

25/02/2026

KHUYẾN NGHỊ	NĂM GIỮ
Giá hợp lý	15,000
Giá hiện tại	14,300
Tiềm năng tăng/giảm	5%

THÔNG TIN CỔ PHIẾU

CP đang lưu hành (triệu)	3,068
Free float (%)	20%
Vốn hóa (tỷ VND)	44,177
KL GDTB 3 tháng (triệu cổ phiếu)	11,504
Sở hữu nước ngoài (%)	80%
Ngày niêm yết đầu tiên	14/01/2019

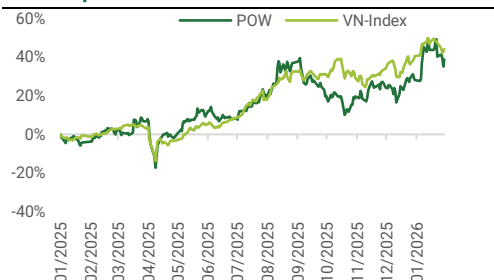
CƠ CẤU CỔ ĐÔNG

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	73%
PYN Fund Management	1%
Khác	26%

KHÍA CẠNH TRỌNG YẾU

TTM EPS (VND)	763
BVPS (VND)	12,979
Nợ/VCSH (%)	129%
ROA (%)	3%
ROE (%)	6%
P/E	18.7
P/B	1.1
Tỷ suất cổ tức (%)	0%

BIẾN ĐỘNG GIÁ CỔ PHIẾU



SƠ LƯỢC VỀ CÔNG TY

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power - POW) là nhà sản xuất điện năng lớn thứ hai tại Việt Nam, chỉ sau EVN. Với vị thế là thành viên chủ chốt của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), POW hiện vận hành hệ thống danh mục nguồn điện đa dạng bao gồm điện khí, thủy điện và điện than với tổng công suất lắp đặt lên tới 4.208 MW.

KHỐI PHÂN TÍCH

Tô Đình Hiền Viên
viento@phs.vn

THÁCH THỨC TRONG NGẮN HẠN

- Trong Quý 4/2025, doanh thu thuần và LNST-CĐTS lần lượt đạt 8,747 tỷ đồng (+1%yoy) và 484 tỷ đồng (+956%yoy). Theo đó, lũy kế cả năm 2025 doanh thu thuần và LNST-CĐTS đạt 34,151 tỷ đồng (+13%yoy) và 2,341 tỷ đồng (+111%yoy) – lần lượt hoàn thành 89% và 654% so với kế hoạch kinh doanh đề ra.
- Chúng tôi duy trì quan điểm **TRUNG LẬP** đối với POW trong triển vọng ngắn và trung hạn, do áp lực chi phí lãi vay và khấu hao gia tăng khi hai dự án điện khí mới Nhơn Trạch 3 & 4 dự kiến bắt đầu phát điện thương mại từ năm 2026, qua đó làm lợi nhuận suy giảm so với cùng kỳ. Theo ước tính của chúng tôi, doanh thu thuần và LNST-CĐTS năm 2026 lần lượt đạt 41.1 nghìn tỷ đồng (+20% YoY) và 1.7 nghìn tỷ đồng (-25% YoY).
- Chúng tôi đưa ra khuyến nghị **NĂM GIỮ** đối với cổ phiếu POW với giá mục tiêu là 15,000 VND/cổ phiếu, tương ứng với tiềm năng tăng giá là 5% so với giá đóng cửa tại ngày 25/02/2026.

Cập nhật kết quả kinh doanh Q4.2025

Trong Quý 4/2025, doanh thu thuần và LNST-CĐTS lần lượt đạt 8,747 tỷ đồng (+1%yoy) và 484 tỷ đồng (+956%yoy). Theo đó, lũy kế cả năm 2025 doanh thu thuần và LNST-CĐTS đạt 34,151 tỷ đồng (+13%yoy) và 2,341 tỷ đồng (+111%yoy) – lần lượt hoàn thành 89% và 654% so với kế hoạch kinh doanh đề ra:

- Doanh thu thuần đạt 8.747 tỷ đồng (+1%yoy).** Trong đó, mảng bán điện ghi nhận 8,665 tỷ đồng (+1%yoy), được hỗ trợ bởi giá bán điện bình quân hồi phục lên 1,955 VND/kWh (+10%yoy)
- LNST-CĐTS ghi nhận kết quả kinh doanh tích cực với hơn 484 tỷ đồng (+956%yoy),** được dẫn dắt bởi (i) biên lợi nhuận gộp cải thiện so với cùng kỳ và (ii) doanh thu tài chính tăng mạnh +696% yoy lên khoảng 403 tỷ đồng, được hỗ trợ bởi lãi tiền gửi ngân hàng gia tăng và thu nhập cổ tức.

Dự báo kết quả kinh doanh 2026F

Trong năm 2026, **doanh thu thuần và LNST-CĐTS năm 2026 lần lượt đạt 41.1 ngàn tỷ đồng (+20% yoy) và 1.7 ngàn tỷ đồng (-25% yoy).** Trong đó:

- Doanh thu thuần ước tính tăng trưởng tích cực và đạt 41.1 ngàn tỷ đồng (+20%yoy) chủ yếu nhờ vào đóng góp từ 2 nhà máy điện khí LNG mới là NT3 và NT4 đi vào hoạt động thương mại kể từ tháng 1/2026
- Biên lợi nhuận gộp ước tính thu hẹp -1.4 điểm phần trăm do hiệu quả hoạt động kém của 2 nhà máy NT3&4
- LNST-CĐTS năm 2026 ước đạt 1.7 tỷ đồng (-25% YoY), chủ yếu do: (i) biên lợi nhuận gộp thu hẹp khi chi phí khấu hao gia tăng từ các nhà máy mới; và (ii) chi phí lãi vay tăng mạnh (+226% YoY) khi các dự án bước vào giai đoạn vận hành, khiến chi phí lãi vay không còn được vốn hóa vào tài sản mà chuyển sang ghi nhận vào chi phí tài chính.

Luận điểm đầu tư:

1. Đóng góp doanh thu khả quan từ 2 nhà máy mới là Nhơn Trạch 3 và 4 từ 2026 trở đi: Trong năm 2026, các nhà máy điện khí Cà Mau 1&2 (đại tu và tiểu tu) và nhà máy điện than Vũng Áng 1 (trung tu) lần lượt thực hiện sửa chữa lớn, dự kiến làm suy giảm mức đóng góp vào doanh thu của các nhà máy chủ lực. Do đó, nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4 (NT3&4) – hai dự án điện khí LNG mới dự kiến vận hành thương mại vào tháng 01/2026 – được kỳ vọng sẽ đóng vai trò bù đắp và trở thành động lực chính cho tăng trưởng doanh thu trong năm 2026.

2. Khả năng tăng trưởng LNST-CĐTS trong ngắn và trung hạn gặp nhiều khó khăn bởi áp lực gia tăng chi phí khấu hao và lãi vay từ 2 nhà máy mới: Mặc dù 2 nhà máy mới đóng góp tích cực vào trong doanh thu kể từ năm 2026 trở đi, nhưng chúng tôi nhận thấy trong ngắn và trung hạn, đóng góp lợi nhuận của 2 nhà máy này vào trong tổng lợi nhuận của toàn công ty là chưa khả quan, bởi áp lực lãi vay và chi phí khấu hao lớn cho giai đoạn đầu.

3. Định giá đã ở mức tương đối cao: Chúng tôi đánh giá triển vọng ngắn và trung hạn của POW sẽ đối mặt với nhiều thách thức khi biên lợi nhuận ròng bị bào mòn bởi gánh nặng chi phí tài chính từ các dự án trọng điểm. Đồng thời, POW đang được giao dịch tại vùng EV/EBITDA TTM là 9.6x (cao hơn mức +1SD lịch sử). Do đó, chúng tôi cho rằng cổ phiếu POW sẽ phù hợp để tích lũy khi triển vọng kinh doanh trong dài hạn cải thiện và định giá về vùng hấp dẫn

Rủi ro

- (1) Sự cố kỹ thuật gây ảnh hưởng đến sản lượng sản xuất
- (2) Rủi ro thiếu khí
- (3) Biến động tỷ giá
- (4) Tỷ lệ phân bổ Qc thấp

Định giá và khuyến nghị

Chúng tôi sử dụng phương pháp định chiết khấu dòng tiền. Qua đó, chúng tôi đưa ra khuyến nghị **NẮM GIỮ** đối với cổ phiếu POW với giá mục tiêu là 15,000 VND/cổ phiếu, tương ứng với tiềm năng tăng giá là 5% so với giá đóng cửa tại ngày 25/02/2026).

Bảng 1: Chỉ tiêu tài chính của POW giai đoạn 2023-2027F

Chỉ tiêu	2023A	2024A	2025A	2026F	2027F
Doanh thu thuần (tỷ VND)	28,329	30,306	34,151	41,073	42,774
LNST (tỷ VND)	1,038	1,112	2,341	1,765	1,958
EPS (VND/ cổ phiếu)	535	475	840	633	702
Giá trị sổ sách (VND/cp)	13,414	13,668	12,326	12,992	13,655
ROE (%)	1.8%	1.5%	3.2%	2.2%	2.3%
ROA (%)	3.8%	3.5%	7.7%	5.5%	5.8%
P/E (x)	19.4	21.6	12.2	16.2	14.6
P/B (x)	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

Nguồn: POW, PHS tổng hợp và dự phóng

NỘI DUNG

I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP.....	4
1. Giới thiệu doanh nghiệp.....	4
2. Cơ cấu cổ đông.....	4
II. HOẠT ĐỘNG KINH DOANH CHÍNH.....	5
1. Điện khí.....	8
2. Điện than.....	10
3. Thủy điện.....	13
III. ĐIỂM NHẤN TÀI CHÍNH.....	13
1. Về cơ cấu tài sản và nguồn vốn	13
2. Các hệ số tài chính	14
IV. TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN.....	16
V. CẬP NHẬT KẾT QUẢ KINH DOANH.....	17
VI. LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ.....	18
1. Đóng góp doanh thu khả quan từ 2 nhà máy mới là Nhơn Trạch 3 và 4 từ 2026 trở đi.....	18
2. Tăng trưởng LNST-CĐTS trong ngắn và trung hạn gặp nhiều khó khăn bởi áp lực gia tăng chi phí khấu hao và lãi vay từ 2 nhà máy mới	20
3. Định giá đã ở mức tương đối cao.....	20
VII. RỦI RO	21
VIII. DỰ PHÓNG KẾT QUẢ KINH DOANH	22
IX. ĐỊNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ.....	23

I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

1. Giới thiệu doanh nghiệp

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (HSX: POW) được thành lập vào năm 2007 với tên gọi ban đầu là Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (mô hình Công ty TNHH MTV do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - PVN nắm giữ 100% vốn). Đến năm 2018, công ty chính thức chuyển đổi sang mô hình công ty cổ phần sau đợt IPO thành công. Ngày 14/1/2019, POW chính thức giao dịch trên Sở Giao dịch Chứng khoán TP. Hồ Chí Minh (HOSE).

Hiện POW đang hoạt động với hoạt động kinh doanh chính là sản xuất điện năng. Ngoài ra, còn thêm một số hoạt động liên quan đến dịch vụ kỹ thuật điện lực - cung ứng nhiên liệu, tuy nhiên không đáng kể.

Bảng 2: Cơ cấu công ty chủ yếu tập trung vào chuỗi giá trị điện năng

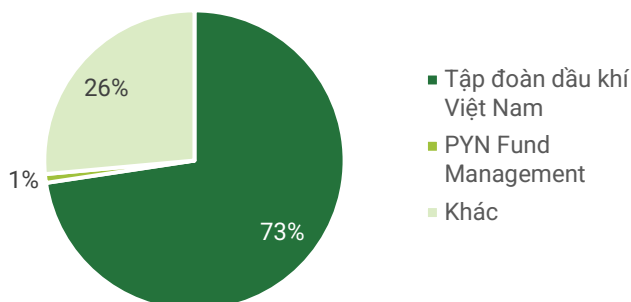
Sản xuất điện		Dịch vụ kỹ thuật điện	
Công ty con & công ty liên kết	Hạch toán phụ thuộc (Chi nhánh Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam)	Công ty con	Hạch toán phụ thuộc (Chi nhánh Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam)
CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 – 59.37% (Nhơn Trạch 2 - 750MW)	Công ty Điện lực Dầu khí Hà Tĩnh – 100% (Vũng Áng 1 – 1,200MW)	CTCP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam – 51%	CT Cung ứng Nhiên liệu Điện lực Dầu khí – 100%
CTCP Thủy điện Đakdrinh – 95.27% (Đakdrinh - 125MW)	Công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 1 – 100% (Nhơn Trạch 1 – 450MW)	CTCP Năng lượng tái tạo Điện lực Dầu khí – 51%	Trung tâm Dịch vụ Kỹ Thuật – 100%
CTCP Thủy điện Hỏa Na – 80.72% (Hỏa Na - 180MW)	Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau – 100% (Cà Mau 1 & 2 – 1,500MW)		Ban quản lý dự án điện (cho nhà máy Nhơn Trạch 3 và 4) – 100%
CTCP Năng lượng Sông Hồng – 44.07%			
CTCP Điện khí LNG Quảng Ninh – 30%			

Nguồn: POW, PHS tổng hợp

2. Cơ cấu cổ đông

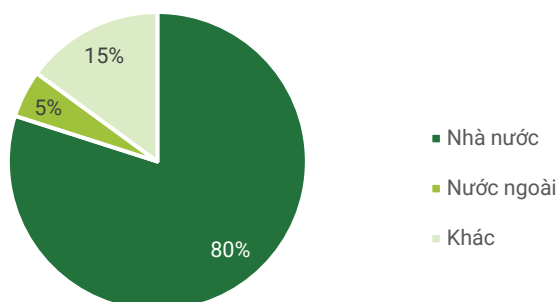
Cơ cấu cổ đông tương đối tập trung với các cổ đông lớn thuộc Tập đoàn dầu khí Việt Nam với mức sở hữu lên tới 73%, phần còn lại thuộc về các tổ chức khác.

Hình 1: POW có cơ cấu sở hữu tương đối cô đặc



Nguồn: Fiinpro, PHS tổng hợp tại ngày 24/01/2026

Hình 2: Tỷ lệ sở hữu trong nước tương đối cao và được nắm giữ phần lớn bởi Tập đoàn dầu khí Việt Nam (PVN)

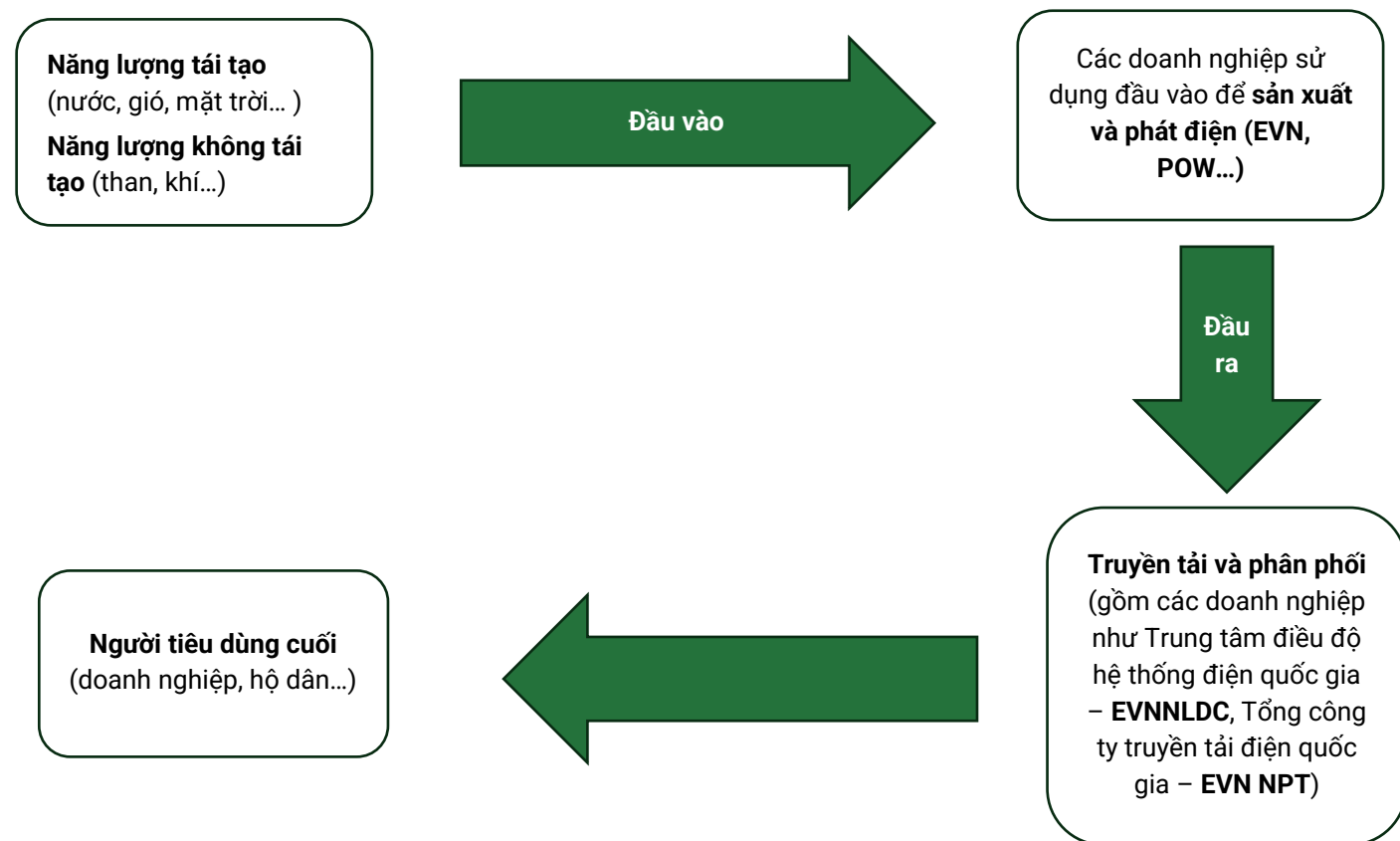


Nguồn: Fiinpro, PHS tổng hợp tại ngày 24/01/2026

II. HOẠT ĐỘNG KINH DOANH CHÍNH

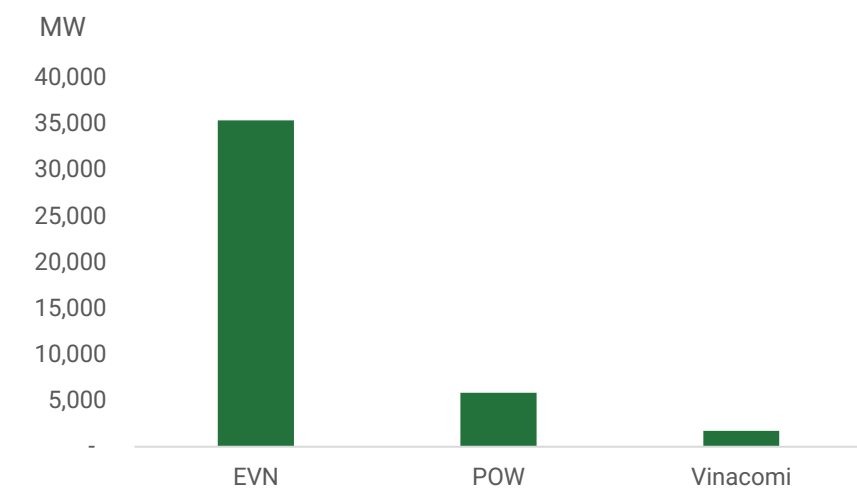
POW là doanh nghiệp sản xuất điện lớn thứ 2 cả nước với tổng công suất lắp đặt đến 2025 đạt khoảng 5,849 MW – tương đương với khoảng 7% tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống điện trên cả nước – chỉ đứng sau EVN với tổng công suất lắp đặt khoảng 35 ngàn MW. Phần lớn, nguồn điện POW sản xuất chủ yếu là điện than và điện khí với sản lượng bình quân ước tính chiếm hơn 80% tổng sản lượng điện sản xuất.

Hình 3: Chuỗi giá trị sản xuất ngành điện



Nguồn: PHS tổng hợp

Hình 4: POW sở hữu các nhà máy phát điện với công suất lắp đặt đứng thứ 2 cả nước



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Nhìn chung, POW sở hữu các nhà máy sản xuất điện trải dài từ Bắc vào Nam. Tuy nhiên, phần lớn các nhà máy sản xuất điện của POW tập trung chính tại miền Nam với tổng công suất đạt khoảng 4.3 ngàn MW (chiếm 74% tổng công suất lắp đặt của POW) và hầu hết là các nhà máy điện khí. Chúng tôi cho rằng điều này phù hợp với nhu cầu điện khí tại miền Nam tại thời điểm đó khi đây là khu vực có nhu cầu điện rất lớn, trong khi nguồn cung các nhà máy điện tại khu vực này vẫn chưa được đảm bảo và có vị trí địa lý thuận lợi khi gần với gần nguồn cung khí do Petrovietnam khai thác cũng như đưa vào bờ để sử dụng.

Bảng 3: Danh sách các nhà máy sản xuất điện của POW trên cả nước

ST T	Công ty sở hữu	Tên nhà máy	Tỉnh	Loại hình sản xuất điện	Năm vận hành	Công suất (MW)	Tổng mức đầu tư (tỷ đồng)	Suất đầu tư trên 1MW (tỷ đồng)
1	Chi nhánh Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP Điện lực Dầu khí Cà Mau	Cà Mau 1	Cà Mau	Điện khí	03/2008	750	6,571	8.8
		Cà Mau 2	Cà Mau	Điện khí	12/2008	750	6,153	8.2
2	CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	Nhơn Trạch 1	Đồng Nai	Điện khí	08/2009	450	6,344	14.1
		Nhơn Trạch 2	Đồng Nai	Điện khí	2011	750	11,355	15.1
		Nhơn Trạch 3	Đồng Nai	Điện khí	2025	1,624	32,494	20.1
		Nhơn Trạch 4	Đồng Nai	Điện khí	2025			
3	CTCP Thủy điện ĐakĐrinh	ĐakĐrinh	Quảng Ngãi	Thủy điện	2014	125	5,921	47.4
4	CTCP Thủy điện Hòa Na	Hòa Na	Nghệ An	Thủy điện	2013	180	7,092	39.4
		Nậm Nơn	Nghệ An	Thủy điện	2014	20	640	32.0
5	Chi nhánh Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP Điện lực Dầu khí Hà Tĩnh	Vũng Áng 1	Hà Tĩnh	Điện than	2015	1,200	33,651	28.0

Nguồn: POW, PHS tổng hợp

POW tập trung chính vào mảng năng lượng với mức đóng góp luôn ở mức trên 90% doanh thu thuần, trải dài từ thủy điện, điện than đến điện khí. Ngoài

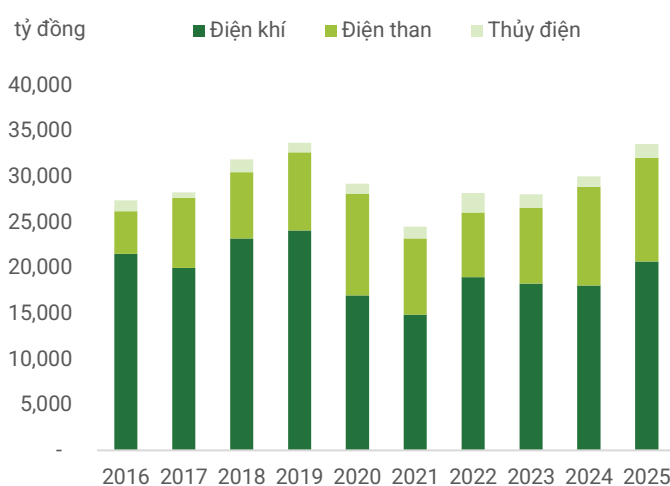
ra, POW còn các mảng kinh doanh khác như sửa chữa, nhằm hỗ trợ hệ sinh thái mảng năng lượng. Do tính chất đóng góp rất trọng yếu của mảng điện, chúng tôi sẽ tập trung đi vào đánh giá hoạt động kinh doanh của mảng này.

Hình 5: Hoạt động kinh doanh chính của POW chủ yếu là sản xuất điện.



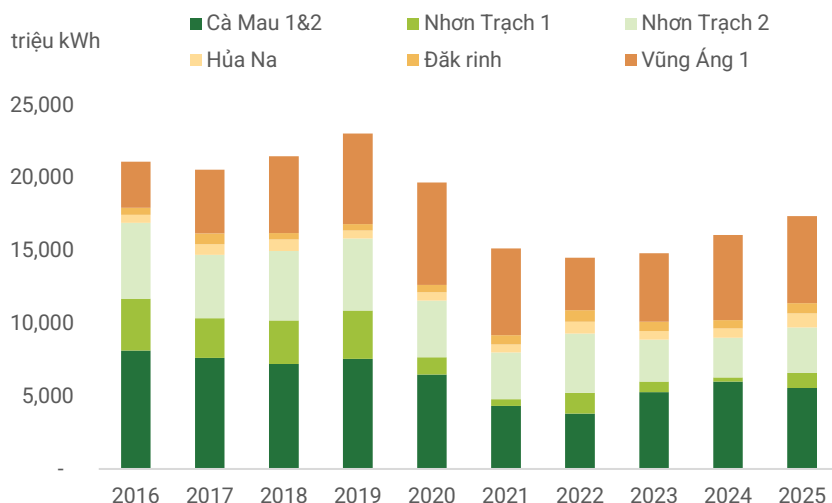
Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Hình 6: Trong đó, nhóm điện khí đóng góp chính vào cơ cấu doanh thu của hoạt động sản xuất điện



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

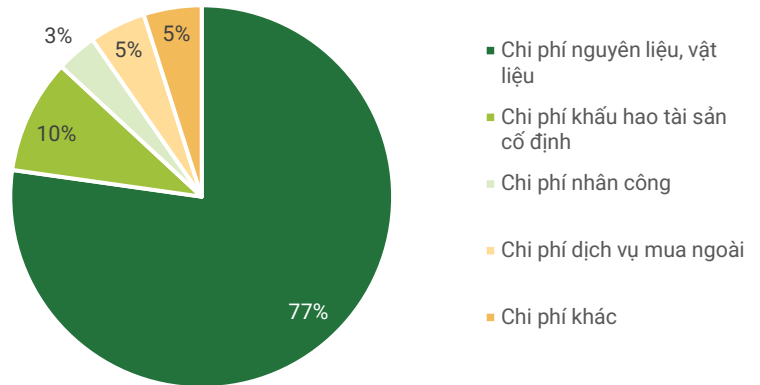
Hình 7: Xét theo cơ cấu sản lượng từng nhà máy, Cà Mau 1&2, Nhơn Trạch 2 và Vũng Áng 1 luôn là các đơn vị đóng góp trọng yếu, chiếm tỷ trọng lớn trong tổng sản lượng điện sản xuất của POW qua các năm.



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Nhìn chung, chi phí nguyên liệu chiếm tỷ trọng cao (ước tính khoảng 77%) trong tổng cơ cấu chi phí sản xuất kinh doanh và đây là yếu tố chính chi phối giá bán điện. Đối với cơ chế mua bán điện, POW chủ yếu bán điện cho EVN thông qua cơ chế PPA.

Hình 8: Cơ cấu chi phí nhiên liệu chiếm tỷ trọng cao trong tổng cơ cấu chi phí sản xuất

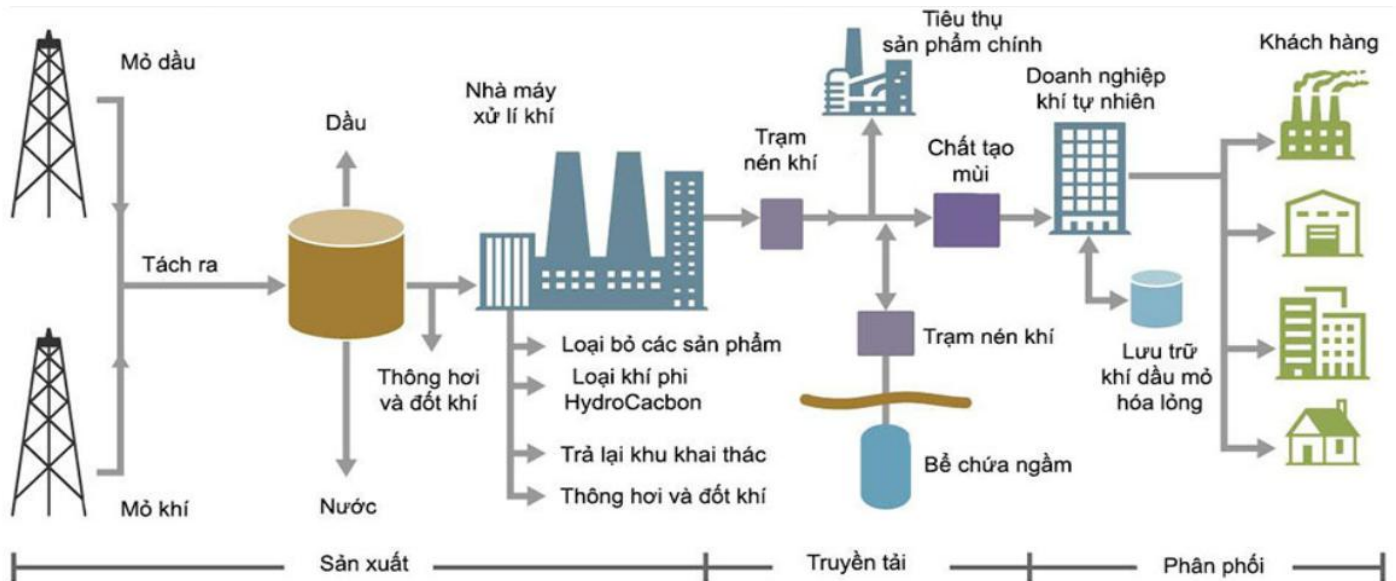


Nguồn: POW, PHS tổng hợp

1. Điện khí

Đầu vào của nhóm điện khí gắn liền với chuỗi giá trị hạ nguồn của ngành dầu khí. Theo cơ cấu tiêu thụ hiện nay, lĩnh vực điện là nhóm tiêu thụ khí tự nhiên lớn nhất, ước tính chiếm khoảng 65%–70% tổng sản lượng khí thương phẩm mỗi năm. Xét trên vận hành hệ thống điện, điện khí góp phần bổ sung nguồn công suất linh hoạt, hỗ trợ cân bằng phụ tải và bù biến động từ các nguồn năng lượng tái tạo, đồng thời cũng đóng vai trò quan trọng trong giai đoạn chuyển dịch năng lượng

Hình 9: Sơ đồ chuyển hóa khí sang điện năng



Nguồn: PHS tổng hợp

Về nguồn nhiên liệu, các nhà máy điện khí của POW hiện đang sử dụng hai nhóm nguồn khí chính:

(1) Khí nội địa qua đường ống: Cà Mau 1&2 được cấp khí từ mỏ PM3-CAA thông qua hệ thống khí PM3-Cà Mau, do PV GAS vận hành/vận chuyển.

Trong khi đó, Nhơn Trạch 1 & 2 chủ yếu sử dụng khí khai thác từ bể Nam Côn Sơn, bể Cửu Long để phát điện.

(2) LNG nhập khẩu (tái hoá): Đối với Nhơn Trạch 3 & 4 – đây là cụm nhà máy chuyển sang sử dụng LNG nhập khẩu. Khí với LNG mà NT3&4 sử dụng, được cấp bởi PV GAS theo hợp đồng dài hạn. PV GAS sẽ nhập LNG nhập qua Kho LNG Thị Vải, sau đó sẽ được tái hoá và cấp khí về cụm nhà máy để vận hành thương mại.

Bảng 4: Nguồn cung cấp khí cho các nhà máy điện khí của POW

STT	Nhà máy điện khí	Nguồn khí	Đường ống dẫn	Mức tiêu thụ khí
1	Cà Mau 1&2	PM3 - CAA & Lô 46 Cái Nước	Thông qua hệ thống vận chuyển và phân phối khí PM3 - Cà Mau với đường ống dài 330km (300km đường ống ngoài khơi, 30km đường ống trên bờ). Trung tâm phân phối khí PM3 - Cà Mau tiếp nhận khí từ đường ống này, sau đó phân phối đến các nhà máy điện Cà Mau 1&2	6 triệu m3/ngày
2	Nhơn Trạch 1	Chủ yếu đến từ bể Cửu Long & Nam Côn Sơn	+ Bể Cửu Long: Vận chuyển khí đến nhà máy xử lý khí Dinh Cố theo đường ống: Sư Tử Vàng – Rạng Đông – Bạch Hổ – Long Hải – Dinh Cố. Khí đã qua xử lý được vận chuyển từ Dinh Cố đến Trung tâm phân phối Khí Phú Mỹ. + Bể Nam Côn Sơn: Vận chuyển đến nhà máy xử lý khí Dinh Cố qua đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn, sau đó được vận chuyển đến Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ.	ước tính gần 1.6 triệu m3/ngày
3	Nhơn Trạch 2			3 triệu m3/ngày
4	Nhơn Trạch 3 & 4	Sử dụng khí LNG nhập khẩu	Nhập từ khí LNG từ cảng LNG Thị Vải, cách nhà máy khoảng 24km về phía Đông Nam	Khoảng 2.1 tỷ m3/năm/2 nhà máy, tương đương khoảng 2.8 triệu m3/ngày/nhà máy

Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Hình 10: Sơ đồ các đường ống dẫn khí nối vào các nhà máy điện khí của POW



Nguồn: GAS, PHS tổng hợp

Về nguồn nguyên liệu, giá mua khí là một yếu tố đầu vào quan trọng, do chi phí nhiên liệu thường chiếm tỷ trọng chủ đạo trong giá thành sản xuất điện.

Mặt bằng giá khí tác động lên giá phát điện, từ đó ảnh hưởng đến khả năng cạnh tranh và mức độ được huy động của nhà máy trên thị trường huy động điện. Đối với các nhà máy phát điện của POW, cơ chế giá mua khí như sau:

Bảng 5: Cơ chế giá mua khí tại các nhà máy khí của POW

STT	Nhà máy điện khí	Nhà cung cấp	Giá hợp đồng	Sản lượng cam kết	Thời gian cam kết
1	Cà Mau 1&2	PVN	Giá khí theo hợp đồng (P) = Pn + Tp. Trong đó: + P: Giá khí hợp đồng, chưa bao gồm VAT & các loại thuế gián thu khác, được tính bằng USD/GJ tại thời điểm giao. + Pn: Giá khí tại mỏ, với $P_n = 0.46P_m$ (P_m được xác định căn cứ vào giá dầu FO trung bình tại Singapore). + Tp: Cước phí vận chuyển và phân phối khí (USD/GJ)	Hết vòng đời dự án	Hết vòng đời dự án
2	Nhon Trạch 1	PVGAS	- Giá khí thị trường đối với mỏ Nam Côn Sơn và Hải Thạch - Mộc Tinh: $P = 46\%MFOC + Tp + Dp$ - Giá khí thị trường đối với mỏ Thiên Ưng Đại Hùng: $PTU-DH = 46\%MFOC + TpTU-DH + Dp$ Trong đó: + P: Giá khí bán tại thời điểm giao khí, chưa bao gồm VAT, USD/mm TU + MFOC: Giá dầu FO trung bình tại thị trường Singapore trong tháng, USD/mmBTU. + Tp: Cước phí vận chuyển NCSP hiện hành USD/mm TU (chưa VAT) + Dp: Cước phí Phú Mỹ - Nhon Trạch hiện hành được tính bằng 0,52 USD/MM TU từ ngày 01/01/2012, trượt giá 2% mỗi năm (chưa VAT)	N/A	Hiện NT1 đã hết hợp đồng mua bán khí tối thiểu trong quý 1/2020
3	Nhon Trạch 2		+ $PTU-DH$ = Giá Khí Mỏ Thiên Ưng và/hoặc Giá Khí Mỏ Đại Hùng bán tại Điểm bán khí, chưa bao gồm VAT được tính toán tại Điểm bán Khí bằng USD/MMBTU. + $TpTU-DH$ = Cước phí vận chuyển và xử lý khí Mỏ Thiên Ưng và Mỏ Đại Hùng được tính theo đơn vị USD/MM TU (chưa bao gồm VAT) + Dp = Cước Phí Phú Mỹ - Nhon Trạch. Hiện Hành, được tính bằng 0,52 USD/MM TU từ ngày 01/01/2012 và trượt giá 2%/năm (chưa bao gồm VAT)	0.785 tỷ m3/năm	Đến hết 12/2036
4	Nhon Trạch 3 & 4	N/A	P = Giá mua LNG nhập khẩu + Cước phí qua kho (tồn trữ, tái hóa khí, vận chuyển, phân phối) Trong đó: + P: Là Giá khí Hợp đồng, chưa bao gồm thuế VAT và các loại Thuế liên quan khác, được tính bằng Đô La Mỹ (USD) trên triệu BTU tại điểm giao nhận khí. + Giá mua LNG nhập khẩu: Giá LNG đến kho LNG Thị Vải, bao gồm giá LNG nhập khẩu theo Hợp đồng mua bán LNG giữa nhà cung cấp và Bên Bán, chi phí vận chuyển LNG về đến cảng Thị Vải (nếu có tùy hình thức nhập khẩu), thuế nhập khẩu, các loại thuế, phí và các chi phí liên quan đến việc nhập khẩu LNG theo quy định (nếu có). + Cước phí qua kho: Cước phí liên quan đến việc tiếp nhận nhập khẩu, tồn trữ và tái hóa khí tại kho LNG Thị Vải và vận chuyển khí tái hóa đến nhà máy điện. Cước phí qua kho chính thức sẽ phụ thuộc vào quyết định của cấp có thẩm quyền. Khi cước phí qua kho chưa được các cấp có thẩm quyền phê duyệt các bên sẽ đàm phán mức tạm thanh toán.	530 triệu sm3/năm	25 năm kể từ 2025

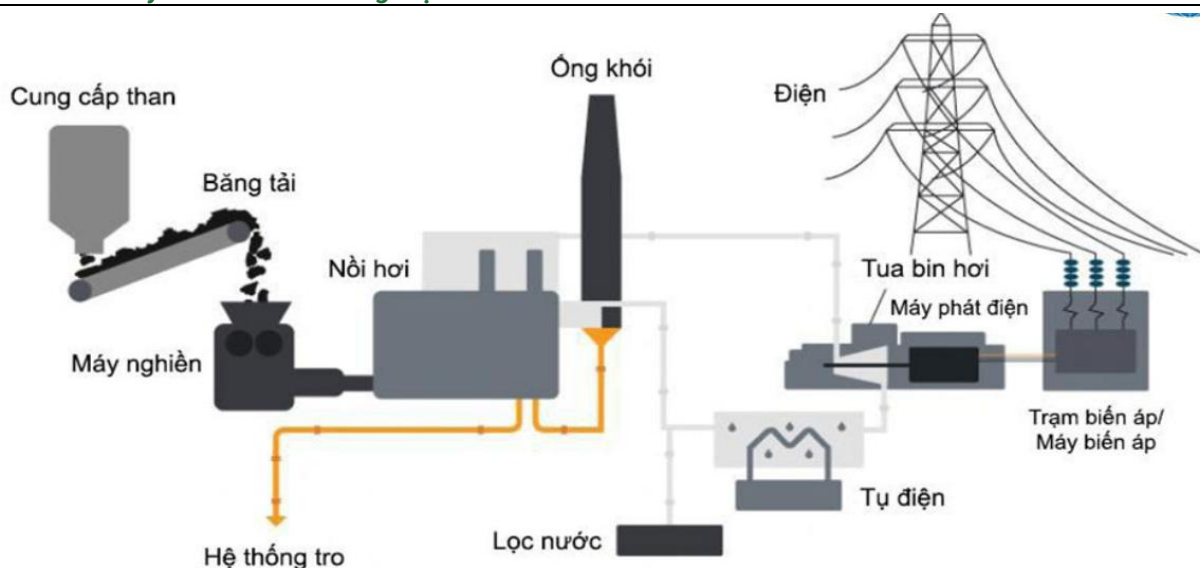
Nguồn: POW, PHS tổng hợp

2. Điện than

Đối với nhóm nhiệt điện than, nguyên liệu than năng lượng (thermal coal) là đầu vào then chốt, chiếm tỷ trọng lớn trong chi phí biến đổi và do đó quyết định giá thành phát điện cũng như mức độ cạnh tranh khi tham gia huy động.

Hiệu quả của các nhà máy phụ thuộc đồng thời vào giá và chất lượng than (nhiệt trị, độ tro/ẩm, lưu huỳnh) và suất hao nhiệt (heat rate) – chỉ số phản ánh hiệu suất chuyển hóa năng lượng, ảnh hưởng trực tiếp đến mức tiêu thụ than/kWh. Bên cạnh đó, độ khả dụng thiết bị và việc triển khai đại tu định kỳ đóng vai trò quyết định trong việc duy trì sản lượng được huy động và hạn chế rủi ro sự cố kỹ thuật.

Hình 11: Sơ đồ chuyển hóa từ than sang điện

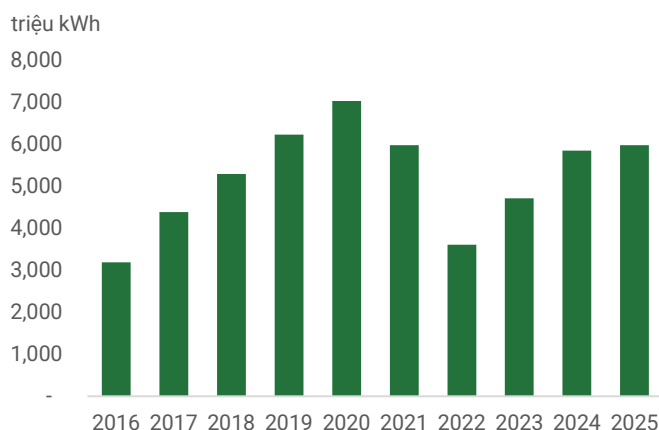


Nguồn: PHS tổng hợp

POW hiện chỉ có 1 nhà máy điện than với công suất 1,200 MW (chiếm khoảng 21% tổng công suất lắp đặt của POW). Nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1 là một trong số ít các dự án nhiệt điện than có công suất lớn nhất tại Việt Nam. Đây là nhà máy điện than được PVN bàn giao cho POW và chính thức ghi nhận doanh thu mảng điện than trong 2016. Với mức đóng góp hơn 30% cả về sản lượng lẫn doanh thu, nhà máy điện than Vũng Áng 1 được xem là một trong những đơn vị trụ cột của POW duy trì sản lượng điện phát trên lưới quốc gia.

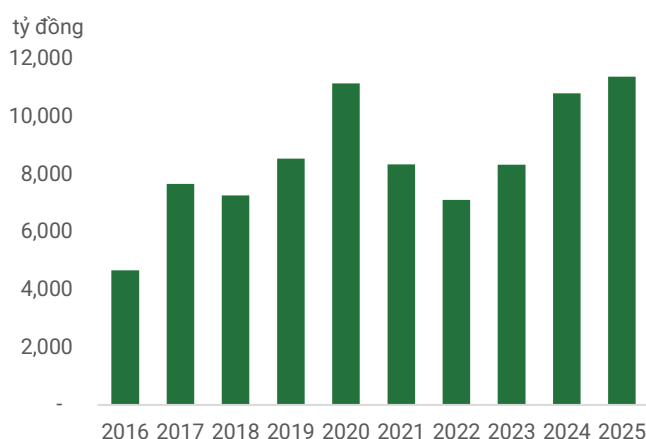
Trong 3 năm đầu đi vào hoạt động, nhà máy Vũng Áng 1 thường xuyên gặp sự cố liên quan đến kỹ thuật (2016, 2017) và thiếu hụt than buộc phải sử dụng than trộn (2018), khiến cho sản lượng chỉ đạt ở mức 46% so với công suất thiết kế. Từ các năm sau, đóng góp của nhà máy Vũng Áng 1 tương đối ổn định, trừ sản lượng của năm 2022 chỉ đạt 3,608 triệu kWh (-40%yoy). Do ảnh hưởng của sự cố hỏng tua bin và các thiết bị hư hỏng cần được sửa chữa tại nước ngoài với thời gian kéo dài gần 2 năm (từ tháng 9/2021 – 8/2023).

Hình 12: Sản lượng điện than hầu hết đều tương đối ổn định trừ một số năm xảy ra sự cố



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Hình 13: Doanh thu điện than nhà máy Vũng Áng 1



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Về nguồn nguyên liệu, phần lớn than được sử dụng cho nhà máy điện Vũng Áng 1 từ sau tháng 6/2018 – nay là than cám trộn 5a10, 5a14 (chất lượng than kém hơn so với than 5a1), do nguồn cung than cám 5a1 không còn đủ để cung cấp. Đối với việc sử dụng các than cám trộn (trộn từ than nội địa là than cám 5a và than phối trộn nhập khẩu), có những nhược điểm lớn như:

- (i) **Chi phí vận hành tăng khi suất hao nhiệt tăng lên:** Trung bình suất hao nhiệt tăng thêm so với thiết kế ban đầu khoảng 15-20g/kW (ước tính tăng lên khoảng +4% so với suất hao nhiệt trước đó), khiến cho gia tăng chi phí nhiên liệu đầu vào, để sản xuất cùng 1 lượng điện.
- (ii) **Rủi ro vận hành nhiều hơn** như than dễ đóng xỉ, phải hiệu chỉnh lò. Vì vậy, điều này khiến cho nhà máy điện than thường xuyên gặp sự cố, làm gia tăng chi phí bảo dưỡng và bảo trì.

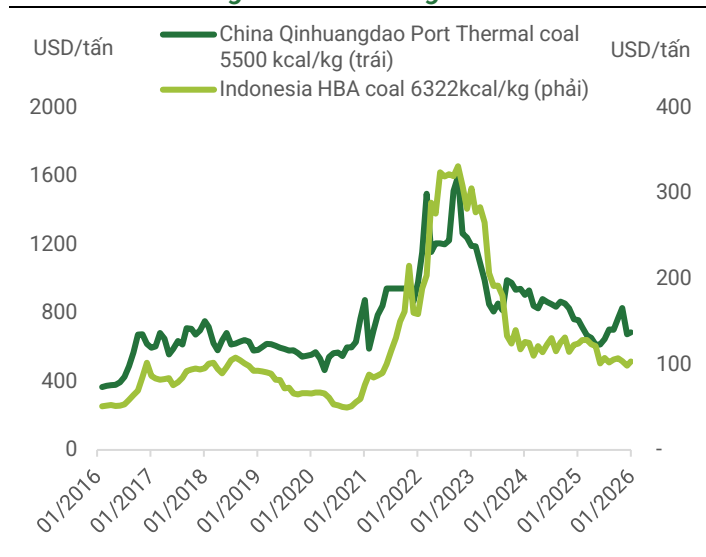
Bảng 6: Các nhà cung cấp than chính cho nhà máy điện than Vũng Áng

STT	Nhà cung cấp	Sản phẩm cung cấp	Mô khai thác than, cung cấp chính cho nhà máy	Sản lượng cung cấp
1	Tập đoàn Than – Khoáng sản Việt Nam	Than cám 5a1 hoặc than cám trộn 5a.10	Hòn Gai, Cẩm Phả (80%), Vàng Danh (20%)	Khoảng 2 triệu tấn/năm
2	CTCP Khoáng sản Đan Ka	Than cám 5a1 hoặc than cám trộn 5a.10	N/A	Khoảng 450 nghìn tấn/năm
3	Tổng Công ty Đông Bắc	Than cám 5a1 theo tiêu chuẩn Việt Nam hoặc than Lào....	N/A	300 nghìn tấn/năm
4	Tập đoàn Hoàng Sơn	Than nhập khẩu hoặc than pha trộn	N/A	N/A

Nguồn: POW, PHS tổng hợp

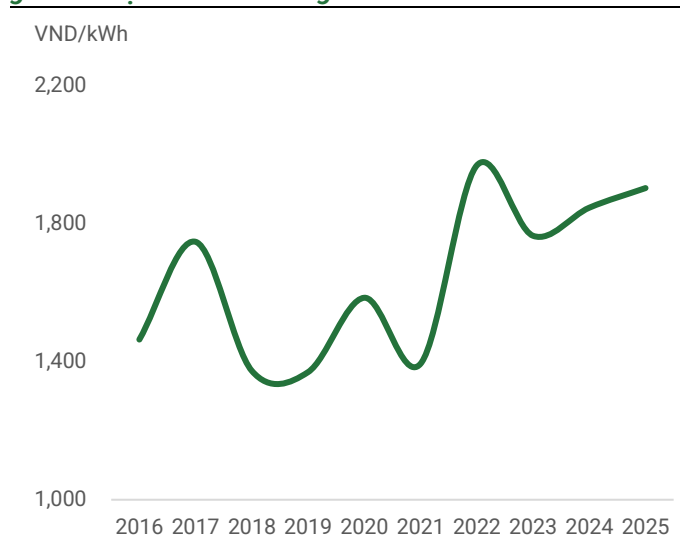
Như đề cập ở trước đó, phần lớn nguyên liệu than đầu vào hiện nay của nhà máy điện Vũng Áng 1 là than trộn, với tỷ lệ pha trộn giữa than nội địa và than nhập khẩu ở mức 7:3. Theo đó, mức tăng của than nhập khẩu cũng tác động lên 1 phần giá nguyên liệu đầu vào của nhà máy Vũng Áng 1.

Hình 14: Diễn biến giá than trên thế giới



Nguồn: Bloomberg, PHS tổng hợp

Hình 15: Giá bán điện chịu ảnh hưởng bởi giá nhiên liệu. Trong năm 2022 - 2023, giá nhiên liệu tăng cao, làm tăng giá bán điện than nói chung

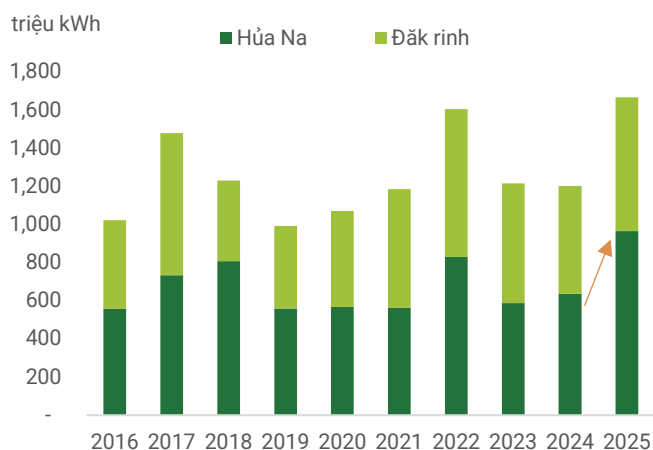


Nguồn: PHS ước tính và tổng hợp

3. Thủy điện

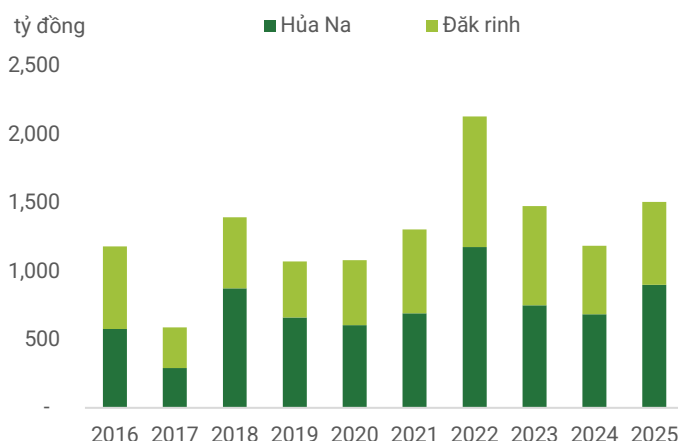
Nhìn chung, hoạt động thủy điện chỉ đóng góp tỷ trọng nhỏ trong cơ cấu doanh thu của POW, với bình quân giai đoạn 2016 – 2025 chỉ chiếm 7% trên doanh thu. Trong năm 2025, sản lượng của nhà máy điện Hòa Na tăng tích cực +52%yoy đó là nhờ vào trong tháng 10/2024, CTCP Thủy điện Hòa Na nhận chuyển nhượng nhà máy điện Nậm Nơn (với công suất lắp đặt khoảng 20MW).

Hình 16: Sản lượng thủy điện biến động theo tình hình thủy văn



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Hình 17: Theo đó, doanh thu cũng biến động cùng chiều



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

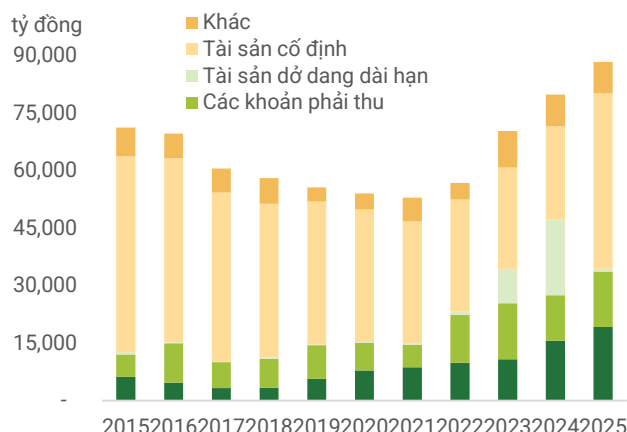
III. ĐIỂM NHẤN TÀI CHÍNH

1. Về cơ cấu tài sản và nguồn vốn

Trong giai đoạn 2015 – 2021: Trong giai đoạn này, tổng tài sản của POW giảm từ hơn 70 nghìn tỷ đồng xuống còn hơn 50 nghìn tỷ đồng. Xu hướng này chủ yếu do giá trị còn lại của tài sản cố định tại các nhà máy điện trọng điểm (Cà Mau 1&2, Nhơn Trạch 1, v.v.) giảm theo thời gian khấu hao, trong khi chi tiêu vốn đầu tư mới (CAPEX) không đủ để bù đắp cho sự sụt giảm này. Đồng thời, POW tập trung vào việc trả nợ, nhờ đó giúp bảng cân đối kế toán lành mạnh hơn.

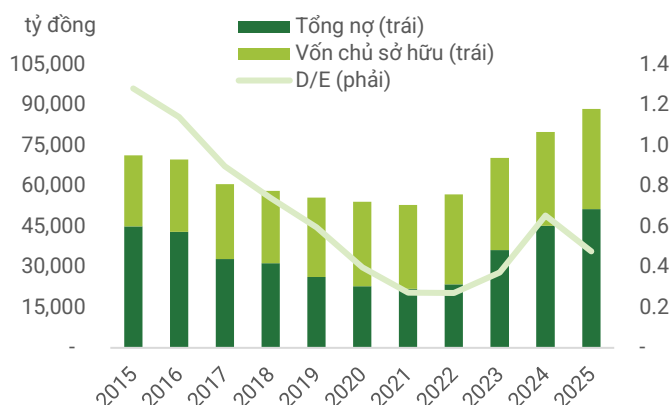
Trong giai đoạn 2022 – nay: Tổng tài sản duy trì xu hướng tăng chủ yếu do POW tập trung đẩy mạnh xây dựng nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4 và các khoản đầu tư này được tài trợ một phần lớn là vốn vay. Bên cạnh đó, trong bối cảnh đẩy mạnh hoạt động đầu tư xây dựng, trong giai đoạn từ 2024 - nay, POW vẫn duy trì một lượng tiền mặt tương đối cao so với các năm trước đó. Chúng tôi cho rằng điều này đến từ POW tận dụng sự chênh lệch giữa lãi suất tiền gửi và lãi vay để tạo ra lợi nhuận từ hoạt động tài chính.

Hình 18: Tài sản cố định và dở dang chiếm tỷ trọng lớn trong tổng tài sản



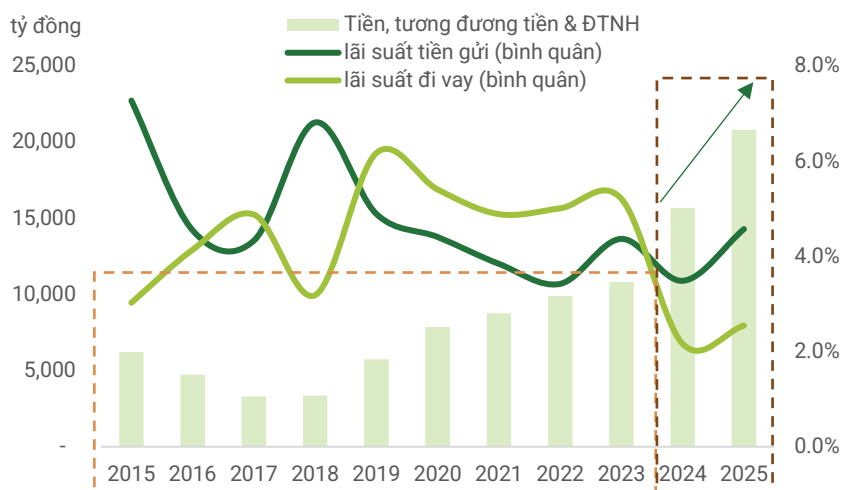
Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Hình 19: Phần lớn các tài sản của POW được tài trợ bởi nợ vay



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

Hình 20: POW đã tối ưu hóa hiệu quả tài chính bằng cách khai thác khoảng chênh lệch lãi suất tiền gửi và đi vay nhằm tạo ra lợi nhuận tài chính



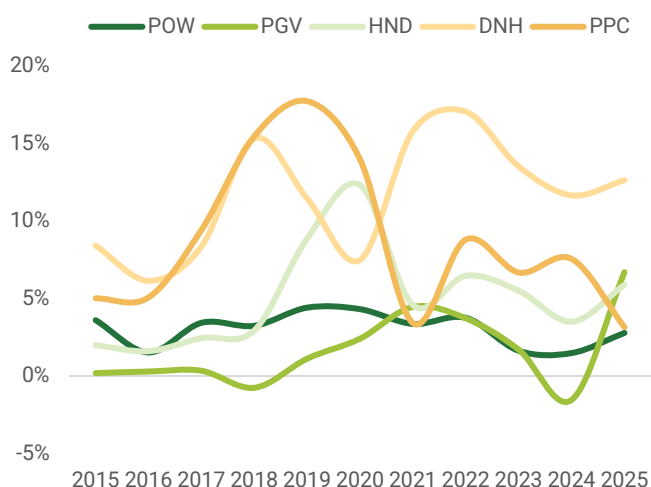
Nguồn: POW, PHS tổng hợp

2. Các hệ số tài chính

ROA và ROE của POW thể hiện sự tương phản rõ rệt so với mặt bằng ngành khi duy trì ở mức thấp và biến động không lớn. Theo quan điểm của chúng tôi, đặc điểm này phản ánh hai yếu tố: (i) đặc thù danh mục tài sản và (ii) thời điểm khấu hao.

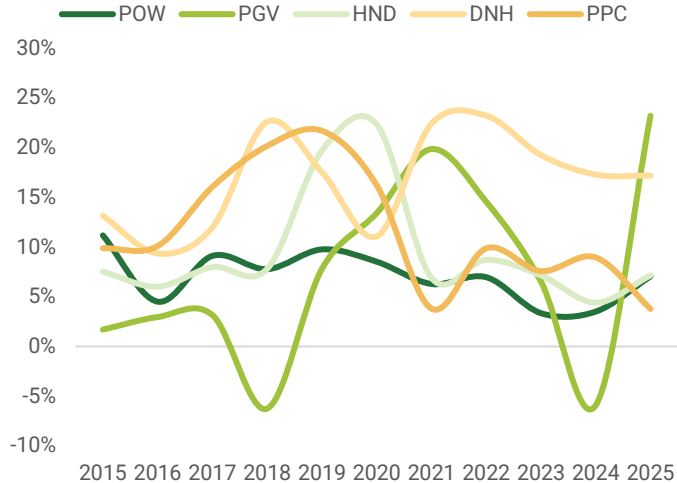
- **POW:** Với nền tảng là các nhà máy điện khí và điện than quy mô lớn, POW không chỉ chịu biên lợi nhuận tương đối mỏng do biến động giá nhiên liệu và chi phí khấu hao ở mức cao, với tỷ lệ khấu hao/EBITDA xấp xỉ 83% trong 9T2025, qua đó làm co hẹp khả năng tạo ra lợi nhuận.
- **Các doanh nghiệp tham chiếu:** Hiệu quả sinh lời của các doanh nghiệp cùng ngành đến từ các động lực khác nhau. Trong khi DNH có biên lợi nhuận cao nhờ giá thành sản xuất thấp – đặc trưng của thủy điện, thì PPC và HND dù cùng thuộc nhóm nhiệt điện than nhưng sở hữu lợi thế về tài sản đã khấu hao gần hết, giúp giảm gánh nặng khấu hao và cho phép ghi nhận lợi nhuận cao hơn trên cùng một đơn vị sản xuất.

Hình 21: ROA của POW và các doanh nghiệp cùng ngành



Nguồn: Fiinpro, PHS tổng hợp

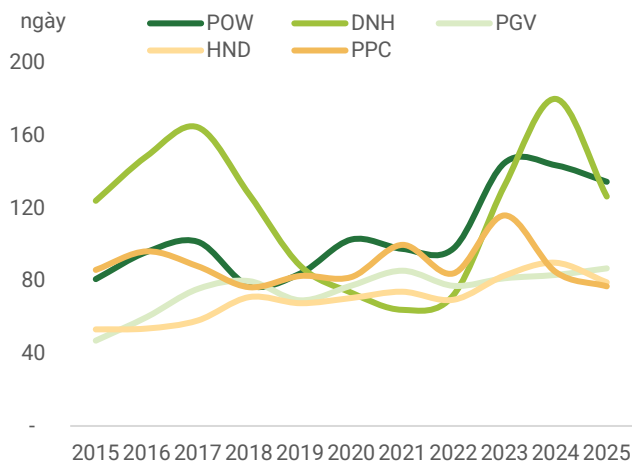
Hình 22: ROE của POW và các doanh nghiệp cùng ngành



Nguồn: Fiinpro, PHS tổng hợp

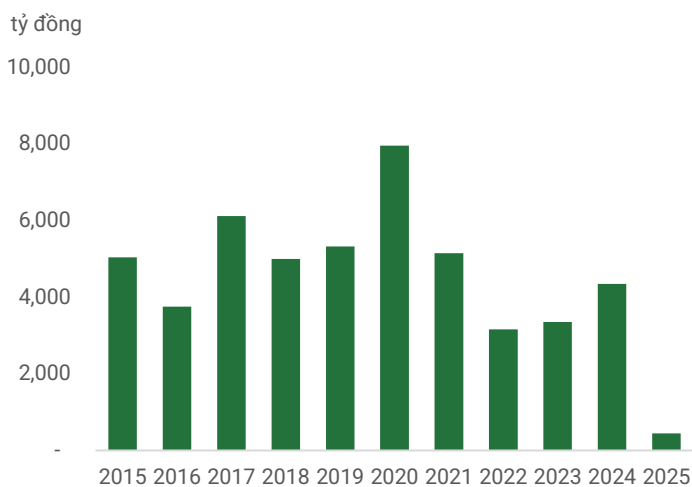
Từ giai đoạn 2022 – nay, số ngày thu tiền bình quân của POW tăng cao từ 98 ngày tăng lên 130 ngày. Nguyên nhân chính là do EVN – khách hàng chính của POW đang bị lỗ lũy kế trong hơn 2 năm, khiến cho dòng tiền của EVN không đáp ứng đủ để thanh toán cho nhiều doanh nghiệp sản xuất điện trong đó có POW. Mặc dù gặp khó khăn trong công tác thu hồi công nợ, đặc biệt đối với các khoản phải thu từ EVN, POW vẫn duy trì được dòng tiền từ hoạt động kinh doanh (CFO) dương qua các năm. Điều này cho thấy khả năng quản trị dòng tiền tương đối linh hoạt của doanh nghiệp, thể hiện ở việc điều tiết dòng tiền chi ra thông qua kéo giãn thời hạn thanh toán cho một số nhà cung cấp (như PVN, TKV...), qua đó giảm áp lực thanh toán ngắn hạn và duy trì thanh khoản trong bối cảnh chu kỳ thu tiền kéo dài.

Hình 23: Số ngày thu tiền bình quân của POW cao hơn hầu hết so với các doanh nghiệp sản xuất điện cùng ngành



Nguồn: Fiinpro, PHS tổng hợp

Hình 24: Dòng tiền từ hoạt động kinh doanh (CFO) vẫn luôn duy trì ở mức dương kể cả trong giai đoạn thu hồi công nợ các khoản phải thu gặp khó khăn



Nguồn: Fiinpro, PHS tổng hợp

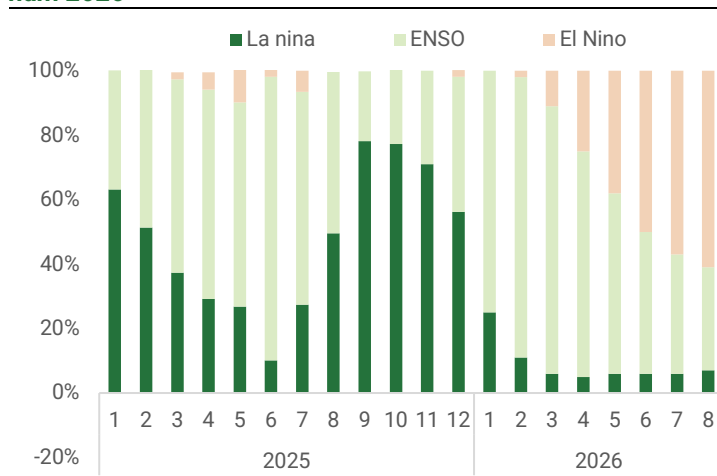
IV. TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN

1. Triển vọng Ngắn hạn: Sự phục hồi mang tính chọn lọc theo pha thời tiết

1.1. Thủy điện – KÉM KHẢ QUAN: Sau giai đoạn ENSO và Lanina trong 2025. Trong 2026, NOAA dự báo cho điều kiện thủy văn năm 2026 sẽ duy trì ở trạng thái trung tính và El Nino. Điều này dự kiến sẽ gây ảnh hưởng kém tích cực lên sản lượng thủy điện trong kỳ.

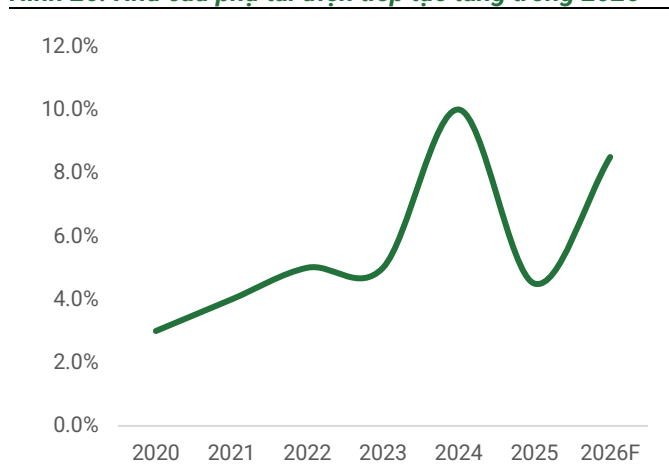
1.2. Nhiệt điện Than & Khí – KHẢ QUAN: Với vai trò chủ đạo là nhóm chạy nền cùng với kịch bản cơ sở, dự kiến tăng trưởng phụ tải điện trong 2026 đạt ở mức 8.5%. Theo đó, để phục vụ kinh tế, chúng tôi cho rằng các nhóm nhiệt điện vẫn được huy động tối đa.

Hình 25: Pha Elnino và ENSO sẽ là pha thời tiết chủ đạo trong năm 2026



Nguồn: EVN, PHS tổng hợp

Hình 26: Nhu cầu phụ tải điện tiếp tục tăng trong 2026



Nguồn: EVN, PHS tổng hợp

2. Triển vọng trung và dài hạn – TÍCH CỰC: Hỗ trợ từ hành lang pháp lý giúp cải thiện môi trường đầu tư và đẩy mạnh tổng công suất lắp đặt nhằm đáp ứng mục tiêu tăng trưởng kinh tế.

2.1. Cải cách từ các chính sách giúp hỗ trợ môi trường đầu tư: Trong những năm gần đây, chúng tôi nhận thấy hành lang pháp lý cho ngành điện đang đi theo hướng hoàn thiện và thị trường hoá hơn khi:

(i) Ban hành Luật điện lực 2024, có hiệu lực áp dụng từ 01/02/2025. Qua đó, tạo nền tảng pháp lý thống nhất và đồng bộ khi triển khai các cơ chế mới.

(ii) Ban hành loạt nghị định, thông tư hướng dẫn để gỡ nút quy hoạch – đầu tư – hợp đồng. Theo đó, giúp các dự án vướng mắc dần được triển khai trở lại.

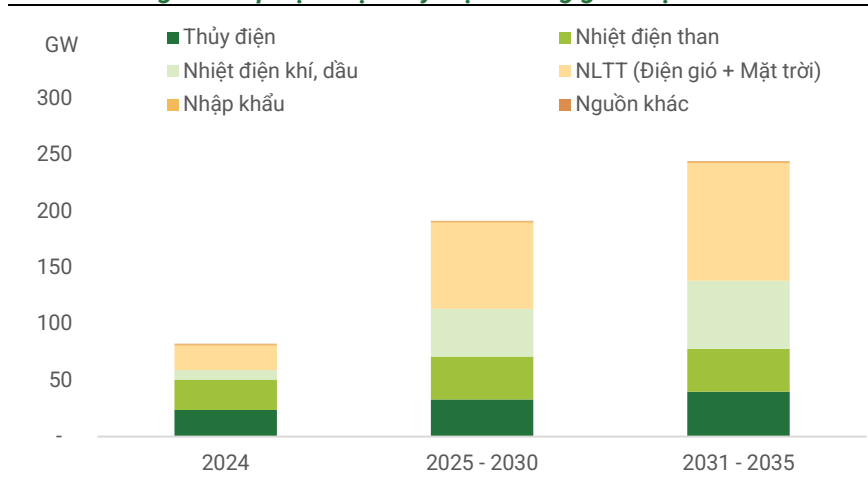
(iii) Làm rõ hơn cơ chế giá điện/điều chỉnh giá và mua bán điện. Nhờ đó, giúp phản ánh đúng chi phí đầu tư, thúc đẩy thị trường điện cạnh tranh công bằng dựa trên các tác động thực tế của khách hàng lên hệ thống.

2.2. Đẩy mạnh hoạt động đầu tư hạ tầng điện nhằm đáp ứng mục tiêu tăng trưởng trong trung và dài hạn:

Với mục tiêu tăng trưởng kinh tế giai đoạn 2026 - 2030 phấn đấu ở mức trên 10%/năm, dự kiến bình quân hàng năm nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng

từ 12% - 16% (tương ứng mỗi năm cần bổ sung từ 8.000 - 10.000 MW). Theo đó, nhu cầu vốn đầu tư cho phát triển nguồn và lưới điện là cực kỳ lớn, mở ra giai đoạn tăng trưởng mạnh mẽ về khối lượng công việc cho các doanh nghiệp xây lắp hạ tầng năng lượng và tư vấn thiết kế trong dài hạn.

Hình 27: Công suất lắp đặt được đẩy mạnh trong giai đoạn 2025 - 2035



Nguồn: Quy hoạch điện VIII, PHS tổng hợp

Chi tiết chúng tôi có đề cập trong báo cáo chiến lược 2026. Quý nhà đầu tư xin tham khảo tại [đây](#).

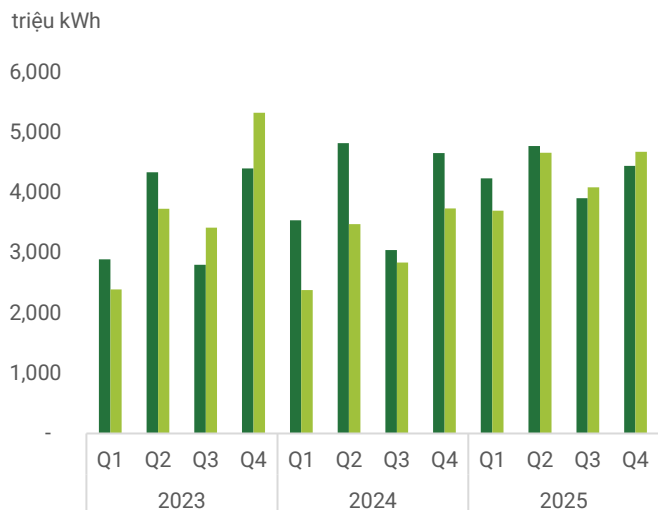
V. CẬP NHẬT KẾT QUẢ KINH DOANH

Trong Quý 4/2025, doanh thu thuần và LNST-CĐTS lần lượt đạt 8,747 tỷ đồng (+1%yoy) và 484 tỷ đồng (+956%yoy). Theo đó, lũy kế cả năm 2025 doanh thu thuần và LNST-CĐTS đạt 34,151 tỷ đồng (+13%yoy) và 2,341 tỷ đồng (+111%yoy) – lần lượt hoàn thành 89% và 654% so với kế hoạch kinh doanh đề ra. Chi tiết KQKD quý 4/2025 như sau:

- Doanh thu thuần đạt 8.747 tỷ đồng (+1%yoy).** Trong đó, mảng bán điện ghi nhận 8,665 tỷ đồng (+1%yoy), được hỗ trợ bởi giá bán điện bình quân hồi phục lên 1,955 VND/kWh (+10%yoy), dù sản lượng điện phát (Qm) chỉ đạt 4,4 triệu kWh (-5%yoy). Chúng tôi cho rằng mức cải thiện về giá bán đến từ việc sản lượng điện hợp đồng (Qc) tăng, qua đó nâng tỷ trọng sản lượng theo hợp đồng và hỗ trợ mặt bằng giá bán cao hơn so với cùng kỳ.
- Biên lợi nhuận gộp ghi nhận cải thiện mạnh +520 bps yoy,** nhờ sản lượng điện hợp đồng (Qc) được phân bổ ở mức cao hơn – với tổng Qc đạt 4.6 triệu kWh (+25%yoy), nhờ đó giúp hệ số alpha tăng và duy trì tại 105% (so với khoảng 80% trong Q4/2024). Đóng góp chủ yếu đến từ nhóm điện khí, với Qc tại Nhơn Trạch 2 và Nhơn Trạch 1 lần lượt đạt 315 triệu kWh (+518% YoY) và 1.043 triệu kWh (+59% YoY), từ đó nâng hiệu quả biên
- Doanh thu tài chính đạt 403 tỷ đồng (+696%yoy),** được hỗ trợ bởi lãi tiền gửi ngân hàng gia tăng với khoảng 265 tỷ đồng (+57%yoy) và thu nhập cổ tức với hơn 129 tỷ đồng (+3,125%yoy).

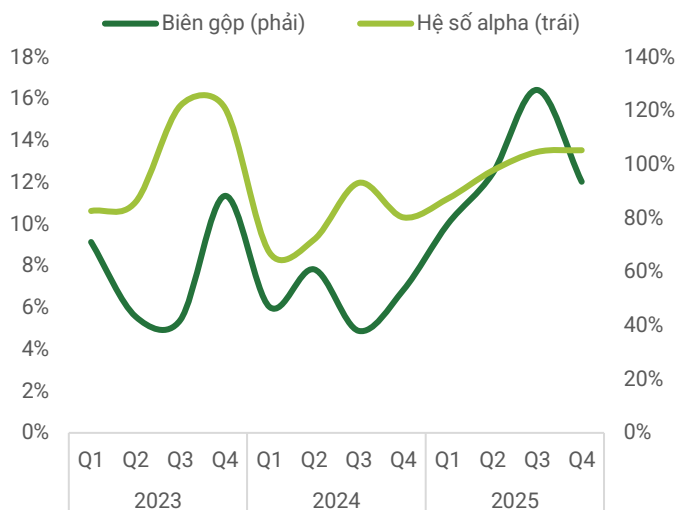
4. **LNST-CĐTS ghi nhận kết quả kinh doanh tích cực với hơn 484 tỷ đồng (+956%yoy)**, được dẫn dắt bởi (i) biên lợi nhuận gộp cải thiện so với cùng kỳ và (ii) doanh thu tài chính tăng mạnh so với cùng kỳ

Hình 28: Sản lượng điện phát (Qm) trong Q4/2025 giảm nhẹ so với cùng kỳ, trong khi sản lượng điện hợp đồng (Qc) hồi phục. Theo đó...



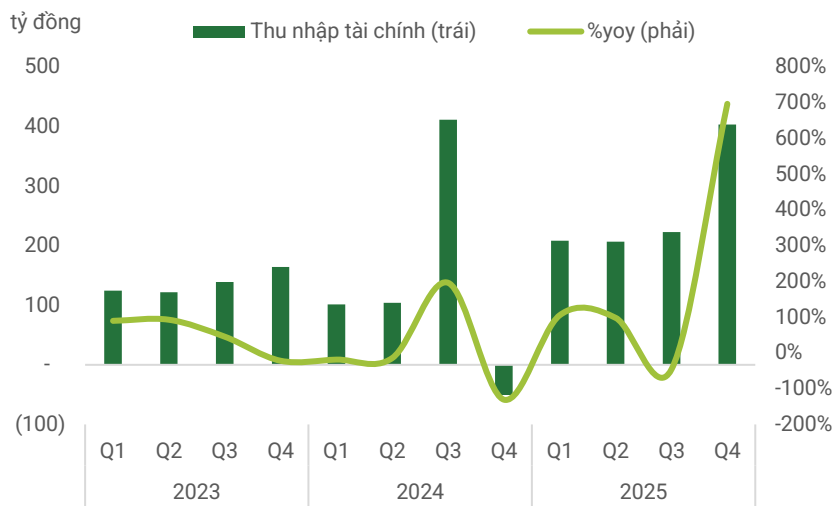
Nguồn: Fiipro, PHS tổng hợp

Hình 29: ... biên lợi nhuận cải thiện nhờ tỷ lệ phân bổ sản lượng điện theo hợp đồng (Qc) cao hơn so với cùng kỳ, giúp hệ số alpha ở mức cao hơn



Nguồn: Fiipro, PHS tổng hợp

Hình 30: Thu nhập tài chính trong Q4/2025 tăng mạnh so với cùng kỳ nhờ lãi tiền gửi và cổ tức. Góp phần hỗ trợ tăng trưởng cho LNST-CĐTS



Nguồn: POW, PHS tổng hợp

VI. LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

1. Đóng góp doanh thu khả quan từ 2 nhà máy mới là Nhơn Trạch 3 và 4 từ 2026 trở đi

Trong năm 2026, các nhà máy điện khí Cà Mau 1&2 (đại tu/tiểu tu) và nhà máy điện than Vũng Áng 1 (trung tu) dự kiến thực hiện sửa chữa lớn, qua đó có thể làm suy giảm mức đóng góp doanh thu của nhóm nhà máy chủ lực. Tuy nhiên, Nhơn Trạch 3 & 4 (NT3&4) — hai dự án điện khí LNG mới

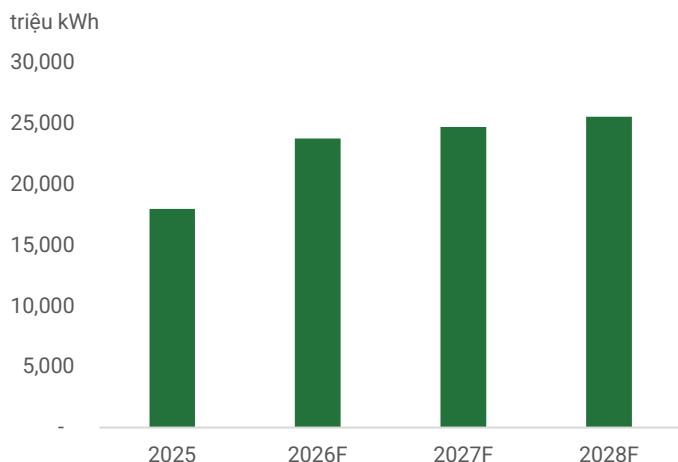
được cấp COD lần lượt vào ngày 21/11/2025 và 17/12/2025, và bắt đầu vận hành thương mại từ ngày 05/01/2026 – được kỳ vọng sẽ đóng vai trò bù đắp, đồng thời trở thành động lực tăng trưởng doanh thu chính trong năm 2026.

Trong kịch bản cơ sở, chúng tôi ước tính tỷ lệ sản lượng hợp đồng (Qc) của NT3 & NT4 đạt tối thiểu 65% trong năm 2026. Trên cơ sở đó, doanh thu từ hoạt động sản xuất điện của NT3&4 trong năm 2026 dự kiến đạt khoảng 15.4 nghìn tỷ đồng, tương đương 31% tổng doanh thu mảng sản xuất điện của Công ty. Theo đó, cả năm 2026, ước tính mảng điện, POW ghi nhận 41 ngàn tỷ đồng (+20%yoy).

Trong kịch bản tích cực hơn, nếu đề xuất điều chỉnh cơ chế bao tiêu đối với các nhà máy điện khí LNG được thông qua—nâng Qc tối thiểu từ 65% (thời hạn áp dụng không quá 10 năm) lên khoảng 75% (thời hạn tối đa 15 năm)—chúng tôi cho rằng đây sẽ là yếu tố quan trọng giúp cải thiện mức độ ổn định của dự án, qua đó hỗ trợ thu hút nhà đầu tư và thúc đẩy tiến độ thu xếp vốn.

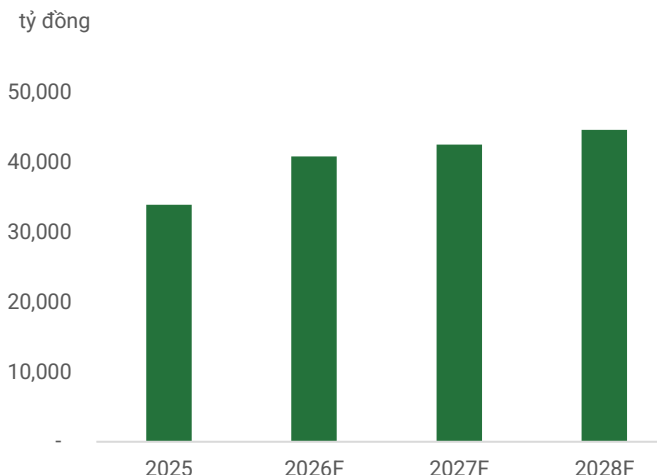
Tuy nhiên, chúng tôi lưu ý rằng mặt bằng giá bán của điện khí nói chung và giá bán điện từ LNG nhập khẩu nói riêng thường cao hơn so với nhiều loại hình phát điện khác, do chi phí nhiên liệu đầu vào ở mức cao. Vì vậy, khi tỷ lệ bao tiêu sản lượng tăng, EVN sẽ phải thanh toán mức chi phí cao hơn cho cùng một sản lượng điện, phần chi phí tăng thêm này sẽ được chuyển dịch sang người tiêu dùng cuối. Đồng thời, các điểm nghẽn của các dự án điện khí LNG như cơ chế chia sẻ rủi ro trong quá trình triển khai dự án, cơ chế chuyển đổi ngoại tệ...— cũng như việc triển khai cơ chế giá bán lẻ điện hai thành phần nhằm cải thiện tình trạng bù chéo giữa các nhóm khách hàng sử dụng điện vẫn chưa được tháo gỡ hoàn toàn. Do đó, chúng tôi cho rằng động lực để nâng tỷ lệ Qc lên 75% sẽ đối mặt với nhiều thách thức trong ngắn và trung hạn.

Hình 31: Tổng sản lượng toàn công ty được kỳ vọng cải thiện từ năm 2026 trở đi, chủ yếu nhờ đóng góp gia tăng từ NT3&4



Nguồn: POW, PHS ước tính và tổng hợp

Hình 32: Theo đó, tổng doanh thu của công ty trong 2026F ước tính đạt khoảng 41 ngàn tỷ đồng (+20%yoy)



Nguồn: POW, PHS ước tính và tổng hợp

2. Tăng trưởng LNST-CĐTS trong ngắn và trung hạn gặp nhiều khó khăn bởi áp lực gia tăng chi phí khấu hao và lãi vay từ 2 nhà máy mới

Sự gia tăng của 2 nhà máy mới dự kiến đóng góp tích cực vào trong doanh thu kể từ năm 2026 trở đi, nhưng chúng tôi nhận thấy trong ngắn và trung hạn, đóng góp lợi nhuận của 2 nhà máy này vào trong tổng lợi nhuận của toàn công ty là chưa khả quan, bởi áp lực lãi vay và chi phí khấu hao lớn cho giai đoạn đầu. Theo đó, chúng tôi ước tính NT3&4 dự kiến ghi nhận kết quả kinh doanh kém khả quan trong 3 năm đầu đi vào hoạt động. Theo đó, CAGR 2026F – 2028F ước tính chỉ đạt 13%/năm

Bảng 7: Ước tính kết quả kinh doanh NT3&4 và trong 2026F – 2028F

Chỉ tiêu	2025A	2026F	2027F	2028F	%yoy (2026/2025)	%yoy (2027/2026)	%yoy (2028/2027)
Doanh thu	-	11,010	12,993	14,918		19%	15%
LNG	-	205	497	882		143%	78%
Biên gộp	-	4%	7%	11%		3.5	4.9
CP lãi vay	-	(1,822)	(1,616)	(1,409)		+11%	+13%
LNST	-	(1,748)	(1,269)	(682)		+27%	+46%
Biên ròng		-16%	-10%	-5%		6.1	5.2

Nguồn: POW, PHS ước tính và tổng hợp

Bảng 8: Ước tính kết quả kinh doanh POW trong giai đoạn 2026F – 2028F.

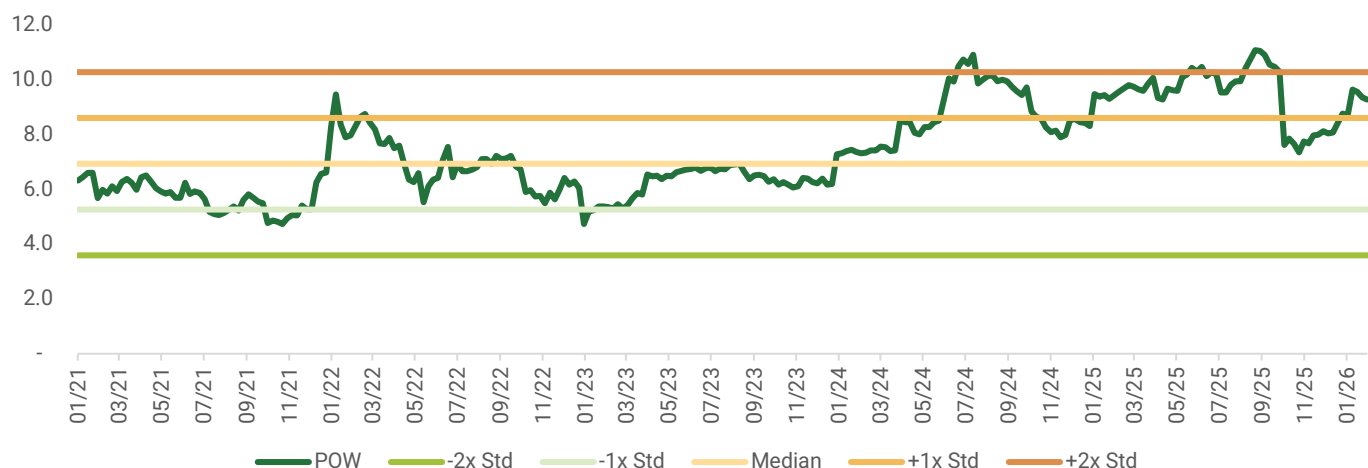
Chỉ tiêu	2025A	2026F	2027F	2028F	%yoy (2026/2025)	%yoy (2027/2026)	%yoy (2028/2027)
Doanh thu	17,365	23,681	24,343	25,627	36%	3%	5%
LNG	33,968	41,096	42,797	44,870	21%	4%	5%
Biên gộp	4,327	4,617	4,738	5,069	7%	3%	7%
Chi phí Lãi vay	12.7%	11.2%	11.1%	11.3%	(1.5)	(0.2)	0.2
LNST	(656)	(2,137)	(1,901)	(1,666)	226%	-11%	-12%
Biên ròng	2,871	2,322	2,575	2,986	-19%	11%	16%

Nguồn: POW, PHS ước tính và tổng hợp

3. Định giá đã ở mức tương đối cao

Chúng tôi đánh giá triển vọng ngắn và trung hạn của POW sẽ đối mặt với nhiều thách thức khi biên lợi nhuận ròng bị bào mòn bởi gánh nặng chi phí tài chính từ các dự án trọng điểm. Đồng thời, POW đang được giao dịch tại vùng EV/EBITDA TTM là 9.6x (cao hơn mức +1SD lịch sử). Do đó, chúng tôi cho rằng cổ phiếu POW sẽ phù hợp để tích lũy khi triển vọng kinh doanh trong dài hạn cải thiện và định giá về vùng hấp dẫn.

Hình 33: Định giá EV/EVITDA trong giai đoạn 5 năm



Nguồn: Bloomberg, PHS tổng hợp

VII. RỦI RO

- (i) **Sự cố kỹ thuật gây ảnh hưởng đến sản lượng sản xuất**
- (ii) **Rủi ro thiếu khí:** Các nhà máy khí không bao gồm NT3&4 hiện vẫn đang sử dụng khí ở các mỏ Tây Nam Bộ. Các mỏ khí hiện nay đang dần cạn kiệt. Do đó, gây ảnh hưởng lên khả năng phát điện của các nhà máy
- (iii) **Biến động tỷ giá:** Phần lớn các khoản vay cũng như các chi phí nhiên liệu của POW hiện nay là sử dụng đồng ngoại tệ, do đó, biến động tỷ giá sẽ ảnh hưởng lên các chi phí vận hành và chi phí tài chính.
- (iv) **Tỷ lệ phát điện thấp:** Đối với các nhà máy mới đi vào hoạt động, tỷ lệ phát điện thấp khiến thời gian thu hồi vốn kéo dài

VIII. DỰ PHÓNG KẾT QUẢ KINH DOANH

Bảng 9: Ước tính kết quả kinh doanh POW trong 2026F

(Tỷ đồng)	2024A	2025A	2026F	%YoY (25/24)	%YoY (26/25)	Nhận định
Doanh thu	30,306	34,151	41,073	13%	20%	
Sản xuất điện	30,159	33,968	40,913	13%	20%	Doanh thu sản xuất điện tăng +20% trong đó được dẫn dắt bởi sản lượng của 2 nhà máy mới NT3&4 đi vào hoạt động, bù trừ một phần cho sản lượng giảm của nhà máy Cà Mau 1&2 và Vũng Áng 1 khi 2 nhà máy này lần lượt bước vào giai đoạn đại tu và trung tu.
Khác	147	183	183	25%	0%	
Lợi nhuận gộp	1,998	4,327	4,617	117%	7%	
Sản xuất điện	2,163	4,265	4,336	97%	2%	
Khác	(167)	62	(98)	-137%	-258%	
Biên LNG	6.6%	12.7%	11.2%	6.1	(1.4)	Lợi nhuận gộp trong 2026F ước tính giảm -1.4 điểm phần trăm svck chủ yếu do 2 nhà máy NT3&4 hoạt động kém hiệu quả
Sản xuất điện	7.2%	12.6%	10.6%	5.4	(2.0)	
Khác	-113.9%	33.8%	-53.5%	147.7	(87.3)	
CPBH & QLDN	(878)	(1,246)	(1,498)	42%	20%	
EBT	1,120	3,081	3,119	175%	1%	
Thu nhập tài chính	566	1,040	1,492	84%	43%	
Chi phí tài chính	845	1,042	2,291	23%	120%	
Trong đó: Lãi vay	382	656	2,137	72%	226%	Chúng tôi ước tính lãi vay tăng +226%yoy chủ yếu do chi phí lãi vay nhà máy NT3&4 đã hết giai đoạn được vốn hóa vào tài sản, lần lượt ghi nhận vào kết quả kinh doanh
Thu nhập khác ròng	500	1	1	-100%	0%	
PBT	1,383	3,080	2,322	123%	-25%	
PAT	1,211	2,869	2,164	137%	-25%	
Biên LNR	4%	8%	5%	4.4	(3.1)	
MI	100	528	399	430%	-25%	
NPATMI	1,112	2,341	1,765	111%	-25%	

Nguồn: POW, PHS ước tính và tổng hợp

IX. ĐỊNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ

Chúng tôi áp dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền để xác định giá trị hợp lý. Chúng tôi đưa ra khuyến nghị **NẮM GIỮ** đối với POW với giá mục tiêu là 15,000 VND/cổ phiếu, tương đương với tiềm năng tăng giá khoảng 5% so với giá đóng cửa tại ngày 25/02/2026.

Mức định giá này được xây dựng trên kịch bản cơ sở, trong đó chúng tôi giả định tỷ lệ Qc tối thiểu 65%, do triển vọng nâng Qc vẫn chưa thực sự rõ ràng. Nguyên nhân chủ yếu đến từ việc một số vướng mắc chưa được tháo gỡ hoàn toàn, bao gồm: (i) các điểm nghẽn trong quá trình triển khai chuỗi dự án LNG; và (ii) tiến độ triển khai cơ chế giá bán lẻ điện hai thành phần, nhằm cải thiện tình trạng bù chéo giữa các nhóm khách hàng sử dụng điện.

Trong trường hợp tỷ lệ Qc diễn biến tích cực hơn so với giả định ban đầu, chúng tôi sẽ cập nhật kịp thời tới Quý Nhà đầu tư trong các báo cáo kỳ tới.

Bảng 10: Định giá theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

DCF	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
LN từ HĐKD cốt lõi	3,080	3,119	3,178	3,434	3,502	3,254	2,994
(+) Khấu hao	2,854	3,706	3,733	3,761	3,790	3,819	3,847
(-) Thuế	(210)	(159)	(176)	(204)	(242)	(261)	(281)
(-) Vốn lưu động	(4,742)	(281)	(410)	(326)	(368)	(323)	(267)
(-) Capex	(24,218)	(873)	(909)	(953)	(920)	(922)	(938)
FCFF	(23,236)	5,513	5,417	5,712	5,762	5,567	5,356
Số kỳ chiết khấu		0.9	1.9	2.9	3.9	4.9	5.9
Hệ số chiết khấu		0.89	0.95	0.97	0.98	0.98	0.98
Discounted FCFF		4,934	5,142	5,521	5,619	5,456	5,267
PV of FCF		26,671					
g		0.50%					
Normalized FCFF _{t+1}		5,241					
Terminal value		53,481					
Present value of terminal value		30,042					
Giá trị hiện tại		56,713					
(+) Tiền và tương đương tiền		19,269					
(-) Nợ vay		(28,887)					
(-) MI		(2,734)					
Giá trị vốn chủ sở hữu		44,361					
Số lượng cổ phiếu lưu hành (triệu cổ)		3,068					
Giá mục tiêu (VND)		15,000					
Giá hiện tại (VND/cổ phiếu)		14,300					
Upside (%)		5%					

Nguồn: PHS ước tính và tổng hợp

Bảng 11: Ước tính WACC

WACC	10.0%
Beta	0.81
Market Risk Premium	8.1%
Risk Free Rate	4.20%
Cost of Equity	11.2%
Cost of Debt	7.5%
Corporate Tax Rate	10.0%
D/V	24.6%

Nguồn: POW, PHS tổng hợp

BÁO CÁO TÀI CHÍNH

Tỷ VND

Kết quả kinh doanh	2023A	2024A	2025A	2026F	2027F
Doanh thu thuần	28,329	30,306	34,151	41,073	42,774
Giá vốn hàng bán	(25,625)	(28,308)	(29,824)	(36,455)	(38,036)
Lợi nhuận gộp	2,704	1,998	4,327	4,617	4,738
Chi phí bán hàng và QLDN	(1,268)	(878)	(1,246)	(1,498)	(1,560)
Lợi nhuận từ HĐKD	1,436	1,120	3,080	3,119	3,178
Lợi nhuận tài chính	544	566	1,040	1,492	1,459
Chi phí tài chính	(730)	(845)	(1,042)	(2,291)	(2,063)
Lãi (lỗ) từ công ty liên kết	40	42	1	1	1
Thu nhập khác, ròng	152	500	1	1	1
Lợi nhuận trước thuế	1,442	1,383	3,080	2,322	2,575
Lợi nhuận sau thuế	1,283	1,211	2,869	2,164	2,400
LNST của cổ đông Công ty ty mẹ	1,038	1,112	2,341	1,765	1,958
Cân đối kế toán	2022A	2023A	2024A	2025F	2026F
Tài Sản Ngắn Hạn	29,042	29,981	36,989	49,801	56,641
Tiền và tương đương tiền	8,440	11,564	6,742	14,609	20,509
Đầu tư tài chính ngắn hạn	2,391	4,112	12,527	12,527	12,527
Phải thu ngắn hạn	14,560	11,873	14,406	15,803	16,457
Hàng tồn kho	2,167	1,795	2,323	2,835	2,953
Tài sản ngắn hạn khác	1,484	636	991	1,192	1,241
Tài Sản Dài Hạn	41,320	49,934	51,461	49,251	46,490
Phải thu dài hạn	0	0	1	1	1
Tài sản cố định	26,402	24,321	45,797	42,969	40,208
Chi phí xây dựng dở dang	9,032	19,759	774	1,393	1,393
Đầu tư tài chính dài hạn	960	766	844	844	844
Tài sản dài hạn khác	4,926	5,088	4,044	4,044	4,044
Tổng cộng tài sản	70,362	79,915	88,450	99,052	103,131
Nợ phải trả	36,243	45,234	51,366	59,713	61,503
Nợ ngắn hạn	26,785	33,457	30,318	37,652	41,547
Nợ dài hạn	9,458	11,777	21,048	22,062	19,957
Vốn chủ sở hữu	34,119	34,681	37,083	39,339	41,628
Vốn góp và lợi nhuận giữ lại	27,341	27,549	33,018	34,684	36,531
Lợi ích cổ đông thiểu số	2,705	2,671	2,734	3,132	3,574
Khác	4,073	4,460	1,331	1,523	1,523
Tổng nguồn vốn	70,362	79,915	88,450	99,052	103,131

Lưu chuyển tiền tệ	2023A	2024A	2025A	2026F	2027F
Lưu chuyển tiền thuần từ HĐ Kinh doanh	3,352	4,344	449	6,266	6,400
Lưu chuyển tiền thuần từ HĐ Đầu tư	(6,485)	(10,973)	(11,095)	(1,563)	(983)
Lưu chuyển tiền thuần từ HĐ Tài chính	3,321	9,754	5,824	3,164	484
Lưu chuyển tiền thuần trong kỳ	188	3,125	(4,823)	7,867	5,901
Tiền & tương đương tiền đầu kỳ	8,252	8,440	11,564	6,742	14,609
Tiền & tương đương tiền cuối kỳ	8,439	11,564	6,742	14,609	20,509
Chỉ số tài chính	2022A	2023A	2024A	2025F	2026F
Tăng trưởng					
Lợi nhuận sau thuế	0%	7%	13%	20%	4%
Tổng tài sản	-50%	-6%	137%	-25%	11%
Doanh thu	24%	14%	11%	12%	4%
Tổng vốn chủ sở hữu	3%	2%	7%	6%	6%
Khả năng sinh lời					
Tỷ suất lãi gộp	10%	7%	13%	11%	11%
Tỷ suất EBIT	5%	4%	9%	8%	7%
Tỷ suất lãi ròng	4%	4%	7%	4%	5%
ROA	2%	2%	3%	2%	2%
ROE	4%	3%	8%	6%	6%
Hiệu quả hoạt động					
Số ngày phải thu	175	159	140	140	140
Số ngày tồn kho	30	26	25	25	25
Số ngày phải trả	166	204	187	167	164
Khả năng thanh toán					
Tỷ suất thanh toán hiện thời	1.1	0.9	1.2	1.3	1.4
Tỷ suất thanh toán nhanh	0.9	0.8	1.1	1.1	1.2
Tỷ suất thanh toán tiền mặt	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6
Cấu trúc tài chính					
Tổng nợ/Tổng tài sản	18%	28%	33%	35%	35%
Tổng nợ/Vốn chủ sở hữu	37%	65%	78%	88%	86%
Vay ngắn hạn/VCSH	16%	39%	30%	41%	46%
Vay dài hạn/VCSH	21%	26%	48%	47%	40%

Nguồn: PHS tổng hợp và dự phóng

Đảm bảo phân tích

Báo cáo được thực hiện bởi **Tô Đình Hiền Viên, Chuyên viên phân tích** - Công ty Cổ phần Chứng khoán Phú Hưng. Mỗi nhân viên phụ trách về phân tích, chiến lược hay nghiên cứu chịu trách nhiệm cho sự chuẩn bị và nội dung của tất cả các phần có trong bản báo cáo nghiên cứu này đảm bảo rằng, tất cả các ý kiến của những người phân tích, chiến lược hay nghiên cứu đều phản ánh trung thực và chính xác ý kiến cá nhân của họ về những vấn đề trong bản báo cáo. Mỗi nhân viên phân tích, chiến lược hay nghiên cứu đảm bảo rằng họ không được hưởng bất cứ khoản chi trả nào trong quá khứ, hiện tại cũng như tương lai liên quan đến các khuyến cáo hay ý kiến thể hiện trong bản báo cáo này.

Định nghĩa xếp loại

MUA: Cổ phiếu có tiềm năng tăng giá hơn 20%.

TĂNG TỶ TRỌNG: Cổ phiếu có tiềm năng tăng giá từ 10% đến 20%.

NẮM GIỮ: Cổ phiếu cho thấy tiềm năng tăng trưởng hạn chế dưới 10%.

GIẢM TỶ TRỌNG: Cổ phiếu có thể giảm nhẹ từ 0% đến -10%.

BÁN: Cổ phiếu có khả năng giảm hơn -10%.

KHÔNG XẾP HẠNG: Cổ phiếu không được xếp hạng trong phạm vi theo dõi của PHS hoặc chưa được niêm yết.

Hiệu suất được định nghĩa là tổng lợi nhuận trong 12 tháng (bao gồm cả cổ tức).

Miễn trừ trách nhiệm

Báo cáo nghiên cứu này được chuẩn bị bởi Công ty Cổ phần Chứng khoán Phú Hưng (PHS) nhằm mục đích cung cấp thông tin. Thông tin được trình bày trong báo cáo này được thu thập từ các nguồn được cho là đáng tin cậy, nhưng PHS không đảm bảo về tính chính xác hoặc đầy đủ của thông tin đó. Các quan điểm, ước tính, và dự báo trong báo cáo này phản ánh đánh giá hiện tại của chuyên viên phân tích tại thời điểm phát hành báo cáo và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước. Báo cáo này không phải là một lời đề nghị bán hoặc mời chào mua bất kỳ loại chứng khoán nào. Báo cáo không nhằm mục đích cung cấp tư vấn đầu tư cá nhân và không xét đến các mục tiêu đầu tư cụ thể, tình hình tài chính, hoặc nhu cầu của bất kỳ cá nhân nào. PHS, các công ty liên kết và/hoặc các cán bộ, giám đốc hoặc nhân viên của họ có thể có lợi ích hoặc vị trí trong, và có thể thực hiện các giao dịch liên quan đến chứng khoán hoặc quyền chọn được đề cập trong báo cáo này. PHS cũng có thể thực hiện hoặc tìm cách thực hiện các dịch vụ ngân hàng đầu tư hoặc các dịch vụ khác cho các công ty được đề cập trong báo cáo này. PHS, các công ty liên kết của mình, cũng như các cán bộ, giám đốc hoặc nhân viên của họ, không chịu bất kỳ trách nhiệm pháp lý nào đối với bất kỳ tổn thất trực tiếp hoặc hệ quả nào phát sinh từ việc sử dụng báo cáo này hoặc nội dung của nó.

© Công ty Cổ phần Chứng khoán Phú Hưng

Tầng 21, Phú Mỹ Hưng Tower,
8 Hoàng Văn Thái, Phường Tân Mỹ, Tp.HCM
Điện thoại: (84-28) 5 413 5479
Customer Service: 1900 25 23 58
E-mail: info@phs.vn / support@phs.vn

Fax: (84-28) 5 413 5472
Call Center: (84-28) 5 413 5488
Web: www.phs.vn

Chi nhánh Quận 1

Phòng 1003A, Tầng 10, Tòa nhà Ruby
81-83-83B-85 Hàm Nghi,
P. Bến Thành, Tp.HCM
Điện thoại: (+84-28) 3 535 6060
Fax: (+84-28) 3 535 2912

Chi nhánh Quận 3

Tầng 4 và 5, D&D Tower,
458 Nguyễn Thị Minh Khai, Phường Bàn Cờ,
Tp.HCM
Điện thoại: (+84-28) 3 820 8068
Fax: (+84-28) 3 820 8206

Chi nhánh Tân Bình

Tòa nhà Park Legend,
251 Hoàng Văn Thụ, Phường Tân Sơn Hòa,
Tp.HCM.
Điện thoại: (+84-28) 3 813 2401
Fax: (+84-28) 3 813 2415

Chi nhánh Thanh Xuân

Tầng 5, Tòa nhà UDIC Complex,
N04 Hoàng Đạo Thúy, Phường Yên Hòa, Hà
Nội
Phone: (+84-24) 6 250 9999
Fax: (+84-24) 6 250 6666

Chi nhánh Hải Phòng

Tầng 2, Tòa nhà Eliteco,
18 Trần Hưng Đạo, Phường Hồng Bàng, Hải
Phòng
Phone: (+84-22) 384 1810
Fax: (+84-22) 384 1801