



NGÀNH ĐIỆN

Kỷ Nguyên Xanh



Năng Lượng

Kỷ Nguyên Xanh

Nhu cầu điện tăng trưởng nhanh trong trung-dài hạn ở mức cao mở ra nhiều cơ hội cho các lĩnh vực trong hệ thống điện

Những năm trở lại đây, Việt Nam luôn nằm trong số các quốc gia dẫn đầu về tốc độ tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm. Theo dự báo của EVN, tốc độ tăng trưởng này sẽ vẫn ở mức cao trong trung-dài hạn, CAGR giai đoạn 2023-25 và 2025-30 lần lượt ở mức 11.4% và 7.9%. Động lực này sẽ mở ra nhiều cơ hội phát triển cho tất cả các lĩnh vực trong hệ thống điện bao gồm: tư vấn thiết kế, xây dựng, phát điện, truyền tải và phân phối trong các giai đoạn tới đây.

Nhiệt điện tuabin khí & Điện gió đón nhận cơ hội lớn

Về lĩnh vực phát điện, chúng tôi đặc biệt đánh giá cao tiềm năng tăng trưởng của hai nguồn điện tua bin khí và điện gió trong các thập kỷ tới dựa trên sự phân tích hai yếu tố nền tảng ngành điện: (1) sự ổn định hệ thống và (2) tính hiệu quả kinh tế trong dài hạn. Điều này cũng tương đồng với định hướng của Chính phủ trong Quy hoạch điện 8, với mục tiêu tăng trưởng bình quân kép (CAGR) về công suất nhiệt điện tua-bin khí và điện gió lần lượt ở mức 16.1% và 20.2% trong giai đoạn 2022-45. Mức tăng trưởng này cao vượt trội so với con số 1.2% của thủy điện, 5.0% của nhiệt điện than hay 5.4% của điện mặt trời.

Tuy nhiên thách thức không nhỏ

Dù vậy để các nguồn năng lượng tua bin khí và điện gió có thể đạt được sự bứt phá theo Quy hoạch điện 8, cần có sự hỗ trợ rất lớn của Chính phủ trong việc xây dựng các chính sách giá khuyến khích nền kinh tế tư nhân tham gia xây dựng các nhà máy điện. Ngoài ra, khả năng đồng bộ lưới điện truyền tải cũng là một vấn đề cần được xem xét để có thể phát huy hiệu quả công suất đặt của các nguồn năng lượng tái tạo. Các vấn đề này trong ngắn hạn hiện vẫn đang là bài toán khá nan giải.

Khuyến nghị: Tăng tỷ trọng

Dựa trên các phân tích về triển vọng, rủi ro và định giá, chúng tôi khuyến nghị **MUA** đối với hai cổ phiếu **NT2** (GMT: 29,400 đồng, TSSL: +20%), và **QTP** (23,400 đồng, TSSL: +54%). Bên cạnh khuyến nghị **NĂM GIỮ** đối với **GEG** (GMT: 13,000 đồng). Ngoài ra, chúng tôi cũng đánh giá khả quan về tiềm năng tăng trưởng của POW từ cuối 2024, sau khi hai nhà máy NT3 và NT4 bắt đầu vận hành thương mại.

Tăng tỷ trọng

Công ty	K/N	GMT (đồng)
Nhon Trạch 2	MUA	29,400
Nhiệt Điện Quảng Ninh	MUA	23,400
Điện Gia Lai	NĂM GIỮ	13,000
Điện Lực Dầu Khí VN	N/A	N/A

Nội dung

I.	Sơ lược	2
II.	Danh mục cổ phiếu & định giá	3
III.	2H23-24, điểm sáng thủy điện & điện gió	4
IV.	Trong dài hạn, nhu cầu điện dự báo tiếp tục tăng trưởng nhanh	7
V.	Phát điện: Nhiệt điện tuabin khí & điện gió đón nhận cơ hội lớn	8
	Nhiệt điện tuabin khí - triển vọng tăng trưởng từ bản chất đảm bảo ổn định hệ thống điện	8
	Điện gió - triển vọng tích cực từ lợi thế chi phí phát điện	13
VI.	Các rủi ro cần xem xét	16
VI.	Kết luận & khuyến nghị	17
	Doanh nghiệp	20
	NT2	21
	QTP	24
	GEG	27
	POW	30

Nội dung báo cáo

- Bức tranh ngành điện 2024
- Triển vọng & Rủi ro ngành điện trong trung-dài hạn
- Dự báo & Khuyến nghị đầu tư về ngành và các cổ phiếu

I. Sơ lược

Tình hình thủy văn bất đầu cải thiện trong 3Q23, và dự báo sẽ thuận lợi hơn trong 2024

2024 - Thủy điện và điện gió kỳ vọng hoạt động khả quan

Nhu cầu điện thương phẩm dự báo vẫn giữ tăng trưởng nhanh trong giai đoạn 2025-30 với CAGR 7.9%/năm

Nhiệt điện tua bin khí & điện gió đứng trước nhiều cơ hội và được định hướng phát triển mạnh mẽ theo QHĐ8

Chúng tôi khuyến nghị tích cực đối với các cổ phiếu QTP, NT2 và POW cho hoạt động năm giữ trên 12 tháng

2024F: Tại thời điểm cuối tháng 09, mực nước tại các hồ điều tiết năm và lưu lượng nước tại các lưu vực chính đang diễn biến khá thuận lợi nhờ sự xuất hiện của lũ tiểu mãn cuối quý hai. Đồng thời, theo dự báo của NOAA, xác suất và mức độ tác động của pha El-nino sẽ có xu hướng giảm dần từ cuối 2023 và có thể đi vào pha trung tính từ cuối 2Q24. Những tiền đề này kỳ vọng sẽ tạo môi trường thuận lợi hơn cho hoạt động các doanh nghiệp thủy điện trong 2024. Ngoài ra, sản lượng huy động từ các nhà máy điện gió cũng được dự báo tăng đáng kể trong 2024 nhờ việc bổ sung một lượng lớn công suất từ các dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp (NLTT) từ 2Q23. Ở chiều hướng ngược lại, chúng tôi cho rằng các nhà máy nhiệt điện khí có thể bị điều chỉnh giảm hệ số huy động do: (1) sự bất lợi trong cạnh tranh giá phát điện, (2) sự giới hạn nguồn nhiên liệu trong nước và (3) khả năng linh hoạt trong hoạt động phát điện.

Trung & dài hạn: Những năm trở lại đây, Việt Nam luôn nằm trong số các quốc gia dẫn đầu về tốc độ tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm. Tốc độ tăng kép bình quân CAGR 2017-22 đạt mức 6.8%/năm. Đồng thời, với dự báo GDP Việt Nam vẫn tăng trưởng nhanh trong hai thập kỷ tới. Đây sẽ là nền tảng vững chắc cho động lực tăng trưởng nhu cầu điện các giai đoạn sắp tới. Trong kịch bản cơ sở, theo ước tính của EVN, tăng trưởng sản lượng điện Việt Nam – CAGR 2023-25 có thể đạt 11.4%/năm và CAGR 2025-30 ở mức 7.9%/năm. Nhu cầu phụ tải tăng trưởng tích cực, nhìn chung sẽ mở ra nhiều cơ hội phát triển cho tất cả các lĩnh vực trong hệ thống điện bao gồm: Tư vấn thiết kế, xây lắp, phát điện, truyền tải và phân phối.

Về nguồn điện, các nguồn điện gió (CAGR 2022–25: 40.0%, 2025–30: 9.7%, 2030–35: 12.3%) và nhiệt điện tua bin khí (CAGR 2025–30: 27.4%, 2030–35: 9.5%) được dự báo sẽ tăng trưởng ở mức rất cao trong giai đoạn 2022-45 dựa trên: (1) sự phân tích hai yếu tố nền tảng của ngành điện là: (a) sự ổn định của hệ thống và (b) tính hiệu quả về kinh tế, (2) bên cạnh định hướng phát triển nguồn của Chính phủ trong QHĐ8. Tuy nhiên, để hai nguồn năng lượng này có thể đạt được sự bùng nổ phụ thuộc rất lớn về quan điểm của Chính phủ và BCT trong việc hoàn thiện các chính sách hỗ trợ phát triển các nguồn điện, đặc biệt là chính sách về cơ chế giá nhằm khuyến khích sự tham gia của các tổ chức kinh tế tư nhân. Ngoài ra, khả năng đồng bộ lưới điện truyền tải cũng là một vấn đề lớn cần được chú trọng để có thể phát huy hiệu quả công suất đặt của các nguồn NLTT.

Khuyến nghị cổ phiếu: Dựa trên các phân tích về triển vọng, rủi ro và định giá, chúng tôi khuyến nghị **MUA** đối với hai cổ phiếu NT2 (GMT: 29,400 đồng, TSSL: +20%), và **QTP** (23,400 đồng, +54%). Bên cạnh khuyến nghị **NĂM GIỮ** đối với **GEG** (GMT: 13,000 đồng). Ngoài ra, chúng tôi cũng đánh giá khả quan về tiềm năng tăng trưởng của **POW** từ cuối 2024, sau khi hai nhà máy NT3 và NT4 bắt đầu vận hành thương mại.

II. Danh mục cổ phiếu & định giá

Bảng 1. Danh mục cổ phiếu

Khuyến nghị & Giá mục tiêu			Lợi nhuận & Định giá											
Công ty			DT	LNHD	LNST	EPS	BPS	ROE	ROA	PE	PB	EV/ EBITDA	DY	
			(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(đồng)	(đồng)	(%)	(%)	(x)	(x)	(x)	(%)	
Nhơn Trạch 2 (NT2)	Khuyến nghị	MUA	2021A	6,150	593	534	1,756	14,706	12.5	8.2	14.2	1.8	33.6	6.3
	GMT (đồng)	29,400	2022A	8,788	950	883	2,960	16,027	20.0	12.6	9.4	1.8	16.4	8.7
	Thị giá (02 Oct, đồng)	24,900	2023F	6,492	704	667	2,194	16,218	14.4	7.7	10.6	15	20.5	8.2
	Vốn hóa (tỷ đồng)	7,168	2024F	6,226	650	612	2,014	16,291	13.1	6.6	11.5	15	21.3	7.9
			2025F	7,008	881	847	2,790	16,392	18.0	10.5	8.3	15	18.2	11.0
Nhiệt Điện Quảng Ninh (QTP)	Khuyến nghị	MUA	2021A	8,571	734	578	1,168	13,712	9.4	6.0	6.4	1.2	5.6	7.9
	GMT (đồng)	29,400	2022A	10,417	968	764	1,405	13,694	12.4	9.0	11.1	1.3	3.2	11.5
	Thị giá (02 Oct, đồng)	15,300	2023F	12,536	686	609	1,232	13,730	9.9	7.7	11.3	1.1	4.4	7.8
	Vốn hóa (tỷ đồng)	6,885	2024F	12,101	675	617	1,249	13,848	9.9	8.0	11.2	1.1	4.4	7.9
			2025F	12,941	731	686	1,391	14,086	10.9	8.8	10.0	1.1	4.2	7.5
Điện Gia Lai (GEG)	Khuyến nghị	NĂM GIỮ	2021A	1,381	653	325	895	11,121	8.8	3.2	6.4	1.2	13.4	-
	GMT (đồng)	13,000	2022A	2,093	851	371	928	13,287	8.2	2.5	11.1	1.3	10.8	-
	Thị giá (02 Oct, đồng)	15,350	2023F	2,210	939	195	506	13,794	3.9	1.2	27.8	1.2	9.3	-
	Vốn hóa (tỷ đồng)	4,942	2024F	2,431	1,035	316	791	14,585	5.8	1.9	17.2	1.2	8.9	-
			2025F	2,533	1,128	471	1,143	15,728	7.8	3.0	11.5	1.1	8.4	-
Điện Lực Dầu Khí VN (POW)	Khuyến nghị	KHẢ QUAN	2021A	24,561	2,400	2,052	746	12,229	6.3	3.9	20.0	1.4	8.3	-
	GMT (đồng)	n/a	2022A	28,224	2,859	2,553	824	13,031	12.4	9.0	9.8	0.8	4.7	-
	Thị giá (02 Oct, đồng)	11,600	2023F	28,509	1,382	1,096	359	13,390	9.9	7.7	24.8	0.9	6.8	-
	Vốn hóa (tỷ đồng)	27,516	2024F	27,950	1,454	602	154	13,543	9.9	8.0	45.1	0.9	5.8	-

Nguồn: dữ liệu các công ty, KISVN

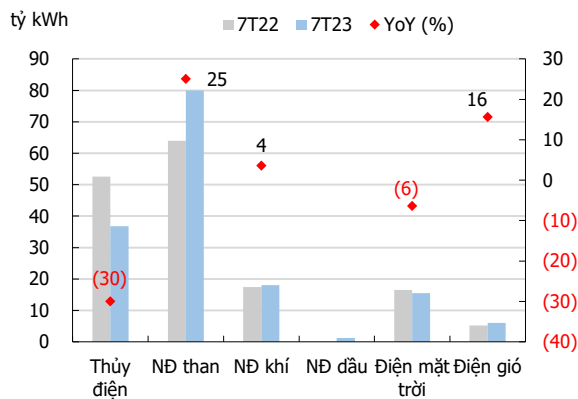
III. 4Q23-2024, điểm sáng thủy điện & điện gió

1H23 - El nino Nhiệt điện lên ngôi & điện gió tăng trưởng nhờ chính sách

Tình hình thủy văn bất lợi trong 1H23, một phần ảnh hưởng bởi pha El nino

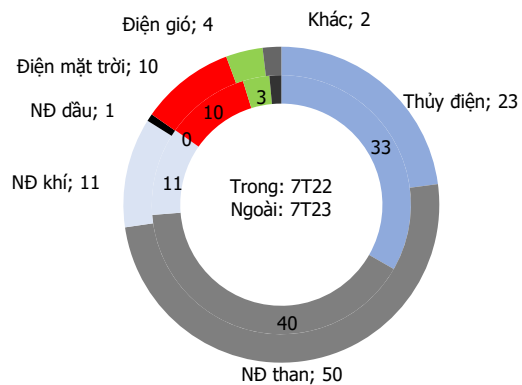
Trong 1H23, thời tiết nắng nóng diễn biến kéo dài nhiều vùng khắp cả nước, một phần ảnh hưởng bởi pha El-nino hoạt động mạnh trong khoảng thời gian này. Điều này đã gây ra nhiều trở ngại trong hoạt động điều độ hệ thống điện quốc gia khi sản lượng huy động từ các nhà máy thủy điện giảm đáng kể. Đặc biệt tại thời điểm cuối tháng 5 - đầu tháng 6 khi mực nước tại các hồ thủy điện rơi về gần ngưỡng mực nước chết, công suất huy động bình quân các nhà máy thủy điện chỉ đạt dưới 10%.

Hình 1. Trong 7T2023 nhiệt điện than và điện gió được gia tăng huy động bù đắp sự thiếu hụt từ thủy điện



Nguồn: EVN, KISVN

Hình 2. Tỷ trọng sản lượng điện sản xuất theo nguồn trong 7T2023 (%)



Nguồn: EVN, KISVN

Theo số liệu công bố từ EVN, trong bảy tháng đầu năm sản lượng huy động từ các nhà máy thủy điện chỉ đạt 29.8 tỷ kWh, giảm 28% n/n, chỉ chiếm 22% sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống. Trong bối cảnh thiếu hụt nguồn cung từ nguồn thủy điện, các nhiệt điện than và điện gió là các nhà máy được hưởng lợi đáng kể khi trở thành các nguồn cung thay thế hiệu quả nhất. Cụ thể:

- Các nhà máy nhiệt điện than với vai trò là nguồn chủ động thay thế thủy điện có chi phí thấp nhất. Ước tính trong 7T đầu năm, hiệu suất sử dụng bình quân của các nhà máy nhiệt điện than tăng 8% n/n, đạt 58%. Cùng với việc gia tăng công suất huy động từ các nhà máy mới vận hành từ nửa cuối 2022: Thái Bình 2 (1,200MW), Nghi Sơn 2 (1,200MW), Sông Hậu 1 (1,200MW) và Vân Phong 1 (1,432MW) đã giúp cho sản lượng sản xuất của nhóm nhiệt điện than ghi nhận mức tăng trưởng tích cực trong 7T23, đạt 80 tỷ kWh, +25% n/n.
- Sản lượng sản xuất các nhà máy điện gió cũng ghi nhận sự tăng trưởng khả quan trong 7T23 nhờ chính sách giá tạm đối với các dự án điện gió chuyển tiếp của Bộ Công Thương (BCT). Tính đến thời điểm cuối tháng 07/23, đã có khoảng 833 MW điện gió từ các dự án chuyển tiếp đã được giải tỏa công suất, tăng 21% so với đầu năm. Lũy kế 1H23, tổng sản lượng điện gió sản xuất đạt 5.3 tỷ kWh, tăng trưởng 13% n/n.

...do đó tạo điều kiện thuận lợi cho hoạt động của các nhà máy nhiệt điện

Sản lượng điện gió tăng nhanh sau khi các DA NLTT chuyển tiếp được ký hợp đồng “giá tạm”

2H23-2024 dự báo thủy điện và điện gió tiếp tục chuyển biến tích cực, trong khi nhiệt điện giảm công suất huy động

Hình 3. Tỷ trọng sản lượng thủy điện phục hồi từ tháng 06/23

	Thủy điện	NĐ than	NĐ khí	NĐ dầu	ĐMT	Điện gió	Điện sinh khối
Thg8-23	46%	32%	5%	0%	11%	5%	0%
Thg7-23	27%	52%	10%	0%	7%	3%	0%
Thg6-23	21%	54%	11%	0%	10%	3%	0%
Thg5-23	17%	50%	16%	3%	10%	3%	0%
Thg4-23	22%	51%	12%	1%	10%	2%	0%
Thg3-23	21%	50%	12%	0%	11%	5%	1%
Thg2-23	25%	44%	12%	0%	11%	6%	1%
Thg1-23	30%	41%	10%	0%	9%	7%	0%

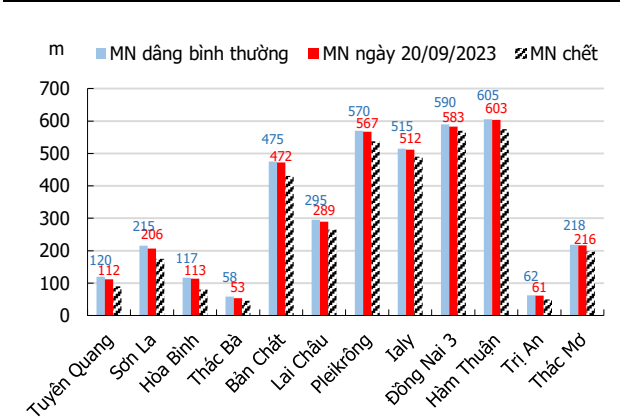
Nguồn: EVN, KISVN

Hình 4. Công suất nhà máy thủy điện trở lại tích cực trong tháng 08/23

	Thủy điện	NĐ than	NĐ khí	NĐ dầu	ĐMT	Điện gió	Điện sinh khối
Thg8-23	63%	42%	22%	0%	42%	33%	35%
Thg7-23	37%	67%	45%	5%	27%	19%	20%
Thg6-23	28%	70%	48%	3%	35%	17%	29%
Thg5-23	27%	70%	77%	80%	39%	20%	22%
Thg4-23	32%	63%	53%	13%	38%	15%	35%
Thg3-23	28%	60%	51%	0%	39%	28%	41%
Thg2-23	33%	51%	49%	0%	36%	35%	41%
Thg1-23	32%	39%	34%	0%	26%	32%	24%

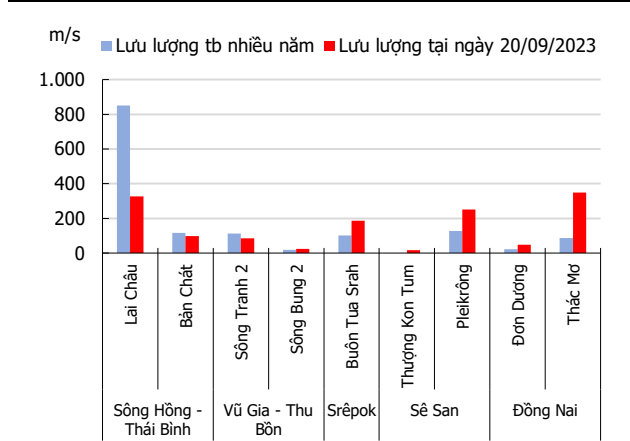
Nguồn: KISVN

Hình 5. Mức nước tại các hồ thủy điện hồ chứa lớn đang ở mức cao



Nguồn: EVN, KISVN
MN: mực nước

Hình 6. Lưu lượng nước tại các thủy điện đầu nguồn đang ở mức cao



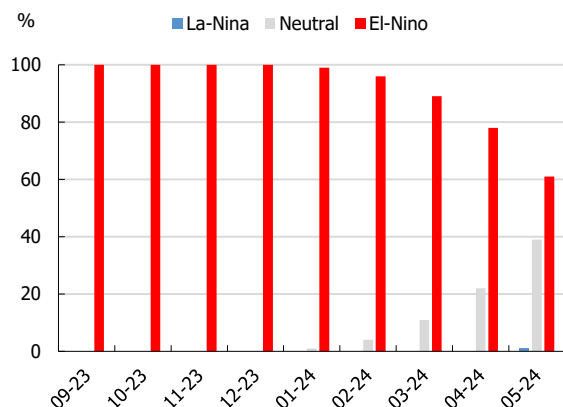
Nguồn: EVN, KISVN
Tb: trung bình

Tình hình thủy văn bắt đầu cải thiện từ 3Q23 và kỳ vọng tiếp tục xu hướng khả quan trong 2024

Trong 3Q23: Sang tháng 07 với sự xuất hiện của lũ tiểu mãn, tình hình thủy văn trong nước đã có phần dịu đi đáng kể. Từ đó đã cải thiện rõ rệt hoạt động của các nhà máy thủy điện. Theo số liệu của EVN, hiệu suất sử dụng bình quân các nhà máy thủy điện trong tháng 07 và 08/2023 đã tăng lần lượt lên mức 37% và 63% so với mức chỉ 28% trong tháng 06 (hình 3-4). Cùng với đó, công suất huy động điện gió của hệ thống cũng liên tục mở rộng từ các dự án chuyển tiếp (đến 23/09 công suất điện gió đã tăng thêm 3,341MW so với đầu năm, +84% từ đầu năm từ 62/85 dự án chuyển tiếp được ký kết giá tạm). Đây là hai nguyên nhân chính đã khiến sản lượng huy động từ nguồn điện tuabin khí có giá bán cao phải bị cắt giảm. Đáng chú ý, trong tháng 08 công suất phát tại các nguồn điện tuabin khí đã bị cắt giảm khá nhanh chỉ còn ở mức 22% so với mức đỉnh 77% của tháng 5 hay mức 48% của tháng 06.

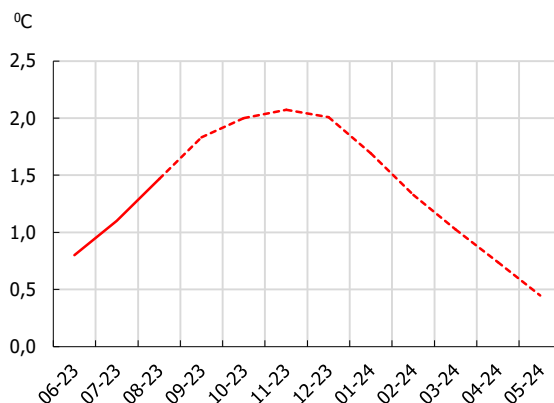
Trong 4Q23, dự báo trung tâm điều độ (A0) sẽ vẫn giữ tỷ trọng động các nguồn thủy điện và điện gió ở mức cao, trong khi sẽ tiếp tục cắt giảm công suất phát các nguồn nhiệt điện. Khi thời điểm hiện tại cuối tháng 09, mực nước tại các hồ điều tiết năm và lưu lượng nước tại các lưu vực chính đang diễn biến khá thuận lợi (hình 5-6). Ngoài ra, lượng công suất giải tỏa từ các dự án điện gió chuyển tiếp tiếp tục được đưa vào hệ thống khá lớn trong 3Q. Vì vậy, đây sẽ là những cơ sở thuận lợi giúp A0 có thể tận dụng các nguồn phát chi phí thấp trong các tháng cuối 2023.

Hình 7. Xác suất El-nino giảm trong 2024



Nguồn: NOAA, KISVN

Hình 8. Nhiệt độ vùng 3.4 dự báo tạo đỉnh tháng 11/2023 và giảm về mức trung tính từ cuối 2Q24



Nguồn: NOAA, KISVN

Hình 9. Tỷ trọng sản lượng thủy điện và điện gió dự báo tăng trong 2024



Nguồn: NOAA, KISVN

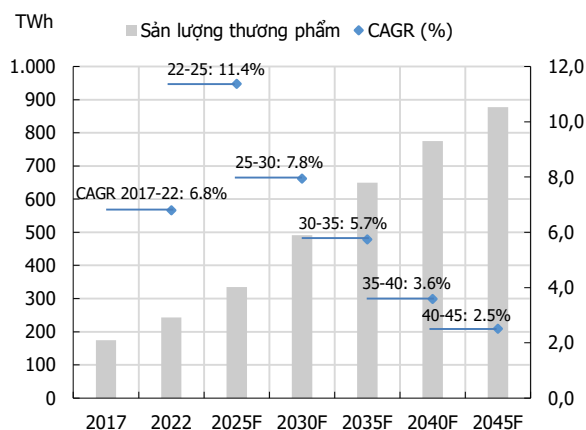
2024, theo dự báo của NOAA khả năng El-nino sẽ tạo đỉnh trong tháng 11/2023, sau đó bắt đầu suy yếu dần và có khả năng đi vào pha trung tính từ 2H23 (hình 7-8). Tiền đề này kỳ vọng sẽ tạo môi trường thuận lợi hơn cho các nhà máy thủy điện so với 2023. Cùng với, dự báo nhu cầu phụ tải điện trong 2024 ở mức 7%, chúng tôi ước tính:

2024, kỳ vọng thủy điện và điện gió được kỳ vọng tiếp tục xu hướng khả quan. Trong khi nhóm nhiệt điện có thể điều chỉnh giảm huy động

- Hoạt động phát điện nhà máy *thủy điện* trong 2024 nhìn chung sẽ có sự cải thiện so với cả năm 2023, với hiệu suất sử dụng bình quân các nhà máy kỳ vọng ở mức 45%, cải thiện 4% so với mức trung bình ước tính 41% của 2023. Tỷ trọng sản lượng huy động 2024 dự báo đạt mức 31%, tăng 1% so với 2023 (hình 9).
- Đồng thời, sản lượng huy động từ các nguồn *NLTT* nói chung và *điện gió* nói riêng trong 2024 sẽ được gia tăng đáng kể từ việc bổ sung một lượng lớn công suất đặt các nhà máy NLTT chuyển tiếp từ 2H23. Chúng tôi ước tính tỷ trọng sản lượng nhóm NLTT và điện gió sẽ tăng thêm 1% so với 2023, lần lượt ở mức 5% và 14% trong 2024.
- Trong khi đó, ở chiều hướng ngược lại, chúng tôi cho rằng các nhà máy *tuabin khí* sẽ có thể bị điều chỉnh giảm huy động do: (1) bất lợi trong cạnh tranh giá giá phát điện, (2) tiết kiệm nguồn nhiên liệu hữu hạn trong nước và (3) tính linh động trong khả năng phát điện. Trên cơ sở này chúng tôi ước tính tỷ trọng sản lượng sản xuất của các nhà máy điện tuabin khí có thể giảm ở mức 0.9% so với 2023. Bên cạnh hiệu suất sử dụng kỳ vọng ở mức 36.4% giảm 1.3% so với con số trung bình của năm 2023.

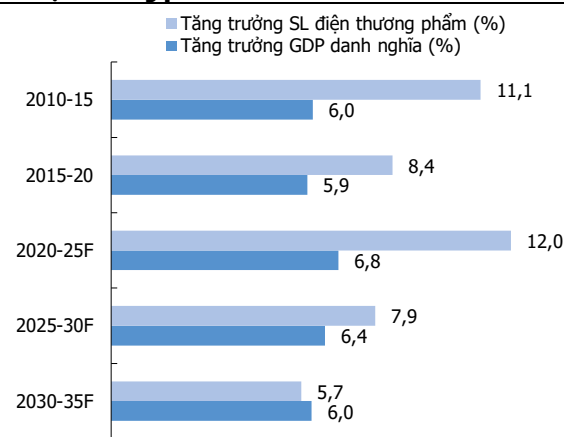
IV. Trong trung-dài hạn, nhu cầu điện dự báo tiếp tục tăng trưởng nhanh

Hình 10. Giai đoạn 2022-30 dự báo tăng trưởng nhu cầu điện Việt Nam vẫn ở mức cao



Nguồn: QHĐ8, KISVN

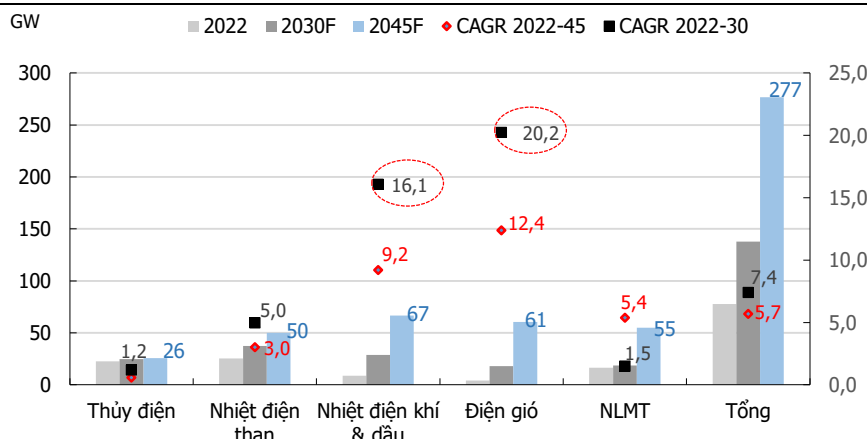
Hình 11. Tăng trưởng GDP dự báo tích cực trong trung-dài hạn là nền tảng vững chắc cho động lực tăng trưởng nhu cầu điện thương phẩm



Nguồn: QHĐ8, KISVN

Trong những năm trở lại đây, Việt Nam vẫn luôn nằm trong nhóm các quốc gia dẫn đầu về tốc độ tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm. Tốc độ tăng kép bình quân CAGR trong giai đoạn 2017-22 đạt mức 6.8%/năm. Đồng thời, với khả năng cao GDP Việt Nam vẫn duy trì mức tăng trưởng khả quan trong trung và dài hạn. Đây sẽ tạo tiền đề vững chắc cho động lực tăng trưởng sản lượng điện các giai đoạn sắp tới. Trong kịch bản cơ sở, theo ước tính của EVN, tăng trưởng sản lượng điện Việt Nam có thể đạt mức tăng trưởng nhanh 11.4% trong giai đoạn 2023-25 và 7.8% trong giai đoạn 2025-30.

Hình 12. Nhiệt điện tuabin khí & điện gió định hướng phát triển mạnh mẽ theo QHĐ8



Nguồn: QHĐ8, KISVN

Trong trung-dài hạn, tăng trưởng nhu cầu điện dự báo vẫn ở mức cao. Điều này sẽ mở ra nhiều cơ hội cho tất cả các lĩnh vực hoạt động trong hệ thống điện

Sự tăng trưởng về nhu cầu trong trung, dài hạn, nhìn chung sẽ mở ra nhiều cơ hội phát triển cho tất cả các lĩnh vực trong hệ thống điện (Tư vấn thiết kế, xây lắp, phát điện, truyền tải và phân phối). Xét riêng về lĩnh vực phát điện, trên cơ sở phân tích hai yếu tố cốt lõi của hệ thống điện về (1) sự ổn định và (2) tính hiệu quả kinh tế, chúng tôi đánh giá cao tiềm năng tăng trưởng của hai nguồn điện tuabin khí và điện gió trong trung, dài hạn. Điều này cũng tương đồng với định hướng phát triển nguồn của Chính phủ trong QHĐ8, với tốc độ tăng trưởng kép bình quân (CAGR) trong giai đoạn 2022-45 của nguồn điện tuabin khí và điện gió được dự báo lần lượt đạt mức 16.1% và 20.2%, cao hơn vượt trội so với phần còn lại như thủy điện 1.2%, nhiệt điện than 5.0% hay điện mặt trời 5.4%.

V. Phát điện: Nhiệt điện tuabin khí & điện gió đón nhận cơ hội lớn

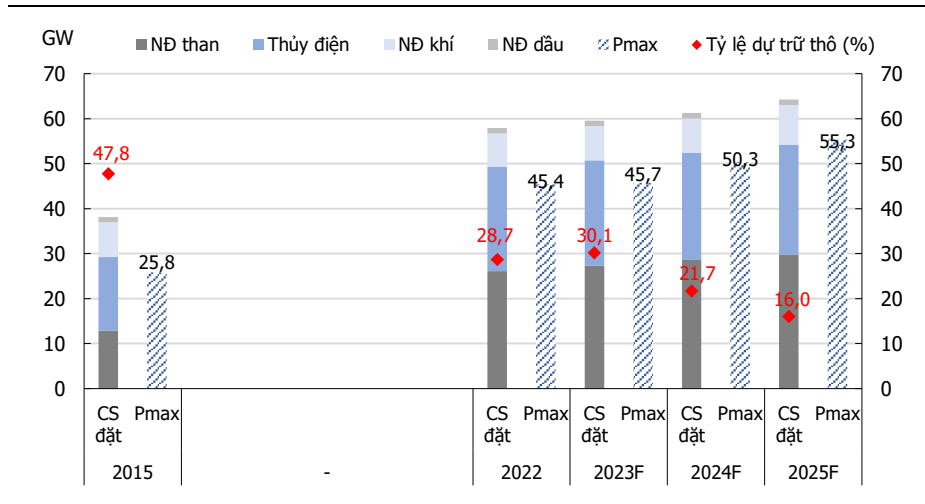
1. Nhiệt điện tuabin khí - triển vọng tăng trưởng từ bản chất đảm bảo sự ổn định hệ thống

Hưởng lợi từ việc hạn chế khả năng phát triển của các nguồn điện chủ động thủy điện, nhiệt điện than trong trung dài hạn

Cá nhà máy tua bin khí mới đóng vai trò qua trọng trong việc ổn định hệ thống điện trong các giai đoạn tới

Giữ vững sự ổn định hệ thống điện: Trong trung và dài hạn hai yếu tố quan trọng nhất để đạt được mục tiêu phát triển của ngành điện bao gồm (1) sự ổn định hệ thống điện và (2) tính hiệu quả kinh tế. Trong đó, để vận hành ổn định và tin cậy hệ thống điện, các quốc gia cần phải xây dựng các nguồn điện chủ động đủ lớn, đóng vai trò nguồn điện chạy nền và cân bằng các nguồn NLTT khi các nguồn NLTT không thể phát điện. Thông thường, tỷ lệ dự trữ thô ở mức 25% được xem là con số an toàn để có thể vận hành ổn định hệ thống điện. Mức chênh lệch này 25% so với phụ tải đỉnh (Pmax) là công suất dự phòng cho hoạt động bảo dưỡng định kỳ các nhà máy. Hay trong những năm El-nino khả năng phát điện các nhà máy thủy điện bị suy giảm đáng kể, song hành hiệu suất các nhà máy nhiệt điện cũng sẽ giảm hơn so với giai đoạn bình thường khi phải liên tục phát với công suất cao nhiều tháng.

Hình 13. Khả năng tỷ lệ dự phòng thô giảm trong 2024-25F



Nguồn: EVN, QHĐ8, KISVN

Rủi ro thiếu điện có thể xảy ra từ 2025 và dần nghiêm trọng hơn trong giai đoạn 2026-30

- 2023-25: Đến cuối 2023, tỷ lệ dự trữ thô nước ta ước tính ở mức 30.1% nhìn chung vẫn có thể đảm bảo sự vận hành tốt cho hệ thống điện. Tuy nhiên với tốc độ tăng trưởng bình quân Pmax ở mức 10%/năm trong giai đoạn 2024-25 (số liệu EVN), trong khi tổng công suất nguồn điện dự phòng đưa vào hệ thống chỉ ở mức 4,696 MW, tương ứng với mức tăng trưởng chỉ 3.9%/năm. Điều này khiến cho tỷ lệ dự phòng thô giảm về chỉ còn ở mức 21.7% trong 2024 và 16.0% trong 2025 (hình 13). Hệ quả này dẫn đến rủi ro thiếu điện có thể sẽ xảy ra với tần suất nhiều hơn trong ngắn, trung hạn (2024-25) nếu gặp các rủi ro những năm El-nino hoạt động mạnh hay sự tăng giá nhanh của các nhiên liệu than-khí. Mặc dù vậy, nếu so sánh với giai đoạn 1H23, hệ thống điện quốc gia đã bị ảnh hưởng kép bởi cả hai yếu tố trên, trong khi vẫn chưa có sự bổ sung công suất của hai nhà máy nhiệt điện than Vân Phong (1.320MW) và Thái Bình 2 (1.200MW), rủi ro về khả năng thiếu điện trong 2024-25 dự báo sẽ ở mức thấp hơn.

Bảng 2. Các nhà máy chủ động có thể vận hành trong 2022-25 dự báo hưởng lợi lớn từ sự thiếu hụt nguồn cung hệ thống

	Vị trí	CSTK (MW)	Chủ đầu tư	Khởi công	2022	2023E	2024F	2025F
Thủy điện					23,226	23,436	23,746	24,401
Công suất tăng thêm so với cuối 2022						210	520	1,175
+ Pắc Ma	Lai Châu	140	DN chưa niêm yết	07/2022				
+ Yên Sơn	Tuyên Quang	90	DN chưa niêm yết	12/2022		90	90	90
+ Nậm Cùm 3	Lai Châu	35	DN chưa niêm yết	04/2023		26	35	35
+ Phú Tân 2	Đồng Nai	93	DN chưa niêm yết	06/2023		54	93	93
+ Sông Lô 7	Hà Giang	36	DN chưa niêm yết	2Q/2023		21	36	36
+ Nậm Cùm 4	Lai Châu	54	DN chưa niêm yết	3Q/2023		18	54	54
+ Bản Mòng	Nghệ An	45	DN chưa niêm yết	2023			45	45
+ Hồi Xuân	Thanh Hóa	102	DN chưa niêm yết	1Q/2024			85	102
+ Trà Khúc 1	Quảng Ngãi	36	DN chưa niêm yết	2Q/2024			21	36
+ Đắk Mi 1	Kon Tum	84	DN chưa niêm yết	09/2024			28	84
+ Đức Thành	Bình Phước	40	DN chưa niêm yết	12/2024			3	40
+ Ialy MR	Gia Lai	360	EVN	12/2024			30	360
+ Hòa Bình MR	Hòa Bình	480	EVN	08/2025				200
Nhiệt điện than					26,087	27,327	28,607	29,807
Công suất tăng thêm so với cuối 2022						1,240	2,520	3,720
+ Nam Sông Hậu	Hậu Giang	1,200	PVN	07/2022				
+ Nghi Sơn II	Thanh Hóa	1,200	BOT	07/2022				
+ Thái Bình II	Thái Bình	1,200	PVN	04/2023		800	1,200	1,200
+ Vân Phong	Khánh Hòa	1,320	BOT	08/2023		440	1,320	1,320
+ Vũng Áng II	Hà Tĩnh	1,200	BOT	2025				600
+ Quảng Trạch I	Quảng Bình	1,200	EVN	2025				600
Nhiệt điện khí					8,764	8,764	8,889	10,014

Công suất tăng thêm so với cuối 2022					125	1,250
+ Nhơn Trạch 3	Đồng Nai	750	POW	11/2024	125	750
+ Nhơn Trạch 4	Đồng Nai	750	POW	05/2025		500
+ Hiệp Phước	HCM	1,200	Privated company	06/2022		

Nguồn: QHD8, KISVN

Các dự án nguồn cung chủ động có thể hoạt động trong giai đoạn 2022-25 (bảng 2) sẽ được hưởng lợi rất lớn

Nhiệt điện tua bin khí được hưởng lợi lớn từ việc giới hạn tiềm năng phát triển của thủy điện và điện than

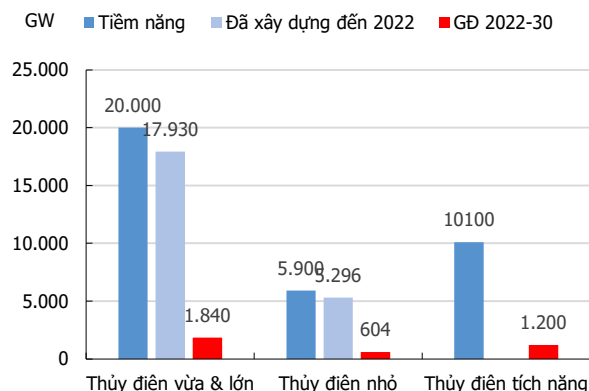
- **Giai đoạn 2026-30**, theo phân tích của chúng tôi, lượng công suất tăng thêm từ các nhà máy điện chủ động mới khá hạn chế. Khi đến thời điểm hiện tại ngoại trừ các dự án có khả năng đi vào hoạt động trước 2025 trong bảng 2, phần lớn các dự án nguồn điện chủ động khác trong QHD8 đều đang trong giai đoạn đầu chuẩn bị. Từ đó cần phải mất thêm 5-7 năm để có thể đi vào vận hành chính thức, trong khi như đã phân tích trên nhu cầu điện dự báo vẫn tăng trưởng nhanh trong giai đoạn này. Do vậy rủi ro thiếu điện của hệ thống cũng sẽ trở nên nghiêm trọng hơn trong giai đoạn 2026-30. Tuy nhiên, điều này cũng sẽ mở ra cơ hội rất lớn cho các nhà máy nguồn chủ động mới có thể vận hành thương mại trong 2022-25 khi sẽ được hưởng lợi từ sự thiếu hụt nguồn cung của hệ thống.

Sau trung hạn 2025, nhiệt điện tuabin khí hưởng lợi từ việc giới hạn các nguồn cung mới thủy điện và nhiệt điện than. Ở thời điểm hiện tại thủy điện nước ta không còn nhiều dư địa phát triển. Trong khi hoạt động xây dựng mới các nhà máy nhiệt điện than đang đứng trước các sức ép dư luận khá lớn về môi trường. Do đó, việc phát triển các nhà máy điện tuabin khí đang là sự lựa chọn tối ưu nhất cho hoạt động phát triển nguồn nguồn điện chủ động cho hệ thống. Trên cơ sở này có thể nhận thấy, cùng với điện gió, nhiệt điện tuabin khí là hai nguồn điện khả năng chiếm được miếng bánh lớn nhất từ triển vọng tăng trưởng nhu cầu điện trong nước dài hạn.

- **Thủy điện không còn nhiều dư địa phát triển:** Theo thuyết minh báo cáo QHD8, thủy điện lớn (>30MW) tại Việt Nam đã không còn nhiều vị trí có thể phát triển. Đồng thời số liệu EVN cũng cho thấy kể từ năm 2019 đến nay, công suất lắp đặt thủy điện lớn đã không thay đổi và giữ cố định ở mức 17,930MW. Trong khi đó, tiềm năng thủy điện nhỏ có thể khai thác của nước ta ở mức 5,900MW, đến cuối 2022 đã khai thác 5,296MW. Do đó, ước tính chỉ còn khoảng hơn 600MW công suất có thể được phát triển trong giai đoạn đến 2045 (hình 14).

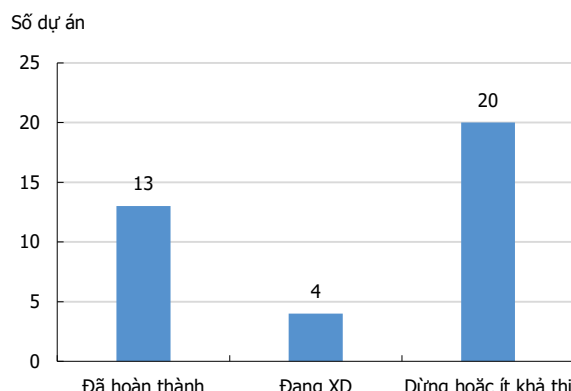
Mặc dù hiện nay Chính phủ cũng đã bắt đầu xây dựng các nhà máy thủy điện tích năng nhằm cân bằng nhu cầu phụ tải đỉnh. Tuy nhiên ngoại trừ duy nhất nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái đã được khởi công xây dựng từ 2016, dự kiến đi vào vận hành vào cuối 2029, đến hiện đến thời điểm hiện tại vẫn chưa có nhà máy thủy điện tích năng nào khác có kế hoạch triển khai xây dựng. Nguyên nhân do các dự án thủy điện tích năng đòi hỏi vốn đầu tư lớn, trong khi hệ số huy động thấp. Do vậy chỉ thường được đầu tư bởi các doanh nghiệp Nhà nước với mục tiêu chính ổn định hệ thống điện hơn sự hiệu quả về kinh tế của dự án.

Hình 14. Dư địa phát triển thủy điện còn rất thấp



Nguồn: EVN, QHĐ8, KISVN

Hình 15. Thực trạng phát triển nhiệt điện than theo QHĐ7



Nguồn: QHĐ8, KISVN

- *Các nhà máy điện than* mặc dù vẫn định hướng phát triển trong ngắn hạn tuy nhiên đang gặp nhiều thách thức lớn. Trong số 37 dự án có mặt trong QHĐ 7 điều chỉnh được phê duyệt từ 2016 chỉ có 13/37 nhà máy nhiệt điện than đã đi vận hành, 4/37 dự án đang trong giai đoạn triển khai, trong khi có đến 20/37 dự án đã dừng triển khai hoặc ít có tính khả thi do các vấn đề dư luận xã hội về môi trường và các khó khăn trong việc tiếp cận vốn đầu tư (hình 15).

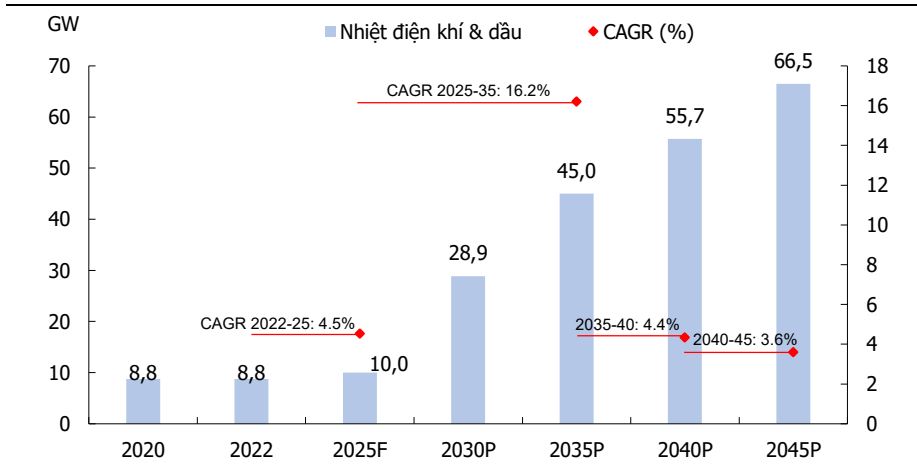
Về vấn đề môi trường, điều này có thể dễ dàng nhìn thấy thông qua việc 4 dự án nhiệt điện than không được sự chấp thuận chủ trương của địa phương bao gồm: Cẩm Phả 3, Quảng Ninh 3, Hải Phòng 3 và Vũng Áng 3 hay 5 dự án được đề nghị chuyển đổi sang nhiên liệu LNG là Long An 1, Long An 2, Tân Phước 1, Tân Phước 2 và Bạc Liêu 1. Ngoài ra, hiện nay phần lớn các tổ chức tín dụng quốc tế đã dừng cấp vốn phát triển các nhà máy điện than. Tại Việt Nam, ba quốc gia từng có ý thực hiện đầu tư vào tài trợ các nhà máy nhiệt điện than trong quá khứ là Nhật Bản, Hàn Quốc và Trung Quốc. Tuy nhiên, Nhật Bản và Hàn Quốc đã chính thức công bố dừng các hoạt động tài trợ các dự án nhiệt điện than. Trong khi, các nhà đầu tư Trung Quốc cũng cho thấy sự kém mặn mà trong hoạt động đầu tư các dự án nhiệt điện, đơn cử trường hợp của ICBC một trong bốn NHTM lớn nhất Trung Quốc đã thông báo hoãn thu xếp vốn đối với dự án nhiệt điện An Khánh – Bắc Giang.

Định hướng phát triển mạnh mẽ theo QHĐ8 của Chính phủ

2025-35 kỳ vọng sẽ là giai đoạn tăng trưởng nhanh nhất của nhiệt điện tua bin khí, với CAGR ở mức 16.2%

Dựa trên các phân tích về nhu cầu điện dự báo vẫn tăng trưởng nhanh trong trung, dài hạn. Cùng với việc hưởng lợi từ việc các nguồn cung điện chủ động thủy điện và nhiệt điện than bị hạn chế. Chúng tôi nhận thấy tiềm năng tăng trưởng tích cực của các dự án điện khí các giai đoạn tới đây. Điều này tương đồng với định hướng phát triển nguồn điện chủ động trong QHĐ8. Cụ thể, trong giai đoạn 2023-45 kế hoạch sẽ có 66.5 GW điện khí được triển khai xây dựng với vai trò chạy nền và cân bằng cho các nguồn NLTT, CAGR 2023-45 ở mức 9.2%/năm. Đặc biệt, giai đoạn 2025-35 được xem là giai đoạn tăng trưởng nhanh nhất về công suất đặt nguồn điện tuabin khí, CAGR dự kiến ở mức 16.2%/năm.

Hình 16. Công suất nhiệt điện tuabin khí định hướng tăng trưởng nhanh giai đoạn 2025-35



Nguồn: QHĐ8, KISVN

Tuy nhiên trong ngắn hạn còn khá nhiều rào cản

Tuy nhiên trong ngắn hạn, chính sách giá và một số chính sách khác cần được tháo gỡ để thúc đẩy sự bùng nổ

Chính sách giá là điểm nghẽn lớn nhất. Cơ chế giá điện bán lẻ hiện nay của EVN chưa hoàn toàn theo cơ chế thị trường. Hiện các Tập đoàn Công nghiệp Than-Khoáng Sản Việt Nam (TKV) và Tập đoàn Dầu Khí Việt Nam (PVN) đang hỗ trợ rất lớn trong việc ổn định giá nhiên liệu đầu vào than và khí cho hoạt động phát điện. Bên cạnh đó, giá điện bán lẻ đang được điều tiết rất lớn từ BCT trên quan điểm ưu tiên hàng đầu về cân bằng xã hội. Do vậy, trên phương diện hiệu quả kinh tế EVN sẽ phải ưu tiên huy động các nguồn điện giá rẻ trước và sẽ đối mặt với nhiều thách thức khi giá nhiên liệu than và khí tăng mạnh. Vì vậy, trước những rủi ro này, rất khó để EVN có thể đàm phán các thỏa thuận bao tiêu sản lượng dài hạn ở mức cao với mức giá các chủ đầu tư đề xuất hiện nay (giá bán có thể truyền tải các rủi ro về biến động giá nhiên liệu). Trong khi đó, ở góc độ các nhà đầu tư tư nhân cũng sẽ rất rủi ro nếu triển khai dự án có quy mô vốn lớn mà không tìm được tỷ suất sinh lời đảm bảo và giảm thiểu các rủi ro trong quá trình hoạt động. Gần đây EVN đề xuất lên BCT về cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân ba tháng một lần, có xem xét đến sự biến động chi phí tất cả các khâu phát điện, truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện. Nếu vấn đề này được thông qua sẽ giải quyết được bài toán khó nhất của hoạt động phát triển nguồn điện trong nước. Tuy nhiên, theo quan điểm của chúng tôi vấn đề này sẽ ít có khả năng được thông qua trong ngắn hạn, khi chủ trương của Chính phủ vẫn luôn đặt sự ưu tiên hàng đầu về đảm bảo an sinh toàn xã hội.

Bảng 3. Độ nhạy chi phí sản xuất (LCOE) nhiệt điện khí

LCOE UScent/kWh		Giá LNG - USD/mmBTU						
		6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00
C F	68%	6.00	6.75	7.50	8.25	9.00	9.75	10.50
	63%	6.11	6.86	7.61	8.36	9.11	9.86	10.61
	58%	6.25	7.00	7.75	8.50	9.25	10.00	10.75
	53%	6.42	7.17	7.92	8.67	9.42	10.17	10.92
	48%	6.61	7.36	8.11	8.86	9.61	10.36	11.11
	43%	6.86	7.61	8.36	9.11	9.86	10.61	11.36
	38%	7.17	7.92	8.67	9.42	10.17	10.92	11.67
	33%	7.57	8.32	9.07	9.82	10.57	11.32	12.07

Nguồn: KISVN

Một số trở ngại khác. Hoạt động phát triển các dự án điện tuabin khí yêu cầu lượng vốn đầu tư lớn, bên cạnh chi phí tài trợ thấp mới có thể đảm bảo được khả năng cạnh tranh và tỷ suất sinh lời của dự án. Vì vậy, trong số 18 dự án nhiệt điện tuabin khí trong QHĐ8, có đến 15 dự án có sự tham gia góp vốn của các tập đoàn nước ngoài nơi có những lợi thế này. Vì vậy, ngoài vấn đề về cơ chế giá phân tích trên, các nhà đầu tư nước ngoài còn yêu cầu sự bảo đảm của Chính phủ về nghĩa vụ nợ thanh toán cho các dự án, yêu cầu này hiện chưa phù hợp với các văn bản luật hiện hành trong nước. Hoặc các điều khoản về chuyển đổi ngoại hối được yêu cầu cao hơn so với trần quy định. Hiện các vấn đề này nằm ngoài thẩm quyền của EVN và BCT và cần được phê duyệt cơ chế đặc biệt từ Chính phủ.

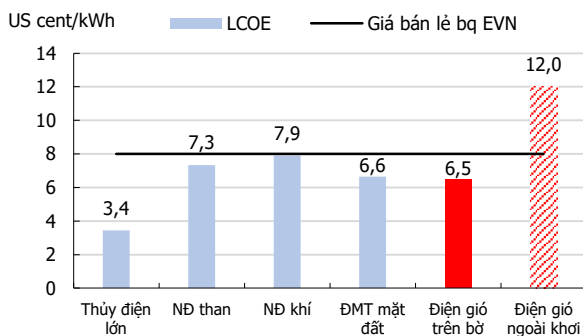
2. Điện gió - triển vọng tích cực từ lợi thế chi phí phát điện

Chi phí phát điện ngày càng cạnh tranh

Điện gió là nguồn phát điện chi phí thấp thứ ba trong hệ thống, chỉ đứng thủy điện và điện mặt trời

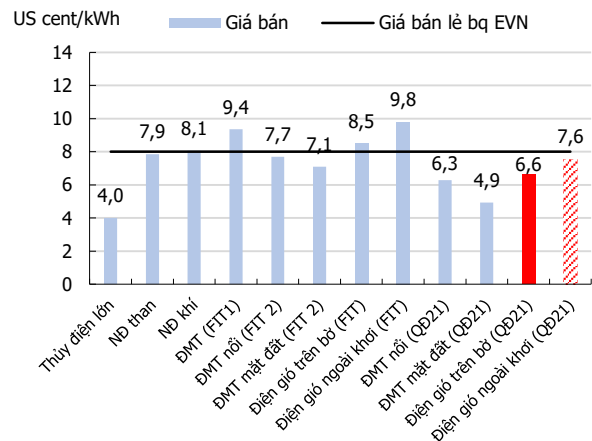
Nhờ có sự giảm đáng kể chi phí đầu tư thiết bị trong những năm gần đây và khả năng tiếp cận nguồn vốn chi phí thấp. Ở thời điểm hiện tại, điện gió đang là nguồn năng lượng có chi phí phát điện (LCOE) rẻ thứ ba hệ thống chỉ sau thủy điện và điện mặt trời (hình 11). Bên cạnh giá FIT mua điện gió từ EVN vẫn đang thấp đáng kể so với giá bán lẻ bình quân của EVN (hình 18). Vì vậy, trên góc độ hiệu quả EVN sẽ ưu tiên huy động các nguồn điện gió trước khi huy động các nguồn nhiệt điện sau khi đảm bảo các ràng buộc về kỹ thuật hệ thống điện. Đồng thời, trong tương lai, với sự liên tục cải tiến về công nghệ dự báo chi phí sản xuất điện NLTT nói chung và điện gió nói riêng sẽ tiếp tục xu hướng giảm. Theo ước tính của ETIP WIND, chi phí sản xuất điện gió trên bờ có thể giảm đến mức 28% tại năm 2030 so với thời điểm hiện tại và 45% tại năm 2050. Cùng với chi phí sản xuất điện gió ngoài khơi được ước tính sẽ có mức giảm cao hơn đáng kể ở mức 44-65% vào năm 2030 và có thể giảm lên đến 57-78% năm 2050.

Hình 17. Chi phí sản xuất điện gió (LCOE) thấp thứ ba trong hệ thống



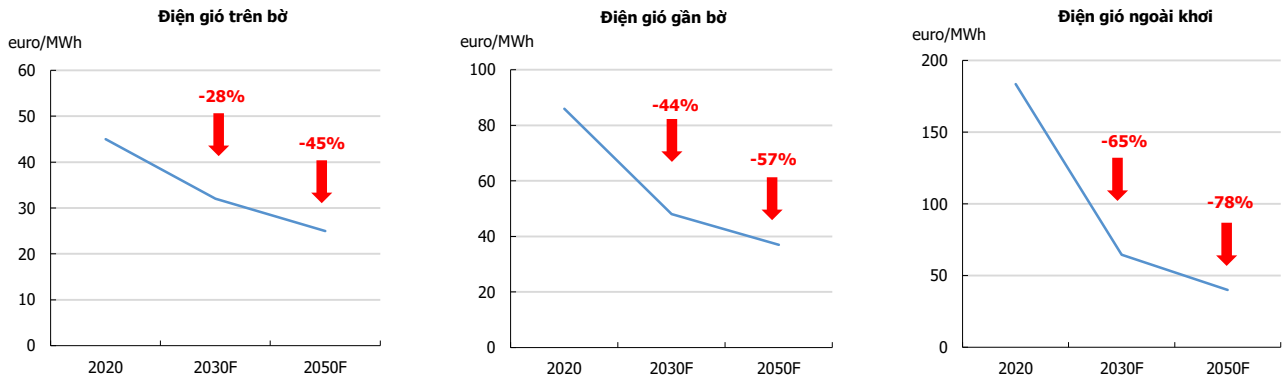
Nguồn: KISVN

Hình 18. Giá bán điện gió đang rất cạnh tranh so với các nguồn truyền thống



Nguồn: MOIT, KISVN
QĐ21: Giá trần các điện gió và điện mặt trời chuyển tiếp theo Nghị quyết số 21/QĐ-BCT

Hình 19. Chi phí sản xuất điện gió (LCOE) dự báo giảm đáng kể trong tương lai



Nguồn: ETIP, KISVN

Thời gian triển khai nhanh, yêu cầu vốn cho mỗi dự án thấp. Bên cạnh giảm rủi ro biến động giá nhiên liệu cho hệ thống. Những điều này đang là ưu điểm của điện gió so với các nguồn chủ động

... hưởng lợi từ dòng chảy FDI vào Việt Nam

Hưởng lợi từ các hạn chế của nguồn cung chủ động

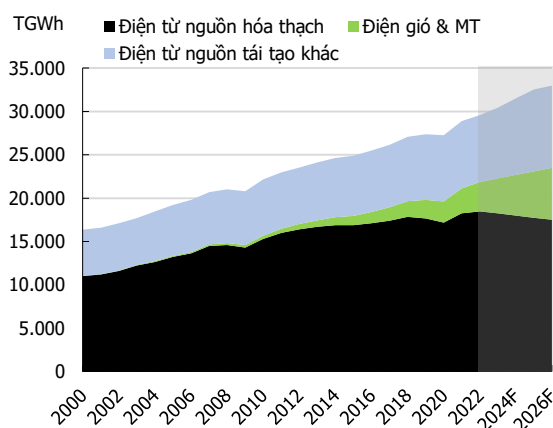
Như đã phân tích trên, trong trung-dài hạn 2025-2030 rủi ro thiếu điện của hệ thống sẽ trở nên báo động hơn do việc mở rộng công suất các nguồn điện chủ động bị hạn chế từ các rào cản về chính sách, môi trường và điều kiện tự nhiên, trong khi nhu cầu phụ tải trong nước dự báo sẽ vẫn tiếp tục tăng trưởng ở mức nhanh 7.8%/năm trong giai đoạn này. Với lợi thế vốn đầu tư thấp và thời gian thi công nhanh, việc phát triển nhanh các dự án NLTT đang là phương án hợp lý nhất để công suất đặt có thể bắt kịp sự tăng trưởng nhanh của phụ tải điện. Ngoài ra, việc tăng tỷ trọng sử dụng nguồn điện NLTT giúp EVN giảm bớt rủi ro biến động giá nhiên liệu than & khí. Trong thực tế, rủi ro này đã cho thấy sự tác động khá lớn trong hoạt động điều độ hệ thống điện các nước trên thế giới và Việt Nam trong năm 2022, khi giá nhiên liệu tăng mạnh ảnh hưởng từ cuộc chiến Nga – Ukraina.

Xu hướng phát triển xanh

Một trong bốn mục tiêu lớn tại hội nghị thượng đỉnh COP 26 là giảm phát thải từ 2030, hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng không (net-zero) vào năm 2050. Một trong những giải pháp đề ra là đẩy nhanh quá trình chuyển đổi nguồn năng lượng – thu hẹp sự phát triển của nguồn điện hóa thạch & gia tăng các nguồn năng lượng tái tạo. Ở góc độ vi mô, các tập đoàn đa quốc gia ngày càng chú trọng đến hoạt động sản xuất từ các nguồn năng lượng xanh và các nguyên liệu thân thiện với môi trường. Ngoài ra, các nỗ lực net-zero trong hoạt động sản xuất cũng được thực hiện thông qua hoạt động mua các tín chỉ cacbon, các tín chỉ này một phần có thể được cung cấp từ các nhà máy NLTT.

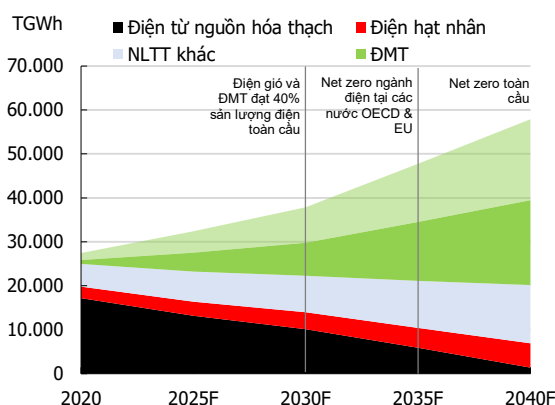
Việt Nam được đánh giá là quốc gia có tốc độ hội nhập khá nhanh, hiện đang đứng trước các cơ hội đón nhận dòng vốn FDI nhờ các lợi thế về chi phí sản xuất, sự tái phân bổ chuỗi cung ứng – sản xuất và thị trường tiêu thụ quy mô lớn – tăng trưởng nhanh. Do vậy, hoạt động tìm kiếm các nguồn NLTT cho nhu cầu sản xuất của các doanh nghiệp FDI dự báo sẽ ngày càng lớn hơn song song với quá trình hội nhập của nước ta trong các giai đoạn tới đây.

Hình 20. Sản lượng điện gió và mặt trời thế giới đã tăng lên 12% trong năm 2022. Kỳ nguyên năng lượng hóa thạch chuẩn bị vào giai đoạn suy giảm



Nguồn: Ember, KISVN

Hình 21. Lộ trình chuyển dịch năng lượng về net zero từ 2040



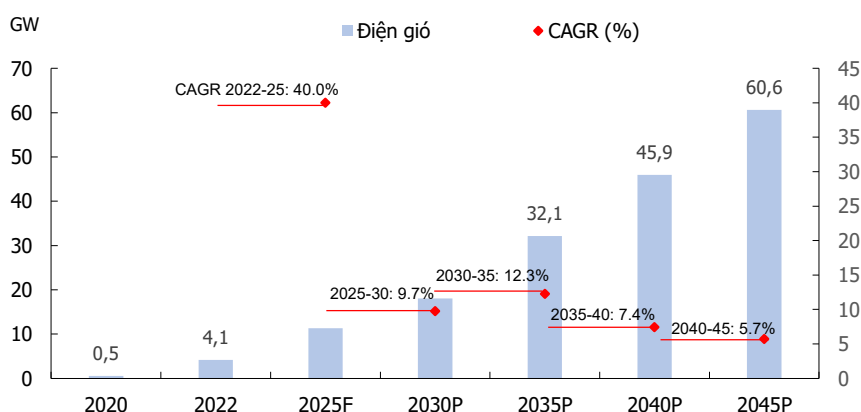
Nguồn: Ember, KISVN

Điện gió là nguồn điện được định hướng phát triển nhanh nhất hệ thống trong giai đoạn 2022- 2045, với CAGR 12.4%

Định hướng tăng trưởng nhanh trong giai đoạn 2023-2045

Trong ngắn hạn - 2024, chúng tôi dự báo sản lượng điện gió sẽ được cải thiện đáng kể trong cơ cấu sản lượng huy động hệ thống điện, chủ yếu đến từ việc chấp thuận cơ chế giá tạm các dự án NLTT chuyển tiếp của BCT. Từ đó có thể giúp hệ thống điện huy động tối đa thêm 4.184MW trong 2023, tăng gấp hai lần so với đầu năm. Tuy nhiên, chúng tôi cũng đặc biệt lưu ý rằng, mặc dù có thể ghi nhận sự tăng trưởng nhanh về sản lượng sau sự chấp thuận chính sách giá tạm của BCT. Cơ sở để giúp các dự án điện gió chuyển tiếp có thể cải thiện tốt hơn doanh thu và dòng tiền hoạt động so với giai đoạn 2022-23. Tuy nhiên, các dự án chuyển tiếp sẽ vẫn rất khó để có được mức lợi nhuận dương (mức giá tạm hiện chỉ tương đương với 70% giá thành sản xuất điện) cho đến khi có thể hoàn tất các thủ tục đàm phán giá điện với EVN.

Hình 22. Công suất điện gió được định hướng phát triển mạnh mẽ trong giai đoạn 2025-35



Nguồn: QHD8, KISVN

Trong trung và dài hạn, với lợi thế rất lớn về chi phí phát điện, các dự án điện gió đang là phương án khả dĩ nhất cho việc ổn định hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2025-30 trong bối cảnh các dự án nguồn điện chủ động đang triển khai khá chậm. Theo QHD8, điện gió là nguồn điện được định hướng phát triển nhanh nhất hệ thống trong các giai đoạn. Cụ thể công suất lắp đặt nguồn điện gió đến 2045 sẽ lên đến 60.6 GW, gấp 14.7 lần so với con số cuối năm 2022,

tốc độ tăng trưởng kép bình quân CAGR 2022-2045 đạt mức 12.4%/năm. Đặc biệt, trong giai đoạn đầu 2023-35 tốc độ tăng trưởng của điện gió dự báo ở mức rất cao: 2022-25: 40.0%, 2025-30: 9.7% và 2023-35: 12.3%.

Mặc dù đánh giá cao triển vọng tăng trưởng nguồn điện gió trong trung, dài hạn. Tuy nhiên, trong ngắn hạn, vẫn còn một số rào cản cần được giải quyết bao gồm hoàn thiện chính sách giá, năng lực truyền tải và nguồn điện chủ động để tạo nền tảng phát triển nguồn NLTT theo định hướng QHĐ8.

Tuy nhiên, trong ngắn hạn, một số rào cản cần được giải quyết về chính sách giá, khả năng truyền tải và nguồn điện chủ động để tạo nền tảng phát triển các nguồn NLTT như định hướng QHĐ8

Chính sách giá: Đến thời điểm hiện tại BCT đang lấy dự thảo về chính sách giá cho các dự án NLTT mới. Vì vậy, trước khi BCT chính thức ban hành chính sách này rất khó để các chủ đầu tư hoàn thiện các hồ sơ, thủ tục xây dựng-đầu nối các dự án. Ngoài ra, nếu tham khảo mức giá trần của các dự án NLTT chuyển tiếp trong quyết định 21/QĐ-BCT ban hành trong 01/2023 vì phương thức tiếp cận cho việc tính toán khung giá mua điện của hai loại dự án khá tương đồng, chúng ta có thể thấy mức giá trần đang được áp dụng cho các dự án NLTT chuyển tiếp đã điều chỉnh giảm 20-30% so với mức giá FIT trước đây. Vì vậy, cơ chế giá mới được áp dụng sẽ sàng lọc kỹ hơn về năng lực tài chính các chủ đầu tư có thể tham gia phát triển dự án. Tuy nhiên, chúng tôi cũng cho rằng điều này sẽ mở ra một lợi thế rất lớn đối với các chủ đầu tư có nguồn lực tài chính mạnh mẽ và chi phí tài trợ thấp.

Truyền tải: Theo QHĐ8, các nguồn điện gió được tập trung phát triển tại các tỉnh ĐBSCL và khu vực ngoài khơi. Đây đều là các khu vực có nhu cầu phụ tải thấp. Vì vậy, để giải tỏa hiệu quả công suất của các dự án, đòi hỏi EVN trong giai đoạn tới phải nhanh chóng phát triển đồng bộ hạ tầng lưới điện tại các khu vực này.

Nguồn điện chủ động dự phòng: Để phát triển nhanh nguồn NLTT yêu cầu hệ thống phải cũng phải đảm bảo về công suất các nguồn điện chủ động có tính linh hoạt cao như các nhà máy điện chu trình đơn hay ICE hoặc các nguồn tích năng, đóng vai trò thể cân bằng hệ thống điện khi các nguồn NLTT không thể phát điện. Tuy nhiên, như đã phân tích trên hiện nay việc phát triển nguồn điện chủ động của nước ta đang được triển khai khá chậm. Do vậy, đây đang một trong những điểm nghẽn khá lớn cho sự bức phá của các nguồn NLTT nói chung và điện gió nói riêng trong giai đoạn trung hạn 2025-28.

VI. Rủi ro cần xem xét

Trong ngắn hạn-2024, động lực cải thiện hoạt động của các nhà máy thủy điện được dựa trên nền tảng rất lớn về xác suất suy giảm của pha El-nino trong 4Q23-2024. Tuy nhiên, việc dự báo thời tiết luôn là vấn đề nan giải ngay cả trong ngắn hạn. Do vậy, đây sẽ là rủi ro trọng yếu hàng đầu cần được theo dõi thường xuyên để đưa ra các cập nhật chính xác hơn về hoạt động của các doanh nghiệp điện. **Trong trung & dài hạn,** tăng trưởng các nguồn nhiệt điện tuabin khí và điện gió được dự báo ở mức rất cao dựa trên: (1) sự phân tích hai yếu tố nền tảng của ngành điện là: (a) sự ổn định của hệ thống và (b) tính hiệu quả về kinh tế, (2) bên cạnh định hướng phát triển nguồn của Chính phủ trong QHĐ8. Tuy nhiên, để hai nguồn năng lượng này đạt được sự bức phá phụ thuộc rất lớn về quan điểm của Chính phủ và BCT trong việc hoàn thiện các chính sách hỗ trợ phát triển các nguồn điện, đặc biệt là chính sách về cơ chế giá nhằm khuyến khích sự tham gia của các tổ chức kinh tế tư nhân, bên cạnh phát triển đồng bộ hệ thống lưới điện truyền tải.

VII. Kết luận & khuyến nghị

Chúng tôi khuyến nghị **TÍCH CỰC** triển vọng ngành điện Việt Nam trong trung-dài hạn.

- *Trong ngắn hạn-2024*, đến cuối tháng 09/2023 mực nước tại các hồ điều tiết năm và lưu lượng nước tại các lưu vực chính đang ở diễn biến khá thuận lợi nhờ sự xuất hiện của lũ tiểu mãn cuối Q2. Bên cạnh đó, theo dự báo của NOAA, xác suất và mức độ ảnh hưởng pha El-nino có xu hướng giảm dần từ cuối 2023 và có thể sẽ đi vào pha trung tính từ cuối 2Q24. Các tiền đề trên kỳ vọng sẽ tạo ra môi trường thuận lợi cho hoạt động của doanh nghiệp thủy điện trong 2024. Bên cạnh đó, sản lượng huy động từ các NM điện gió dự báo sẽ gia tăng đáng kể từ việc đẩy mạnh công suất huy động các nhà máy NLTT chuyển tiếp trong 2H23. Ở chiều hướng ngược lại, chúng tôi cho rằng các nhà máy tuabin khí sẽ có thể bị ảnh hưởng tiêu cực nhẹ do (1) bất lợi trong cạnh tranh giá phát điện, (2) tiết kiệm nguồn nhiên liệu hữu hạn trong nước và (3) khả năng linh động trong hoạt động phát điện.
- *Trong trung và dài hạn*, nhìn chung tất cả các lĩnh vực liên quan đến hệ thống điện đều được hưởng lợi từ nhu cầu điện thương phẩm dự báo vẫn tăng trưởng nhanh từ động lực tăng trưởng GDP. Xét riêng về lĩnh vực phát điện, điện gió và nhiệt điện tuabin khí được dự báo là hai nguồn điện có tốc độ tăng trưởng nhanh nhất toàn hệ thống dựa trên cơ sở phân tích hai yếu tố cốt lõi của ngành về (1) sự ổn định hệ thống điện và (2) tính hiệu quả kinh tế.
 - *Nhiệt điện tuabin khí* được hưởng lợi khá lớn trong bối cảnh tiềm năng mở rộng các nguồn chủ động thủy điện và điện than bị hạn chế. Từ đó trở thành sự lựa chọn tốt nhất cho việc đảm bảo tính ổn định và tin cậy cho hệ thống điện. Theo QHĐ8, đến 2045 cả nước dự kiến sẽ có 66.5 GW điện khí được vận hành với vai trò chạy nền và cân bằng các nguồn năng lượng tái tạo, CAGR 2023-45 ở mức 9.2%/năm.
 - Trong khi, *nguồn điện gió* có khả năng đạt được tốc độ tăng trưởng nhanh trong giai đoạn 2022-2045 từ các động lực: (a) lợi thế cạnh tranh về chi phí phát điện, (b) hưởng lợi từ các hạn chế của nguồn cung chủ động và (c) xu hướng net-zero đang diễn ra mạnh mẽ trên toàn thế giới. Theo QHĐ8, điện gió là nguồn điện có tốc độ tăng trưởng nhanh nhất hệ thống trong giai đoạn 2023-45 với CAGR đạt mức 12.4%/năm, công suất đến 2045 định hướng lên đến 60.6 GW.

Tuy nhiên, để các nguồn năng lượng này có thể đạt được sự tăng trưởng bức phá theo QHĐ8 cần có sự hỗ trợ rất lớn của Chính phủ trong việc xây dựng các chính sách giá khuyến khích nền kinh tế tư nhân tham gia xây dựng các nhà máy điện. Ngoài ra, khả năng đồng bộ lưới điện truyền tải cũng là một vấn đề cần được xem xét để có thể phát huy hiệu quả công suất đặt của các nguồn NLTT.

Khuyến nghị cổ phiếu: Dựa trên các phân tích về triển vọng, rủi ro và định giá, chúng tôi khuyến nghị **MUA** đối với hai cổ phiếu NT2 (GMT: 29,400 đồng, TSSL: +20%), và **QTP** (23,400 đồng, +54%). Bên cạnh khuyến nghị **NẮM GIỮ** đối với **GEG** (GMT: 13,000 đồng). Ngoài ra,

chúng tôi cũng đánh giá khả quan về tiềm năng tăng trưởng của **POW** từ cuối 2024, sau khi hai nhà máy NT3 và NT4 bắt đầu vận hành thương mại.



SWOT

Doanh nghiệp

Nhơn Trạch 2	NT2
Nhiệt Điện Quảng Ninh	QTP
Điện Gia Lai	GEG
Điện Lực Dầu Khí Việt Nam	POW

Nhơn Trạch 2 (NT2)

MUA, GMT: 29,400 đồng

Thị giá (01/06, đồng)	24,900
Vốn hóa (tỷ đồng)	1,154
SLCPLH (triệu)	288
Cao/thấp 52 tuần	31,892/19,525
GTGDTB 6 tháng (tỷ đồng)	22
Tỷ lệ CP tự do (%)	32.3
Sở hữu NN (%)	15.0
Cổ đông lớn (%)PVN	59.37
CFTD	8.27

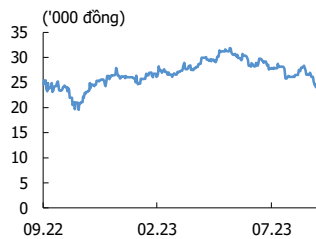
Năm	DT	LNHD	LNST	EPS	BPS	ROE	ROA	PE	PB	EV/EBITDA	DY
T12	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(VNĐ)	(VNĐ)	(%)	(%)	(x)	(x)	(x)	(%)
2021A	6,150	593	534	1,756	14,706	12.5	8.2	14.2	1.8	33.6	6.3
2022A	8,788	950	883	2,960	16,027	20.0	12.6	9.4	1.8	16.4	8.7
2023F	6,492	704	667	2,194	16,218	14.4	7.7	10.6	1.5	20.5	8.2
2024F	6,226	650	612	2,014	16,291	13.1	6.6	11.5	1.5	21.3	7.9
2025F	7,008	881	847	2,790	16,392	18.0	10.5	8.3	1.5	18.2	11.0

Cổ tức ổn định cho chiến lược phòng thủ

Hiệu quả đầu tư

	1T	6T	12T
Tuyệt đối (%)	(7,3)	(6,2)	(10,3)
Tương quan VNI (%)	(23,3)	(2,1)	(19,8)

Biến động giá



MUA với GMT 29,400 đồng, TSSL +20% so với giá đóng cửa ngày 02/10/2023 dựa trên phân tích của chúng tôi về các triển vọng và rủi ro của doanh nghiệp trong dài hạn. Giá trị hợp lý được ước tính dựa trên phương pháp định giá DCF. Trong đó, tỷ suất sinh lời yêu cầu vốn chủ sở hữu ở mức 10.27% từ các giả định: (1) lãi suất phi rủi ro 4.2%, (2) beta 0.86, (3) phần bù rủi ro vốn chủ sở hữu 8.0% và (4) giá trị thanh lý tại năm 2035 xem như không đáng kể.

2H23 - cả năm 2024, KQKD dự báo giảm

Trong 2H23, chúng tôi ước tính doanh thu và LNST của NT2 lần lượt ở mức 2,127 tỷ đồng (-48% n/n) and 289 tỷ đồng (-20% n/n), sự suy giảm chủ yếu đến từ: (1) việc đại tu nhà máy từ ngày 07/09 đến ngày 24/10, (2) sự ưu tiên huy động thủy điện và điện gió của trung tâm điều độ A0. Hai yếu tố này sẽ làm giảm đáng kể sản lượng phát điện của nhà máy trong 2H23. Số liệu thực tế trong 3Q23 cho thấy sản lượng huy động từ NT2 chỉ ở mức 370 triệu kWh, giảm 59% n/n hay 65% q/q. Bên cạnh đó cũng sẽ làm giảm đáng kể giá biên thị trường điện (SMP) trong nửa cuối 2023 khi so với 1H23 hoặc cùng kỳ 2H22 do mức chào giá thấp của các nguồn điện thủy điện.

Trong 2024: Với rủi ro từ việc gia tăng huy động thủy điện và điện gió khả năng sẽ kéo dài trong cả 2024 như đã phân tích trên. Chúng tôi dự báo doanh thu và LNST năm 2024 của NT2 lần lượt đạt mức 6,226 tỷ đồng (-4% n/n) và 612 tỷ đồng (-8% n/n).

Cổ tức ổn định cho chiến lược phòng thủ

Trong giai đoạn 5 năm trở lại đây 2018-22, cổ tức tiền mặt trung bình của NT2 đạt mức 2.000 đồng/CP, tương ứng với tỷ suất cổ tức 8% so với giá trị thị trường thời điểm hiện tại. Với hoạt động kinh doanh có tính ổn định và hưởng lợi từ việc dự báo thiếu hụt nguồn cung trong các giai đoạn tới, chúng tôi đánh giá cao khả năng NT2 vẫn có thể duy trì mức cổ tức này trong toàn bộ thời gian hoạt động nhà máy.

Rủi ro kết quả kinh doanh suy giảm trong ngắn hạn 2H23-1H24 có thể ảnh hưởng đến biến động giá cổ phiếu không như kỳ vọng.

Tổng quan doanh nghiệp

Được thành lập vào năm 2007, Nhiệt điện Nhơn Trạch 2 (HSX: NT2) một trong số các thành viên của Tập đoàn Dầu Khí Việt Nam. Công ty sở hữu nhà máy nhiệt điện khí Nhơn Trạch 2 có tổng công suất 750MW, công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp tiên tiến nhất Việt Nam. Ngày 12/06/2015, NT2 chính thức giao dịch trên HOSE.

Chi phí VCSH – giả định

%

Chỉ tiêu	
Beta	0.86
Lãi suất phi rủi ro	4.20%
Phần bù rủi ro VCSH	8.00%
Chi phí VCSH	11.38%

Nguồn: KISVN

WACC – giả định

%

Chỉ tiêu	
Chi phí sử dụng vốn vay	9.30%
Hệ số nợ trên vốn vay mục tiêu	0.00%
Thuế TNDN	10.00%
WACC	11.38%

Nguồn: KISVN

Tổng hợp định giá FCFE

tỷ đồng

FCFE	FY2023F	FY2024F	FY2025F	FY2026F	FY2027F	FY2028-35F
EBIT x (1-thuế TNDN)	627	570	796	857	913	7,639
cộng: khấu hao	695	697	698	698	43	190
trừ: chi tiêu vốn	(100)	(30)	(9)	(9)	(10)	(85)
(tăng) / giảm vốn lưu động	(1,135)	639	375	(456)	43	1,638
trừ: khen thưởng & phúc lợi	(35)	(32)	(44)	(47)	(50)	(432)
cộng: nợ vay ròng	345	(269)	(174)	(9)	4	(528)
FCFE	397	1,575	1,642	1,033	943	8,421
GTHT các khoản FCFE	95	1,364	1,274	719	587	3,141
Lũy kế GTHT các khoản FCFE đến 2035	7,182					
Giá trị thanh lý	-					
FCFE	29,600					

Nguồn: KISVN

Tổng hợp định giá FCFF

tỷ đồng

FCFF	FY2023F	FY2024F	FY2025F	FY2026F	FY2027F	FY2028-35F
EBIT x (1-thuế TNDN)	627	570	796	857	913	7,639
cộng: khấu hao	695	697	698	698	43	190
trừ: chi tiêu vốn	(100)	(30)	(9)	(9)	(10)	(85)
(tăng) / giảm vốn lưu động	(1,135)	639	375	(456)	43	1,638
trừ: khen thưởng & phúc lợi	(35)	(32)	(44)	(47)	(50)	(432)
cộng: lãi vay x (1-thuế TNDN)	38	39	29	25	25	212
FCFF	90	1,883	1,845	1,067	964	9,160
GTHT các khoản FCFF	22	1,652	1,457	759	617	3,516
Lũy kế GTHT các khoản FCFF đến 2035	8,021					
Giá trị thanh lý	0					
FCFF	29,100					

Nguồn: KISVN

CĐKT tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Tài sản ngắn hạn (đ/c)	2,581	4,557	7,653	6,930	6,688
Tiền và tương đương tiền	1	384	414	1,471	2,381
Tài sản dài hạn (đ/c)	2,580	4,173	7,239	5,459	4,307
Tài sản cố định	3,496	2,809	2,214	1,547	858
Đầu tư tài chính	-	-	-	-	-
Khác	547	79	58	56	72
Tổng tài sản	6,624	7,445	9,925	8,532	7,618
Người mua trả trước	-	-	-	-	-
Doanh thu chưa thực hiện	-	-	-	-	-
Phải trả người bán	1,034	770	3,200	2,100	1,200
Khác	1,147	1,431	1,080	1,036	1,166
Nợ vay ngắn hạn	210	631	976	707	533
Nợ vay dài hạn	-	-	-	-	-
Tổng nợ và phải trả	2,390	2,831	5,256	3,843	2,899
VCSH	4,234	4,614	4,669	4,690	4,719
Vốn điều lệ	2,879	2,879	2,879	2,879	2,879
Thặng dư	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Quỹ khác	160	182	182	182	182
LN giữ lại	1,196	1,554	1,609	1,629	1,659
Tổng VCSH	4,234	4,614	4,669	4,690	4,719

Lưu chuyển tiền tệ tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Dòng tiền hoạt động	1,074	1,383	144	1,871	1,821
LN ròng	566	943	712	653	904
KH và dự phòng	690	689	695	697	698
Tăng VLD ròng	1,266	1,668	1,399	1,347	1,578
Dòng tiền đầu tư	9	(946)	117	15	46
Tài sản cố định	(2)	(1)	(100)	(30)	(9)
Đầu tư tài chính	11	(945)	217	45	54
Dòng tiền tài chính	(1,143)	(54)	(231)	(828)	(948)
Tăng vốn chủ	-	-	-	-	-
Tăng nợ	-	-	345	(269)	(174)
Chi trả cổ tức	(575)	(474)	(577)	(559)	(774)
Dòng tiền khác	-	-	-	-	-
Tăng tiền mặt	(61)	383	29	1,057	919

KQKD tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Doanh thu	6.150	8.788	6.492	6.226	7.008
Giá vốn hàng bán	5.474	7.706	5.723	5.513	6.058
Lợi nhuận gộp	676	1.082	769	713	951
Chi phí BH & QLDN	83	131	65	62	70
LN hoạt động	593	950	704	650	881
Doanh thu tài chính	18	24	48	45	54
Thu nhập lãi	11	21	43	45	54
Chi phí tài chính	52	18	40	42	31
Chi phí lãi vay	20	15	40	42	31
LN khác	7	(14)	-	-	-
Lãi (lỗ) từ LD&LK	-	-	-	-	-
LNTT	566	943	712	653	904
Thuế TNDN	32	60	45	41	57
LNST	534	883	667	612	847
LNST công ty mẹ	534	883	667	612	847
EBITDA	1.283	1.639	1.399	1.347	1.578

Chỉ số tài chính

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Dữ liệu trên mỗi CP					
EPS	1,756	2,960	2,194	2,014	2,790
BPS	14,706	16,027	16,218	16,291	16,392
DPS	1,650	2,500	2,003	5,000	5,000
Tăng trưởng (%)					
Doanh thu	1.1	42.9	(26.1)	(4.1)	12.6
LN hoạt động	(26.8)	60.2	(25.9)	(7.6)	35.4
LN ròng	(14.6)	65.5	(24.5)	(8.3)	38.5
EPS	(14.6)	65.5	(24.5)	(8.3)	38.5
EBITDA	(14.6)	27.7	(14.6)	(3.7)	17.1
Khả năng sinh lợi (%)					
Biên LN hoạt động	9.6	10.8	10.8	10.4	12.6
Biên LN ròng	8.7	10.1	10.3	9.8	12.1
Biên EBITDA	20.9	18.7	21.5	21.6	22.5
ROA	8.2	12.6	7.7	6.6	10.5
ROE	12.5	20.0	14.4	13.1	18.0
Suất sinh lợi cổ tức	6.3	8.7	8.2	7.9	11.0
Tỷ lệ chi trả cổ tức	89	81	87	91	91
Đòn bẩy					
Nợ ròng (Tỷ đồng)	209	246	562	(764)	(1.848)
Nợ ròng/ VCSH (%)	0	0	0	(0)	(0)
Định giá (x)					
PE	14.2	9.4	10.6	11.5	8.3
PB	1.8	1.8	1.5	1.5	1.5
EV/EBITDA	33.6	16.4	20.5	21.3	18.2

Nhiệt Điện Quảng Ninh

MUA, GMT: 23,400 đồng

Giá cổ phiếu (02/10, đồng)	15,100
Vốn hóa (tỷ đồng)	6,885
SLCP lưu hành (triệu)	450
Cap/ Thấp 52 tuần (đồng)	16,978/9,829
GTGDTB 6T (tỷ đồng)	11
Tỷ lệ CP tự do (%)	88.4
Sở hữu NN (%)	1.6
Cổ đông lớn (%)	
GENCO 1	42.00
PPC	16.35
SCIC	11.42

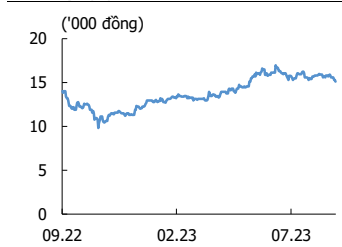
Năm	DT	LNHD	LNST	EPS	BPS	ROE	ROA	PE	PB	EV/EBITDA	DY
T12	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(VND)	(VND)	(%)	(%)	(x)	(x)	(x)	(%)
2021A	8,571	734	578	1,168	13,712	9.4	6.0	6.4	1.2	5.6	7.9
2022A	10,417	968	764	1,405	13,694	12.4	9.0	11.1	1.3	3.2	11.5
2023F	12,536	686	609	1,232	13,730	9.9	7.7	11.3	1.1	4.4	7.8
2024F	12,101	675	617	1,249	13,848	9.9	8.0	11.2	1.1	4.4	7.9
2025F	12,941	731	686	1,391	14,086	10.9	8.8	10.0	1.1	4.2	7.5

FCFE dự báo tăng trưởng mạnh từ 2024

Biến động giá cổ phiếu

	1T	6T	12T
Tuyệt đối (%)	33,8	(3,8)	16,8
Tương quan VNI (%)	17,9	0,0	7,3

Biến động giá



MUA với GMT 23,400 đồng, TSSL +50% so với giá đóng cửa ngày 02/10/2023 dựa trên phân tích của chúng tôi về các triển vọng và rủi ro của doanh nghiệp trong dài hạn. Giá trị hợp lý được ước tính dựa trên phương pháp định giá DCF. Trong đó, tỷ suất sinh lời yêu cầu vốn chủ sở hữu ở mức 12.2% từ các giả định: (1) lãi suất phi rủi ro 4.2%, (2) beta 1.0, (3) phần bù rủi ro vốn chủ sở hữu 8.0% và (4) giá trị thanh lý tại năm 2039 xem như không đáng kể.

2H23 - dự báo huy động giảm so với 1H23: Với việc bảo dưỡng tổ máy số 2 trong các tháng cuối năm, bên cạnh sự ưu tiên huy động thủy điện dự báo vẫn tiếp diễn nhờ tình hình thủy văn thuận lợi, chúng tôi ước tính sản lượng huy động của QTP trong 2H23 ở mức 3.5 tỷ kWh, giảm so với con số 4.0 tỷ kWh trong 1H23. Tuy nhiên, với doanh thu và LNST 2H23 dự phóng lần lượt đạt mức 5,856 tỷ đồng (+8% n/n) và 217 tỷ đồng (+42% n/n) vẫn sẽ ghi nhận sự tăng trưởng khả qua so mức nền thấp của 2H22 khi sản lượng điện và biên lợi nhuận gộp bị ảnh hưởng đáng kể từ việc thiếu nguồn cung than nhiên liệu.

2024 – dự báo KQKD giảm nhẹ: Chúng tôi dự báo doanh thu của QTP đạt mức 11,989 tỷ đồng, giảm nhẹ 4% n/n trong bối cảnh kỳ vọng tăng trưởng nhu cầu điện trở lại trong 2024, bên cạnh bản chất chạy nền của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh và khu vực miền bắc ít bị ảnh hưởng bởi các nhà máy NLTT so với các nhà máy nhiệt điện tại khu vực miền Nam. Tuy nhiên, LNST có thể bị ảnh hưởng nhiều hơn -17% n/n, đạt mức 520 tỷ đồng, chủ yếu do sự suy giảm của biên lợi nhuận gộp bị ảnh hưởng bởi hệ số đòn bẩy hoạt động cao và giá biên thị trường điện giảm.

Dòng tiền tự do cho cổ đông (FCFE) tăng mạnh từ 2024 khi không còn nợ vay. Đến cuối thời điểm 2Q23 dư nợ vay của QTP ở mức 704 tỷ đồng, với dòng tiền thanh toán nợ vay ròng khoảng 700-800 tỷ đồng/năm, dự kiến đến giữa 2024 QTP sẽ không còn đáng kể dư nợ vay trên báo cáo tài chính. Trên cơ sở này, dòng FCFE hàng năm của QTP sau 2024 có thể tăng mạnh lên mức 1,400-1,500 tỷ đồng, gấp 5.9-6.4 lần so với con số 236 tỷ đồng trong năm 2022. Đồng thời đưa tỷ lệ vốn hóa trên FCFE chỉ còn ở mức 4.7x. Ngoài ra, đây cũng là động lực mạnh mẽ để QTP gia tăng tỷ lệ chi trả cổ tức trong bối cảnh cổ đông lớn nhất EVN đang cần cải thiện tình hình tài chính.

Rủi ro nguyên liệu đầu vào: Nguồn cung bao tiêu than nội địa của TKV những năm trở lại đây có xu hướng giảm và ngày càng phải phụ thuộc nhiều hơn vào nguồn nhập khẩu. Thách thức này sẽ làm giảm lợi thế cạnh tranh của QTP và khiến công ty đối mặt nhiều hơn với rủi ro biến động giá nhiên liệu.

Tổng quan doanh nghiệp

QTP là một trong những công ty thành viên của EVN. Được vận hành thương mại từ 2009 với công suất 1,200 MW, QTP là một trong những doanh nghiệp nhiệt điện quan trọng tại khu vực miền Bắc. Công ty được giao dịch trên sàn UPCOM từ 16/03/2017.

Chi phí VCSH – giả định

%

Chi tiêu	
Beta	1.00
Lãi suất phi rủi ro	4.20%
Phần bù rủi ro VCSH	8.00%
Chi phí VCSH	12.20%

Nguồn: KISVN

WACC – giả định

%

Chi tiêu	
Chi phí sử dụng vốn vay	8.30%
Hệ số nợ trên vốn vay mục tiêu	0.00%
Thuế TNDN	10.00%
WACC	12.20%

Nguồn: KISVN

Tổng hợp định giá FCFE

tỷ đồng

FCFE	FY2023F	FY2024F	FY2025F	FY2026F	FY2027F	FY2028-39F
EBIT x (1-thuế TNDN)	586	597	657	663	1,196	18,790
cộng: khấu hao	961	961	961	961	405	91
trừ: chi tiêu vốn	(7)	(7)	(7)	(7)	(13)	(201)
(tăng) / giảm vốn lưu động	(533)	97	59	29	16	14
trừ: khen thưởng & phúc lợi	(55)	(55)	(60)	(61)	(109)	(1,710)
cộng: nợ vay ròng	(475)	(76)	(63)	(66)	(65)	(1)
FCFE	477	1,517	1,546	1,519	1,430	16,982
GTHT các khoản FCFE	421	1,190	1,077	941	789	4,752
Lũy kế GTHT các khoản FCFE đến 2039	9,169					
Giá trị thanh lý	-					
FCFE	23,100					

Nguồn: KISVN

Tổng hợp định giá FCFF

tỷ đồng

FCFF	FY2023F	FY2024F	FY2025F	FY2026F	FY2027F	FY2028-39F
EBIT x (1-thuế TNDN)	586	597	657	663	1,196	18,790
cộng: khấu hao	961	961	961	961	405	91
trừ: chi tiêu vốn	(7)	(7)	(7)	(7)	(13)	(201)
(tăng) / giảm vốn lưu động	(533)	97	59	29	16	14
trừ: khen thưởng & phúc lợi	(55)	(55)	(60)	(61)	(109)	(1,710)
cộng: lãi vay x (1-thuế TNDN)	63	44	38	32	26	282
FCFF	1,015	1,636	1,647	1,617	1,521	17,265
GTHT các khoản FCFF	902	1,294	1,160	1,014	851	4,937
Lũy kế GTHT các khoản FCFF đến 2039	10,157					
Giá trị thanh lý	-					
FCFF	23,700					

Nguồn: KISVN

CĐKT tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Tài sản ngắn hạn (đ/c)	3,639	3,732	4,380	5,232	6,272
Tiền và tương đương tiền	206	24	530	1,536	2,577
Tài sản dài hạn (đ/c)	3,433	3,709	3,849	3,696	3,695
Tài sản cố định	5,195	4,242	3,289	2,334	1,379
Đầu tư tài chính	-	-	-	-	-
Khác	75	76	90	86	92
Tổng tài sản	8,910	8,051	7,759	7,652	7,743
Người mua trả trước	0	-	-	-	-
Doanh thu chưa thực hiện	-	-	-	-	-
Phải trả người bán	437	607	730	698	747
Khác	143	184	226	216	231
Nợ vay ngắn hạn	750	776	365	349	349
Nợ vay dài hạn	1,405	316	253	190	126
Tổng nợ và phải trả	1,329	1,567	1,321	1,264	1,328
VCSH	6,171	6,162	6,179	6,193	6,283
Vốn điều lệ	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500
Thặng dư	231	231	231	231	231
Quỹ khác	274	274	274	274	274
LN giữ lại	1,166	1,158	1,174	1,188	1,278
Tổng VCSH	6,171	6,162	6,179	6,193	6,283

Lưu chuyển tiền tệ tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Dòng tiền hoạt động	1,802	1,438	965	1,521	1,516
LN ròng	617	805	642	539	608
KH và dự phòng	972	960	961	960	961
Tăng VLD ròng	1,877	1,896	1,647	1,524	1,577
Dòng tiền đầu tư	(407)	217	554	15	25
Tài sản cố định	(5)	(4)	(10)	(6)	(6)
Đầu tư tài chính	(403)	221	564	21	31
Dòng tiền tài chính	(2,025)	(1,836)	(1,013)	(531)	(499)
Tăng vốn chủ	-	-	-	-	-
Tăng nợ	-	-	(412)	(15)	0
Chi trả cổ tức	(449)	(719)	(538)	(452)	(436)
Dòng tiền khác	-	-	-	-	-
Tăng tiền mặt	(631)	(182)	506	1,005	1,042

KQKD tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Doanh thu	8,571	10,417	12,536	11,989	12,824
Giá vốn hàng bán	7,581	9,336	11,714	11,296	12,069
Lợi nhuận gộp	990	1,081	822	694	755
Chi phí BH & QLDN	256	113	136	130	139
LN hoạt động	734	968	686	564	616
Doanh thu tài chính	82	34	25	21	31
Thu nhập lãi	52	33	25	21	31
Chi phí tài chính	195	193	67	46	39
Chi phí lãi vay	195	133	67	46	39
LN khác	(4)	(4)	(3)	-	-
Lãi (lỗ) từ LD&LK	-	-	-	-	-
LNTT	617	805	642	539	608
Thuế TNDN	39	41	32	27	31
LNST	578	764	609	512	577
LNST công ty mẹ	578	764	609	512	577
EBITDA	1,705	1,928	1,647	1,524	1,577

Chỉ số tài chính

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Dữ liệu trên mỗi CP					
EPS	1,168	1,405	1,232	1,036	1,170
BPS	13,712	13,694	13,730	13,762	13,963
DPS	1,500	1,500	1,200	1,000	1,000
Tăng trưởng (%)					
Doanh thu	(6.7)	21.5	20.3	(4.4)	7.0
LN hoạt động	(57.6)	32.0	(29.1)	(17.8)	9.3
LN ròng	(55.7)	32.2	(20.3)	(16.1)	12.8
EPS	(55.7)	32.2	(20.3)	(16.1)	12.8
EBITDA	(40.8)	13.1	(14.6)	(7.4)	3.5
Khả năng sinh lợi (%)					
Biên LNHD	8.6	9.3	5.5	4.7	4.8
Biên LN ròng	6.7	7.3	4.9	4.3	4.5
Biên EBITDA	19.9	18.5	13.1	12.7	12.3
ROA	6.0	9.0	7.7	6.6	7.5
ROE	9.4	12.4	9.9	8.3	9.3
Suất sinh lợi cổ tức	7.9	11.5	7.8	6.6	6.3
Tỷ lệ chi trả cổ tức	117	88	88	88	76
Đòn bẩy					
Nợ ròng (Tỷ đồng)	1,949	1,069	87	(997)	(2,102)
Nợ ròng/ VCSH (%)	32	17	1	(16)	(33)
Định giá (x)					
PE	6.4	11.1	11.3	13.5	11.9
PB	1.2	1.3	1.1	1.1	1.1
EV/EBITDA	5.6	3.2	4.4	4.7	4.6

Điện Gia Lai (GEG)

NĂM GIỮ, GMT: 13,000 đồng

Giá cp (02/10, đồng)	15,900
Vốn hóa (tỷ đồng)	5,426
SLCP lưu hành (triệu)	341
Cao/ Thấp 52 tuần (đồng)	17,170/9,000
GTGD TB 6T (tỷ đồng)	24
Tỷ lệ CP tự do (%)	22.7
Sở hữu NN (%)	54.5
Cổ đông (%)	
AVH Pte. Ltd	21.36
TTC	42.19

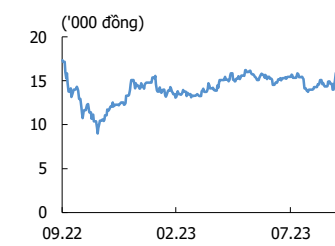
Năm	DT	LNHD	LNST	EPS	BPS	ROE	ROA	PE	PB	EV/EBITDA	DY
T12	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(VNĐ)	(VNĐ)	(%)	(%)	(x)	(x)	(x)	(%)
2021A	1,381	653	325	895	11,121	8.8	3.2	6.4	1.2	13.4	-
2022A	2,093	851	371	928	13,287	8.2	2.5	11.1	1.3	10.8	-
2023F	2,210	939	195	506	13,794	3.9	1.2	27.8	1.2	9.3	-
2024F	2,431	1,035	316	791	14,585	5.8	1.9	17.2	1.2	8.9	-
2025F	2,533	1,128	471	1,143	15,728	7.8	3.0	11.5	1.1	8.4	-

Giá trị doanh nghiệp đã được phản ánh

Biến động giá cổ phiếu

	1M	6M	12M
Tuyệt đối (%)	5,3	13,6	20,0
Tương quan VNI (%) (10,7)	17,6	10,5	

Biến động giá



NĂM GIỮ với GMT 13,000 đồng. Khuyến nghị dựa trên phân tích của chúng tôi về các triển vọng và rủi ro của doanh nghiệp trong dài hạn. Giá trị hợp lý được dựa trên phương pháp định giá từng phần (SOTP). Trong đó, tỷ suất sinh lời yêu cầu vốn chủ sở hữu ở mức 10.27% từ các giả định (1) lãi suất phi rủi ro 4.2%, (2) beta 1.08, (3) phần bù rủi ro vốn chủ sở hữu 8.0% và (4) giá trị thanh lý các nhà máy xem như không đáng kể.

Tiến độ triển khai dự án ĐMT Đức Huệ 2 và điện gió V.P.L 2 diễn biến chậm.

Dự án ĐMT Đức Huệ 2 được bổ sung quy hoạch điện lực từ tháng 01/2019, với tổng mức đầu tư khoảng 947 tỷ đồng. Tuy nhiên sau hơn bốn năm triển khai, tổng chi phí XD CB dở dang chỉ đạt 287 tỷ đồng, tương ứng với 30% giá trị đầu tư. Đồng thời BCTC cũng cho thấy tiến độ xây dựng dự án vẫn chưa có nhiều chuyển biến tích cực kể từ cuối 2020. Trong khi đó, dự án điện gió V.P.L 2 đến cuối thời điểm 2Q23 vẫn chưa được đầu tư đáng kể khi giá trị XD CB dở dang chỉ ghi nhận hơn 2 tỷ đồng.

Dự án điện gió Tân Phú Đông chưa đóng góp đáng kể trong năm đầu hoạt động. Dự án điện gió Tân Phú Đông được EVN ký kết hợp đồng phát điện với giá tạm 794/kWh từ tháng 05/2023. Với công suất 100MW dự án có thể đóng góp 250 tỷ đồng doanh thu trong 12 tháng tiếp theo. Tuy nhiên trong giai đoạn này, với mức giá bán điện (giá tạm) ước tính chỉ bằng khoảng 70-80% chi phí phát điện, chúng tôi ước tính dự án khả năng cao vẫn đang chịu lỗ 15 tỷ đồng LNST trong 2023 (nhà máy chỉ hoạt động 7 tháng trong 2023). Đồng thời rủi ro này có thể kéo dài sang 1H24, khi đến thời điểm hiện tại chúng tôi vẫn chưa thấy các động thái cởi mở hơn của BCT trong việc đàm phán giá các dự án NLTT chuyển tiếp.

2H23, LNST dự báo giảm so với cùng kỳ do không còn LN hoạt động thoái vốn

Trong 2H23, chúng tôi dự báo hoạt động kinh doanh cốt lõi của GEG sẽ cải thiện đáng kể nhờ mảng thủy điện hoạt động thuận lợi hơn, bên cạnh các nhà máy NLTT đã hoạt động tương đối ổn định. Doanh thu trong kỳ dự báo đạt 1,182 tỷ đồng, +16% n/n. Tuy nhiên, LNST dự báo chỉ đạt 82 tỷ đồng, -47% n/n do không còn lợi nhuận từ hoạt động thoái vốn như 4Q22 (thoái vốn NM thủy điện Ayun Ha: 166 tỷ đồng).

Trong năm 2024, chúng tôi dự báo doanh thu và LNST lần lượt đạt 2,431 tỷ đồng (+10% n/n) và 316 tỷ đồng (+62% n/n). Sự cải thiện chủ yếu đến từ xu

hướng cải tiến hoạt động của các nhà máy thủy điện.

Rủi ro kéo dài thời gian đàm phán được giá điện của dự án Tân Phú Đông. Cùng với việc triển khai chậm tiến độ hai dự án ĐMT Đức Huệ 2 và điện gió V.P.L 2 sẽ ảnh hưởng đáng kể đến sự cải thiện tỷ suất ROE của công ty, khi chỉ số này đang ở mức 7%, tương đối thấp so với trung bình ngành.

Chi phí VCSH – giả định

%

Chỉ tiêu	
Beta	1.08
Lãi suất phi rủi ro	4.20%
Phần bù rủi ro VCSH	8.00%
Chi phí VCSH	12.80%

Nguồn: KISVN

WACC – giả định

%

Chỉ tiêu	
Chi phí sử dụng vốn vay	8.10%
Hệ số nợ trên vốn vay mục tiêu	60.00%
Thuế TNDN	10.00%
WACC	8.80%

Nguồn: KISVN

Định giá từng phần - SOTP

Nhà máy	Phương pháp	Sở hữu (%)	NAV (tỷ đồng)	Tiêu chí	Tỷ đồng
Hydro power			1,902		
Ia Drăng 2	DCF	100	30	Tiền & tương đương tiền	261
Ia Drăng 1	DCF	100	17	Đầu tư tài chính ngắn hạn	236
Ia Drăng 3	DCF	100	41	Đầu tư tài chính dài hạn	165
Ia Meun 3	DCF	100	34	Đánh giá lại tài sản	13,679
H'Chan	DCF	25	108	Nợ vay	10,163
Đắc Pi Hao 2	DCF	100	274	NAV	4,178
Ia Púch 3	DCF	100	151	Số lượng CP lưu hành (triệu CP)	322
Đa Khai	DCF	100	386	Giá trị nội tại mỗi CP	13,000 đồng
H Mun	DCF	25	138		
Ayun Thượng	DCF	100	421		
Đắc Pi Hao 1	DCF	100	170		
Thượng Lộ	DCF	63	95		
Solar power			5,995		
Phong Điền	DCF	100	853		
Krông Pa	DCF	100	1,219		
Hàm Phú 2	DCF	100	1,170		
Đức Huệ 1	DCF	100	1,053		
Trúc Sơn	DCF	100	808		
Rooftop	DCF	100	607		
Đức Huệ 2	BV	99	285		
Wind power			5,803		
Ia Bang 1	DCF	85	1,659		
Tân Phú Đông 2	DCF	55	1,254		
V.P.L 1	DCF	92	1,224		
Tân Phú Đông 1	DCF	55	1,663		
V.P.L 2	DCF	92	3		
Others			17		
Others	BV	100	17		
Sum			13,679		

Nguồn: KISVN

Tổng quan doanh nghiệp

Được thành lập vào năm 2007, Điện Gia Lai (HSX: GEG) là công ty hàng đầu trong lĩnh vực năng lượng tái tạo. GEG sở hữu 13 nhà máy thủy điện, 7 nhà máy điện mặt trời và 4 nhà máy điện gió. Tổng công suất lên tới gần 500MW. Ngày 01/03/2017, GEG chính thức giao dịch trên HOSE.

CĐKT tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Tài sản ngắn hạn (đ/c)	1,316	2,118	2,079	2,700	2,990
Tiền và tương đương tiền	250	334	502	1,015	1,265
Tài sản dài hạn (đ/c)	1,066	1,785	1,577	1,686	1,725
Tài sản cố định	10,495	9,965	13,802	12,903	12,004
Đầu tư tài chính	100	113	165	165	165
Khác	562	4,921	419	425	450
Tổng tài sản	12,473	17,118	16,465	16,194	15,609
Người mua trả trước	3	2	2	3	3
Doanh thu chưa thực hiện	0	0	-	-	-
Phải trả người bán	315	1,225	111	122	127
Khác	152	180	204	225	234
Nợ vay ngắn hạn	408	663	763	827	852
Nợ vay dài hạn	6,695	9,264	8,894	8,152	7,041
Tổng nợ và phải trả	878	2,071	1,080	1,176	1,216
VCSH	3,378	4,278	4,441	4,696	5,064
Vốn điều lệ	3,037	3,861	3,861	3,861	3,861
Thặng dư	38	26	26	26	26
Quỹ khác	94	98	98	98	98
LN giữ lại	208	292	455	710	1,078
Tổng VCSH	3,378	4,278	4,441	4,696	5,064

Lưu chuyển tiền tệ tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Dòng tiền hoạt động	2,542	496	415	1,151	1,317
LN ròng	369	407	214	347	517
KH và dự phòng	414	652	899	899	899
Tăng VLD ròng	1,075	1,480	1,851	1,947	2,040
Dòng tiền đầu tư	(5,883)	(4,405)	24	18	20
Tài sản cố định	(5,807)	(4,531)	(221)	(21)	(23)
Đầu tư tài chính	(77)	126	244	39	42
Dòng tiền tài chính	3,456	3,993	(271)	(676)	(1,087)
Tăng vốn chủ	313	1,232	-	-	-
Tăng nợ	-	-	100	65	25
Chi trả cổ tức	(140)	(57)	-	-	-
Dòng tiền khác	0	(0)	-	-	-
Tăng tiền mặt	115	84	168	493	251

KQKD tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Doanh thu	1,381	2,093	2,210	2,431	2,533
Giá vốn hàng bán	614	1,082	1,102	1,209	1,210
Lợi nhuận gộp	767	1,011	1,109	1,221	1,323
Chi phí BH & QLDN	114	161	170	187	194
LN hoạt động	653	851	939	1,035	1,128
Doanh thu tài chính	37	214	41	39	42
Thu nhập lãi	26	31	21	18	22
Chi phí tài chính	409	657	779	739	667
Chi phí lãi vay	384	592	779	739	667
LN khác	81	(14)	-	-	-
Lãi (lỗ) từ LD&LK	6	13	13	13	13
LNTT	369	407	214	347	517
Thuế TNDN	43	36	19	31	46
LNST	325	371	195	316	471
LNST công ty mẹ	283	316	170	265	383
EBITDA	1,067	1,502	1,838	1,934	2,028

Chỉ số tài chính

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F	2025F
Dữ liệu trên mỗi CP					
EPS	895	928	506	791	1,143
BPS	11,121	13,287	13,794	14,585	15,728
DPS	-	-	-	-	-
Tăng trưởng (%)					
Doanh thu	(7.5)	51.6	5.6	10.0	4.2
LN hoạt động	1.3	30.3	10.4	10.2	9.1
LN ròng	10.3	13.9	(47.4)	62.3	48.9
EPS	9.9	11.6	(46.3)	56.2	44.4
EBITDA	6.9	40.8	22.4	5.2	4.8
Khả năng sinh lợi (%)					
Biên LN hoạt động	47.3	40.6	42.5	42.6	44.5
Biên LN ròng	23.6	17.7	8.8	13.0	18.6
Biên EBITDA	77.3	71.8	83.2	79.6	80.1
ROA	3.2	2.5	1.2	1.9	3.0
ROE	8.8	8.2	3.9	5.8	7.8
Suất sinh lợi cổ tức	-	-	-	-	-
Tỷ lệ chi trả cổ tức	-	-	-	-	-
Đòn bẩy					
Nợ ròng (Tỷ đồng)	6,853	9,593	9,154	7,965	6,628
Nợ ròng/ VCSH (%)	203	224	206	170	131
Định giá (x)					
PE	6.4	11.1	27.8	17.2	11.5
PB	1.2	1.3	1.2	1.2	1.1
EV/EBITDA	13.4	10.8	9.3	8.9	8.4

Điện Lực Dầu Khí Việt Nam (POW)

CHƯA ĐỊNH GIÁ

Giá cp (02/10, đồng)	11,600
Vốn hóa (tỷ đồng)	27,166
SLCP lưu hành (triệu)	2,342
Cao/ Thấp 52 tuần (đồng)	14,100/9,580
GTGDTB 6T (tỷ đồng)	110
Tỷ lệ CP tự do (%)	20.0
Sở hữu NN (%)	5.4
Cổ đông lớn (%)	
PVN	79.74

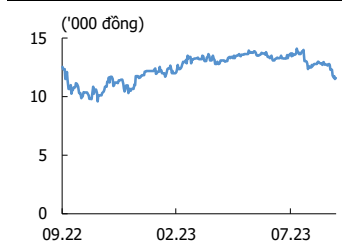
Năm	DT	LNHD	LNST	EPS	BPS	ROE	ROA	PE	PB	EV/EBITDA	DY
T12	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(tỷ đồng)	(VND)	(VND)	(%)	(%)	(x)	(x)	(x)	(%)
2021A	24,561	2,400	2,052	746	12,229	6.3	3.9	20.0	1.4	8.3	-
2022A	28,224	2,859	2,553	824	13,031	12.4	9.0	9.8	0.8	4.7	-
2023F	28,509	1,382	1,096	359	13,390	9.9	7.7	24.8	0.9	6.8	-
2024F	27,950	1,454	602	154	13,543	9.9	8.0	45.1	0.9	5.8	-

Động lực tăng trưởng từ nhà máy NT3 & NT4

Hiệu quả đầu tư

	1M	6M	12M
Tuyệt đối (%)	8,9	(7,9)	(12,1)
Tương quan VNI (%)	(7,1)	(3,9)	(21,6)

Biến động giá



2H23 - KQKD dự báo giảm. Chúng tôi dự báo doanh thu và LNST của POW trong 2H23 lần lượt đạt 12,655 tỷ đồng (-8% n/n) và 265 tỷ đồng (-77% n/n). Nguyên nhân chủ yếu đến từ việc giảm sản lượng huy động từ các nhà máy nhiệt điện tua bin khí (NT1, NT2 và Cà Mau). Điều đó bị ảnh hưởng bởi: (a) hoạt động đại tu các tổ máy và (b) ưu tiên huy động các nhà máy thủy điện và NLTT. Trong 3Q23, sản lượng điện từ các nhà máy này ước đạt 1,0 tỷ kWh, giảm 30% so với cùng kỳ. Trong khi đó, nhà máy nhiệt điện than Vũng Áng 1 dự kiến sẽ ghi nhận sự tăng trưởng sản lượng trở lại so với 1H23 và cùng kỳ sau khi tổ máy 1 đã vận hành trở lại từ tháng 8/2023 sau hai năm đại tu. Ngoài ra các nhà máy thủy điện (Đakdrinh & Hòa Nua) cũng đang hoạt động hiệu quả hơn nhờ tình hình thủy văn thuận lợi.

Động lực tăng trưởng dài hạn từ nhà máy NT3 và NT4. Hiện nay có hai nhà máy đang trong quá trình lắp đặt và xây dựng. Theo tiến độ, nhà máy NT3 có thể vận hành thương mại từ giữa 4Q24 và nhà máy NT4 từ cuối 2Q25. Với công suất lên tới 1,500 MW (tăng 36% so với hiện tại), nằm trong khu vực có nhu cầu phụ tải cao, bên cạnh hưởng lợi từ sự khan hiếm nguồn cung chủ động hệ thống những năm tới. Tất cả những yếu tố này sẽ là nền tảng cho sự hoạt động hiệu quả của hai nhà máy sau khi vận hành thương mại. Trên cơ sở đó, chúng tôi tin rằng, 2025 sẽ là cột mốc đánh dấu cho sự tăng trưởng hoạt động kinh doanh của công ty.

Các rủi ro trong đàm phán hợp đồng mua bán điện nhà máy NT3 và NT4.

Ở thời điểm hiện tại giá LNG nhập khẩu đang ở mức 12-14USD/mmBTU, vì vậy giá bán điện của hai nhà máy NT3 và NT4 dự kiến đang cao hơn 25-30% giá bán điện của các nhà máy tuabin khí từ khí tự nhiên và giá bán lẻ của EVN thời điểm hiện tại. Trong khi đó, cả mức giá trần các nhà máy nhiệt điện và giá bán lẻ điện của EVN đều đang chịu sự điều tiết chặt chẽ của BCT. Vì vậy, giá mua điện và sản lượng bao tiêu dài hạn đang là hai nút thắt lớn trong quá trình đàm phán hợp đồng mua bán điện giữa EVN và POW. Việc kéo dài thời gian đàm phán hoặc ở mức bao tiêu và giá bán thấp sẽ ảnh hưởng đáng kể đến hiệu quả hoạt động của các nhà máy.

Tổng quan doanh nghiệp

POW là một trong những thành viên của tập đoàn dầu khí Việt Nam-PVN. Với công suất lên đến 4.205MW từ các nhà máy tuabin khí NT1, NT2, NT4, Cà Mau 1&2, nhiệt điện than Vũng Áng 1 và thủy điện Đak Drinh, Hòa Nua, POW đang là doanh nghiệp phát điện lớn thứ 4 cả nước, chỉ sau các doanh nghiệp phát điện của EVN (GENCO).

CĐKT tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F
Tài sản ngắn hạn (đ/c)	18,420	24,925	30,658	30,045
Tiền và tương đương tiền	8,224	8,252	8,335	8,172
Tài sản dài hạn (đ/c)	10,196	16,673	22,323	21,873
Tài sản cố định	31,869	29,155	26,437	39,939
Đầu tư tài chính	828	878	933	933
Khác	1,860	1,885	8,895	6,876
Tổng tài sản	52,977	56,843	66,923	77,793
Người mua trả trước	6	4	4	4
Doanh thu chưa thực hiện	-	0	-	-
Phải trả người bán	7,240	7,346	7,421	7,275
Khác	4,797	5,340	5,185	5,083
Nợ vay ngắn hạn	4,769	5,635	15,383	26,622
Nợ vay dài hạn	3,689	3,382	2,705	2,029
Tổng nợ và phải trả	16,811	18,326	27,992	38,984
VCSH	28,638	30,516	31,357	31,717
Vốn điều lệ	23,419	23,419	23,419	23,419
Thặng dư	(0)	(0)	(0)	(0)
Quỹ khác	2,209	3,678	3,678	3,678
LN giữ lại	3,010	3,420	4,261	4,621
Tổng VCSH	28,638	30,516	31,357	31,717

Lưu chuyển tiền tệ tỷ đồng

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F
Dòng tiền hoạt động	5,147	3,156	(2,661)	4,071
LN ròng	2,339	2,809	1,207	663
KH và dự phòng	2,818	2,809	2,818	3,498
Tăng VLD ròng	4,485	5,456	4,253	5,005
Dòng tiền đầu tư	563	(3,374)	(6,327)	(14,797)
Tài sản cố định	(284)	(2,600)	(6,970)	(15,000)
Đầu tư tài chính	846	(774)	643	203
Dòng tiền tài chính	(4,555)	245	9,071	10,562
Tăng vốn chủ	-	-	-	-
Tăng nợ	-	-	9,748	11,239
Chi trả cổ tức	(710)	(199)	-	-
Dòng tiền khác	(0)	(0)	-	-
Tăng tiền mặt	1,154	28	83	(163)

KQKD tỷ đồng

Cuối năm tài chính.	2021A	2022A	2023F	2024F
Doanh thu	24,561	28,224	28,509	27,950
Giá vốn hàng bán	22,021	24,498	26,471	25,853
Lợi nhuận gộp	2,540	3,726	2,038	2,097
Chi phí BH & QLDN	140	868	656	643
LN hoạt động	2,400	2,859	1,382	1,454
Doanh thu tài chính	690	445	215	203
Thu nhập lãi	319	319	146	135
Chi phí tài chính	653	592	573	1,048
Chi phí lãi vay	510	438	573	1,048
LN khác	(120)	44	130	-
Lãi (lỗ) từ LD&LK	22	53	53	53
LNTT	2,339	2,809	1,207	663
Thuế TNDN	287	256	110	60
LNST	2,052	2,553	1,096	602
LNST công ty mẹ	2,052	2,553	1,096	602
EBITDA	5,218	5,668	4,200	4,952

Chỉ số tài chính

Cuối năm tài chính	2021A	2022A	2023F	2024F
Dữ liệu trên mỗi CP				
EPS	746	824	359	154
BPS	12,229	13,031	13,390	13,543
DPS	-	-	-	-
Tăng trưởng (%)				
Doanh thu	(17.4)	14.9	1.0	(2.0)
LN hoạt động	(28.8)	19.1	(51.7)	5.2
LN ròng	(22.9)	24.4	(57.1)	(45.1)
EPS	(24.0)	14.6	(58.0)	(57.2)
EBITDA	(15.8)	8.6	(25.9)	17.9
Khả năng sinh lợi (%)				
Biên LN hoạt động	9.8	10.1	4.8	5.2
Biên LN ròng	8.4	9.0	3.8	2.2
Biên EBITDA	21.2	20.1	14.7	17.7
ROA	3.9	9.0	7.7	8.0
ROE	6.3	12.4	9.9	9.9
Suất sinh lợi cổ tức	-	-	-	-
Tỷ lệ chi trả cổ tức	-	-	-	-
Đòn bẩy				
Nợ ròng (Tỷ đồng)	234	765	9,754	20,479
Nợ ròng/ VCSH (%)	1	3	31	65
Định giá (x)				
PE	20.0	9.8	24.8	45.1
PB	1.4	0.8	0.9	0.9
EV/EBITDA	8.3	4.7	6.8	5.8

■ **Nguyên tắc đánh giá của KIS Vietnam Securities Corp, với cổ phiếu dựa trên lợi nhuận kỳ vọng trong 12 tháng tới**

- MUA: Tổng lợi nhuận kỳ vọng là 15% hoặc hơn.
- Nắm giữ: Tổng lợi nhuận kỳ vọng từ -5% đến 15%.
- Bán: Tổng lợi nhuận kỳ vọng là -5% hoặc thấp hơn.
- KIS Vietnam Securities Corp, không cung cấp giá mục tiêu với cổ phiếu khuyến nghị Nắm giữ hoặc Bán.

■ **Nguyên tắc đánh giá của KIS Vietnam Securities Corp, với ngành trong 12 tháng tới**

- Nâng tỷ trọng: Khuyến nghị tăng tỷ trọng của ngành trong danh mục so với tỷ trọng dựa trên vốn hóa của ngành trong VNIndex.
- Trung lập: Khuyến nghị giữ tỷ trọng của ngành trong danh mục bằng với tỷ trọng dựa trên vốn hóa của ngành trong VNIndex.
- Giảm tỷ trọng: Khuyến nghị giảm tỷ trọng của ngành trong danh mục so với tỷ trọng dựa trên vốn hóa của ngành trong VNIndex.

■ **Xác nhận của chuyên viên phân tích**

Chúng tôi, chuyên viên phân tích thực hiện báo cáo này, xác nhận rằng báo cáo phản ánh chính xác quan điểm cá nhân của chúng tôi về công ty được phân tích trong báo cáo. Chúng tôi cũng xác nhận rằng chúng tôi đã, đang và sẽ không nhận được các khoản lợi ích cá nhân nào, liên quan đến khuyến nghị và quan điểm trong báo cáo, một cách trực tiếp hoặc gián tiếp.

■ **Thông tin công khai quan trọng**

Ở thời điểm cuối tháng liền trước của ngày phát hành báo cáo (hoặc cuối tháng thứ 2 liền trước nếu ngày phát hành báo cáo sau ngày cuối tháng liền trước ít hơn 10 ngày), KIS Vietnam Securities Corp, hoặc các bên liên quan không nắm giữ 1% hoặc nhiều hơn cổ phần của công ty được phân tích trong báo cáo.

Không có mâu thuẫn lợi ích quan trọng nào giữa chuyên viên phân tích, KIS Vietnam Securities Corp, và các bên liên quan tại thời điểm phát hành báo cáo.

KIS Vietnam Securities Corp, hoặc các bên liên quan không quản lý hoặc đồng quản lý việc phát hành ra công chúng cổ phiếu của công ty được phân tích trong báo cáo trong vòng 12 tháng qua.

KIS Vietnam Securities Corp, hoặc các bên liên quan không nhận được khoản lợi ích nào từ dịch vụ ngân hàng đầu tư từ công ty được phân tích trong báo cáo trong 12 tháng qua; KIS Vietnam Securities Corp, hoặc các bên liên quan không ký vọng hoặc tìm kiếm các khoản lợi ích nào từ dịch vụ ngân hàng đầu tư từ công ty được phân tích trong báo cáo trong ba tháng tới.

KIS Vietnam Securities Corp, hoặc cá bên liên quan không tạo lập thị trường cho cổ phiếu của công ty được phân tích trong báo cáo tại thời điểm phát hành báo cáo.

KIS Vietnam Securities Corp, không nắm hơn 1% cổ phần của công ty được phân tích trong báo cáo tại ngày 2/10/2023.

KIS Vietnam Securities Corp, đã không cung cấp trước báo cáo này cho các bên thứ ba khác.

Cả chuyên viên phân tích thực hiện báo cáo này và người liên quan không sở hữu cổ phiếu của công ty được phân tích trong báo cáo tại ngày 2/10/2023.

KIS Vietnam Securities Corp, đã phát hành chứng quyền có đảm bảo với cổ phiếu Năng Lượng và hiện là công ty tạo lập thị trường.

Người thực hiện: Research department

Miễn Trừ Trách Nhiệm

Báo cáo phân tích này và các tài liệu marketing cho chứng khoán Việt Nam được thực hiện và phát hành bởi phòng phân tích của KIS Vietnam Securities Corp., công ty được cấp giấy phép đầu tư của Ủy ban Chứng khoán Nhà nước Việt Nam. Chuyên viên phân tích, người thực hiện 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 chép, 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 KIS Vietnam Securities Corp.,.

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. KIS Vietnam Securities Corp, không đảm bảo nhà đầu tư sẽ đạt được lợi nhuận hoặc được chia sẻ lợi nhuận từ các khoản đầu tư. KIS Vietnam Securities Corp., hoặc các bên liên quan, và các nhân sự cấp cao, giám đốc và nhân viên tuyển bổ 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 KIS Vietnam Securities Corp.,. 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 © 2023 của KIS Vietnam Securities Corp.,. Báo cáo này không được sao chép, 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 KIS Vietnam Securities Corp.,.