thiện DPPA là chìa khóa thúc đẩy tốc độ phát triển nguồn điện NLTT đặc biệt là Điện mặt trời**

EVN tiếp thu và liệt kê một số khó khăn vướng mắc trong triển khai DPPA. Theo đó, vẫn còn nhiều điểm cần cải thiện

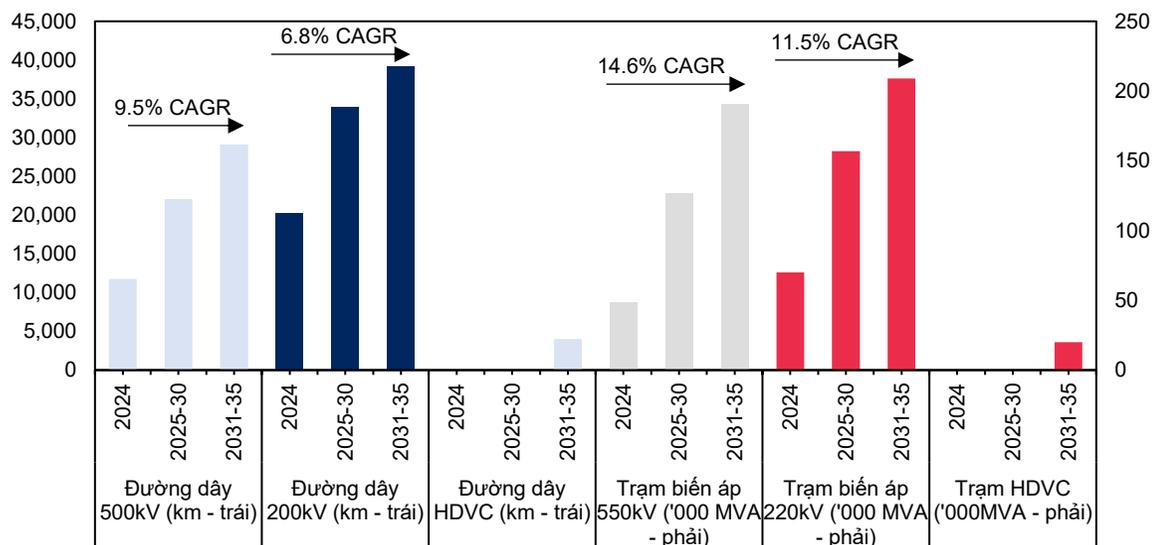
Nội Dung	Khó khăn	Đề xuất, kiến nghị
<p>Giá bán điện do các bên tự đàm phán thỏa thuận và không vượt mức giá tối đa của khung giá phát điện của loại hình nguồn điện tương ứng.</p>	<p>Hiện nay, chưa có quy định khung giá đối loại hình Điện mặt trời mái nhà. Ngoài ra, đây là giao dịch bán lẻ có thể xem xét áp dụng nguyên tắc khung giá bán lẻ.</p>	<p>Đề nghị xem xét hiệu chỉnh theo hướng giá bán điện do các bên tự đàm phán thỏa thuận và không vượt giá bán lẻ điện bình quân hằng năm do Bộ Công Thương quy định.</p>
<p>Cơ chế mua bán sản lượng điện dư</p>	<p>Phát sinh khó khăn trong việc xác định các đối tượng được phép bán sản lượng điện dư theo quy định của pháp luật.</p>	<p>Đề nghị xem xét hiệu chỉnh các quy định có liên quan để phù hợp hơn, tránh chồng chéo, trùng lặp.</p>
<p>Chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng của năm N (đồng/kWh)</p>	<p>Các khoản chi phí dịch vụ đang tính theo số liệu dự kiến năm N hoặc tạm lấy theo số liệu thực hiện của năm N-2 và sẽ điều chỉnh khi có số chính thức của năm N. Số liệu tính toán biến động liên tục nên khó dự đoán để hoạch định được bức tranh tài chính ổn định trong dài hạn cho bên mua.</p>	<p>Đề nghị xem xét phương án quy định theo hướng giá trị cố định của năm cơ sở và trượt theo CPI hoặc thả nổi theo biến động thị trường.</p>
<p>Thanh toán giữa khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Tổng công ty Điện lực,</p>	<p>Chưa quy định cụ thể sản lượng nào làm chuẩn để tính toán sản lượng điện năng chênh lệch (hoặc có quy định công thức tính cụ thể), cũng như chưa quy định mức chênh lệch sản lượng cho phép</p>	<p>Xem xét bổ sung quy định chi tiết để hướng dẫn quá trình tính toán cho khách hàng được chính xác, đảm bảo tuân thủ pháp luật và hạn chế tranh chấp phát sinh.</p>
<p>Góp ý chung</p>	<p>Nhiều khách hàng có nhu cầu tham gia cơ chế DPPA để có được chứng chỉ xanh/tín chỉ carbon từ quá trình sử dụng điện năng lượng tái tạo để phục vụ xuất khẩu hàng hóa, tuy nhiên khách hàng chưa rõ: i) Chứng chỉ/tín chỉ này sẽ do đơn vị nào phê duyệt, cung cấp cho khách hàng; ii) Thủ tục mà khách hàng cần thực hiện để được cấp chứng chỉ/tín chỉ.</p>	<p>Đề nghị xem xét bổ sung các quy định hướng dẫn chi tiết</p>
<p>Chưa quy định</p>	<p>Căn cứ Thông tư số 05/2014/TT-BCT ngày 28/5/2014 của Bộ Công Thương quy định về mua, bán công suất phản khách hàng, tiền mua công suất phản kháng tính theo tiền mua điện năng tác dụng, tương ứng với toàn bộ sản lượng tính toán theo giá bán lẻ. Trong khi tham gia cơ chế DPPA, tiền mua điện theo biểu giá bán lẻ chỉ là một phần trong tổng tiền thanh toán mua điện của khách hàng.</p>	<p>Đề nghị xem xét bổ sung các quy định hướng dẫn chi tiết</p>
<p>Chưa quy định</p>		<p>Bổ sung hướng dẫn xây dựng/ban hành quy định, trình tự, thủ tục trong triển khai cơ chế DPPA và hợp đồng mua bán điện mẫu giữa TCTĐL/CTĐL với khách hàng sử dụng điện lớn tham gia DPPA; bổ sung phân hệ DPPA trong chương trình CMIS để quản lý, tính toán sản lượng, hóa đơn cho khách hàng sử dụng điện lớn.</p>

• Nguồn: EVN, MBS Research

### Hạ tầng điện: Hoạt động xây lắp hạ tầng sôi động, tập trung vào các nhóm xây dựng lưới điện và các nguồn NLTT

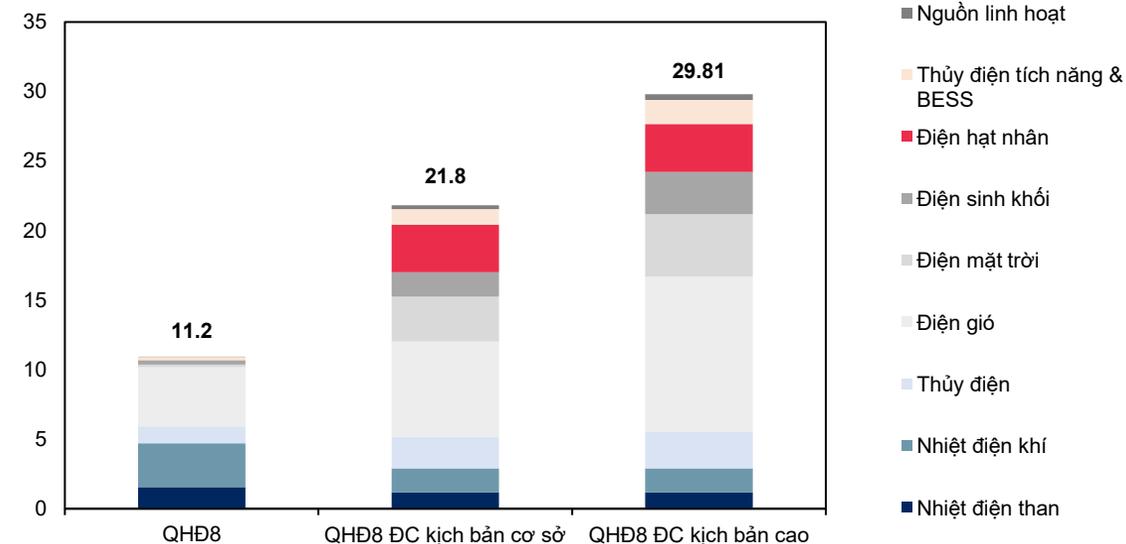
- Trong bối cảnh phát triển điện NLTT là trọng tâm giai đoạn 2025-30, nhu cầu phát triển lưới điện đặc biệt quan trọng nhằm đảm bảo tính ổn định trong một hệ thống nhiều loại nguồn có tính biến động cao. Với lượng công việc ước tính cho nâng cấp và xây mới lưới điện vào khoảng 1.3 tỷ USD từ nay đến 2030, đảm bảo nguồn việc cho nhóm nhà thầu xây lắp, tư vấn nổi bật như **PC1, TV1, TV2**. Tuy nhiên, với đặc thù cạnh tranh gay gắt, chi phí NVL tăng mạnh, các gói thầu nhận từ EVN dường như không đem lại mức biên LN gộp quá hấp dẫn và có xu hướng giảm dần theo thời gian. Các doanh nghiệp lớn giành lợi thế tại các dự án quy mô tầm cỡ, kỹ thuật phức tạp để lấy tiếng vang.
- Nhu cầu phát triển nguồn điện 2025-30 ~21 tỷ USD/năm theo kịch bản cơ sở, phân bổ 31% vào điện gió và 15% vào ĐMT, với vai trò của nguồn vốn tư nhân đặc biệt quan trọng (dự kiến chiếm 70%). Các doanh nghiệp nhà thầu EPC nổi bật như **PC1, TV2, PVS** sẽ được hưởng lợi lớn với nguồn việc dồi dào. Đặc biệt, áp lực đầu tư còn đến từ đẩy mạnh thêm các nguồn điện mới như điện hạt nhân (6.2%), thủy điện tích năng và BESS (5.1%) và các nguồn sinh khối (8.0%). Trong giai đoạn đầu, những doanh nghiệp có lợi thế trong hoạt động nghiên cứu, thiết kế và xây dựng báo cáo nghiên cứu khả thi sẽ được hưởng lợi, có thể kể tên như **TV1, TV2**.

Khối lượng công việc cho phát triển các dự án truyền tải điện ở mức cao trong 2025-50 với giá trị ước tính ~1.3 tỷ USD/năm



• Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

Vốn đầu tư trung bình giai đoạn 2026-30 QHĐ8 ĐC cao hơn ~2x so với QHĐ8, phân bổ nhiều vào nhóm điện NLTT và các nguồn điện mới (Đơn vị: tỷ USD)



• Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

**Năng lượng tái tạo: Sau khi ban hành khung giá 2025, nhóm điện NLTT cơ bản bước vào chu kỳ phát triển mới**

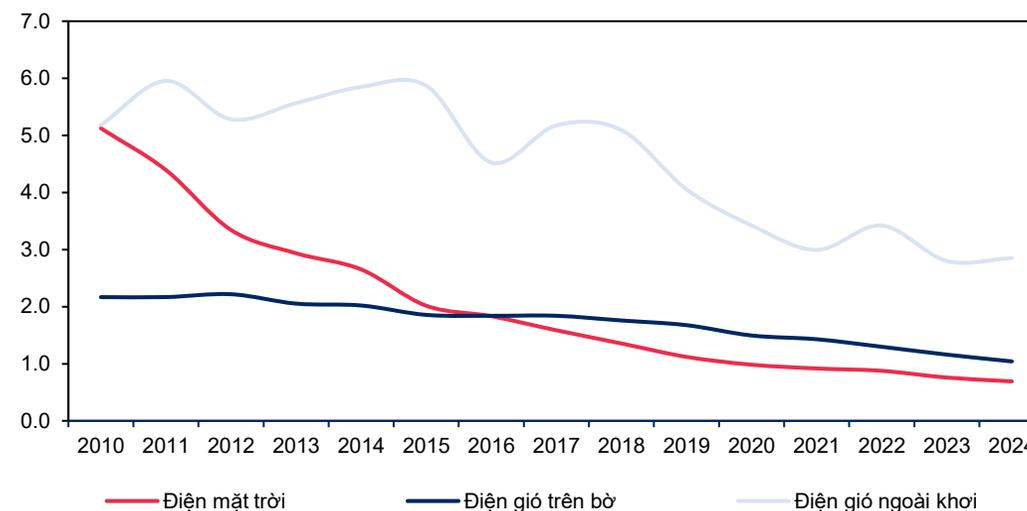
- Từ 2025, cơ chế đấu thầu (đàm phán với EVN) và DPPA (đàm phán với khách hàng lẻ) là hai cơ sở chính sách chính để doanh nghiệp triển khai dự án.
- Đối với ĐMT, cơ chế tự sản tự tiêu cho điện áp mái và DPPA là động lực chính sách lớn của nhóm. Khung giá 2025 được cho là chưa đủ hấp dẫn, thấp hơn ~50% so với giá FIT, trong khi theo IRENA, chi phí đầu tư chỉ giảm ~33% trong cùng giai đoạn 2020-24. Hơn nữa, cơ chế DPPA vẫn còn nhiều điểm cần cải thiện, kéo theo tốc độ đầu tư vào nguồn điện này khá chậm trong 2025. Tuy nhiên, nhờ chi phí ngày càng rẻ cùng với nhu cầu điện sạch lớn, ĐMT được kỳ vọng tăng trưởng mạnh mẽ từ nay đến 2030, các doanh nghiệp có lợi thế hồ thủy điện như REE, TV2 thể hiện sự quan tâm lớn đến đầu tư ĐMT nổi, trong khi nhiều doanh nghiệp nghiên cứu tích hợp thêm hệ thống BESS để cải thiện hiệu suất đầu tư.
- Đối với điện gió trên bờ, hưởng lợi từ môi trường chính sách thuận lợi nhờ khung giá hấp dẫn, điện gió trên bờ cao hơn ~14-23% sv khung giá chuyển tiếp và điện gió gần bờ là 9%. Trái với ĐMT ưu tiên bán theo DPPA, các nhà đầu tư điện gió ưu tiên bán cho EVN theo cơ chế đấu thầu. Chúng tôi kỳ vọng những doanh nghiệp đã có kinh nghiệm phát triển dự án giai đoạn trước, vẫn còn tham vọng mở rộng công suất giai đoạn sắp tới như **HDG, GEG, REE, PC1** sẽ được hưởng lợi từ 2025.

**Khung giá mới mở ra cơ hội cho các doanh nghiệp NLTT, sau khoảng 4 năm vướng mắc chính sách**

		Khu vực	FIT1	FIT2	Chuyển tiếp	Khung giá 2025 (USD)	Khung giá 2025 (VND)	%sv giá chuyển tiếp
Điện mặt trời không có hệ thống lưu trữ (BESS)	Điện mặt trời nổi	Bắc Bộ			4.6	6.6	1,686	42%
		Nam Trung Bộ	9.4	7.7	4.6	5.2	1,336	13%
		Nam Bộ				4.8	1,228	4%
	ĐMT trang trại	Bắc Bộ			4.6	5.4	1,383	17%
		Nam Trung Bộ	9.4	7.1	4.6	4.3	1,107	-7%
		Nam Bộ				3.9	1,012	-15%
Điện mặt trời không có hệ thống lưu trữ (BESS)	Điện mặt trời nổi	Bắc Bộ			4.6	7.3	1,877	na
		Nam Trung Bộ	9.4	7.7	4.6	5.8	1,487	na
		Nam Bộ				5.3	1,367	na
	ĐMT trang trại	Bắc Bộ			4.6	6.1	1,572	na
		Nam Trung Bộ	9.4	7.1	4.6	4.9	1,257	na
		Nam Bộ				4.5	1,150	na
Điện gió trên bờ	Bắc Bộ			6.2	7.6	1,959	23%	
	Nam Trung Bộ		8.5	6.2	7.0	1,807	14%	
	Nam Bộ				7.2	1,840	16%	
Điện gió gần bờ		9.8	7.1		7.7	1,987	9%	

• Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

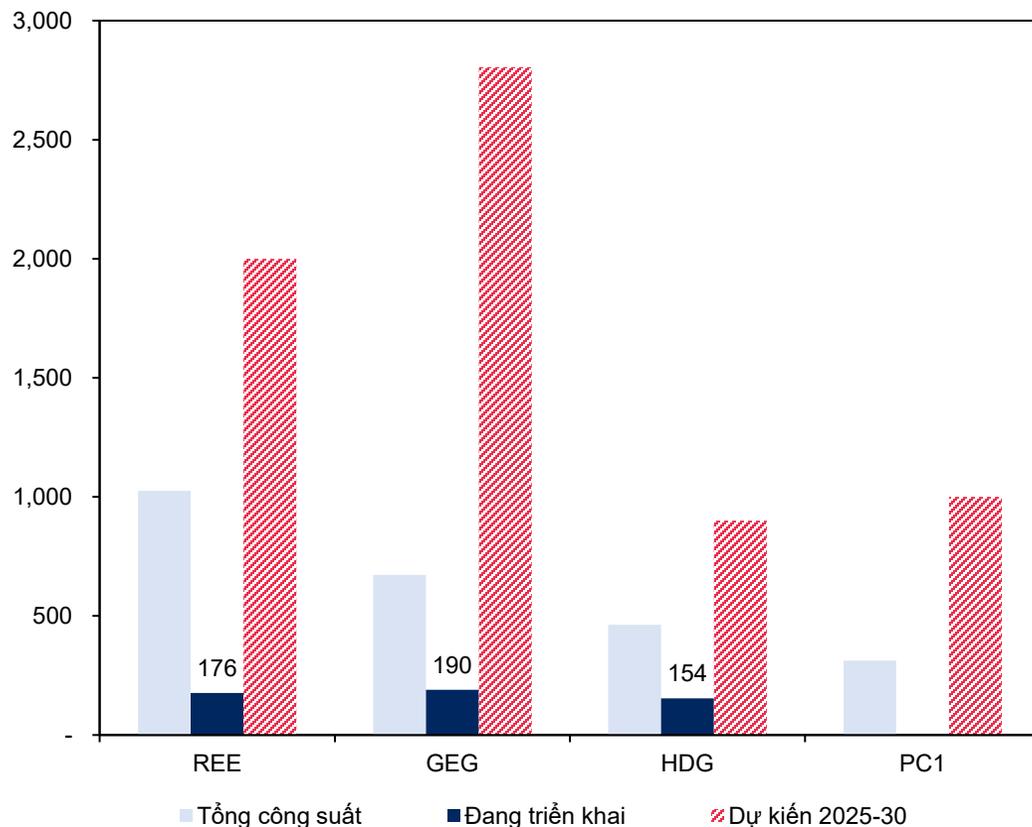
**Chi phí đầu tư giảm nhanh vẫn đảm bảo triển vọng đầu tư vào nguồn NLTT, trong khi nhu cầu điện sạch ngày càng lớn (Đơn vị: triệu USD/MW)**



• Nguồn: IRENA, MBS Research

### Năng lượng tái tạo: Sân chơi cho nhóm doanh nghiệp hàng đầu

Một số doanh nghiệp niêm yết hàng đầu vẫn thể hiện quyết tâm đẩy mạnh công suất NLTT từ nay đến 2030 (Đơn vị: MW)



Sau giai đoạn giá FIT ưu đãi, các cơ chế mới như đấu thầu, DPPA, tạo ra sân chơi có tính cạnh tranh cao, minh bạch, theo cơ chế thị trường, và là cơ hội cho các doanh nghiệp thực sự có kinh nghiệm và năng lực.

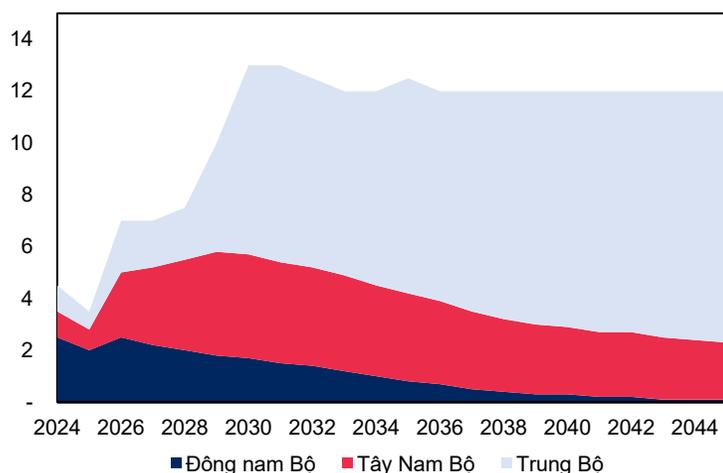
- **REE** đang triển khai điện gió Duyên Hải (48MW), chuẩn bị thủ tục đấu thầu điện gió Trà Vinh V1-3 GD2 (48MW); V1-5, V1-6 (80MW); nghiên cứu các dự án ĐMT nổi. Đáng chú ý, doanh nghiệp vừa được giao hơn 7.000ha khu vực biển tại xã Đông Hải (tỉnh Vĩnh Long) để đo đạc, khảo sát phục vụ phát triển dự án điện gió ngoài khơi Nam Bộ 3 (500MW).
- **HDG** kế hoạch nâng gấp đôi công suất đến 2030 đạt ~900MW. Doanh nghiệp bắt đầu triển khai điện gió Phước Hữu (50MW); Đang đấu thầu điện gió Bình Gia (80MW); và nghiên cứu khả thi dự án điện gió 7A Mở Rộng (21MW).
- **GEG** đang triển khai điện gió VPL2 Bến Tre (40MW); ĐMT Đức Huệ 2 (50MW), và mới đây trúng thầu dự án điện gió gần bờ Tân Thành (100MW). Đáng chú ý, ĐMT Đức Huệ 2 sẽ tích hợp BESS, kỳ vọng là một trong số các dự án áp dụng DPPA đầu tiên với khách hàng Samsung, giá bán ~4.0 UScent/kWh và IRR dự kiến 10%.
- **PC1** mục tiêu nâng tổng công suất điện NLTT lên 1.000MW đến 2030 và 1.300MW đến 2032. Tuy nhiên hiện tại, doanh nghiệp hiện chưa công bố các dự án theo đuổi cụ thể.

• Nguồn: Báo cáo doanh nghiệp, MBS Research

### Điện khí: Cấp khí LNG là xu hướng tất yếu từ 2025

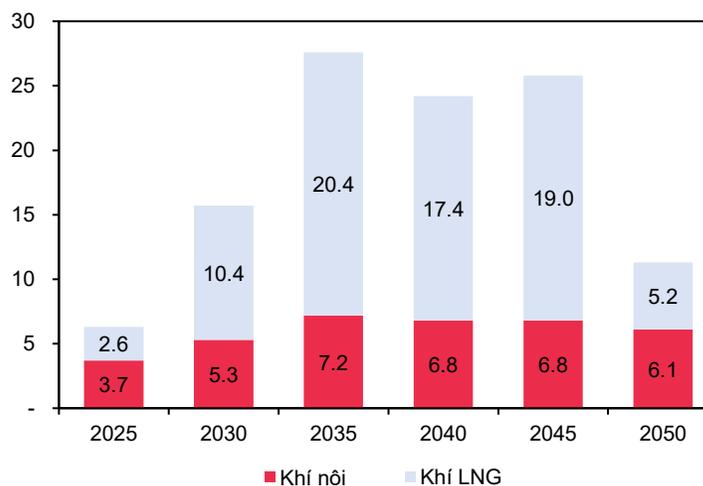
- Khả năng cấp khí nội cho sản xuất điện giảm mạnh, dự kiến đạt 3,7 tỷ kWh trong 2025, giảm 22% sv mức vốn đã thấp của 2024, đặc biệt tại khu vực ĐNB. Trong bối cảnh các mỏ giá rẻ cạn kiệt, các mỏ khí mới có chi phí khai thác đắt đỏ hơn khiến giá khí neo cao duy trì quanh mức 9-10USD/mmbtu. Dự kiến mức trung bình sẽ tăng lên ~11-13USD/mmbtu khi các mỏ mới như Lô B, Cá Voi Xanh đi vào khai thác. Về triển vọng ngắn hạn, một số nhà máy như cụm Phú Mỹ của PGV, hay NT2 vẫn đang được phân bổ nguồn khí ĐNB do còn hợp đồng với GAS, các nhà máy BOT hết hạn PPA như Phú Mỹ 2.2, Phú Mỹ 3 chuyển sang LNG từ 2025 giải tỏa phần nào áp lực thiếu khí. Tại các mỏ TNB, Việt Nam dự kiến dừng nhập khẩu từ Malaysia sau 2028. Để chuẩn bị cho các nhà máy sắp tới, giải pháp cấp khí LNG bổ sung là tất yếu trong trung và dài hạn nhằm đảm bảo nguồn đầu vào cho các nhà máy điện.
- Trong 2025, giá khí LNG ổn định lại và duy trì quanh mức 11-12USD/mmbtu, mặc dù vẫn cao hơn 20-30% sv giá khí nội, mức này đã thu hẹp đáng kể, tạo điều kiện thuận lợi hơn về khả năng cạnh tranh. Trong 2025, nhu cầu nhập khẩu LNG cũng là một nhiệm vụ quan trọng hỗ trợ Việt Nam đàm phán các chính sách thuế với Mỹ, chúng tôi kỳ vọng việc hợp tác, nếu thuận lợi, sẽ đảm bảo được cho Việt Nam nguồn đầu vào ổn định và ưu đãi hơn nhờ các hợp đồng dài hạn.

### Khả năng cấp khí nội địa suy giảm mạnh đến 2026, trong khi phần lớn các mỏ mới được quy hoạch để cấp khí cho các nhà máy theo cụm



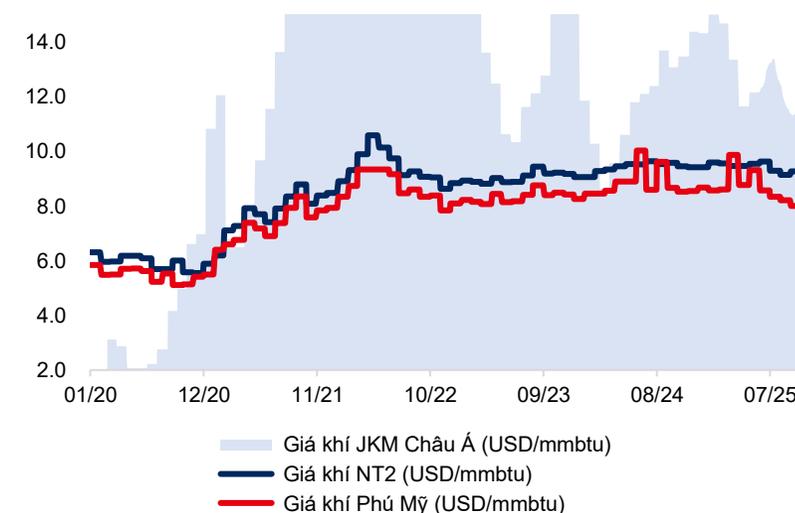
• Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

### Dự kiến nhu cầu LNG tăng mạnh từ nay đến 2035 nhằm đáp ứng cho nhu cầu huy động các nhà máy



• Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

### Giá LNG nhập khẩu ổn định lại trong 2025 và dần thu hẹp khoảng cách với giá khí nội địa



• Nguồn: Bloomberg, MBS Research

**Điện khí:** Đang có nhiều đề xuất mới nhằm thúc đẩy tiến độ đầu tư vào các dự án điện khí LNG

**Danh sách các dự án điện khí nổi bật theo QHĐ8 Điều chỉnh**

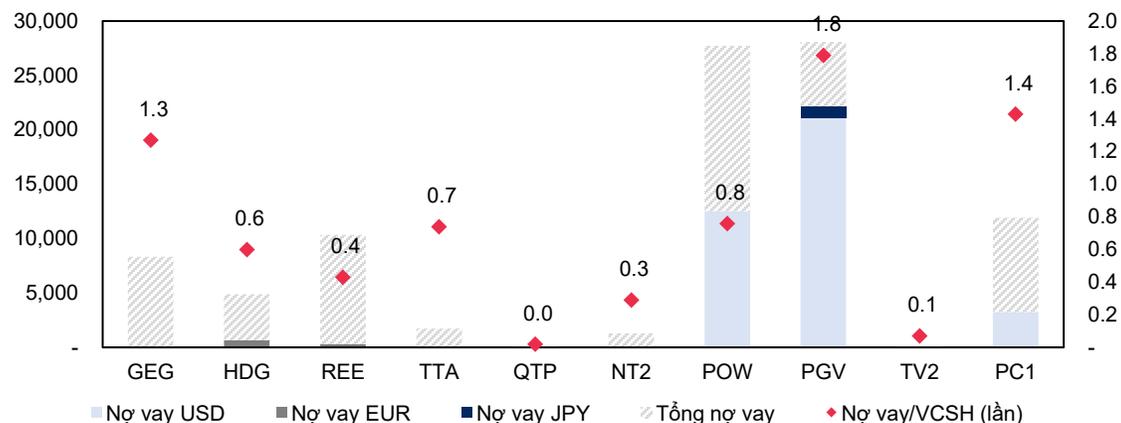
- Về cơ chế giá, trong 2025, BCT ban hành khung giá cho điện khí nội (3.069đ/kWh), khung giá cho điện LNG (3.327đ/kWh). Về sản lượng, nghị định 56/2025/NĐ-CP quy định mức bao tiêu Qc 65% sản lượng thiết kế trong vòng 10 năm, tuy nhiên các đề xuất mới của Bộ Công Thương nâng tỷ lệ bao tiêu Qc lên tối thiểu 75% trong 10 năm cho các dự án vận hành trước 2031 cho thấy nỗ lực nhằm tạo động lực cho các nhà đầu tư trong bối cảnh nguồn điện có rủi ro chậm trễ tiến độ.
- Bên cạnh các doanh nghiệp nổi bật có danh mục dự án lớn được đưa vào quy hoạch như **POW** (LNG Nhơn Trạch 3&4, LNG Quảng Ninh), **PGV** (LNG Long Sơn). Ngành điện khí ghi nhận thêm một số những dự án được chuyển đổi từ điện than sang LNG, cũng như bổ sung một số các dự án nổi bật của đối thủ mới gia nhập ngành như VinEnergio (LNG Hải Phòng 1&2).

Nhà máy	Công suất (MW)	Tiến độ dự kiến	Chủ đầu tư	Tiến độ
<b>Điện khí LNG</b>				
Nhơn Trạch 3&4	1,624	2025	PVPower	COD và vận hành trong T12/25
LNG Hiệp Phước 1	1,200	2028	Công ty TNHH Hải Linh	Đang đàm phán PPA; lùi tiến độ từ 2025 sang 2028
LNG Bạc Liêu	3,200	2030	Delta Offshore Energy	Đang thẩm định NCKT và thu xếp vốn
LNG Quảng Ninh	1,500	2028-29	PVPower - Colavi - Tokyo Gas - Marubeni	Dự kiến khởi công xây dựng T12/25
LNG Thái Bình	1,500	2029	TTVN – Tokyo gas – Kyuden	Đã khởi công trong T10/25
LNG Nghi Sơn	1,500	2028		Đang lựa chọn nhà đầu tư
LNG Quỳnh Lập	1,500	2028	Posco International	Đang lựa chọn nhà đầu tư
LNG Quảng Trạch II	1,500	2030	EVN	Dự kiến khởi công T12/15, hoàn thành 2030
LNG Hải Lăng	1,500	2028-29	Tập đoàn T&T - Hanwha - Kospo - Kogas	Đang thẩm định NCKT
LNG Cà Ná	1,500	2028		Đang lựa chọn nhà đầu tư
LNG Sơn Mỹ 2	2,250	2028	Tập đoàn AES	Đang thẩm định NCKT
LNG Sơn Mỹ 1	2,250	2028	EDF - Sojitz - Kyushu - Pacific Group	Đang thẩm định NCKT
LNG Long Sơn	1,500	2031-35		Đề suất đẩy tiến độ sang trước 2030
LNG Long An 1	1,500	2028-29	GS Energy - Vinacapital	Đang thu xếp vốn; đàm phán PPA
LNG Long An 2	1,500	2031	GS Energy - Vinacapital	Đang thu xếp vốn; đàm phán PPA
LNG Hải Phòng I	1,600	2030	VinEnergio - Vingroup	Dự kiến khởi công T12/25
LNG Hiệp Phước 2	1,500	2025-30		UB TPHCM kiến nghị đưa vào QHĐ8 ĐC
LNG Công Thanh	1,500	2031-35	Tập đoàn SK <b>quan tâm</b>	Đề suất chuyển đổi từ NĐ Than sang LNG
LNG Hải Phòng II	3,200	2031-35	VinEnergio - Vingroup	
LNG Vũng Áng III	1,500	2031-35		Dự án mới phục vụ nhu cầu điện miền Bắc
LNG Quảng Trạch III	1,500	2031-35	EVN	Dự án mới phục vụ nhu cầu điện miền Bắc
<b>Điện khí nội địa</b>				
Ô Môn III, IV (Lô B)	2,100	2028-30	PVN	Đang lựa chọn thầu xây dựng + đàm phán các hợp đồng
Ô Môn II (Lô B)	1,050	2027-28	Vietracimex - Marubeni	Đang lập NCKT
Dung Quất 2 (CVX)	750	2030	Semcorp	Phê duyệt NCKT, tiến độ phụ thuộc vào thượng nguồn
Dung Quất 1,3 (CVX)	1,500	2030	EVN	Đang lập NCKT, tiến độ phụ thuộc vào thượng nguồn
Miền Trung 1,2 (CVX)	1,500	2030	PVN	Đang lập NCKT
TBKHH Quảng Trị	340	2030	Gazprom (Nga)	Sử dụng khí Báo vàng

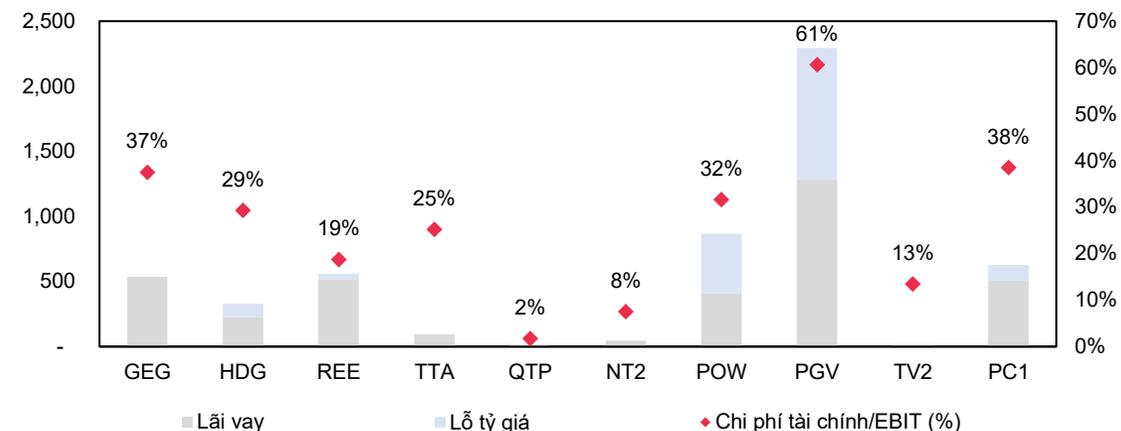
• Bộ Công Thương, MBS Research

**Sức khỏe tài chính:** Trong bối cảnh áp lực lãi suất và tỷ giá hiện hữu, cần lưu ý rủi ro gia tăng ở hoạt động tài chính các doanh nghiệp

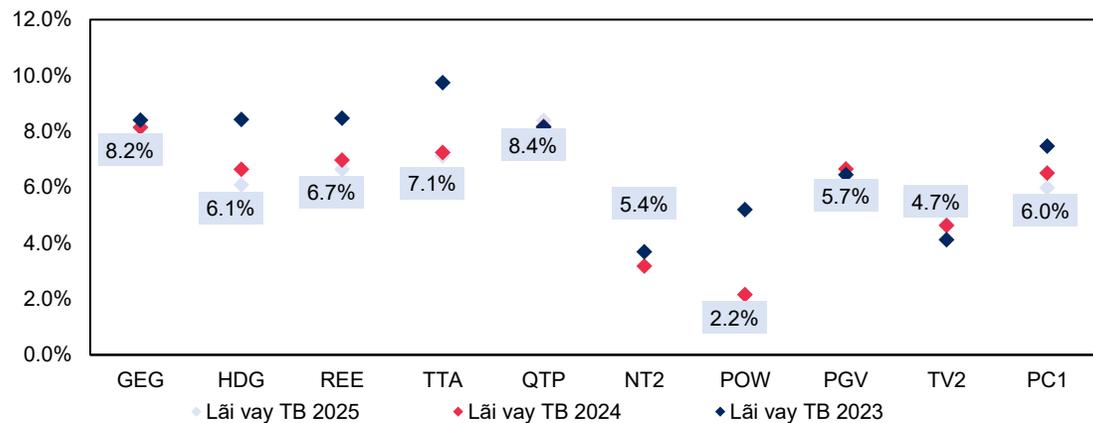
QTP, NT2 có tính phòng thủ cao do hết nợ, theo sau là HDG, REE. Mặt khác, GEG, PC1, PGV có đòn bẩy cao. Hơn nữa, rủi ro tỷ giá hiện hữu với nhóm có tỷ lệ vay ngoại tệ lớn như POW, PGV, PC1 (Đơn vị: Tỷ đồng)



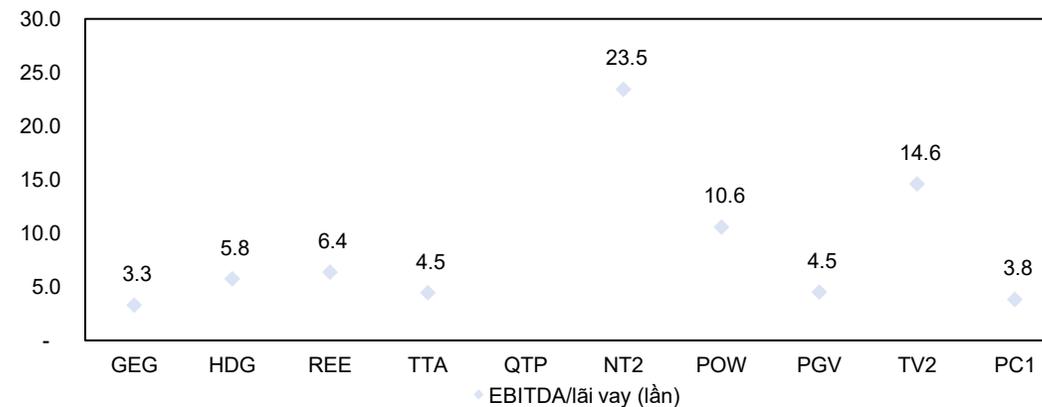
Cấu trúc vốn phục thuộc nhiều vào nợ vay khiến cho việc tăng/giảm lãi suất có tác động lớn lên bức tranh lợi nhuận, có thể thấy ở một số doanh nghiệp như PC1, GEG, PGV (Đơn vị: Tỷ đồng)



Một số doanh nghiệp có lợi thế về chi phí vốn rẻ, chính sách lãi suất tốt kỳ vọng sẽ bớt áp lực hơn trong giai đoạn tới như HDG, REE. Chúng tôi lưu ý lãi suất nếu tăng tiếp vẫn thấp hơn mức nền cao 2022-23



Với đặc thù dòng tiền dồi dào của ngành điện, các doanh nghiệp vượt qua được giai đoạn khó khăn 2021-23 và hiện tại cơ bản đảm bảo tốt các nghĩa vụ trả nợ và lãi vay



• FiiproX, MBS Research (Dữ liệu cập nhật ngày 08/12/2025)

**Dự phóng KQKD 2025-27 các doanh nghiệp trong danh mục theo dõi**

Tỷ đồng	PC1			POW			REE			HDG			NT2			QTP			GEG		
	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027
Doanh thu	13,634	14,086	17,519	33,578	57,693	58,577	10,605	10,992	12,477	3,003	4,258	5,147	7,434	8,309	8,627	10,959	11,922	11,579	2,983	2,818	2,978
%svck	35.3%	3.3%	24.4%	11.3%	71.8%	1.5%	26.3%	3.7%	13.5%	10.5%	41.8%	20.9%	25.1%	11.8%	3.8%	-8.0%	8.8%	-2.9%	28.3%	-5.5%	5.7%
LN gộp	2,829	2,606	3,527	4,124	5,382	5,757	4,204	4,446	4,862	1,869	2,714	3,302	864	990	992	765	843	943	1,637	1,481	1,563
Biên LN gộp (%)	20.8%	18.5%	20.1%	12.3%	9.3%	9.8%	39.6%	40.4%	39.0%	62.3%	63.7%	64.2%	11.6%	11.9%	11.5%	7.0%	7.1%	8.1%	54.9%	52.6%	52.5%
EBITDA	2,922	2,629	3,455	6,865	7,382	7,724	4,774	5,143	5,695	2,066	2,990	3,610	1,346	1,040	1,043	1,260	1,328	1,231	2,346	2,225	2,350
Biên EBITDA (%)	21.4%	18.7%	19.7%	20.4%	12.8%	13.2%	45.0%	46.8%	45.6%	68.8%	70.2%	70.1%	18.1%	12.5%	12.1%	11.5%	11.1%	10.6%	78.6%	79.0%	78.9%
LN ròng	932	784	1,447	2,306	2,081	2,655	2,629	3,085	3,232	683	1,635	1,890	772	861	887	524	581	668	696	565	612
%svck	102.5%	-15.9%	84.6%	84.2%	-9.8%	27.6%	31.9%	17.3%	4.7%	96.2%	139.3%	15.6%	831.5%	11.5%	3.0%	-15.4%	11.0%	14.8%	506.6%	-18.9%	8.4%
EPS (đ/cp)	2,267	1,907	3,519	985	888	1,134	4,854	5,695	5,966	1,606	3,858	4,405	2,682	2,990	3,080	1,106	1,228	1,410	1,944	1,576	1,709
BVPS (đ/cp)	18,969	21,599	25,900	16,137	18,680	19,995	44,209	50,075	56,252	17,549	21,623	26,221	16,584	18,161	19,821	10,831	10,691	10,651	18,035	19,788	21,729
Tiền mặt ròng/cổ phiếu (đ/cp)	(19,102)	(18,410)	(13,997)	(6,874)	(5,521)	(1,428)	(8,165)	(13,327)	(8,053)	(11,403)	(10,274)	(7,399)	7,068	8,697	10,475	1,132	1,083	1,111	(14,408)	(9,828)	(6,192)
Nợ/VCSH	1.8	1.6	1.4	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	0.7	0.5	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	1.3	1.2	1.0
Tỷ suất cổ tức (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.3%	1.3%	1.3%	3.1%	3.1%	3.1%	3.4%	6.4%	6.4%	9.7%	9.7%	9.7%	0.8%	0.8%	0.8%
ROAE (%)	11.9%	8.8%	13.6%	7.0%	5.9%	7.0%	11.0%	11.4%	10.6%	10.5%	20.4%	19.5%	16.2%	16.5%	15.5%	10.7%	12.1%	13.9%	11.2%	8.2%	8.1%
ROAA (%)	3.9%	2.9%	5.0%	2.7%	2.2%	2.5%	6.8%	7.1%	6.8%	4.5%	9.3%	9.6%	8.6%	8.8%	8.5%	8.3%	9.1%	10.6%	4.5%	3.6%	3.8%

• Nguồn: MBS Research

**Chiến lược đầu tư 2026: Chúng tôi lựa chọn HDG, REE**

Cổ phiếu	Khuyến nghị	Định giá (VNĐ/cp)	Luận điểm đầu tư
REE	Khả quan	77,700	<ul style="list-style-type: none"> <li>Doanh nghiệp đa ngành với mũi nhọn tập trung vào vào các ngành nghề tiện ích, có dòng tiền dồi dào như điện, nước, và cho thuê văn phòng. Sở hữu danh mục đầu tư các công ty con và công ty liên kết có tỷ suất sinh lời hiệu quả với ROE trung bình đạt 15%, khá cao so với một mô hình tập đoàn.</li> <li>Động lực tăng trưởng LN ròng 2025 đạt 32% svck chủ yếu đến từ tăng trưởng tích cực của mảng chính là thủy điện. Nhìn sang 2026, trong bối cảnh dư địa tăng trưởng nhóm thủy điện không cao, động lực sẽ đến từ các mảng còn lại như 1) Bàn giao phần còn lại các sản phẩm thấp tầng của The Light Square và tiếp tục lấp đầy tòa nhà văn phòng E.Town 6; 2) Mảng nước kỳ vọng tăng trưởng tích cực 17% nhờ VCW giai đoạn 2 đi vào vận hành.</li> <li>Trong 2026, hoạt động M&amp;E sôi động trong đó, kỳ vọng giai đoạn cao điểm thi công cơ điện lạnh của Long Thành, và REE có lượng backlog khá lớn ~2.500 tỷ đồng. Hoạt động xây dựng BDS cho thấy dấu hiệu âm lên rõ rệt cũng là động lực của mảng.</li> <li>Chúng tôi ưu thích câu chuyện dài hơi của REE tập trung vào điện NLTT, bao gồm triển khai điện gió Duyên Hải (48MW); Trà Vinh V1-3 GD2 (48MW); V1-5,V1-6 (80MW); và nghiên cứu các dự án ĐMT nổi. Đáng chú ý, doanh nghiệp vừa được giao hơn 7.000ha khu vực biển tại tỉnh Vĩnh Long để đo đạc, khảo sát phục vụ phát triển dự án điện gió ngoài khơi Nam Bộ 3 (500MW).</li> </ul>
HDG	Khả quan	40,600	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tăng trưởng LN ròng 2025/26/27 cao, đạt lần lượt đạt 96%/139%/16% svck. Trong đó, 2025 tăng trưởng đến từ sự phục hồi của nhóm thủy điện nhờ thủy văn thuận lợi, cùng một phần hiệu ứng nền thấp Q4/24. Nhìn sang 2026-27, động lực tăng trưởng chính phụ thuộc vào bàn giao Charm Villa, chúng tôi cho rằng doanh nghiệp đang muốn tận dụng tối đa đà tăng giá bán để thu về mức LN tối ưu. Hiện tại, giá bán tại khu vực đẩy lên ~220-250tr/m2, quy mô doanh thu dự án dự kiến ~3,500-3800 tỷ đồng với LN ròng dự kiến đạt ~1,500-1,700 tỷ đồng.</li> <li>Tiếp tục mở rộng quy mô các dự án điện làm bàn đạp tăng trưởng từ 2027, HDG đang triển khai 2 thủy điện nhỏ Sơn Linh, Sơn Nham (24MW), điện gió Phước Hữu (50MW) và Bình Gia (80MW). Ở mảng BDS, doanh nghiệp ghi nhận thông tin tích cực từ quỹ đất gói đầu, một số dự án nổi bật được đưa vào danh sách thí điểm Nghị quyết 171 như 62 Phan Đình Giót, Minh Long, Green Lane, doanh nghiệp kỳ vọng sẽ mất từ 1-2 năm hoàn thiện pháp lý, thúc đẩy triển vọng tăng trưởng từ 2028.</li> <li>Năng lực đầu tư uy tín đã được chứng minh, đặc biệt nhờ sở hữu danh mục điện có hiệu suất sinh lời cao. Các dự án cơ bản có sản lượng tối ưu, suất đầu tư rẻ, kéo theo đàm phán được lãi vay thấp và biên LN cao, hơn nữa, mảng đem lại dòng tiền dồi dào hỗ trợ tốt cho hoạt động kinh doanh BDS. Với sức khỏe tài chính tốt, HDG là lựa chọn phù hợp trong bối cảnh rủi ro lãi suất gia tăng.</li> </ul>

**Chiến lược đầu tư 2026: Chúng tôi lựa chọn HDG, REE**

Cổ phiếu	Khuyến nghị	Định giá (VNĐ/cp)	Luận điểm đầu tư
PC1	Khả quan	28,500	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hoạt động xây lắp tích cực nhờ nguồn việc lớn theo QHĐ 8 Điều chỉnh, 2025 ghi nhận lượng backlog cao lịch sử ~8,000 tỷ đồng, kỳ vọng sẽ tiếp tục tăng trưởng từ 2026 nhờ chiến lược mở rộng nhận thầu ra ngoài EVN như EPC điện gió và KCN.</li> <li>Mở rộng danh mục điện với hai thủy điện nhỏ Bảo Lạc A (30MW) và Thượng Hà (13MW) dự kiến đi vào hoạt động trong 2026-27. Ngoài ra, PC1 đặt mục tiêu nâng tổng công suất lên 1,000MW đến 2030, trọng tâm đầu tư các dự án NLTT.</li> <li>Tăng trưởng kép EPS giai đoạn 2025-27 đạt 46% CAGR, thúc đẩy mạnh mẽ bởi mảng bất động sản. Trong đó, bàn giao Tháp Vàng và tiến độ pháp lý tích cực hơn của PC1 Gia Lâm và Vĩnh Hưng là điểm tựa cho tăng trưởng doanh thu mảng BDS nhà ở. Ngoài ra, PC1 kỳ vọng vào chiến lược mở rộng đầu tư khu công nghiệp, bên cạnh Western Pacific - công ty LDLK PC1, sở hữu danh mục đầu tư gồm các dự án quy mô như Yên Phong IIA, Đồng Văn 5, Yên Lư MR (~370ha), doanh nghiệp xúc tiến tự đầu tư 100% cổ phần Nomura 2 (~200ha) nằm tại vị trí đắc địa Hải Phòng. Với chiến lược đầu tư nhanh, mạnh, chúng tôi cho rằng doanh nghiệp có đủ nguồn việc để duy trì tăng trưởng LN trong trung hạn.</li> <li>PC1 hiện giao dịch tại P/E 15.8x, thấp hơn 15% sv trung bình 2 năm. Triển vọng kinh doanh phục hồi cùng với mức giá chiết khấu sâu là hai yếu tố chính khiến PC1 là lựa chọn hấp dẫn thời điểm hiện tại.</li> </ul>
GEG	Khả quan	19,000	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tăng trưởng LN 2025 đạt 500%, đánh dấu năm bước ngoặt nhờ 1) Tân Phú Đông 1 (100MW) đàm phán được giá chính thức đạt 1.813đ/kWh; 2) Áp lực chi phí lãi vay giảm nhờ nền lãi suất giảm, doanh nghiệp có mục tiêu mua lại các lô trái phiếu lãi cao nhờ nguồn tiền bổ sung từ hồi tố giá điện TPD1 và thoái vốn thủy điện Trường Phú. Nhìn sang 2026, LN ròng kỳ vọng giảm 19% svck do không còn các khoản bất thường, tuy nhiên nếu nhìn rộng hơn, quy mô LN giai đoạn tới kỳ vọng ~500 tỷ so với mức chỉ ~200 tỷ trước 2024, các nhà máy về cơ bản đi vào vận hành ổn định.</li> <li>Về triển vọng tăng trưởng, GEG đang triển khai điện gió VPL2 Bến Tre (40MW); ĐMT Đức Huệ 2 (50MW), và mới đây trúng thầu dự án điện gió gần bờ Tân Thành (100MW). Đáng chú ý, ĐMT Đức Huệ 2 sẽ tích hợp BESS, kỳ vọng là một trong số các dự án áp dụng DPPA đầu tiên với khách hàng Samsung, giá bán ~4.0 UScent/kWh.</li> <li>Doanh nghiệp NLTT hàng đầu của ngành với danh mục hiện tại đạt ~672MW. Quy mô LN cải thiện đột biến từ 2025, kéo theo P/E hiện tại chỉ 7.8x, và P/B đạt 1.0x thấp hơn nhiều so với trung bình 2 năm cũng như mức trung bình ngành, cho thấy đà tăng giá chưa tương xứng với tăng trưởng lợi nhuận.</li> </ul>

**Chiến lược đầu tư 2026: Chúng tôi lựa chọn HDG, REE**

Cổ phiếu	Khuyến nghị	Định giá (VNĐ/cp)	Luận điểm đầu tư
POW	Khả quan	15,100	<ul style="list-style-type: none"> <li>Trong 2025, mặc dù sản lượng tăng nhẹ 9% svck, việc được giao Qc cao ở chu kỳ dài là yếu tố then chốt hỗ trợ cải thiện mạnh biên LN gộp, kéo LN ròng tăng 85% svck. Nhìn sang 2026 với kỳ vọng nhu cầu điện toàn quốc phục hồi, các nhà máy tiếp tục được giao sản lượng tốt, tuy nhiên, Nhơn Trạch 3&amp;4 đi vào vận hành từ đầu 2026 kỳ vọng sẽ lỗ ròng 2 năm đầu do áp lực về lãi vay lớn, trong khi triển vọng huy động vẫn đối mặt với nhiều rủi ro. Theo đó, kỳ vọng LN ròng 2026 sẽ giảm nhẹ 2% svck sau đó tăng trưởng 31% svck từ 2027 khi nhà máy bắt đầu vận hành ổn định.</li> <li>Triển vọng từ chính sách sau đề xuất nâng tỷ lệ bao tiêu Qc từ 65% lên 75% trong 10 năm của Bộ Công Thương, doanh nghiệp hiện theo đuổi hai dự án điện khí LNG quy mô lớn là LNG Quảng Ninh (1,500MW) và LNG Cà Mau 3 (1,200MW).</li> <li>Định giá hấp dẫn trong dài hạn với vị thế là doanh nghiệp điện khí hàng đầu. Mức giá hiện tại tương đương P/B 1.0x, thấp hơn nhiều so với trung bình ngành (1.5x) cho thấy dư địa tăng giá lớn.</li> </ul>
NT2	Khả quan	27,300	<ul style="list-style-type: none"> <li>2025 kỳ vọng LN ròng tăng trưởng ấn tượng 821% svck nhờ 1) Giao Qc cao từ đầu năm và hiệu ứng nền thấp năm ngoài; 2) Nguồn khí đầu vào ổn định nhờ hợp đồng bao tiêu khí với GAS đến 2027, áp lực cạnh tranh khí cũng giảm khi 2 nhà máy Phú Mỹ 2.2, Phú Mỹ 3 hết hợp đồng BOT từ 2025, phải chuyển sang chạy bằng LNG.</li> <li>LN ròng 2026 kỳ vọng tiếp tục tăng 12% svck từ nền cao 2025 do 1) Dư địa huy động vẫn lớn, nhà máy 2025 chỉ chạy ~45% hiệu suất; 2) Giảm chi phí khấu hao thiết bị; 3) Các khoản LN tiềm tàng từ chênh lệch tỷ giá ~177 tỷ dự kiến ghi nhận trong 2025-26.</li> <li>Hiện tại doanh nghiệp đã trả hết nợ vay dài hạn, và nếu duy trì được mức trả cổ tức ~1,500đ/cp (tương đương tỷ suất cổ tức 6.5%), NT2 sẽ là lựa chọn phù hợp cho chiến lược đầu tư ngành phòng thủ.</li> </ul>
QTP	Khả quan	16,100	<ul style="list-style-type: none"> <li>Năm 2025 khó khăn do giá thị trường thấp, kéo giảm biên LN trong khi huy động cũng giảm nhẹ do thủy điện thuận lợi trong bối cảnh nhu cầu điện thấp. Nhìn sang 2026, với kỳ vọng nhu cầu điện tăng trưởng ~11-12% phục vụ phát triển kinh tế, tiêu thụ nhu cầu dân cư kỳ vọng cũng sẽ phục hồi trở lại rõ ràng hơn trong cao điểm nắng nóng. Đây là câu chuyện cần chú ý đối với nhóm điện than nói chung trong các tháng quý 2-3. Kỳ vọng LN ròng tăng trưởng 11% trong 2026 và 15% trong 2027.</li> <li>Tỷ suất cổ tức ~10%, mức khá hấp dẫn sau khi diễn biến giá cổ phiếu không tích cực trong cả năm 2025, chúng tôi cho rằng QTP là lựa chọn rủi ro thấp và hợp lý cho chiến lược đầu tư ngành phòng thủ. Câu chuyện huy động điện than khá nổi bật những năm thủy điện khó khăn.</li> </ul>

**Bảng so sánh các doanh nghiệp cùng ngành**

Tên công ty	Mã CP Bloomberg	Vốn hóa tr USD	P/E (x)		P/BV (x)		ROA (%)		ROE (%)		EV/EBITDA (x)		D/E
			TTM	2026	Hiện tại	2026	TTM	2026	TTM	2026	TTM	2026	
<b>Điện khí</b>													
PVPower	POW VN	1,296.9	18.5	19.1	1.0	1.0	2.3	2.2	5.8	5.9	7.8	5.7	76%
GENCO3	PGV VN	839.0	30.8	na	1.4	1.3	1.3	4.1	4.7	15.7	5.6	na	178%
CTCP Điện lực Nhơn Trạch 2	NT2 VN	257.1	10.7	9.6	1.5	1.4	6.9	8.5	14.6	16.5	3.4	3.6	29%
<i>Trung bình</i>			20.0	14.4	1.3	1.2	3.5	4.9	8.4	12.7	5.6	4.7	0.9
<i>Trung vị</i>			18.5	14.4	1.4	1.3	2.3	4.1	5.8	15.7	5.6	4.7	76%
<b>Điện than</b>													
CTCP Nhiệt điện Hải Phòng	HND VN	202.9	23.3	na	0.9	na	3.3	6.0	3.7	7.6	6.1	na	0%
CTCP Nhiệt điện Quảng Ninh	QTP VN	216.8	9.2	9.3	1.1	1.2	8.4	9.1	11.9	12.1	4.1	4.3	4%
CTCP Nhiệt điện Phả Lại	PPC VN	140.6	121.2	14.1	15.7	13.9	0.7	0.7	4.3	4.6	4.9	5.5	37%
<i>Trung bình</i>			51.2	11.7	5.9	7.5	4.1	5.3	6.6	8.1	5.0	4.9	14%
<i>Trung vị</i>			23.3	11.7	1.1	7.5	3.3	6.0	4.3	7.6	4.9	4.9	4%
<b>Thủy điện</b>													
Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	VSH VN	398.0	11.1	13.5	2.1	na	11.2	na	19.5	16.0	6.9	na	56%
CTCP Thủy điện Hòa Na	HNA VN	195.4	10.7	na	1.5	na	12.7	na	14.6	na	6.2	na	13%
CTCP Thủy điện Miền Trung	CHP VN	177.8	9.6	na	2.4	na	19.1	na	26.1	na	6.2	na	22%
CTCP Thủy điện Thác Bà	TBC VN	89.1	12.1	na	2.0	na	12.1	na	17.1	na	7.0	na	5%
CTCP Thủy điện Miền Nam	SHP VN	133.1	10.8	na	2.7	na	22.3	na	26.0	na	6.7	na	0%
CTCP Thủy điện Sông Ba Hạ	SBH VN	190.8	18.3	na	3.1	na	13.6	na	14.5	na	10.4	na	0%
CTCP Thủy điện Thác Mơ	TMP VN	157.0	11,8	na	2,5	na	16,9	na	22,07	na	7,5	na	16%
<i>Trung bình</i>			12.1	13.5	2.3	na	15.2	na	19.6	16.0	7.3	na	16%
<i>Trung vị</i>			11.1	13.5	2.3	na	13.6	na	19.5	16.0	7.0	na	14%

• Nguồn: Bloomberg, MBS Research (dữ liệu cập nhật ngày 09/12/2025)

**Bảng so sánh các doanh nghiệp cùng ngành**

Tên công ty	Mã CP Bloomberg	Vốn hóa tr USD	P/E (x)		P/BV (x)		ROA (%)		ROE (%)		EV/EBITDA (x)		D/E
			TTM	2026	Hiện tại	2026	TTM	2026	TTM	2026	TTM	2026	Hiện tại
<b>Năng lượng tái tạo</b>													
CTCP Điện Gia Lai	GEG VN	192.3	8.5	11.4	1.2	1.0	4.2	3.6	15.6	8.2	6.5	7.3	126%
CTCP BCG Energy	BGE VN	130.0	na	na	0.5	na	(3.9)	na	(10.2)	na	18.4	na	67%
<i>Trung bình</i>			8.5	11.4	0.9	1.0	0.2	3.6	2.7	8.2	12.5	7.3	1.0
<i>Trung vị</i>			8.5	11.4	0.9	1.0	0.2	3.6	2.7	8.2	12.5	7.3	1.0
<b>Doanh nghiệp đa ngành</b>													
CTCP Cơ Điện Lạnh	REE VN	1,292.5	13.1	12.3	1.6	1.5	7.0	7.1	13.4	12.0	9.2	9.4	43%
CTCP Tập đoàn Hà Đô	HDG VN	416.1	31.6	7.8	1.7	1.4	2.4	9.3	5.6	20.1	9.1	5.9	60%
CTCP Tập Đoàn PC1	PC1 VN	342.5	18.1	10.1	1.5	1.1	2.5	2.9	8.7	8.8	7.3	7.0	143%
CTCP Tập đoàn Gelex	GEX VN	1,458.4	18.4	19.8	2.3	na	3.5	3.0	14.1	11.7	7.6	5.9	81%
<i>Trung bình</i>			20.3	12.5	1.8	1.3	3.9	5.6	10.5	13.2	8.3	7.1	0.8
<i>Trung vị</i>			18.2	11.2	1.7	1.4	3.0	5.1	11.1	11.9	8.4	6.5	0.7
<b>Tư vấn xây dựng điện</b>													
CTCP Tư vấn Xây dựng Điện 2	TV2 VN	91.2	36.5	14.1	1.8	na	3.2	7.5	5.1	15.2	26.3	8.7	7%
CTCP Tư vấn Xây dựng Điện 1	TV1 VN	23.4	7.1	na	1.5	na	7.9	na	23.4	na	4.7	na	70%
<i>Trung bình</i>			21.8	14.1	1.7	na	5.5	7.5	14.3	15.2	15.5	8.7	0.4
<i>Trung vị</i>			21.8	14.1	1.7	na	5.5	7.5	14.3	15.2	15.5	8.7	0.4

• Nguồn: Bloomberg, MBS Research (dữ liệu cập nhật ngày 09/12/2025)

## MIỄN TRỪ TRÁCH NHIỆM

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Khối Nghiên cứu - Công ty Cổ phần Chứng khoán MBS (MBS). Thông tin trình bày trong báo cáo dựa trên các nguồn được cho là đáng tin cậy vào thời điểm công bố song MBS không chịu trách nhiệm hay bảo đảm nào về tính chính xác, tính đầy đủ, tính kịp thời của những thông tin này cho bất kỳ mục đích cụ thể nào. Những quan điểm trong báo cáo này không thể hiện quan điểm chung của MBS và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước. Báo cáo này được phát hành chung, bất kỳ khuyến nghị nào trong tài liệu này không liên quan đến các mục tiêu đầu tư cụ thể, tình hình tài chính và nhu cầu cụ thể của bất kỳ người nhận cụ thể nào. Báo cáo này và tất cả nội dung là sản phẩm sở hữu của MBS; người nhận không được phép sao chép, tái xuất bản dưới bất kỳ hình thức nào hoặc phân phối lại toàn bộ hoặc một phần, cho bất kỳ mục đích nào mà không có sự đồng ý trước bằng văn bản của MBS.

## HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ MBS

### Khuyến nghị đầu tư cổ phiếu

Khuyến nghị đầu tư của MBS được xây dựng dựa trên khả năng sinh lời dự kiến của cổ phiếu, được tính bằng tổng của (i) chênh lệch phần trăm giữa giá mục tiêu và giá thị trường tại thời điểm công bố báo cáo, và (ii) tỷ suất cổ tức dự kiến. Trừ khi được nêu rõ trong báo cáo, các khuyến nghị đầu tư có thời hạn đầu tư là 12 tháng.

KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu từ 15% trở lên
TRUNG LẬP	Khả năng sinh lời của cổ phiếu nằm trong khoảng từ -15% đến 15%
KÉM KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu ở dưới mức -15%

### Khuyến nghị đầu tư ngành

KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Khả quan, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TRUNG LẬP	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Trung lập, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
KÉM KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Kém khả quan, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền

## KHỐI NGHIÊN CỨU CTCP CHỨNG KHOÁN MB

<b>Giám đốc Khối Nghiên cứu</b>	<b>Trưởng phòng</b>			
<i>Trần Thị Khánh Hiền</i>	<i>Nguyễn Tiến Dũng</i>			
<b>Vĩ mô – Chiến lược thị trường</b>	<b>Ngân hàng – Dịch vụ tài chính</b>	<b>Bất động sản – VLXD</b>	<b>Công nghiệp – Năng lượng</b>	<b>Bán lẻ - Tiêu dùng</b>
<i>Nghiêm Phú Cường</i>	<i>Đinh Công Luyến</i>	<i>Nguyễn Minh Đức</i>	<i>Nguyễn Hà Đức Tùng</i>	<i>Nguyễn Quỳnh Ly</i>
<i>Ngô Quốc Hưng</i>	<i>Phạm Thị Thanh Hương</i>	<i>Lê Hải Thành</i>	<i>Mai Duy Anh</i>	
<i>Đinh Hà Anh</i>		<i>Phạm Thị Thanh Huyền</i>	<b>Logistics – Vật liệu cơ bản</b>	
			<i>Võ Đức Anh</i>	