

NGÀNH: ĐIỆN
Ngày 29 tháng 06 năm 2026
TỔNG CÔNG TY ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ VIỆT NAM – CTCP (HOSE: POW)
Lê Hữu Sơn

Chuyên viên phân tích

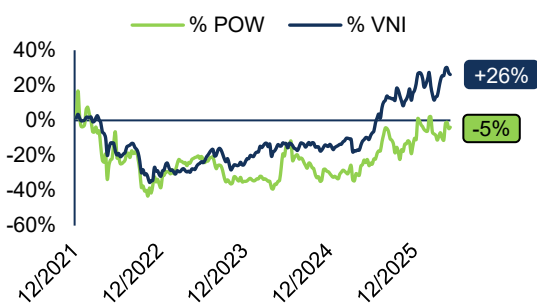
Email: sonlh@fpts.com.vn

Điện thoại: 1900 6446 - Ext: 7585

Người phê duyệt báo cáo:

Nguyễn Ngọc Đức, CFA

Trưởng phòng Phân tích đầu tư

Diễn biến VN - Index và giá cổ phiếu POW

Thông tin giao dịch
(29/06/2026)

Giá hiện tại (VND/cp)	14.800
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	16.660
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	10.700
Số lượng CP niêm yết (triệu cp)	3.067,85
Số lượng CP lưu hành (triệu cp)	3.067,85
KLGD bình quân 10 ngày (cp)	11.292.420
% sở hữu nước ngoài	4,68%
Vốn điều lệ (tỷ VND)	30.678
Vốn hóa (tỷ VND)	45.404,21

P/E trailing 12 tháng (lần) 11,87

EPS trailing 12 tháng (VND/cp) 1.247

Tổng quan doanh nghiệp

Tên	Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam – CTCP.
Địa chỉ	Tòa nhà Viện Dầu Khí Việt Nam, 167 Trung Kính, Phường Yên Hòa, Hà Nội.
Doanh thu chính	Sản xuất và kinh doanh điện.
Chi phí chính	Chi phí mua khí, chi phí khấu hao tài sản cố định, chi phí lãi vay
Rủi ro chính	Biến động nguồn cung & giá khí

Giá thị trường:
14.800
Khuyến nghị
Giá mục tiêu:
16.950
THEO DÕI
Chênh lệch:
+14,5%
KHÍ NỘI ĐỊA HỒI SINH, LNG CHÂM NGỒI BÙNG NỔ

Chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** đối với cổ phiếu POW với mức giá mục tiêu là 16.950 VND/cp, cao hơn +14,5% so với giá đóng cửa ngày 26/06/2026 (dựa trên phương pháp chiết khấu dòng tiền). Vùng giá khuyến nghị mua tại 13.200 VND/cp và bán ở mức giá mục tiêu 16.950 VND/cp (tỷ suất sinh lợi kỳ vọng 28%) (*chi tiết*).

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (HOSE: POW) là doanh nghiệp sản xuất điện lớn thứ hai Việt Nam (chiếm 6,2% công suất đặt toàn quốc), khiến đơn vị này nắm giữ vị thế quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Khuyến nghị THEO DÕI cổ phiếu POW được dựa trên kỳ vọng sản lượng sẽ hồi phục khi: (1) Điện khí: Dự án Nhơn Trạch 3 & 4 & các mỏ khí mới được đưa vào khai thác; (2) Điện than: Huy động tăng nhằm bù đắp sự suy giảm của thủy điện nhờ hiện tượng El Nino gây khô hạn.

Chúng tôi kỳ vọng kết quả kinh doanh của POW sẽ tăng trưởng mạnh ở giai đoạn 2026F – 2030F. Cụ thể, doanh thu thuần và lợi nhuận sau thuế lần lượt tăng +12,0% & +7,8%/năm (*chi tiết*). Trong đó:

- ▶ **Năm 2026F:** Doanh thu thuần & lợi nhuận sau thuế lần lượt tăng +69,4% & +56,8% YoY nhờ ghi nhận kết quả kinh doanh và doanh thu đột biến của nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4.
- ▶ **Giai đoạn 2027F – 2030F:** Doanh thu thuần tăng +1,0%/năm, trong khi lợi nhuận sau thuế giảm -9,1%/năm do không còn ghi nhận các khoản đột biến của năm 2026F. Tuy nhiên, mức LNST dự phóng vẫn cao gấp 1,8 lần so với bình quân giai đoạn thiếu khí 2023 – 2025 nhờ sản lượng điện cải thiện khi các mỏ khí mới dần được khai thác.

POW còn bốn yếu tố hỗ trợ tăng trưởng chưa được đưa vào định giá (*chi tiết*): (1) Phát triển các dự án điện mới; (2) Phục hồi nguồn cấp khí lò PM3 – CAA sau khi PVEP tái ký PSC & đẩy nhanh thăm dò mỏ mới; (3) Thu hồi ~1.600 tỷ VND chênh lệch tỷ giá tại Vũng Áng 1; (4) Đề xuất nâng ngưỡng Qc từ 65% lên 75% cho điện khí LNG.

RỦI RO ĐẦU TƯ:

- ▶ **Rủi ro lãi suất từ các khoản nợ vay lãi suất thả nổi.** Toàn bộ dư nợ dài hạn của POW áp dụng cơ chế lãi suất thả nổi (chiếm 19,9% tổng tài sản), khiến định giá cổ phiếu giảm -2,4% so với cơ sở với mỗi +1,0 đpt lãi suất tăng thêm (*chi tiết*).
- ▶ **Rủi ro tỷ giá từ dư nợ ngoại tệ.** 81,7% dư nợ dài hạn của POW là các khoản vay bằng USD, do đó nếu tỷ giá USD/VND tăng +1,0 đpt so với dự phóng cơ sở (+1,0%/năm) sẽ khiến lợi nhuận sau thuế và định giá cổ phiếu giảm lần lượt -3,2% & -1,5% (*chi tiết*).

I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

1. Thông tin chung & lịch sử hình thành



Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (HOSE: POW) là doanh nghiệp phát điện trực thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), được thành lập năm 2007, hoạt động chính trong lĩnh vực đầu tư – vận hành – quản lý các nhà máy điện.

POW hiện là nhà sản xuất điện lớn thứ hai Việt Nam (chiếm 6,2% công suất đặt toàn quốc), đứng sau khối EVN & các tổng công ty phát điện trực thuộc (EVNGENCO).

Lịch sử hình thành và phát triển của POW

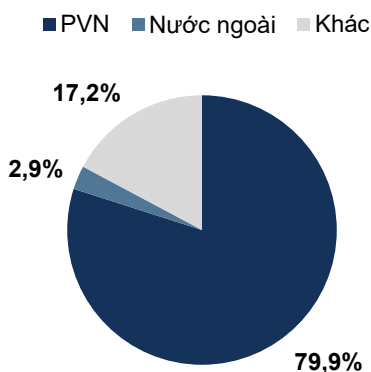
Năm	Sự kiện
2007	• Thành lập Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) theo quyết định của PVN nhằm tiếp nhận và triển khai các dự án điện trong hệ thống của tập đoàn.
2008 – 2012	• Đưa vào vận hành các nhà máy chủ lực: Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2; vận hành thêm Hòa Na và Đakrinh.
2018	• Chuyển đổi sang mô hình công ty cổ phần, giao dịch trên sàn UPCoM với mã chứng khoán POW.
2019	• Niêm yết cổ phiếu POW trên sàn HOSE.
2024 – 2025	• Triển khai nhà máy điện Nhơn Trạch 3 & 4 – dự án điện khí LNG đầu tiên của Việt Nam.

Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

POW khá minh bạch với thông tin công bố kịp thời và đầy đủ. Ngoài báo cáo tài chính, doanh nghiệp còn thường xuyên cập nhật tình hình kinh doanh mảng bán điện (gồm doanh thu và sản lượng của từng nhà máy điện) hàng tháng thông qua các bản thông cáo nhà đầu tư. Tuy nhiên, các khoản mục cụ thể trong cơ cấu giá vốn – đặc biệt là chi phí nhiên liệu theo từng nhà máy – không được tách biệt trong báo cáo công bố, do đó chúng tôi đã phải ước tính và dự phóng dựa trên chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố và các thông số kỹ thuật của từng nhà máy.

2. Cơ cấu cổ đông ngày 29/06/2026

Cổ phần của POW hầu hết do cổ đông Nhà nước nắm giữ



Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

Cơ cấu cổ đông của POW khá cô đặc, do cổ đông Nhà nước là Tập đoàn Công nghiệp – Năng lượng Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam – PVN) nắm giữ 79,9% cổ phần, qua đó chi phối toàn bộ định hướng chiến lược và hoạt động của doanh nghiệp. Điều này mang lại lợi thế trong việc tiếp cận nguồn khí đầu vào cho các nhà máy điện nhờ vai trò kiểm soát chuỗi khí trong nước của PVN.

Các nhà đầu tư tổ chức và cá nhân nước ngoài sở hữu 2,9% cổ phần với cơ cấu sở hữu phân tán, khiến mức độ ảnh hưởng của nhóm cổ đông này bị hạn chế.

Ban lãnh đạo của POW chỉ nắm 0,01% cổ phần doanh nghiệp.

3. Cơ cấu doanh nghiệp

POW hiện sở hữu 5 công ty con và 2 công ty liên kết, tập trung chính vào công tác vận hành các nhà máy điện. Ngoài ra, doanh nghiệp còn cung cấp các dịch vụ kỹ thuật điện lực cho các nhà máy điện trong và ngoài tập đoàn thông qua công ty con CTCP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam – PV Power Services (HOSE: PPS).

Danh sách công ty con và công ty liên kết của POW

STT	Tên công ty	Vốn điều lệ (tỷ VND)	Tỷ lệ sở hữu	Hoạt động chính
Công ty con				
1	CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	2.878	59,37%	Sản xuất và kinh doanh điện khí
2	CTCP Thủy điện Hủa Na	2.352	80,72%	Sản xuất và kinh doanh thủy điện
3	CTCP Thủy điện Đăkđrinh	1.160	95,27%	Sản xuất và kinh doanh thủy điện
4	CTPC Năng lượng tái tạo Điện lực Dầu khí	270	51,00%	Sản xuất và kinh doanh điện năng lượng tái tạo
5	CTCP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam	150	51,00%	Dịch vụ bảo dưỡng, sửa chữa
Công ty liên kết				
1	Công ty Cổ phần Điện khí LNG Quảng Ninh	360	30,00%	Sản xuất điện
2	Công ty Cổ phần Năng lượng Sông Hồng	33	44,07%	Sản xuất điện

Nguồn: POW, FPTIS tổng hợp

4. Vị thế doanh nghiệp

POW tham gia đầu tư, quản lý và vận hành danh mục các nhà máy phát điện đa nhiên liệu với tổng công suất lắp đặt đạt 5.854 MW, bao gồm ba phân khúc:

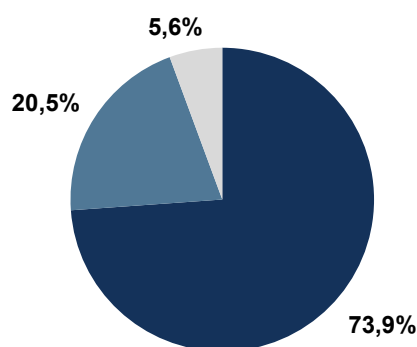
(1) Nhiệt điện khí (4.324 MW, chiếm 73,9% công suất danh mục) gồm Cà Mau 1&2, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2, & cụm Nhơn Trạch 3&4 mới đưa vào vận hành cuối năm 2025;

(2) Nhiệt điện than (1.200 MW, chiếm 20,5% công suất danh mục) với nhà máy Vũng Áng 1;

(3) Thủy điện & năng lượng tái tạo (330 MW, chiếm 5,6% công suất danh mục) gồm Hủa Na, Đăk Đrinh, Nậm Nơn, & các dự án điện mặt trời mái nhà.

Cơ cấu công suất danh mục của POW chủ yếu là các nguồn nhiệt điện

■ Nhiệt điện khí ■ Nhiệt điện than ■ Thủy điện & NLTT

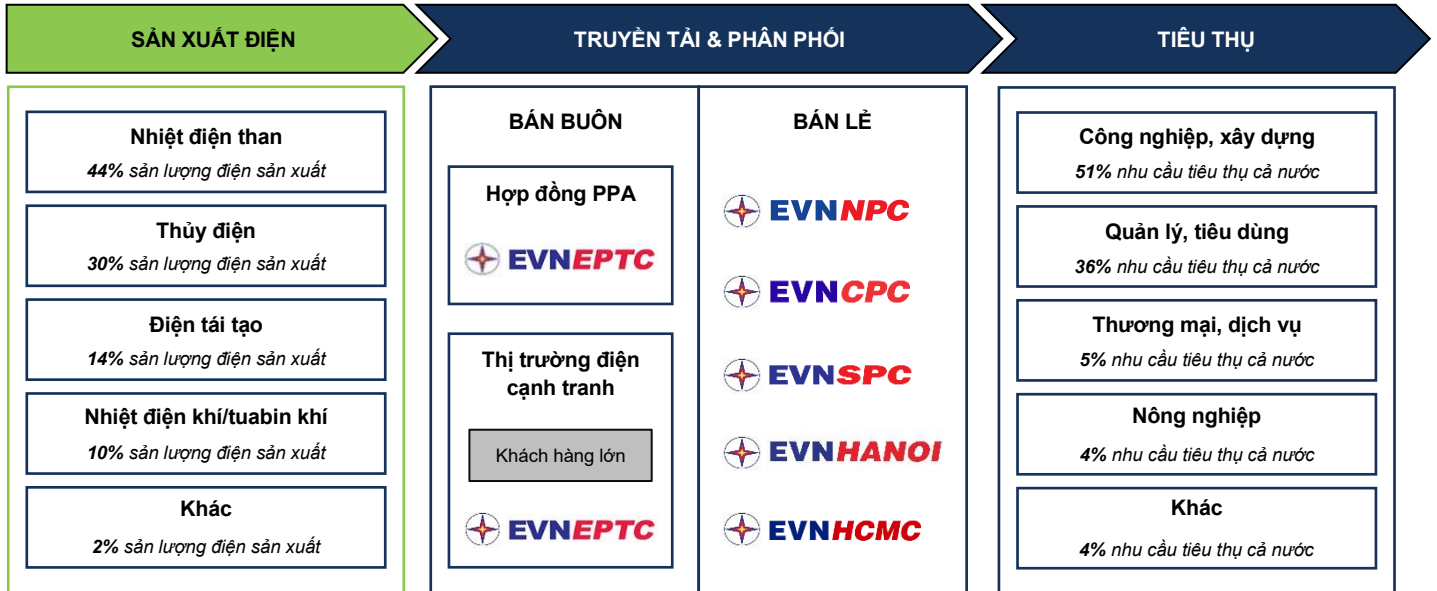


Nguồn: POW, FPTIS tổng hợp

Hoạt động sản xuất điện nằm ở phân khúc thượng nguồn trong chuỗi giá trị ngành điện.

Hoạt động sản xuất điện là giai đoạn đầu tiên trong chuỗi giá trị ngành điện, đóng vai trò quyết định nguồn cung điện năng cho toàn hệ thống. Tại giai đoạn này, các đơn vị phát điện thực hiện chuyển hóa năng lượng sơ cấp bao gồm nhiên liệu hóa thạch, thủy năng, gió, bức xạ mặt trời, sinh khối, ... thành điện năng thông qua hệ thống các nhà máy điện. Sản lượng điện tạo ra sau đó được bán ra qua hai kênh chính: (1) Ký kết hợp đồng mua bán điện dài hạn (PPA) với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN); (2) Chào bán trên thị trường phát điện cạnh tranh (CGM).

Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam



Nguồn: FPTS tổng hợp

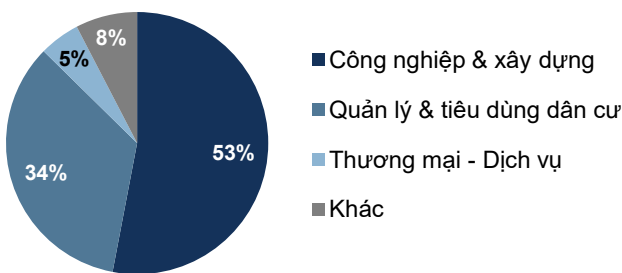
II. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN

1. Nhu cầu tiêu thụ: Tăng trưởng phụ thuộc chính vào hoạt động sản xuất công nghiệp & tiêu dùng dân cư

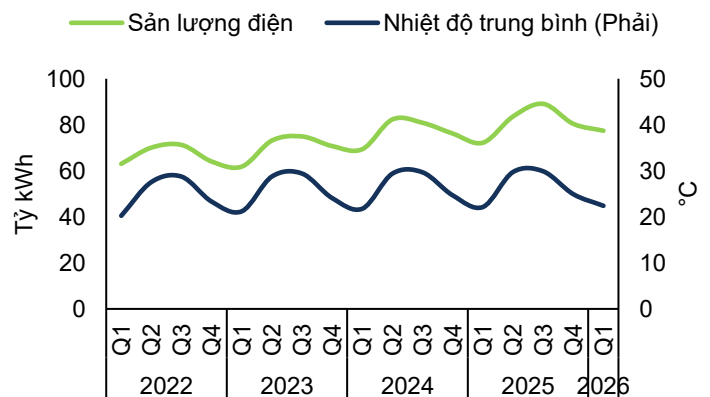
Nhu cầu tiêu thụ điện toàn ngành đến từ hai nhóm chính, chiếm ~87% sản lượng điện thương phẩm: (1) Nhóm công nghiệp & xây dựng (53% sản lượng điện thương phẩm) phản ánh hoạt động sản xuất của nền kinh tế, do đó tăng trưởng tiêu thụ điện nhóm này thường bám sát với chỉ số sản xuất công nghiệp (IIP) cả nước; (2) Quản lý & tiêu dùng dân cư (34% điện thương phẩm) phản ánh nhu cầu tiêu thụ điện từ các cơ quan, văn phòng, và hộ gia đình. Tiêu thụ điện nhóm này mang tính mùa vụ do nhạy cảm với thời tiết – các đợt nắng nóng kéo dài đẩy nhu cầu làm mát tăng đột biến, và ngược lại.

Cơ cấu tiêu thụ điện toàn ngành phụ thuộc chính vào hoạt động sản xuất & tiêu dùng dân cư

Sản lượng điện toàn ngành tương quan với nhiệt độ thời tiết thông qua nhu cầu làm mát



Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

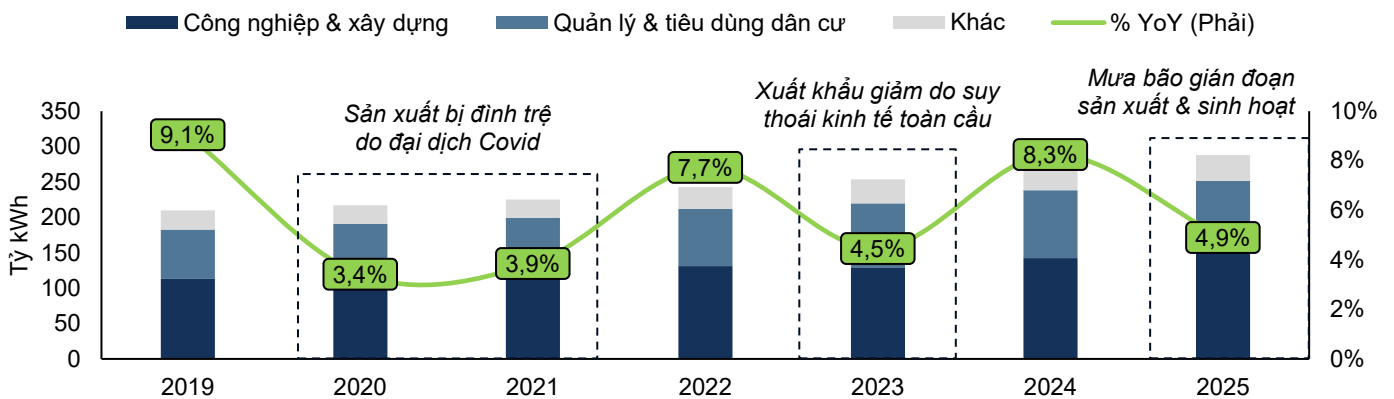


Nguồn: EVN, ECMWF

Giai đoạn 2018 – 2025, nhu cầu tiêu thụ điện toàn ngành tăng trưởng +5,9%/năm nhờ sự mở rộng của hoạt động sản xuất công nghiệp và tiêu dùng điện sinh hoạt theo tăng trưởng kinh tế. Tuy nhiên, tốc độ tăng trưởng không đồng đều qua các năm do chịu tác động từ hai yếu tố ngoại sinh:

- (1) **Giai đoạn 2020 – 2021 & 2023:** Nhu cầu tiêu thụ tăng trưởng chậm lại, lần lượt đạt +3,4%, +3,9%, và +4,5% YoY do hoạt động sản xuất công nghiệp bị gián đoạn bởi giãn cách xã hội kéo dài do Covid-19 (2020 – 2021) và suy thoái kinh tế toàn cầu (2023).
- (2) **Năm 2025:** Nhu cầu tiêu thụ tăng +4,9% YoY do nửa đầu năm ghi nhận ít đợt nắng nóng cực đoan hơn so với giai đoạn 2023 – 2024, khiến nhu cầu làm mát của nhóm dân cư và văn phòng không tạo ra mức đột biến tiêu thụ điện như các năm trước. Nửa cuối năm, từ giữa tháng 8 đến đầu tháng 12, hệ thống điện lại đối mặt với tình trạng mưa lũ tại các tỉnh miền Trung và miền Bắc làm gián đoạn hoạt động sản xuất & sinh hoạt.

Nhu cầu tiêu thụ điện tăng chậm do bão lũ khiến tiêu thụ điện bị gián đoạn



Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

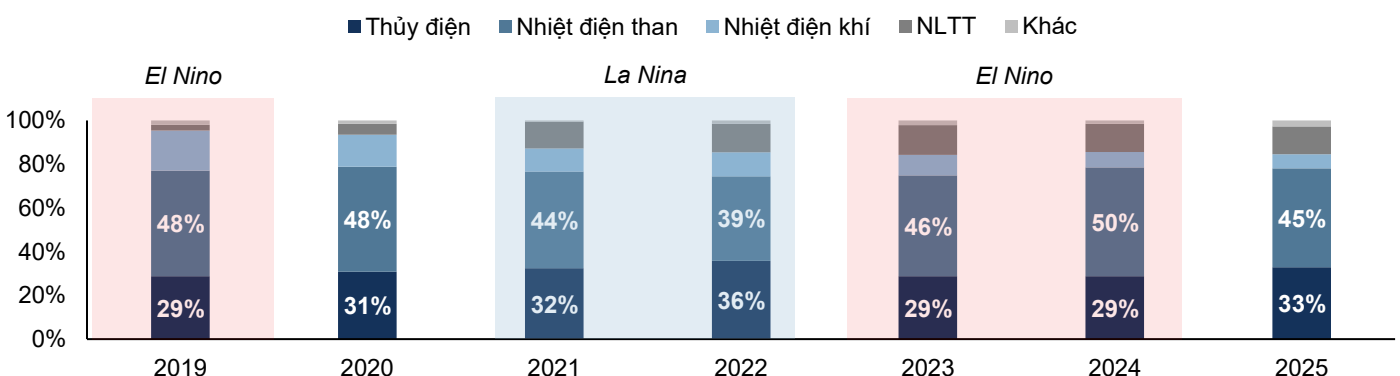
Trong dài hạn, động lực tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ đến từ: (1) Sự mở rộng của khu vực công nghiệp, đặc biệt các ngành sản xuất chế biến chế tạo, trung tâm dữ liệu (data center), điện tử, bán dẫn có cường độ sử dụng điện cao; (2) Tỷ lệ đô thị hóa và mức sống của người dân, qua đó nâng cao mật độ tiêu thụ điện bình quân đầu người.

Tuy nhiên, xu hướng phát triển điện mặt trời mái nhà theo mô hình tự sản tự tiêu dần làm giảm nhu cầu mua điện từ lưới quốc gia, khiến tăng trưởng điện thương phẩm thấp hơn tăng trưởng thực tế của nhu cầu sử dụng điện cuối cùng.

2. Cơ cấu huy động: Chủ yếu đến từ thủy điện & điện than – trong đó thủy điện được ưu tiên nhờ giá rẻ

Sản lượng điện hiện tại được huy động chủ yếu từ hai nguồn điện truyền thống, chiếm bình quân 76% sản lượng điện sản xuất hàng năm: (1) Thủy điện (chiếm 32% tổng sản lượng điện sản xuất), với sản lượng phụ thuộc hoàn toàn vào lượng mưa và điều kiện thủy văn theo mùa – các năm El Nino (khô nóng kéo dài) làm lượng nước về hồ suy giảm, trong khi các năm La Nina (mưa nhiều) giúp gia tăng sản lượng; (2) Nhiệt điện than (chiếm 44% sản lượng), đóng vai trò nguồn điện nền chủ đạo nhờ khả năng phát điện liên tục và ổn định không phụ thuộc thời tiết. Nhu cầu huy động phụ thuộc chính vào tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ toàn ngành và mức độ cạnh tranh từ thủy điện.

Sản lượng điện sản xuất chủ yếu được huy động từ hai nguồn thủy điện & điện than

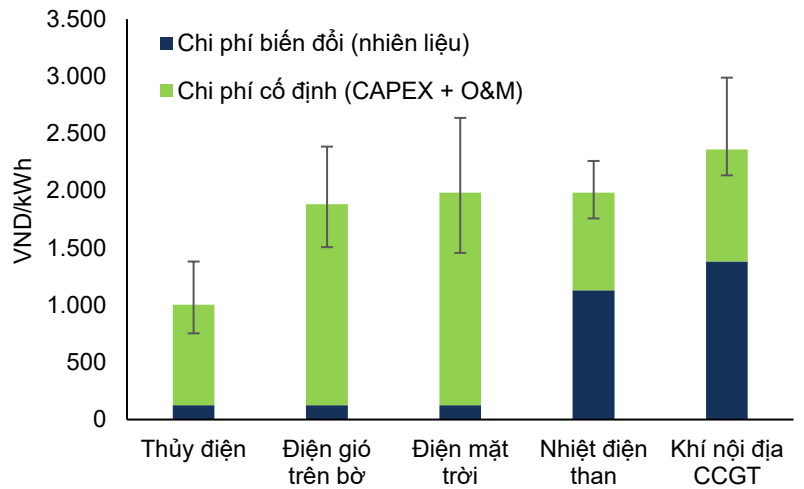


Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

Thủy điện luôn được ưu tiên huy động trước trong thứ tự điều độ do loại hình này có giá thành thấp nhất hệ thống. Điều này tạo ra mối quan hệ nghịch chiều giữa thủy văn và mức độ huy động các nguồn nhiệt điện: Ở các năm El Nino, lượng nước về hồ suy giảm buộc hệ thống phải tăng huy động nhiệt điện than và khí có giá bán cao hơn để bù đắp phần thiếu hụt sản lượng, đẩy chi phí sản xuất toàn hệ thống lên cao. Ngược lại, các năm La Nina mưa nhiều khiến thủy điện dư thừa công suất, tạo áp lực cắt giảm các nguồn nhiệt điện đứng sau trong thứ tự ưu tiên (nhiệt điện than & khí).

Cơ chế này khiến sản lượng huy động thực tế của các nguồn nhiệt điện cũng sẽ chịu tác động đáng kể theo chu kỳ thủy văn từng năm.

Giá thành sản xuất của thủy điện thấp nhất so với các loại hình hiện có trong hệ thống điện



Nguồn: BNEF, IRENA, FPT S ước tính

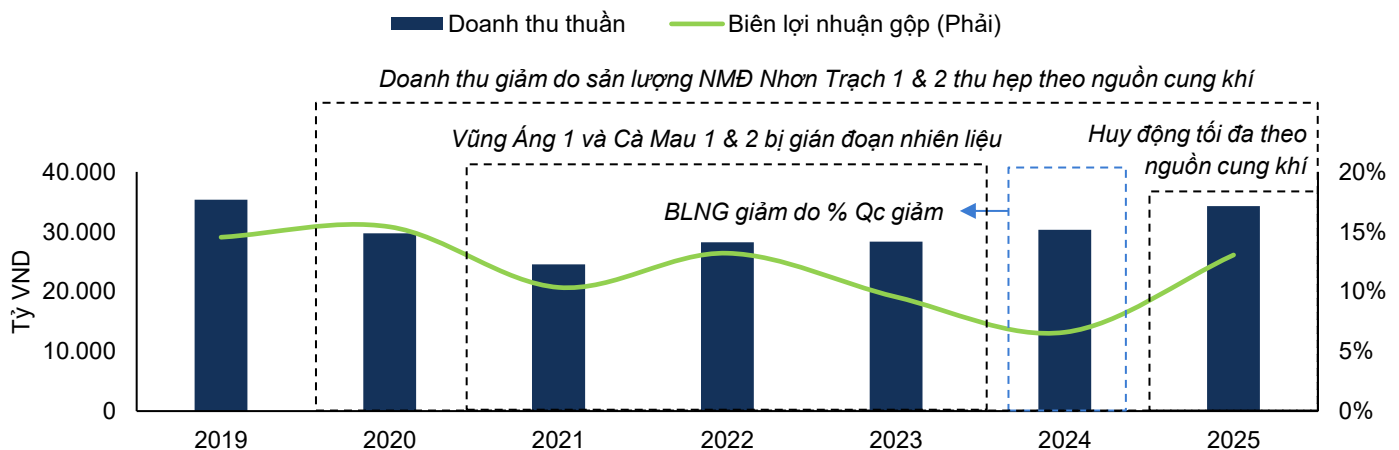
III. PHÂN TÍCH HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

TỔNG QUAN HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

Doanh thu thuần của POW biến động chính theo sản lượng điện huy động và giá bán điện bình quân, với: (1) Sản lượng điện chủ yếu đến từ nhóm nhiệt điện khí (phụ thuộc vào khả năng cấp khí thực tế từ các mỏ) & nhiệt điện than (phụ thuộc vào nhu cầu huy động toàn hệ thống & mức độ cạnh tranh từ thủy điện); (2) Giá bán điện bình quân được quyết định bởi tỷ trọng sản lượng điện bán theo hợp đồng PPA (Qc) so với tổng sản lượng của nhóm nhiệt điện. Nguyên nhân do giá hợp đồng (Pc) thường cao hơn bán điện trên thị trường cạnh tranh (Pm)¹ nhờ cơ chế bù đắp đủ chi phí chi phí đầu tư và vận hành, đồng thời không chịu áp lực cạnh tranh từ các nguồn điện có giá chào thấp hơn.

Biên lợi nhuận gộp phản ánh chênh lệch giữa giá bán điện bình quân và giá thành sản xuất, trong đó mức chênh lệch này phụ thuộc vào: (1) Tỷ lệ Qc các nguồn nhiệt điện, quyết định khả năng chuyển giao chi phí nhiên liệu đầu vào (ước tính chiếm ~75% giá vốn bán điện) vào giá bán điện; (2) Sản lượng điện thực tế, ảnh hưởng đến giá thành điện thông qua việc mức độ phân bổ các chi phí cố định (chiếm ~25% giá vốn bán điện) trên mỗi kWh điện năng.

Doanh thu & biên lợi nhuận của POW cải thiện nhờ điện khí được thay đổi cơ chế huy động

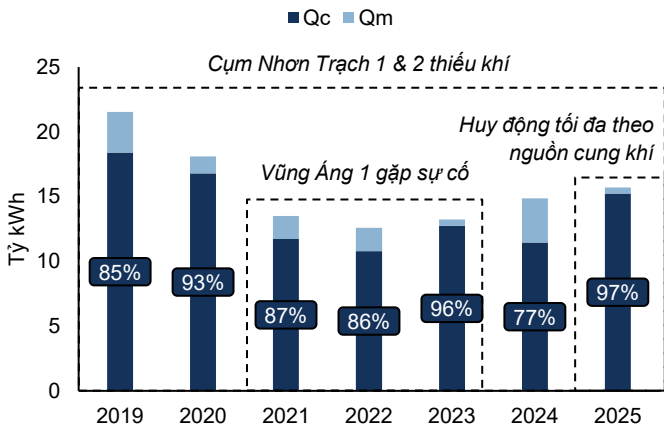


Nguồn: POW, FPT S tổng hợp

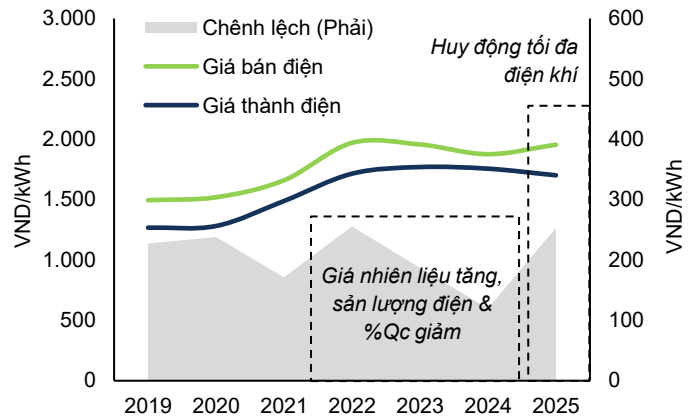
¹ Pm: Giá bán điện áp dụng cho phần sản lượng được chào bán cạnh tranh trên thị trường điện cạnh tranh (Qm), được xác định dựa trên mức giá chào đắt nhất để của nhà máy được huy động đáp ứng đủ nhu cầu trong chu kỳ giao dịch.

Sản lượng nhiệt điện duy trì mức thấp do điện than gặp sự cố và điện khí thiếu nguồn cung

Chênh lệch giá bán & giá thành điện bình quân của POW cải thiện nhờ điện khí được huy động tối đa



Nguồn: POW, FPTS tổng hợp



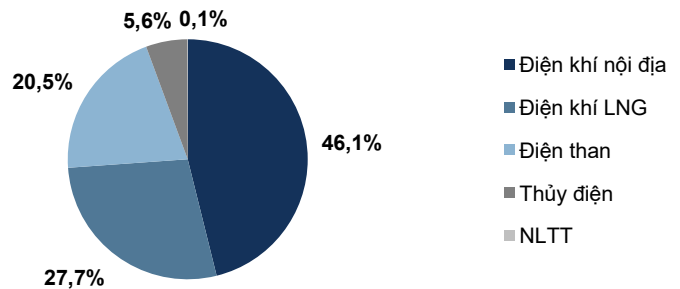
Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

CHUỖ GIÁ TRỊ MÀNG SẢN XUẤT VÀ KINH DOANH ĐIỆN NĂNG CỦA POW

POW tập trung vào hoạt động sản xuất và kinh doanh điện năng, thông qua việc sở hữu & vận hành danh mục các nhà máy điện với tổng công suất lắp đặt đạt 5.854 MW. Danh mục hiện tại bao gồm (chi tiết):

Điện khí chiếm tỷ trọng chính trong danh mục công suất nhà máy điện của POW

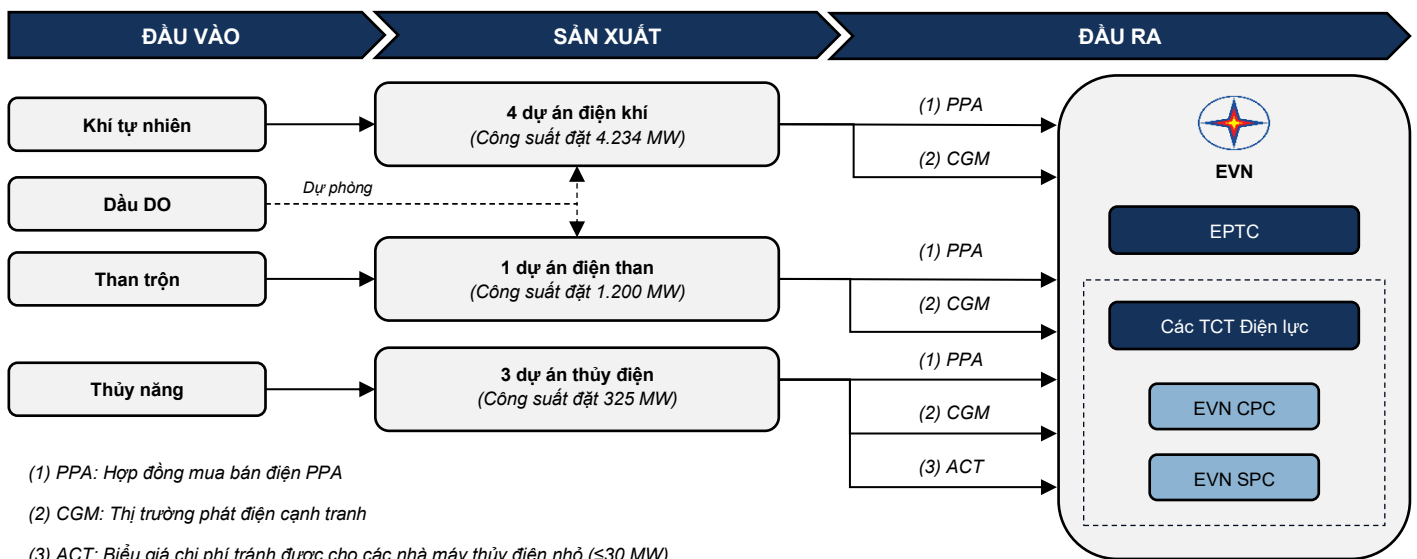
- (1) 3 dự án nhiệt điện khí nội địa (2.700 MW);
- (2) 1 dự án nhiệt điện khí LNG (1.624 MW);
- (3) 1 dự án nhiệt điện than (1.200 MW);
- (4) 3 dự án thủy điện (325 MW);
- (5) 2 dự án điện mặt trời mái nhà (5 MW).



Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

Các nhà máy điện chuyển hóa các nguồn năng lượng đầu vào (khí tự nhiên, than, thủy năng, ...) thành điện năng thông qua các công nghệ phát điện tương ứng (tuabin khí, tuabin hơi, tuabin nước, ...) mà nhà máy sử dụng. Sản lượng điện tạo ra được bán cho EVN cùng các Tổng công ty Điện lực trực thuộc, thông qua hệ thống điện quốc gia.

Chuỗi giá trị hoạt động sản xuất điện của POW



(1) PPA: Hợp đồng mua bán điện PPA
 (2) CGM: Thị trường phát điện cạnh tranh
 (3) ACT: Biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy thủy điện nhỏ (<=30 MW)

Nguồn: FPTS tổng hợp

1. Doanh thu thuần: Đóng góp chính từ điện khí – chịu ảnh hưởng bởi tỷ lệ Qc và nguồn cung nhiên liệu

99% doanh thu của POW đến từ việc sản xuất và kinh doanh điện thông qua việc vận hành các nhà máy điện. Phần doanh thu còn lại (1%) bao gồm các hoạt động: (1) Cung cấp dịch vụ sửa chữa bảo dưỡng & vật tư/hàng hóa cho các nhà máy điện trong và ngoài công ty; (2) Bán tro xỉ từ nhà máy điện than Vũng Áng 1.

Cơ cấu doanh thu bán điện của POW tập trung lớn vào nhóm nhiệt điện (~95% doanh thu bán điện), với điện khí chiếm tỷ trọng lớn nhất (khoảng 65%), chủ yếu do danh mục dự án của doanh nghiệp tập trung vào loại hình này (chiếm 73,9% tổng công suất).

Sự tập trung này khiến kết quả kinh doanh của POW nhạy cảm với các biến động ngoài tầm kiểm soát của doanh nghiệp như khả năng cấp khí thực tế từ các mỏ đầu vào (điện khí), cùng với nhu cầu huy động toàn hệ thống và mức độ cạnh tranh từ các nguồn điện khác (điện than/thủy điện).

Hai mảng thủy điện cùng hoạt động cung cấp dịch vụ kỹ thuật điện lực & bán tro xỉ hầu như không ảnh hưởng đến triển vọng và định giá doanh nghiệp do chiếm tỷ trọng thấp trong kết quả kinh doanh của POW (lần lượt chiếm ~5% & 1% doanh thu thuần). Vì vậy, nội dung chính của báo cáo sẽ tập trung vào việc phân tích hoạt động nhóm nhiệt điện khí & than, trong khi phần đánh giá & triển vọng kinh doanh của mảng thủy điện được trình bày tại phụ lục (*chi tiết*).

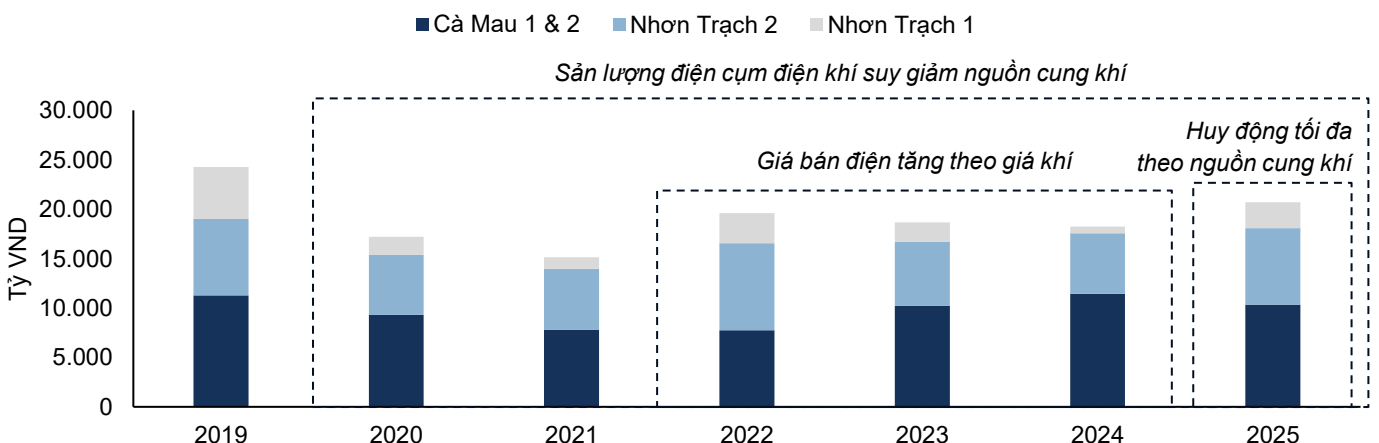
1.1. Nhiệt điện khí (~60% doanh thu): Phục hồi nhờ được gia tăng huy động, nhưng bị giới hạn do thiếu khí

Doanh thu mảng điện khí của POW tập trung ở ba nhà máy chính: (1) Cà Mau 1 & 2 (chiếm ~52% doanh thu điện khí); (2) Nhơn Trạch 2 (~38% doanh thu) (3) Nhơn Trạch 1 (~10% doanh thu). Ngoài ra, doanh nghiệp cũng vừa vận hành thương mại (COD) thêm cụm nhà máy điện khí Nhơn Trạch 3 & 4 vào cuối tháng 11 – 12/2025 nên chưa đóng góp doanh thu trong kỳ.

Giai đoạn 2019 – 2024, doanh thu điện khí duy trì mức thấp và suy giảm -5,6%/năm, đến từ việc sản lượng điện suy giảm theo nhiên liệu đầu vào khi: (1) Nguồn cấp khí cho cụm Cà Mau 1 & 2 bước vào giai đoạn suy giảm tự nhiên từ năm 2020 & bị gián đoạn nhiều lần do thực hiện bảo dưỡng lớn trong giai đoạn 2021 – 2022; (2) Các mỏ khí chủ lực cấp cho cụm Nhơn Trạch 1 & 2 bắt đầu bước vào giai đoạn suy giảm tự nhiên từ năm 2020.

Doanh thu điện khí sau đó cải thiện +13,6% YoY trong năm 2025, nhờ sản lượng và giá bán điện bình quân lần lượt tăng +7,8% và +5,4% YoY. Nguyên nhân đến từ Nghị định 100/2025/NĐ-CP áp dụng cơ chế huy động tối đa theo khả năng cấp khí thực tế cho các nhà máy nhiệt điện khí nội địa.

Doanh thu điện khí cải thiện nhờ được huy động tối đa theo khả năng cấp khí



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp

1.1.1. Sản lượng điện: Được huy động tối đa nhưng tăng trưởng bị giới hạn do nguồn cung khí giảm

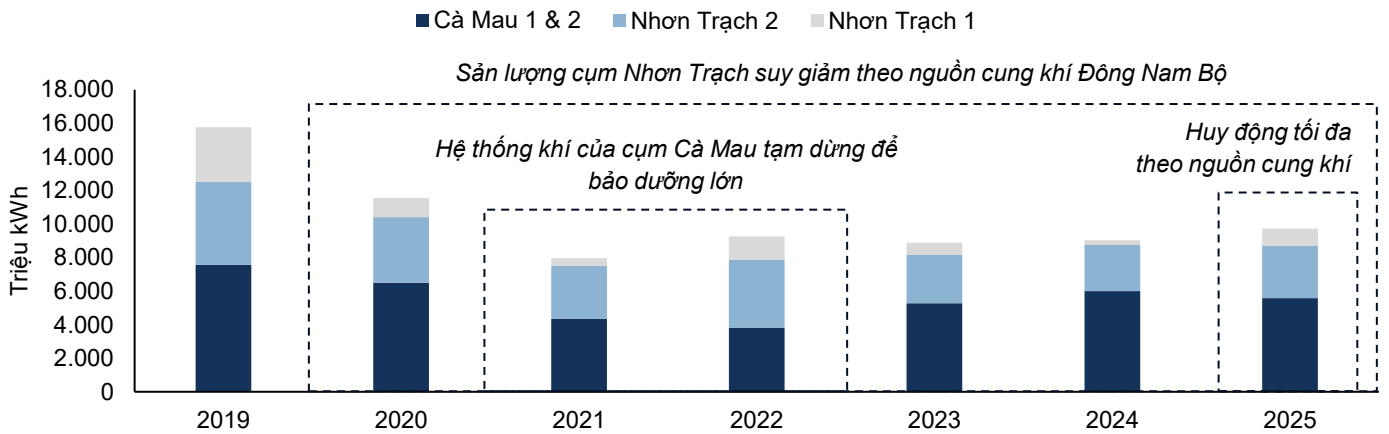
Sản lượng điện suy giảm từ năm 2020 do các mỏ khí chủ lực bước vào giai đoạn cuối đời khai thác

Giai đoạn 2018 – 2024, sản lượng điện khí của POW suy giảm đạt -5,9%/năm chủ yếu do hạn chế nguồn khí: (1) Lô PM3 – CAA (cung cấp khí cho cụm nhà máy điện Cà Mau 1 & 2) bước vào trạng thái suy giảm tự nhiên sau ~20 năm khai thác, cùng với việc đường ống dẫn khí PM3 – Cà Mau tạm dừng cấp khí nhiều lần trong giai đoạn 2021 – 2022 để thực hiện bảo dưỡng sửa chữa lớn nhằm tối ưu hóa khả năng vận hành của hệ thống cho giai đoạn sụt giảm này; (2) Trữ lượng còn lại của các mỏ khí hiện hữu trong bể Nam Côn Sơn (cung cấp khí cho cụm nhà máy điện Nhơn Trạch 1 & 2) bắt đầu suy giảm từ năm 2020 sau thời gian dài khai thác, trong khi mỏ mới khai thác không đủ quy mô để bù đắp phần hao hụt.

Sản lượng điện cải thiện trong năm 2025 nhờ được áp dụng cơ chế huy động tối đa theo khả năng cấp khí

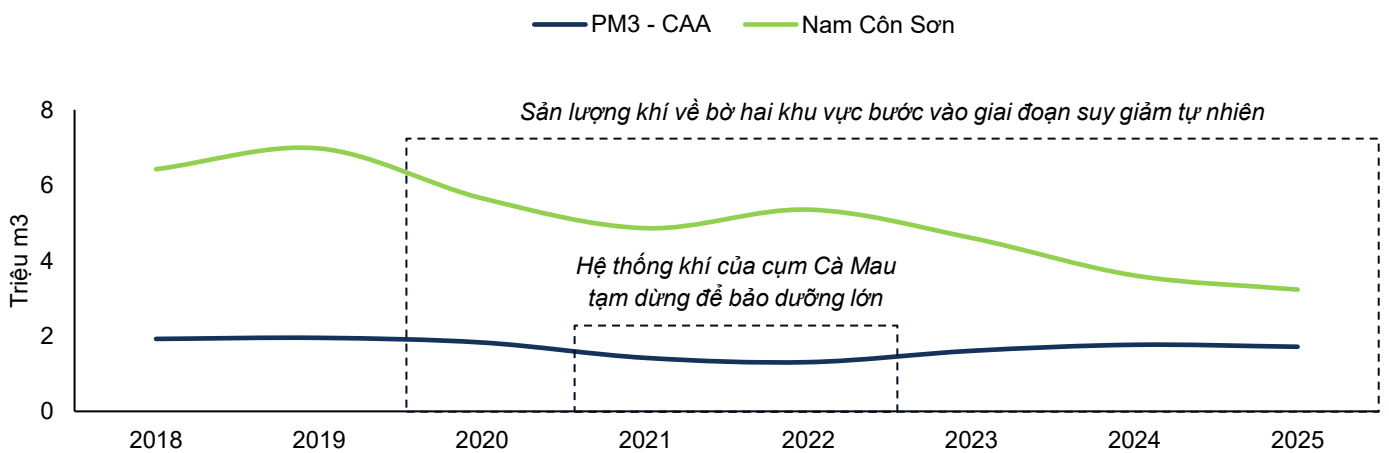
Sản lượng điện khí năm 2025 tăng +7,8% YoY nhờ Nghị định 100/2025/NĐ-CP cho phép duy trì tỷ trọng sản lượng hợp đồng (Qc) ở mức cao đối với các nhà máy điện khí nội địa, thông qua cơ chế huy động tối đa theo khả năng cấp khí thực tế. Điều này đảm bảo lợi ích cho các nhà máy điện khí khi gỡ bỏ ràng buộc hạn mức tỷ lệ Qc thấp như trước đây (ngoài Qc, điện khí rất khó tham gia được ở thị trường điện cạnh tranh vì giá chào cao). Tuy nhiên, mức độ cải thiện sản lượng của các nhà máy điện vẫn bị giới hạn bởi ãa suy giảm tự nhiên của nguồn khí đầu vào.

Sản lượng điện duy trì mức thấp do thiếu nguồn cung khí



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp

Sản lượng khí về bờ từ lô PM3 – CAA & bể Nam Côn Sơn suy giảm sau thời gian dài khai thác

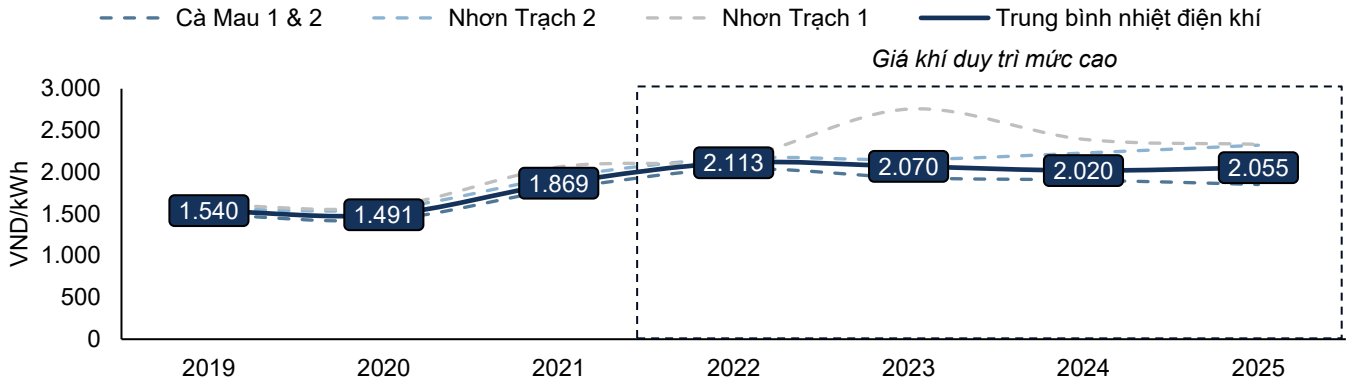


Nguồn: PV Gas, FPTs tổng hợp

1.1.2. Giá bán điện: Giá bán điện tăng nhờ tỷ lệ Qc duy trì mức cao và giá Pc điều chỉnh tăng theo giá khí

Giai đoạn 2020 – 2025, giá bán điện bình quân nhóm điện khí tăng trưởng +6,6%/năm nhờ được hỗ trợ bởi: (1) Tỷ lệ Qc duy trì ở mức cao, giúp đảm bảo phần lớn sản lượng được thanh toán theo giá Pc ổn định trong bối cảnh chi phí nhiên liệu tăng cao; (2) Giá Pc điều chỉnh tăng nhờ cơ chế chuyển tiếp giá khí đầu vào sang giá bán.

Giá bán điện nhóm điện khí của POW tăng nhờ tỷ lệ Qc & giá Pc duy trì mức cao



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp

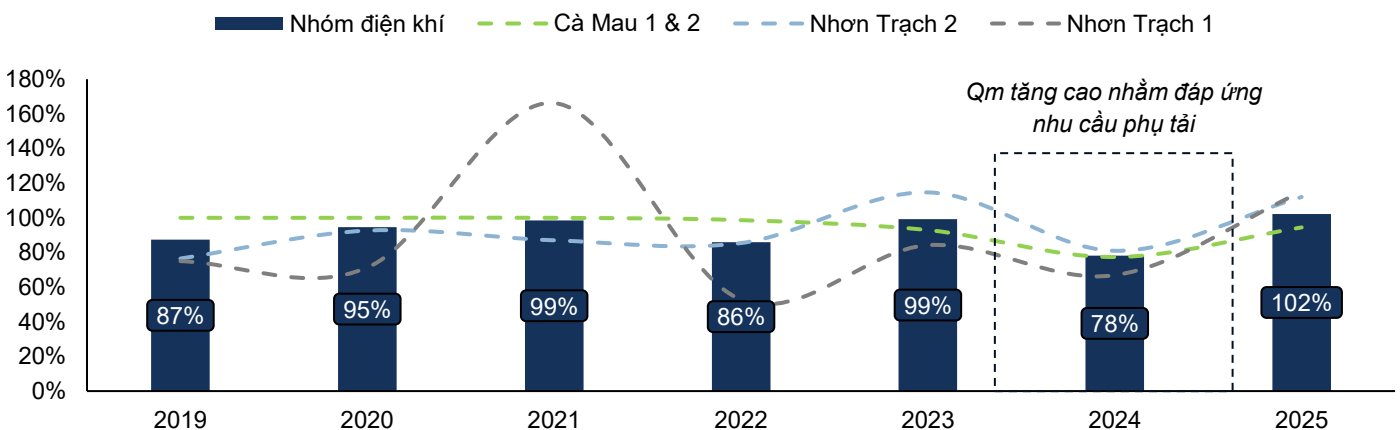
(1) Tỷ lệ điện sản lượng hợp đồng (Qc) duy trì ở mức cao nhằm đảm bảo an ninh cung ứng điện

Tỷ lệ Qc trong tổng sản lượng điện khí của POW duy trì ở mức cao (~85 – 100%) trong giai đoạn 2020 – 2025 do các nhà máy điện khí của doanh nghiệp chủ yếu đóng vai trò nguồn điện nền và được ưu tiên phân bổ sản lượng hợp đồng nhằm đảm bảo an ninh cung ứng điện và khả năng thu hồi chi phí đầu vào. Ngoại trừ:

Năm 2024: Tỷ lệ Qc giảm xuống còn 78% do mức huy động thực tế tăng mạnh trong bối cảnh thiếu điện từ nhóm thủy điện do hiện tượng El Nino gây khô hạn và nhu cầu phụ tải phục hồi mạnh (+8,3% YoY), khiến tỷ trọng sản lượng bán trên thị trường điện cạnh tranh nhóm điện khí của POW gia tăng.

Năm 2025: Tỷ lệ Qc tăng lên mức 102% (do sản lượng điện thực tế thấp hơn mức Qc được giao trong năm²) sau khi Nghị định 100/2025/NĐ-CP áp dụng cơ chế huy động tối đa theo khả năng cấp khí thực tế đối với các nhà máy điện khí nội địa, nhằm đảm bảo khả năng thu hồi chi phí cho các chủ đầu tư trong bối cảnh suy giảm nguồn cung khí.

Tỷ lệ Qc nhóm điện khí duy trì mức cao nhằm đảm bảo an ninh cung ứng



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp

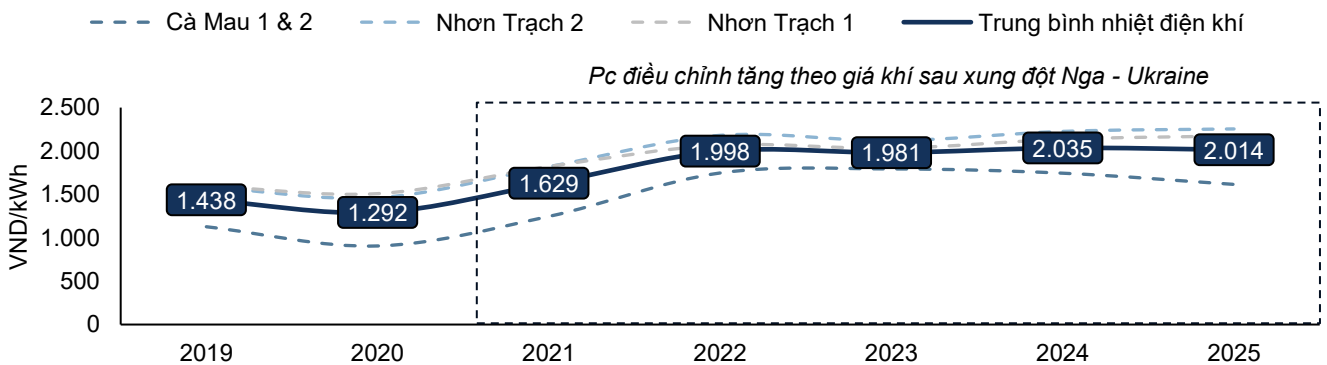
² Tỷ lệ Qc được tính bằng sản lượng điện hợp đồng (Qc) chia cho sản lượng điện thực tế. Theo đó, tỷ lệ này có thể vượt 100% khi sản lượng điện thực tế thấp hơn sản lượng điện hợp đồng được giao trong năm.

(2) Giá Pc tăng nhờ cơ chế chuyển giao chi phí nhiên liệu vào giá bán điện

Cơ cấu giá Pc nhóm điện khí của POW được cấu thành bởi hai nhóm chính: (1) Giá biến đổi (VC, chiếm ~85% giá Pc nhóm điện khí của doanh nghiệp), phản ánh chi phí nhiên liệu và áp dụng cơ chế chuyển tải trực tiếp biến động chi phí nhiên liệu vào giá bán, qua đó giúp hạn chế rủi ro suy giảm biên lợi nhuận khi giá khí tăng; (2) Giá cố định (chiếm ~15% giá Pc nhóm điện khí) bao gồm giá công suất (FC) cùng chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (FOMC), được trượt giá định kỳ theo các thông số lạm phát và tỷ giá.

Theo đó, giá Pc của nhóm điện khí tăng +5,5%/năm và duy trì quanh mức 2.000 VND/kWh trong giai đoạn 2021 – 2025, chủ yếu đến từ việc giá khí đầu vào tăng mạnh sau xung đột Nga – Ukraine gây gián đoạn nguồn cung năng lượng toàn cầu, qua đó kéo thành phần VC tăng theo.

Giá Pc nhóm điện khí duy trì mức cao nhờ điều chỉnh theo chi phí nhiên liệu



Nguồn: POW, NT2, FPTTS tổng hợp & ước tính

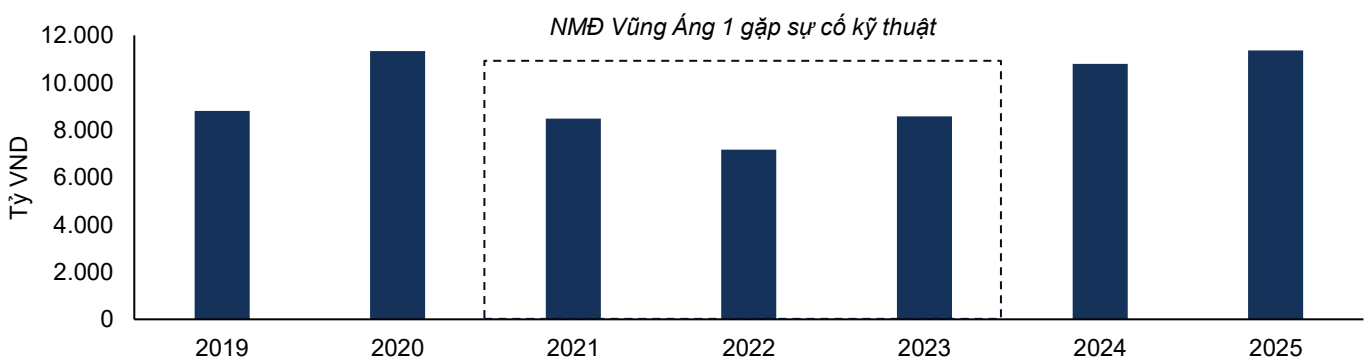
1.2. Nhiệt điện than (~35% doanh thu): Hồi phục theo sản lượng điện nhờ nhà máy khắc phục xong sự cố

Doanh thu nhiệt điện than của POW đến từ nhà máy điện Vũng Áng 1 (1.200 MW) – nhà máy điện than duy nhất trong danh mục, chiếm ~30% tổng doanh thu bán điện của doanh nghiệp.

Giai đoạn 2020 – 2022, doanh thu mảng điện than suy giảm -20,5%/năm do sản lượng điện huy động giảm mạnh khi nhà máy gặp sự cố kỹ thuật tại tổ máy số 2, do đó buộc phải dừng vận hành và chỉ có thể duy trì phát điện từ tổ máy số 1 – tương đương 50% công suất thiết kế (600/1.200 MW).

Giai đoạn 2023 – 2025, doanh thu điện than dần hồi phục đạt +15,1%/năm nhờ: (1) Sản lượng điện cải thiện đáng kể sau khi nhà máy khắc phục xong sự cố và đưa tổ máy số 2 trở lại vận hành từ tháng 8/2023, giúp công suất khả dụng khôi phục về mức bình thường; (2) Giá bán điện tăng nhờ tỷ lệ Qc duy trì ở mức cao và giá Pc điều chỉnh tăng theo giá than đầu vào.

Doanh thu điện than của POW hồi phục sau khi gặp sự cố giai đoạn 2021 - 2023

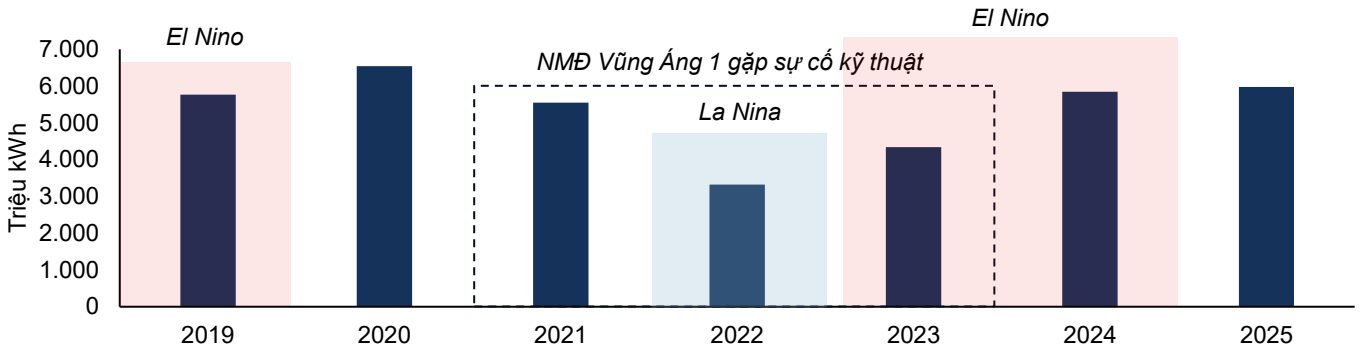


Nguồn: POW, FPTTS tổng hợp

1.2.1. Sản lượng điện: Huy động hồi phục nhờ nhà máy khắc phục xong sự cố và thời tiết thuận lợi hơn

Sản lượng điện của Vũng Áng 1 phục hồi +16,6%/năm trong giai đoạn 2022 – 2025 nhờ: (1) Nhà máy hoàn tất quá trình khắc phục các sự cố kỹ thuật, giúp cả hai tổ máy quay lại vận hành ổn định; (2) Nhu cầu huy động nhiệt điện than tăng cao nhằm bù đắp thiếu hụt từ thủy điện trong bối cảnh hiện tượng El Nino gây khô hạn.

Sản lượng điện than hồi phục sau khi nhà máy khắc phục xong sự cố

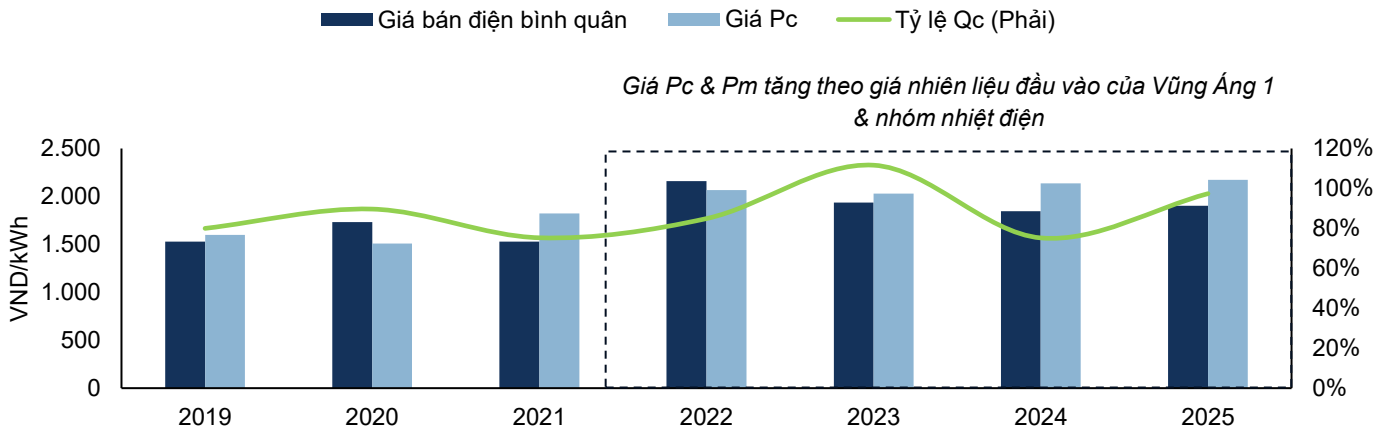


Nguồn: POW, FPTTS tổng hợp

1.2.2. Giá bán điện: Duy trì mức cao kể từ năm 2022 nhờ tỷ lệ Qc lớn và giá Pc tăng theo giá than

Giá bán điện bình quân nhóm điện than tăng trưởng +5,7%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025 nhờ: (1) Tỷ lệ Qc duy trì mức cao giúp phần lớn sản lượng điện được thanh toán theo giá Pc có mặt bằng thường cao hơn Pm; (2) Giá Pc điều chỉnh tăng theo giá than đầu vào sau khi nhà máy chuyển sang sử dụng than trộn (kết hợp giữa than nội địa và than nhập khẩu) có giá thành cao hơn, nhằm bù đắp tình trạng thiếu hụt nguồn cung than nội địa từ Vinacomim.

Giá bán điện duy trì mức cao nhờ tỷ lệ Qc lớn & giá than tăng



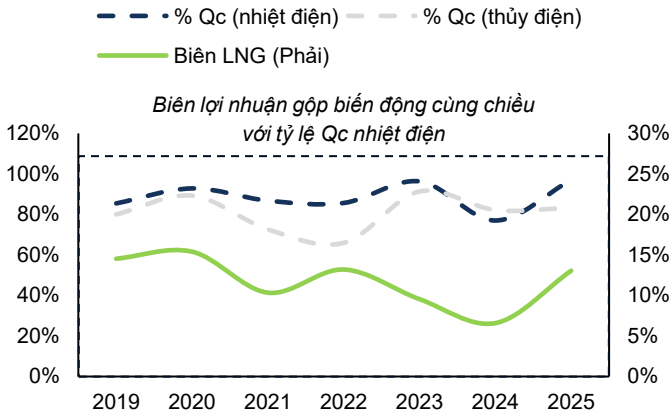
Nguồn: POW, FPTTS tổng hợp

2. Biên lợi nhuận gộp: Ảnh hưởng chính từ tỷ lệ Qc & sản lượng điện thực tế

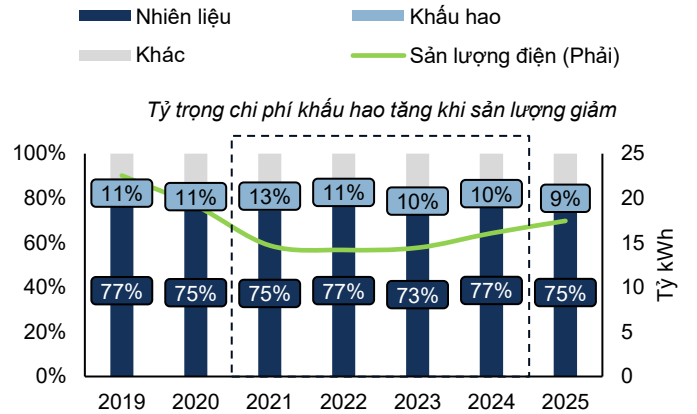
Biên lợi nhuận gộp của POW phản ánh chênh lệch giữa giá bán điện bình quân và giá thành sản xuất, trong đó yếu tố này chịu ảnh hưởng chính từ tỷ lệ Qc và sản lượng điện thực tế:

(1) Giá bán điện: Biên lợi nhuận gộp được hỗ trợ khi tỷ lệ Qc của các nhà máy nhiệt điện duy trì ở mức cao nhờ cơ chế chuyển giao chi phí nhiên liệu (~75% giá vốn) sang giá Pc. Ngược lại, biên lợi nhuận gộp không được đảm bảo ở phần sản lượng bán theo giá Pm do mức giá này có thể suy giảm trong các giai đoạn nhu cầu phụ tải thấp hoặc nguồn thủy điện được huy động mạnh.

(2) Giá thành sản xuất điện: Sản lượng điện thực tế ảnh hưởng trực tiếp đến giá thành sản xuất bình quân thông qua việc phân bổ các chi phí cố định (25% giá vốn) như khấu hao, bảo dưỡng sửa chữa, và nhân công. Sản lượng càng cao, chi phí cố định trên mỗi kWh càng thấp và biên lợi nhuận gộp càng được cải thiện.

Biên lợi nhuận gộp phụ thuộc lớn vào tỷ lệ Qc nhiệt điện do cơ chế chuyển giao chi phí của Pc
Chi phí sản xuất kinh doanh chủ yếu đến từ các khoản nhiên liệu và khấu hao


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp

2.1. Giá bán: Phần lớn lợi nhuận được đảm bảo nhờ cơ chế chuyển giao chi phí sang giá bán điện của giá Pc

Cơ chế PPA dài hạn giúp bảo vệ biên lợi nhuận gộp của POW thông qua việc: (1) Giá Pc được xây dựng theo cơ chế chuyển giao chi phí, cho phép nhà máy đưa các khoản chi phí nhiên liệu, vận hành và bảo dưỡng vào giá bán điện, qua đó đảm bảo mức lợi nhuận ổn định (*chi tiết*); (2) Giá Pm dễ bị kéo xuống khi 81% công suất đặt của các đơn vị tham gia thị trường đến từ các nhà máy có chi phí sản xuất thấp như thủy điện (chiếm 45% công suất trên thị trường) và sử dụng nhiên liệu đầu vào giá rẻ như nhiệt điện than (chiếm 36% công suất)

Tuy nhiên, cơ chế bảo vệ này có một giới hạn: Pc chỉ bù đắp chi phí nhiên liệu theo suất hao nhiệt³ thiết kế ghi trong hợp đồng thay vì suất hao nhiệt thực tế vận hành.

Suất hao nhiệt: Nhà máy vận hành thiếu hiệu quả khiến một phần chi phí nhiên liệu bị hao hụt

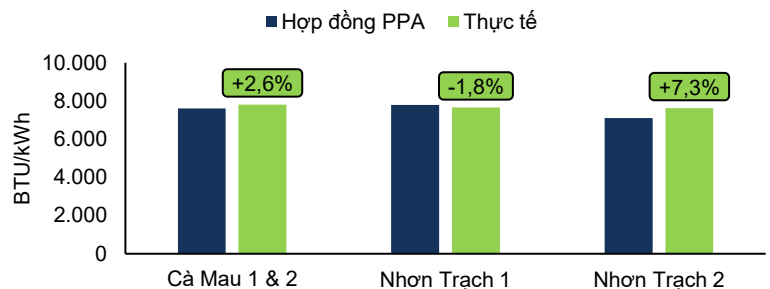
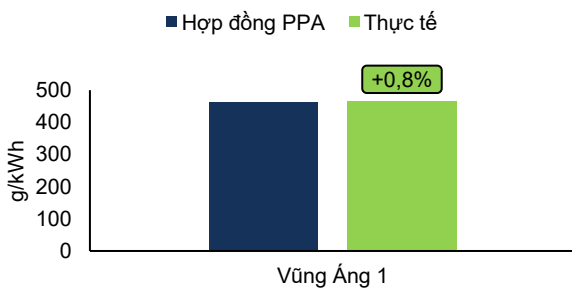
Trong thực tế, suất hao nhiệt các nhà máy nhiệt điện của POW tăng cao so với mức thiết kế trong hợp đồng PPA do: (1) Các dự án xuống cấp tự nhiên theo tuổi thọ vận hành, đặc biệt tại các nhà máy vận hành lâu năm như cụm Cà Mau 1 & 2 (18 năm) & Nhơn Trạch 2 (15 năm); (2) Việc chuyển đổi sang các nguồn nhiên liệu thay thế (than trộn và nguồn khí mới) làm giảm hiệu suất đốt cháy so với nhiên liệu gốc được sử dụng; (3) Các chu kỳ đại tu không hoàn toàn khôi phục được hiệu suất về mức ban đầu.

Điều này khiến lợi nhuận gộp của POW thiệt hại ~1.028 tỷ VND (tương đương 23% lợi nhuận gộp năm 2025) mỗi khi giá khí tăng +1,0 USD/MMBTU (trong bối cảnh sản lượng nhiên liệu & suất hao nhiệt thực tế không thay đổi so với năm 2025) do giá Pc không bù đắp toàn bộ chi phí nhiên liệu, buộc POW phải tự chi trả phần chi phí phát sinh thêm.

Suất hao nhiệt thực tế của các nhà máy điện hiện cao hơn so với hợp đồng PPA

Suất hao nhiệt nhà máy điện than

Suất hao nhiệt các nhà máy điện khí



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & ước tính

³ Suất hao nhiệt (heat rate): Thước đo hiệu suất chuyển đổi nhiệt năng (BTU khí và kg than tiêu thụ) sang điện năng của từng tổ máy. Giá trị này được cố định theo thông số thiết kế trong hợp đồng PPA và là cơ sở để tính thành phần VC trong Pc – nghĩa là EVN chỉ thanh toán chi phí nhiên liệu tương ứng với lượng tiêu thụ lý thuyết tại suất hao nhiệt thiết kế.

2.2. Giá thành sản xuất: Chủ yếu là chi phí biến đổi của nhóm nhiệt điện – tỷ trọng dần thu hẹp do thiếu khí

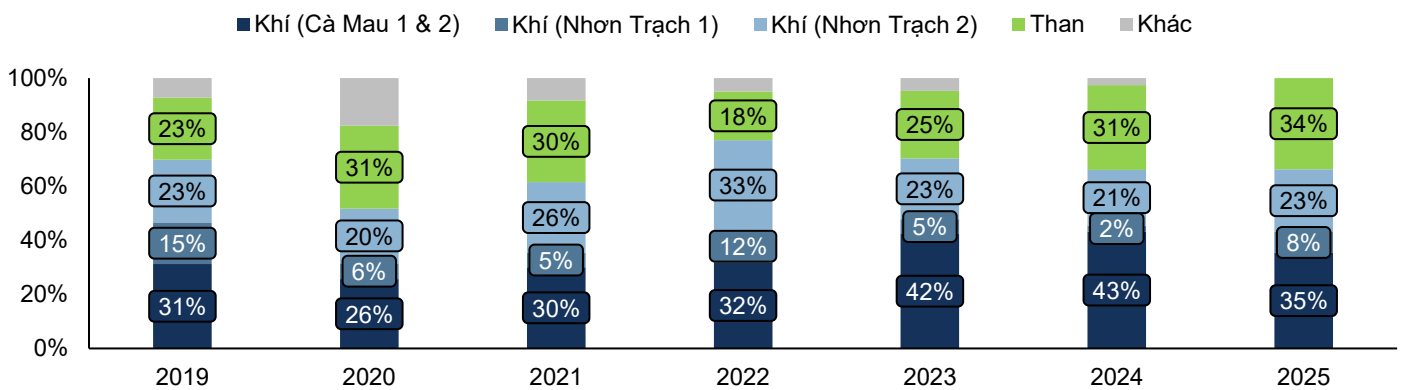
Chi phí biến đổi từ các nguồn nhiệt điện khí & than chiếm 75% giá thành sản xuất điện của POW, phần còn lại phát sinh từ các khoản chi phí cố định (25% giá thành, ít biến động & không đi theo sản lượng điện), bao gồm: (1) Khấu hao tài sản cố định (chiếm 51% chi phí cố định); (2) Dịch vụ mua ngoài (25% chi phí cố định, chủ yếu là bảo dưỡng và sửa chữa nhà máy định kỳ); (3) Chi phí nhân công (24% chi phí cố định).

Chi phí biến đổi: Chủ yếu đến từ chi phí mua khí – tỷ trọng dần thu hẹp do tình trạng suy giảm nguồn cung

96% chi phí biến đổi của doanh nghiệp đến từ các khoản nhiên liệu đầu vào, bao gồm: (1) Chi phí mua khí Tây Nam Bộ cho cụm Cà Mau 1 & 2 (chiếm bình quân 37% chi phí biến đổi); (2) Chi phí mua khí Đông Nam Bộ cho cụm Nhơn Trạch 1 & 2 (32% chi phí biến đổi); (3) Chi phí mua than cho nhà máy điện Vũng Áng 1 (28% chi phí biến đổi).

Ngoài ra, các nhà máy còn sử dụng dầu DO làm nhiên liệu phát điện (ước tính chiếm 3% chi phí biến đổi hàng năm). Tuy nhiên, dầu DO chỉ được sử dụng làm nhiên liệu dự phòng và không có khả năng thay thế hoàn toàn khí tự nhiên & than vì: (1) Chi phí sản xuất điện từ dầu DO cao gấp 2 – 3 lần so với nhiên liệu chính; (2) Việc sử dụng dầu DO thường xuyên có thể làm giảm tuổi thọ tuabin và gia tăng chi phí bảo dưỡng hàng năm do hàm lượng lưu huỳnh trong dầu gây ăn mòn các linh kiện bên trong tuabin.

Chi phí biến đổi chủ yếu là các khoản mua khí & than



Nguồn: FPTSS ước tính

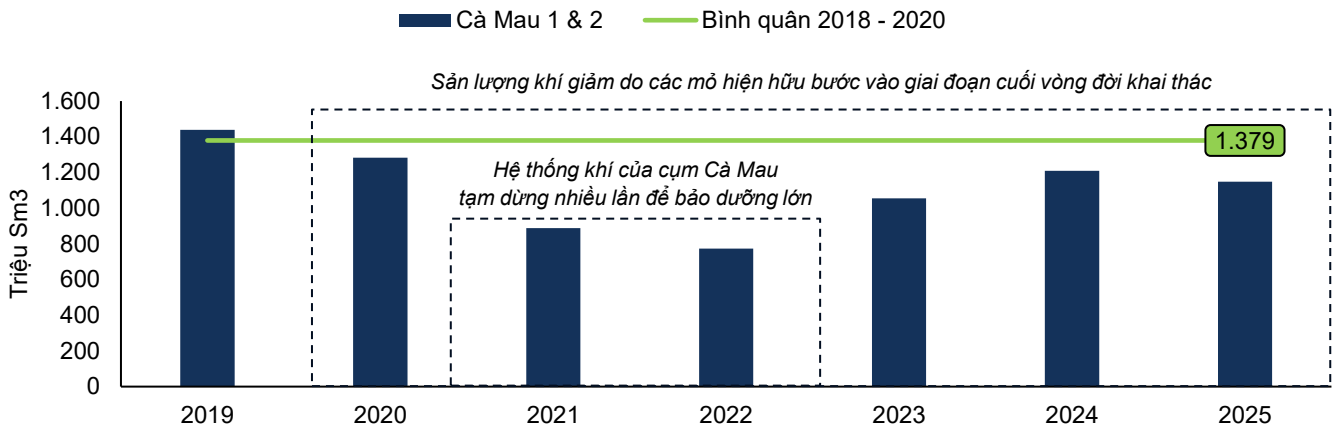
2.2.1. Khí tự nhiên: Sản lượng khí suy giảm, giá mua khí duy trì mức cao sau căng thẳng địa chính trị

Nguồn cung khí: Cụm Cà Mau cải thiện sau bảo dưỡng, cụm Nhơn Trạch giảm do các mỏ gần hết trữ lượng

POW nhận khí từ hai hệ thống đường ống độc lập, mỗi hệ thống cấp riêng cho một cụm nhà máy:

(1) Cụm Cà Mau 1 & 2 – Khí Tây Nam Bộ: Nguồn khí đến từ mỏ PM3 – CAA (lô liên doanh Việt Nam – Malaysia do Petronas điều hành), được vận chuyển qua đường ống PM3 – Cà Mau của PV Gas. Sản lượng khí cung cấp cho nhà máy điện được tổng hợp từ hai nguồn: (1) Phần sản lượng thuộc quyền khai thác của phía Việt Nam do PV Gas thu mua, xử lý và phân phối đến POW theo hợp đồng GSA dài hạn; (2) Phần sản lượng thuộc quyền khai thác của phía Malaysia do Petronas bán lại cho PV Gas theo hợp đồng riêng biệt – PV Gas sau đó phân phối toàn bộ đến POW theo cùng một đầu mối hợp đồng GSA.

Sản lượng khí đầu vào của cụm Cà Mau 1 & 2 cải thiện +14,0%/năm trong giai đoạn 2023 – 2025, chủ yếu nhờ hoàn tất các đợt bảo dưỡng lớn tại hệ thống khí thượng nguồn, bao gồm đường ống PM3 – Cà Mau và các công trình xử lý khí liên quan. Tuy nhiên, mức cấp khí hiện tại trong giai đoạn này vẫn thấp hơn -17,5% so với bình quân giai đoạn trước khi xảy ra tình trạng thiếu khí (2018 – 2020) do các mỏ khí đang khai thác ở khu vực này bắt đầu bước vào giai đoạn suy giảm từ năm 2020.

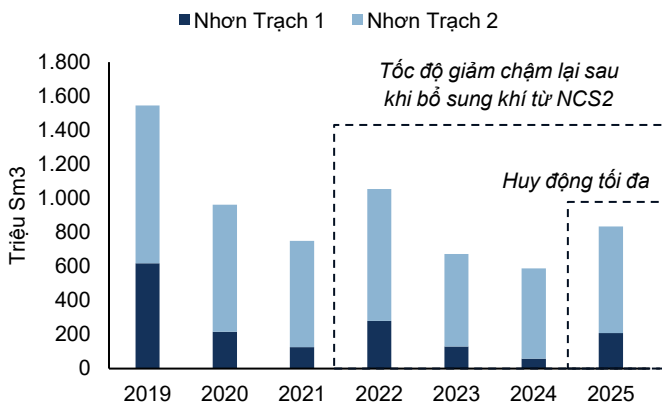
Sản lượng khí của cụm Cà Mau cải thiện sau khi bảo dưỡng xong hệ thống khí


Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

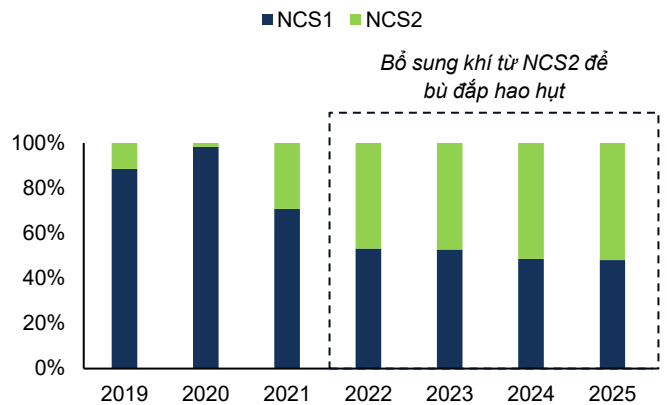
(2) Cụm Nhơn Trạch 1 & 2 – Khí Đông Nam Bộ: Nguồn khí chủ yếu đến từ các mỏ nằm trong bể Nam Côn Sơn, được PV Gas thu mua và phân phối đến doanh nghiệp.

Sản lượng khí đầu vào của POW từ khu vực này suy giảm -25,2%/năm trong giai đoạn 2022 – 2024 sau khi các mỏ ban đầu cung cấp khí chính cho doanh nghiệp đã qua đỉnh sản lượng, khiến POW phải tiêu thụ thêm khí từ các mỏ mới trong khu vực Nam Côn Sơn 2 có cước phí cao hơn kể từ năm 2022 nhằm bù đắp một phần lượng khí hao hụt.

Sản lượng khí sau đó phục hồi với +41,6% YoY trong năm 2025 nhờ doanh nghiệp không còn chịu áp lực cạnh tranh lớn từ các nguồn điện rẻ sau khi Nghị định 100/2025/NĐ-CP chuyển đổi cơ chế huy động nhiệt điện khí nội địa theo tối đa khả năng cấp khí.

Sản lượng khí cụm Nhơn Trạch suy giảm do các mỏ chủ lực đến giai đoạn cuối đời khai thác
Nguồn cung khí tự nhiên của cụm Nhơn Trạch dần phụ thuộc khu vực Nam Côn Sơn 2


Nguồn: POW, FPTS tổng hợp



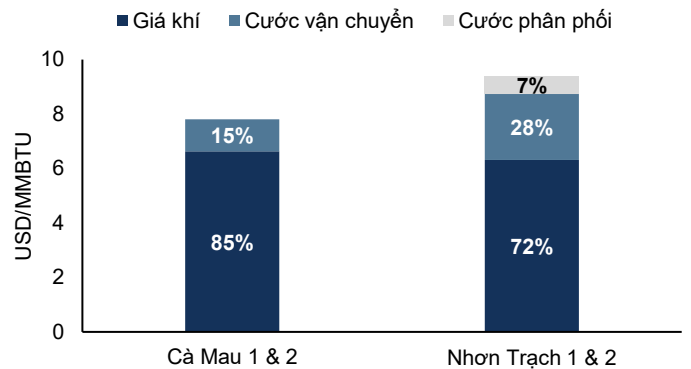
Nguồn: FPTS ước tính

Giá mua khí biến động theo giá dầu, phí vận chuyển tăng do tiêu thụ thêm khí từ khu vực có cước đắt hơn
Chi phí mua khí tại nhà máy của doanh nghiệp được cấu thành từ ba yếu tố:

(1) Giá khí chiếm ~66% chi phí, được xác định bằng 46,0% giá MFO⁴ hoặc 12,7% giá dầu Brent tùy khu vực, với giá sàn là giá miệng giếng (tức giá khí mua của chủ mỏ tại điểm giao nhận từ mỏ) nhằm đảm bảo lợi nhuận cho đơn vị phân phối;

(2) Cước phí vận chuyển chiếm ~29%, có xu hướng trượt giá từ ~1,5 – 2,0% mỗi năm;

(3) Cước phí phân phối chiếm ~6%, được xác định tại thời điểm ký hợp đồng mua khí GSA và giữ cố định trong suốt thời hạn hợp đồng (tương đương vòng đời dự án).

Cơ cấu giá mua nhiên liệu tại nhà máy chịu ảnh hưởng chính từ giá khí thị trường


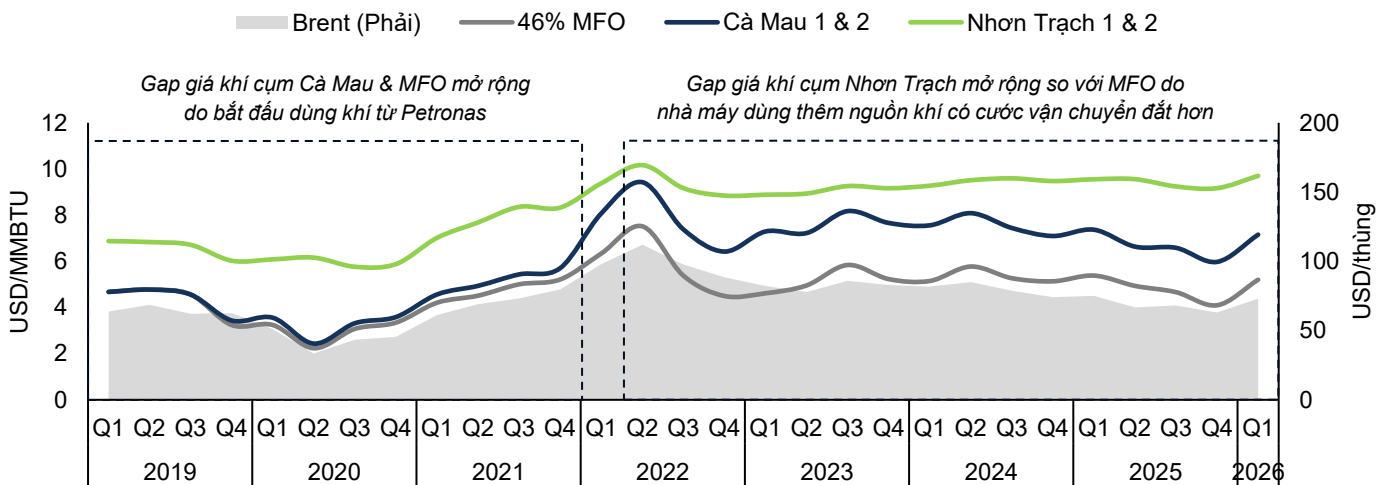
Nguồn: FPTTS ước tính

Giá mua khí tại nhà máy của doanh nghiệp qua đó được thể hiện theo công thức sau:

(1) Phần sản lượng mua từ PV Gas: Max (46% giá MFO, giá miệng giếng) + Cước phí vận chuyển & phân phối

(2) Phần sản lượng Petronas bán lại: Max (12,7% Brent, giá miệng giếng) + Cước phí vận chuyển & phân phối.

Trong đó, giá MFO có xu hướng biến động theo giá dầu Brent với hệ số tương quan cao, ước tính đạt mức ~92% trong giai đoạn 2016 – 2025. Nguyên nhân do dầu FO là sản phẩm thu được trong quá trình chưng cất dầu thô, do đó khi giá dầu thô biến động thì chi phí sản xuất và giá dầu FO cũng sẽ bị ảnh hưởng trực tiếp theo.

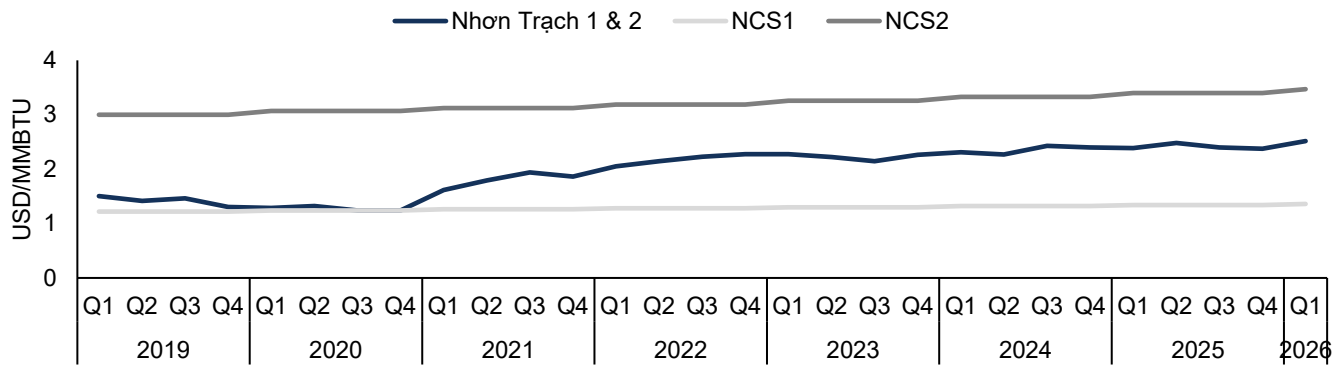
Giá mua khí tại nhà máy & giá MFO biến động cùng chiều với giá dầu Brent


Nguồn: POW, NT2, Bloomberg, FPTTS tổng hợp & ước tính

Chi phí vận chuyển khí của POW tăng do cụm Nhơn Trạch 1 & 2 tiêu thụ thêm khí từ mỏ ở Nam Côn Sơn 2

Cước phí vận chuyển khí bình quân của cụm Nhơn Trạch tăng cao, đạt +10,2%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025. Nguyên nhân do cơ cấu sản lượng khí đầu vào từ các mỏ khí ở Nam Côn Sơn 2 của nhà máy tăng +22,7 đpt cùng giai đoạn (chiếm 52% nguồn cung khí) so với giai đoạn trước đó, trong khi hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 2 có mức cước phí vận chuyển cao gấp đôi so với tuyến ống cũ Nam Côn Sơn 1.

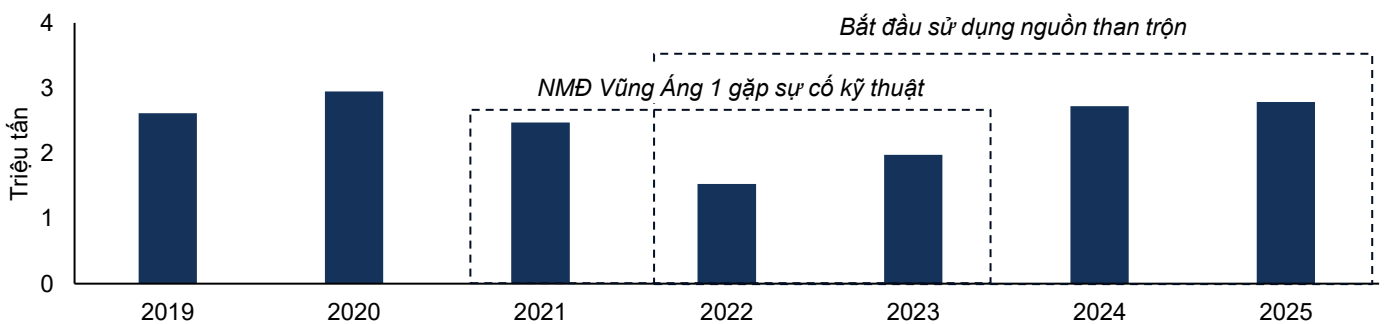
⁴ MFO : Giá dầu FO trung bình tháng tại thị trường Singapore theo Tạp chí Platt's

Chi phí vận chuyển của cụm Nhơn Trạch 1 & 2 tăng cao sau khi tiêu thụ thêm khí từ Nam Côn Sơn 2


Nguồn: FPTIS ước tính

2.2.2. Than: Rủi ro thiếu than giảm nhờ trộn thêm than nhập khẩu, song áp lực chuyển sang giá nhiên liệu
Nguồn cung than ổn định, đủ khả năng đáp ứng huy động sau khi nhà máy sử dụng thêm than nhập khẩu

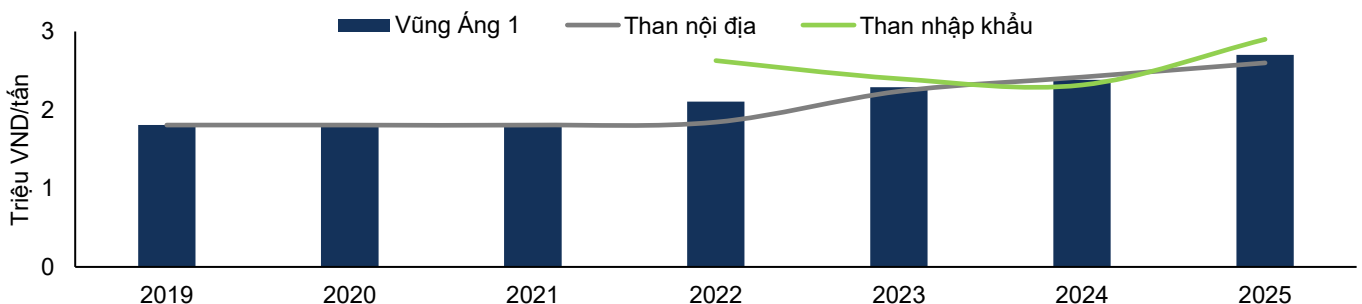
Nguồn cung than đầu vào cho Vũng Áng 1 là than trộn từ: (1) Than nội địa từ mỏ Hòn Gai & Cẩm Phả (80%) và Vàng Danh (20%) tại tỉnh Quảng Ninh, được cung cấp bởi Vinacomin theo cơ chế giá điều tiết, điều chỉnh định kỳ theo chính sách và ít biến động hơn giá thị trường; (2) Than nhập khẩu theo giá thị trường quốc tế (benchmark Newcastle ICE) – biến động mạnh theo cung cầu toàn cầu và tỷ giá USD/VND. Trong đó, tỷ lệ pha trộn trong ngắn hạn được điều chỉnh linh hoạt theo khả năng cung ứng thực và có xu hướng tăng dần tỷ trọng than nhập khẩu khi nguồn than nội địa ngày càng hạn chế – hệ quả của việc các mỏ than Quảng Ninh đang khai thác ở độ sâu ngày càng lớn, làm tăng chi phí sản xuất và giảm sản lượng khả dụng cho xuất bán trong nước.

Sản lượng than của Vũng Áng 1 duy trì ổn định sau khi sử dụng than trộn


Nguồn: POW, FPTIS tổng hợp

Giá than tăng cao sau khi nhà máy chuyển sang sử dụng than trộn nhằm đảm bảo đủ nguồn cung

Giá than đầu vào của Vũng Áng 1 tăng +10,5%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025 sau khi nhà máy chuyển sang sử dụng than trộn, khiến chi phí nhiên liệu gắn chặt hơn với biến động giá than thị trường quốc tế (benchmark Newcastle ICE) thay vì được bảo vệ bởi cơ chế giá điều tiết của Vinacomin như trước.

Giá than đầu vào duy trì mức cao sau khi POW sử dụng than nhập khẩu


Nguồn: MOIT, FPTIS tổng hợp & ước tính

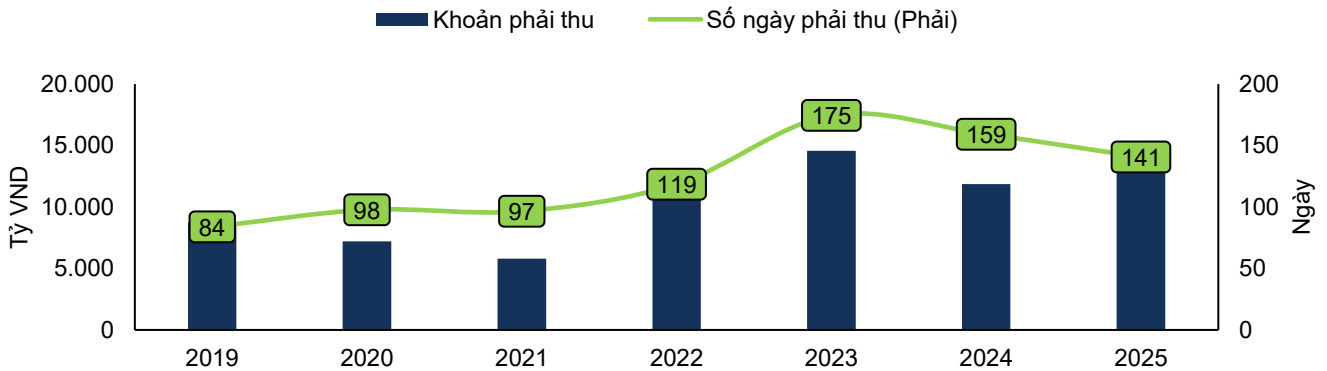
IV. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH

1. Số ngày phải thu giảm nhờ tài chính của đơn vị mua điện – EVN cải thiện sau khi tăng giá bán lẻ điện

Số ngày phải thu của POW cải thiện khi giảm từ 175 xuống 141 ngày trong giai đoạn 2023 – 2025, chủ yếu nhờ Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) – đối tác chiếm 99,5% khoản phải thu – được điều chỉnh tăng giá bán lẻ điện bình quân nhiều lần (CAGR +7,1%/năm trong cùng giai đoạn). Việc tăng giá giúp EVN cải thiện dòng tiền thu từ khách hàng cuối, qua đó nâng khả năng thanh toán đúng hạn cho POW theo các hợp đồng PPA.

Tuy nhiên, mức 141 ngày trong năm 2025 vẫn cao hơn khoảng 1,6 lần so với trung bình giai đoạn 2018 – 2021 (thời điểm EVN chưa gặp khó khăn tài chính do chi phí mua điện tăng cao), cho thấy rủi ro thu hồi công nợ chưa được giải quyết triệt để. Điều này đặc biệt đáng lưu ý trong bối cảnh POW đưa vào vận hành dự án Nhơn Trạch 3 & 4 với giá bán điện và chi phí tài chính cao hơn, khiến áp lực dòng tiền và yêu cầu thu tiền đúng hạn trở nên quan trọng hơn.

Số ngày phải thu cải thiện nhờ tính hình tài chính của EVN cải thiện



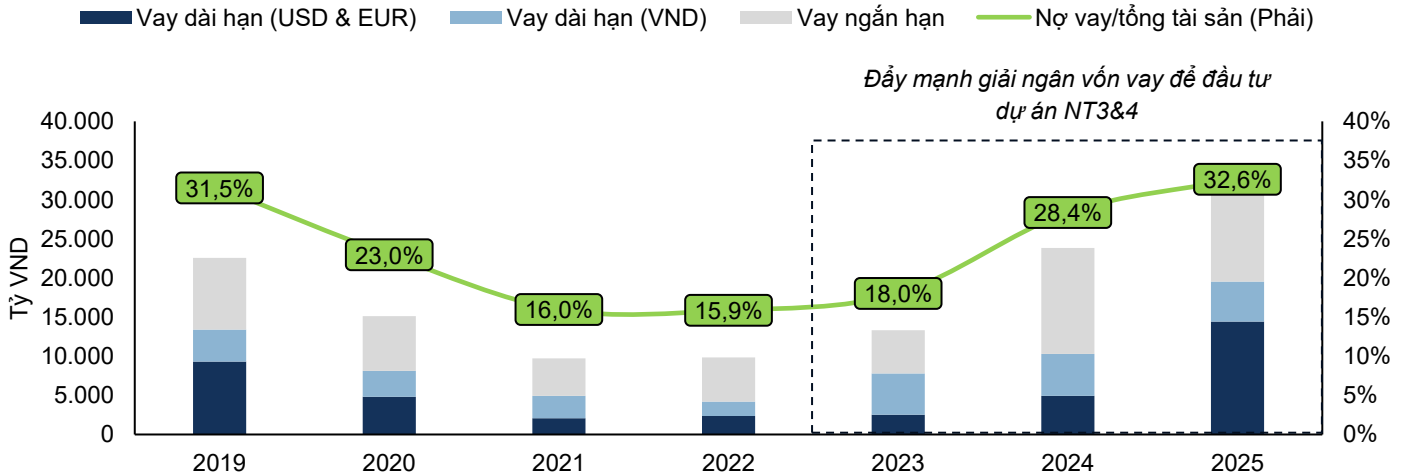
Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

2. Cơ cấu nợ vay đến từ các khoản ngoại tệ & lãi suất thả nổi, gây áp lực lên chi phí lãi vay & tỷ giá

Quy mô nợ vay của POW tăng trưởng mạnh +47,4%/năm trong giai đoạn 2022 – 2025, đạt 28.887 nghìn tỷ VND (chiếm 32,6% tổng tài sản năm 2025), chủ yếu nhằm tài trợ cho dự án điện khí Nhơn Trạch 3 & 4. Toàn bộ dư nợ dài hạn áp dụng lãi suất thả nổi (neo theo lãi suất tiền gửi của nhóm ngân hàng quốc doanh hoặc SOFR tùy khoản vay, cộng biên độ 1,5 – 2,0%), với cơ cấu nợ vay phần lớn là ngoại tệ (73,8% nợ vay dài hạn là USD) đến từ các tổ chức tín dụng xuất khẩu (ECA) và ngân hàng thương mại quốc tế.

Điều này khiến doanh nghiệp đồng thời chịu hai lớp rủi ro: (1) Chi phí lãi vay biến động theo xu hướng lãi suất thị trường; (2) Rủi ro tỷ giá khi VND mất giá so với USD, trực tiếp làm tăng nghĩa vụ nợ và chi phí tài chính.

Nợ vay tăng cao nhằm tài trợ cho việc đầu tư dự án Nhơn Trạch 3 & 4

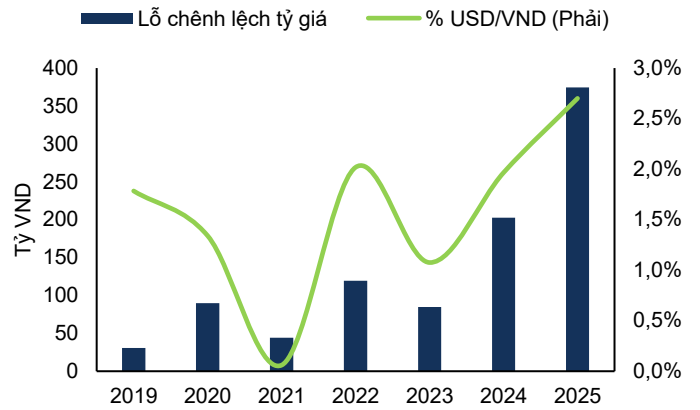


Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

Chi phí tài chính nhạy cảm với biến động lãi suất và tỷ giá: Chi phí lãi vay & lỗ chênh lệch tỷ giá trong năm 2025 lần lượt tăng +71,7% & +84,7% YoY (chiếm tổng 99,6% trong cơ cấu chi phí tài chính của doanh nghiệp). Nguyên nhân đến từ: (1) Chi phí lãi vay tăng theo mặt bằng lãi suất vay và quy mô nợ vay do doanh nghiệp đẩy mạnh việc giải ngân vốn vay ngoại tệ với lãi suất cao hơn nhằm triển khai dự án mới; (2) Lỗ chênh lệch tỷ giá trong năm chủ yếu phát sinh từ các khoản vay dài hạn bằng USD, trong bối cảnh VND tiếp tục mất giá so với USD (tỷ giá trung tâm tăng +2,7% YoY) làm gia tăng giá trị quy đổi của dư nợ và chi phí tài chính.

Chi phí lãi vay tăng theo dư nợ vay & mặt bằng lãi suất cho vay

Lỗ chênh lệch tỷ giá tăng do áp lực tỷ giá USD/VND trên phần dư nợ USD



Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

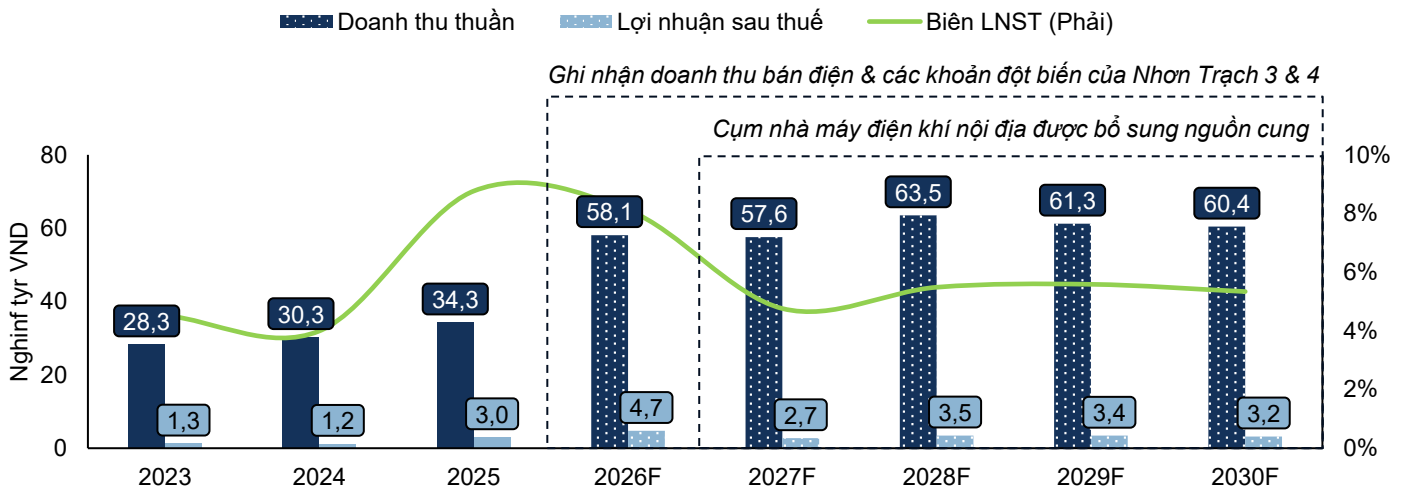
Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

V. TRIỂN VỌNG KINH DOANH VÀ YẾU TỐ THEO DÕI

1. Triển vọng kinh doanh: Doanh thu & lợi nhuận duy trì mức cao nhờ bổ sung nhà máy điện & mỏ khí mới

Chúng tôi dự phóng kết quả kinh doanh của của POW tăng trưởng tích cực trong giai đoạn 2026F – 2030F, với doanh thu thuần và lợi nhuận sau thuế lần lượt tăng +12,0% & +7,8%/năm.

Doanh thu & lợi nhuận tăng nhờ cụm điện khí khai thác thêm nhà máy & mỏ khí mới



Nguồn: POW, FPTS tổng hợp & dự phóng

Trong đó, có sự khác biệt giữa hai giai đoạn:

Ngắn hạn (2026F): Doanh thu thuần & lợi nhuận sau thuế dự kiến lần lượt tăng +69,4% & +56,8% YoY (đạt 58.124 & 4.716 tỷ VND), chủ yếu nhờ cụm nhà máy điện Nhơn Trạch 3 & 4 bắt đầu vận hành thương mại, giúp doanh nghiệp ghi nhận thêm: (1) 22.357 tỷ VND doanh thu từ việc bán điện; (2) 1.105 tỷ VND doanh thu đột biến sau khi EVN đền bù do không huy động đủ Qc trong năm; (3) 1.967 tỷ VND doanh thu đột biến nhờ thu hồi tiền bán điện từ việc chạy thử dự án vào năm 2025.

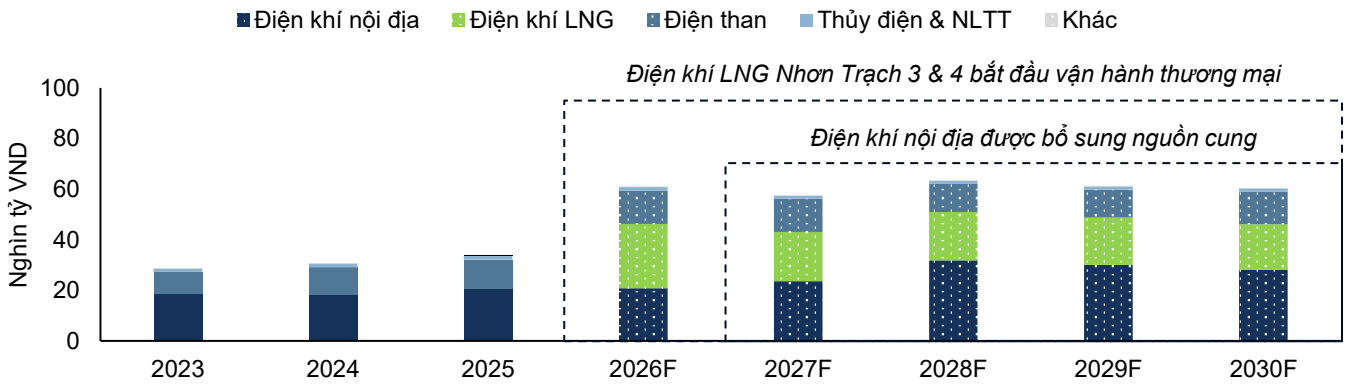
Trung hạn (2027F – 2030F): Doanh thu thuần của POW tăng +1,0%/năm, trong khi lợi nhuận sau thuế giảm -9,1%/năm do: (1) Sản lượng điện của cụm Nhơn Trạch 3 & 4 giảm tương ứng với khối lượng khí đầu vào được cam kết trong hợp đồng cung cấp khí với PV GAS; (2) Không còn ghi nhận các khoản doanh thu đột biến một lần của năm 2026F. Tuy nhiên, lợi nhuận sau thuế vẫn cao hơn gấp 1,8 lần so với bình quân giai đoạn thiếu khí 2023 – 2025, nhờ doanh thu từ cụm Cà Mau 1 & 2 và Nhơn Trạch 1 & 2 (chiếm bình quân 47,0% doanh thu thuần dự phóng) tăng lần lượt +3,8% & +11,9%/năm sau khi các mỏ khí mới được đưa vào khai thác giúp bổ sung thêm nguồn cung nhiên liệu.

1.1. Doanh thu: Tăng trưởng theo sản lượng nhờ vận hành thêm dự án & khai thác các mỏ mới

Doanh thu thuần của POW tăng trưởng +12,0%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó:

- (1) Mảng nhiệt điện khí (chiếm bình quân 78,4% doanh thu dự phóng) tăng +13,8%/năm chủ yếu nhờ sản lượng điện tăng sau khi bổ sung thêm nhà máy điện & mỏ khí mới;
- (2) Nhiệt điện than (chiếm bình quân 20,5% doanh thu dự phóng) tăng +2,6%/năm nhờ hiện tượng El Nino gây thời tiết khô hạn, qua đó thúc đẩy huy động điện than nhằm bù đắp phần thiếu hụt từ thủy điện & đáp ứng tăng trưởng nhu cầu phụ tải hệ thống;
- (3) Ngược lại, thủy điện (chiếm bình quân 2,1% doanh thu dự phóng) giảm -6,8%/năm do ảnh hưởng từ thời tiết.

Doanh thu tăng trưởng nhờ được bổ sung nguồn cung khí & vận hành điện khí LNG

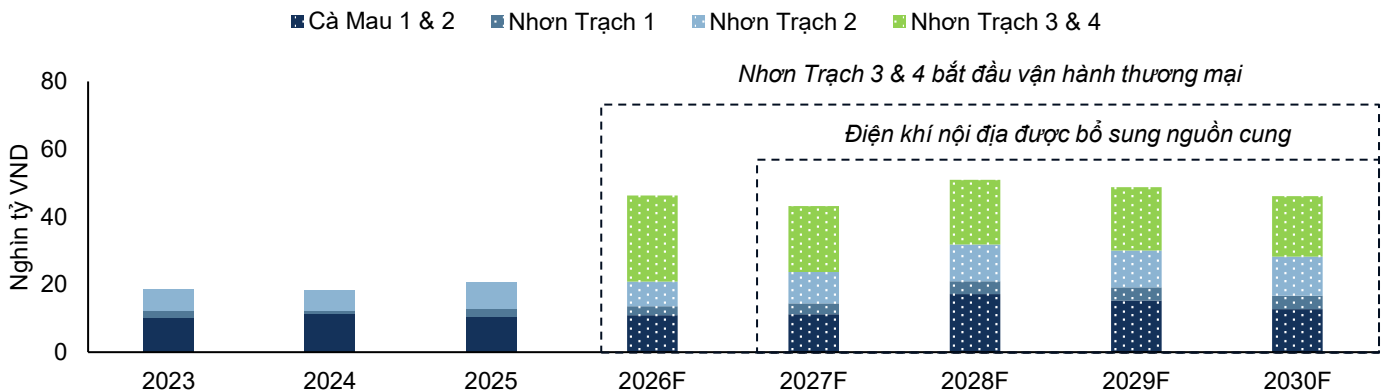


Nguồn: POW, FPT S tổng hợp & dự phóng

1.1.1. Điện khí: Doanh thu tăng trưởng nhờ vận hành thêm dự án & khai thác các mỏ khí nội địa mới

Doanh thu điện khí tăng trưởng +13,8%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F nhờ: (1) Sản lượng các nhà máy điện khí nội địa hồi phục sau khi nguồn cung được bổ sung nhờ lần lượt đưa các mỏ mới vào khai thác từ H2/2026F, qua đó khắc phục tình trạng thiếu hụt nhiên liệu kéo dài trong giai đoạn 2023 – 2025; (2) Cụm dự án điện khí LNG Nhơn Trạch 3 & 4 bắt đầu vận hành thương mại, từ đó ghi nhận đồng thời các khoản doanh thu đột biến trong năm 2026F (thu hồi tiền bán điện từ giai đoạn chạy thử trong năm 2025 & đền bù Qc từ EVN) cùng với kết quả kinh doanh từ hoạt động phát điện.

Doanh thu điện khí tăng trưởng nhờ vận hành thêm Nhơn Trạch 3 & 4

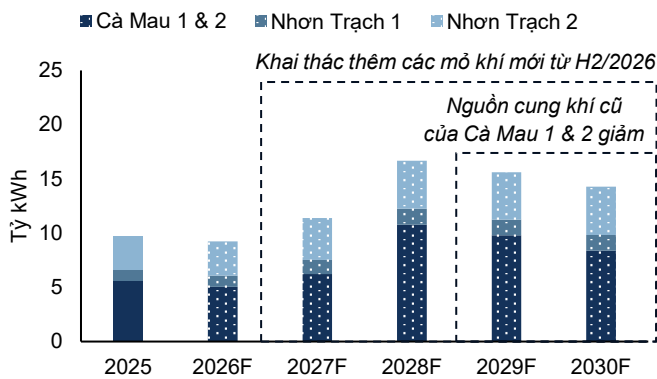


Nguồn: POW, FPT S tổng hợp & dự phóng

(1) Điện khí nội địa: Sản lượng hồi phục nhờ khai thác mỏ mới, giá bán điện giảm theo giá khí

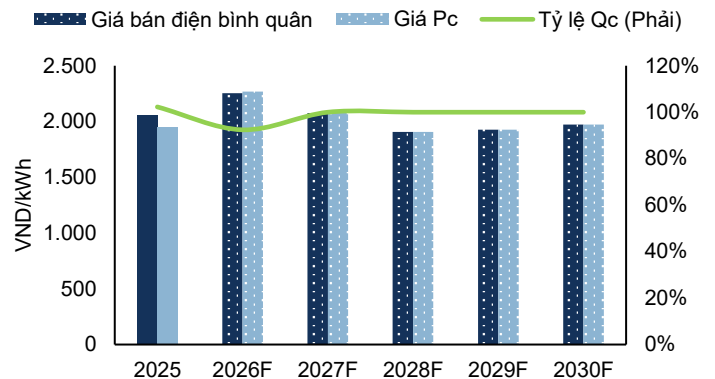
Sản lượng điện khí nội địa hồi phục +8,0%/năm trong 2026F – 2030F, trong đó chia làm hai giai đoạn: (1) Sản lượng điện tăng +19,7%/năm trong 2026F – 2028F nhờ các khai thác thêm các mỏ mới giúp cải thiện khả năng cấp khí; (2) Sản lượng điện sau đó giảm -7,4%/năm trong 2029F – 2030F do nguồn cung khí từ lô PM3 – CAA (cung cấp cho cụm Cà Mau 1 & 2) suy giảm khi các dự án hiện hữu đi vào giai đoạn cuối đời khai thác.

Giá bán điện bình quân giảm -3,2%/năm trong 2026F – 2030F, trong đó: (1) Tỷ lệ Qc duy trì mức 100% nhờ Chính phủ ban hành [Nghị định 100/2025/NĐ-CP](#) vào tháng 5/2025, quy định về việc các nhà máy điện khí nội địa được huy động tối đa theo khả năng cấp khí nhằm đảm bảo lợi nhuận cho chủ dự án trong bối cảnh nguồn cung nhiên liệu giảm (*chi tiết nhận định: Báo cáo chiến lược nhóm ngành Năng Lượng*); (2) Giá Pc giảm -3,4%/năm do kỳ vọng giá khí dần hạ nhiệt sau căng thẳng Mỹ - Iran (*chi tiết: Báo cáo cập nhật ảnh hưởng xung đột Mỹ - Iran*).

Sản lượng điện khí nội địa hồi phục nhờ khai thác thêm các mỏ mới từ H2/2026


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

(*) Giá điện được xác định theo giá bình quân gia quyền theo sản lượng của các nhà máy điện khí nội địa

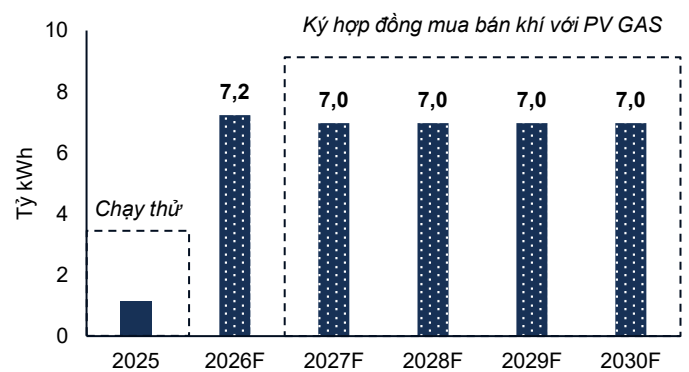
Giá bán điện bình quân giảm do giá Pc điều chỉnh theo giá khí


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

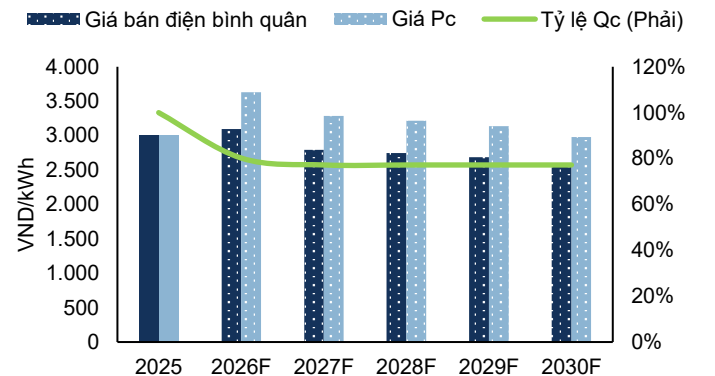
(2) Điện khí LNG (Nhơn Trạch 3 & 4): Sản lượng được đảm bảo nhờ đã ký hợp đồng mua khí với PV GAS

Sản lượng điện khí LNG giảm -0,9%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó chia ra làm hai giai đoạn: (1) Sản lượng đạt 7,2 tỷ kWh trong năm 2026F nhờ cụm nhà máy vận hành ở công suất cao trong năm đầu thương mại hóa; (2) Sản lượng điện sau đó duy trì ở mức 7,0 tỷ kWh trong giai đoạn 2027F – 2030F, phản ánh khối lượng khí được cam kết theo hợp đồng mua khí dài hạn với PV GAS – đủ để đáp ứng mức sản lượng hợp đồng Qc 65% (tương đương 5,3 tỷ kWh theo thiết kế).

Giá bán điện bình quân giảm -4,5%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó: (1) Giá Pc giảm -4,8%/năm do điều chỉnh theo giá khí sau khi căng thẳng địa chính trị Mỹ – Iran dần hạ nhiệt; (2) Tỷ lệ Qc thực tế duy trì 80% trong năm 2026 & ổn định ở mức 77% trong giai đoạn 2027F – 2030F.

Sản lượng điện duy trì ổn định do xác định trước khối lượng khí với PV GAS


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

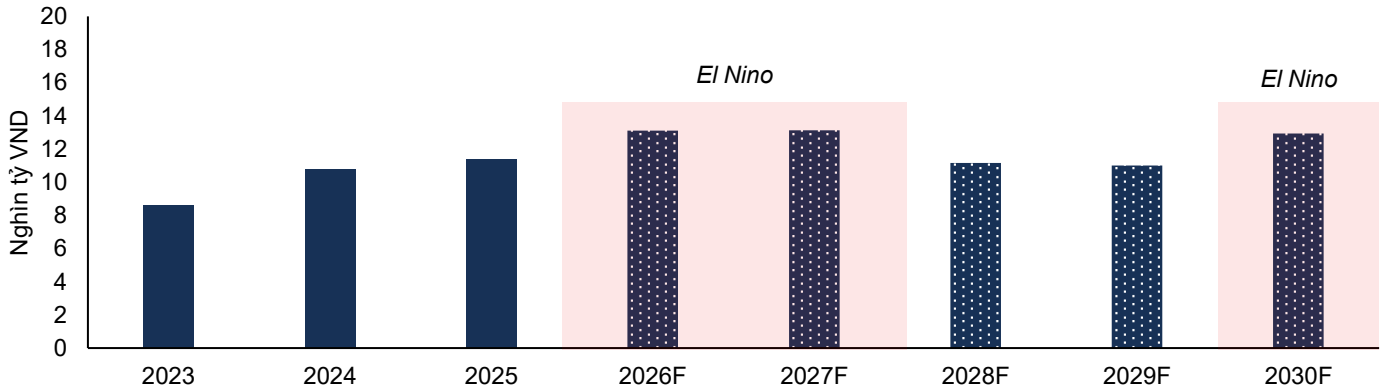
Giá bán điện bình quân giảm do giá Pc điều chỉnh theo giá khí đầu vào


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

1.1.2. Điện than: Doanh thu tăng theo sản lượng nhờ thời tiết khô hạn & nhu cầu phụ tải tăng

Doanh thu điện than tăng +2,6%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F nhờ: (1) Sản lượng điện tăng +2,1%/năm nhờ nhu cầu huy động điện than cao vì thời tiết thuận lợi; (2) Giá bán điện bình quân tăng +0,5%/năm nhờ kỳ vọng giá than nội địa tăng do các mỏ lộ thiên dần cạn kiệt, buộc chủ đầu tư phải chuyển dần sang khai thác hầm lò với chi phí cao hơn, trong khi giá nhập khẩu tăng cao theo nhu cầu sử dụng than cho phát điện.

Doanh thu điện than tăng cao nhờ hiện tượng El Nino giúp nhu cầu huy động tăng



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

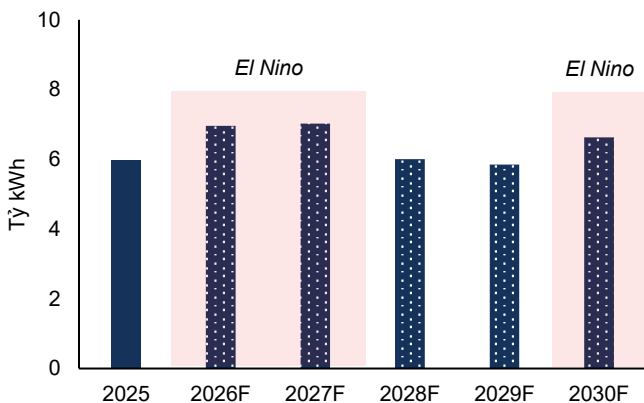
(1) Sản lượng điện tăng nhờ thời tiết khô hạn làm tăng nhu cầu huy động nguồn nhiệt điện than

Sản lượng điện than tăng +2,1%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó biến động sản lượng chia thành ba giai đoạn tương ứng với kịch bản dự phóng El Nino/La Nina của chúng tôi (*chi tiết*): (1) Sản lượng điện tăng +8,4%/năm trong 2026F – 2027F nhờ thời tiết duy trì pha El Nino gây khô hạn, thúc đẩy nhu cầu huy động điện than bù đắp cho thủy điện suy giảm; (2) Sản lượng điện giảm -8,7%/năm trong 2028F – 2029F khi thời tiết chuyển về pha trung tính, thủy văn hồi phục làm giảm áp lực huy động điện than; (2) Sản lượng điện phục hồi tăng +13,3% YoY trong 2030F nhờ chu kỳ El Nino quay trở lại, tạo điều kiện khô hạn thuận lợi cho huy động điện than.

(2) Giá bán điện bình quân duy trì mức cao nhờ giá than đầu vào tăng & tỷ lệ Qc ổn định

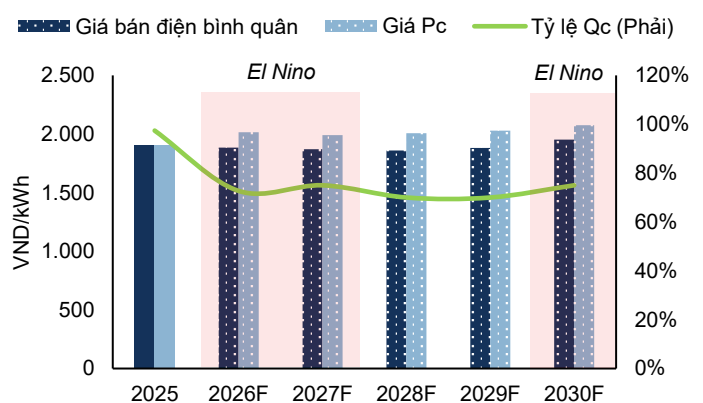
Giá bán điện than tăng +0,5%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó: (1) Giá Pc tăng +0,2%/năm chủ yếu nhờ thành phần chi phí nhiên liệu điều chỉnh tăng theo giá than đầu vào; (2) Tỷ lệ Qc duy trì mức cao (70 – 75% phụ thuộc vào điều kiện khí hậu) nhằm đảm bảo cung ứng điện nền ổn định cho hệ thống, đặc biệt trong các giai đoạn El Nino khi thủy điện suy giảm và phụ tải tăng cao.

Sản lượng điện than tăng cao nhờ nhu cầu phụ tải tăng & thời tiết thuận lợi



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

Giá bán điện than tăng chủ yếu do giá Pc điều chỉnh tăng theo giá than



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

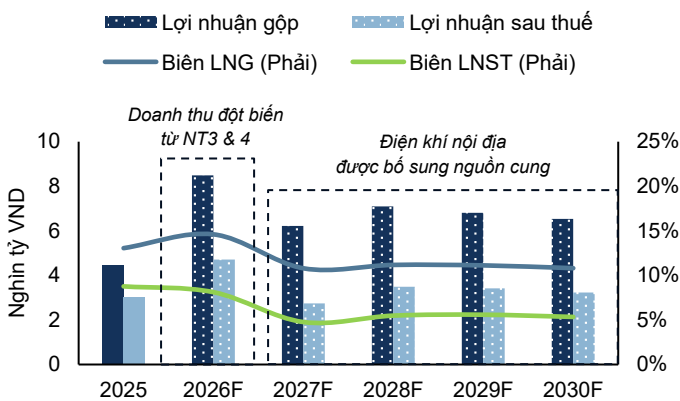
1.2. Biên lợi nhuận ổn định sau khi nguồn cung khí được đảm bảo sau khi khai thác các mỏ mới

Năm 2026F: Biên lợi nhuận gộp của POW tăng +1,5 đpt nhờ ghi nhận các khoản doanh thu đột biến của cụm Nhơn Trạch 3&4, tuy nhiên biên lợi nhuận sau thuế giảm -0,7 đpt do áp lực từ chi phí lãi vay tăng đột biến sau khi lãi vay vốn hóa trong giai đoạn xây dựng NT3&4 được chuyển sang chi phí.

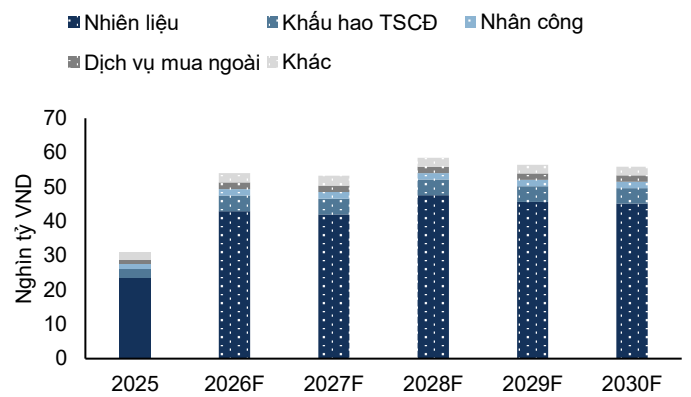
Giai đoạn 2027F – 2030F: Biên lợi nhuận gộp và lợi nhuận sau thuế lần lượt giảm -3,8 & -3,4 đpt trong năm 2027F khi không còn các khoản doanh thu đột biến của 2026F, sau đó duy trì ổn định ở mức ~11% & 5% trong giai đoạn 2028F – 2030F do cơ cấu doanh thu ổn định khi các nhà máy điện khí nội địa vận hành ở công suất cao nhờ: (1) Sản lượng khí LNG được cam kết trước theo hợp đồng mua bán khí dài hạn; (2) Nguồn khí nội địa được bù đắp từ các mỏ mới.

Các khoản biên lợi nhuận giảm từ 2026F do không còn doanh thu đột biến nhưng vẫn duy trì mức cao

Chi phí sản xuất kinh doanh tăng do phát sinh thêm chi phí từ NT3&4 và nguồn cung khí nội địa tăng



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

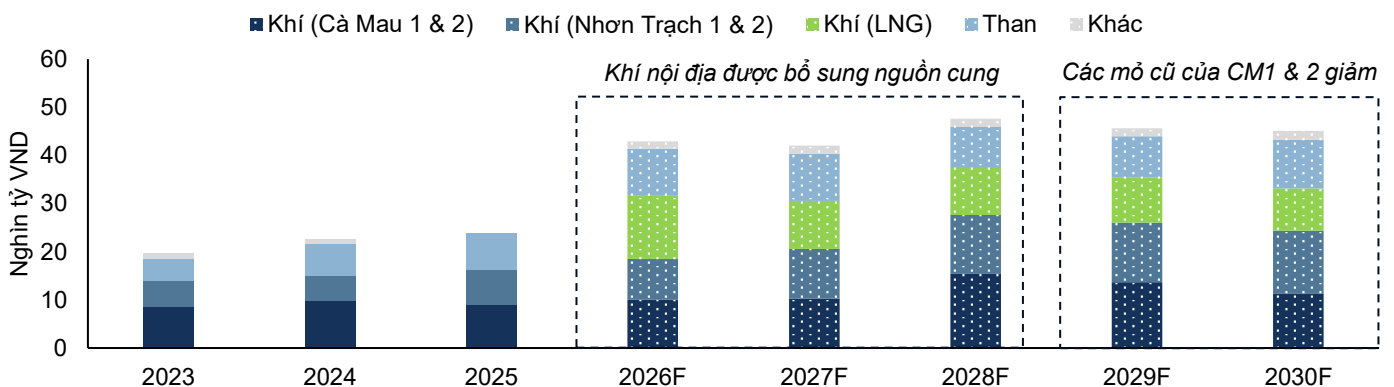


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

1.2.1. Chi phí nhiên liệu gia tăng do bổ sung thêm nguồn khí LNG và sản lượng khí nội địa phục hồi

Chi phí nhiên liệu của POW tăng +12,5%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, nguyên nhân do: (1) Chi phí mua khí nội địa (chiếm bình quân 52,5% chi phí nhiên liệu) tăng +8,4%/năm nhờ khai thác thêm các mỏ mới giúp tăng khả năng cấp khí cho sản xuất điện; (2) Doanh nghiệp phát sinh thêm chi phí mua khí LNG (chiếm bình quân 22,8% chi phí nhiên liệu) cho cụm Nhơn Trạch 3 & 4 sau khi nhà máy này được đưa vào vận hành; (3) Chi phí mua than (chiếm 20,9% chi phí nhiên liệu) tăng do sản lượng than đầu vào tăng nhằm đáp ứng nhu cầu huy động nhà máy.

Chi phí nhiên liệu tăng do cụm điện khí vận hành thêm nhà máy & bổ sung mỏ mới



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

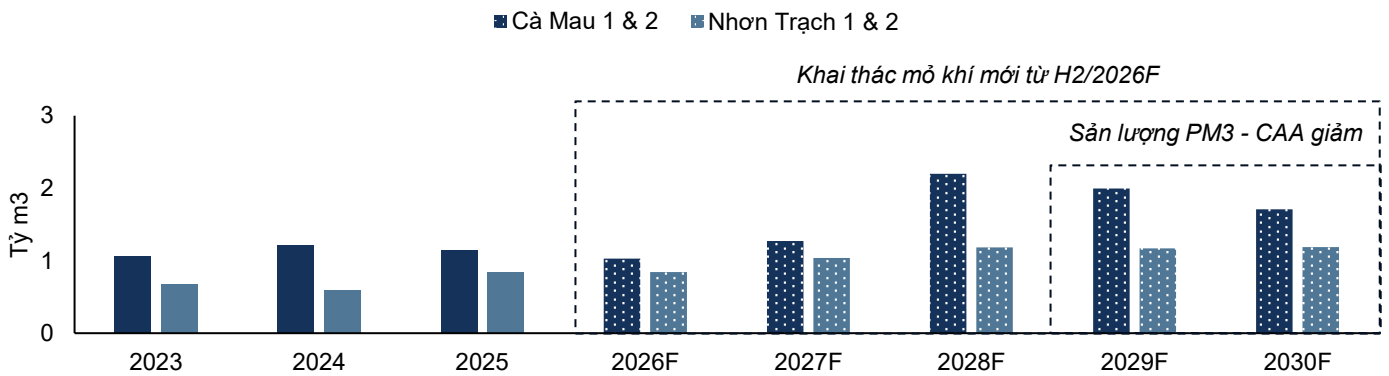
(1) Chi phí mua khí nội địa tăng do nguồn cung khí phục hồi & giá khí duy trì mức cao

Sản lượng khí đầu vào cho các nhà máy điện khí nội địa của POW tăng +7,9%/năm trong 2026F – 2030F. trong đó biến động có thể chia thành hai giai đoạn:

Giai đoạn 2026F – 2028F: Sản lượng khí đầu vào tăng +19,5%/năm nhờ nguồn cung được cải thiện khi thượng nguồn lần lượt đưa vào khai thác các mỏ mới, trong đó: (1) Cụm Cà Mau 1 & 2 (chiếm bình quân 60,2% sản lượng khí đầu vào) tăng +24,2%/năm nhờ được bổ sung từ hai mỏ Khánh Mỹ – Đầm Dơi và Nam Du – U Minh, dự kiến lần lượt cung cấp 687 & 497 triệu m³ khí/năm cho nhà máy tại đỉnh khai thác; (2) Cụm Nhơn Trạch 1 & 2 (chiếm 39,8% sản lượng khí đầu vào) tăng +12,4%/năm nhờ được bổ sung từ hai mỏ Sư Tử Trắng 2B (NCS2) và Thiên Nga – Hải Âu (NCS1), dự kiến lần lượt cung cấp cho nhà máy ~260 & 160 triệu m³/năm.

Giai đoạn 2029F – 2030F: Sản lượng khí đầu vào giảm -7,5%/năm do sản lượng khí cụm Cà Mau 1 & 2 giảm -7,5%/năm khi các mỏ hiện hữu thuộc Lô PM3 – CAA bước vào giai đoạn cuối đời khai thác, trong khi sản lượng khí tại Nhơn Trạch 1 & 2 đi ngang +0,2%/năm nhờ các mỏ mới đủ lớn để bù đắp cho sự suy giảm của các mỏ hiện hữu.

Sản lượng khí đầu vào tăng sau khi các mỏ mới được triển khai

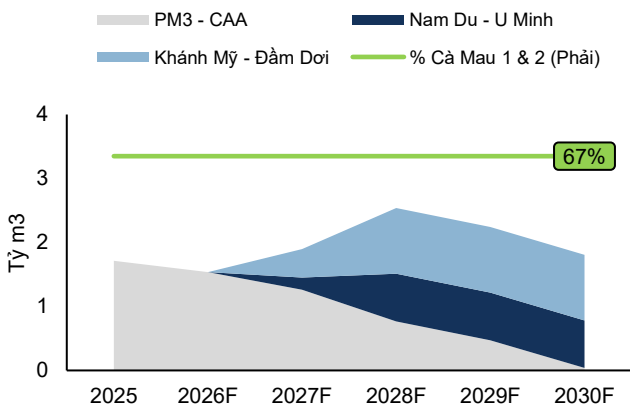


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

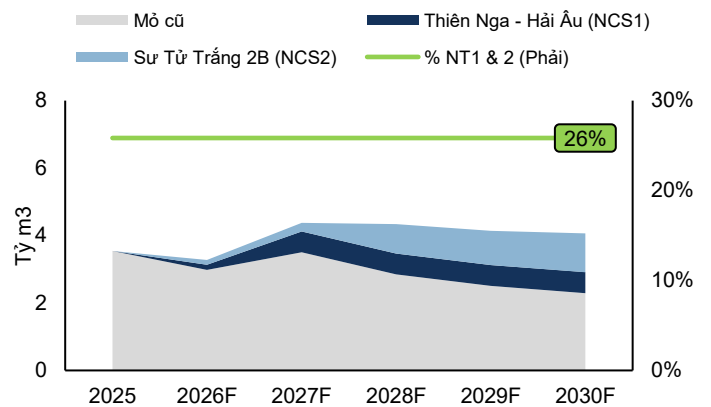
Sản lượng khí Tây Nam Bộ và Đông Nam Bộ cải thiện nhờ khai thác các mỏ mới nhằm chặn đà suy giảm

Sản lượng khí Tây Nam Bộ phục hồi từ nhờ vận hành thêm hai mỏ mới từ Q4/2027F

Sản lượng khí Đông Nam Bộ tăng nhờ khai thác thêm hai mỏ mới từ H2/2026F



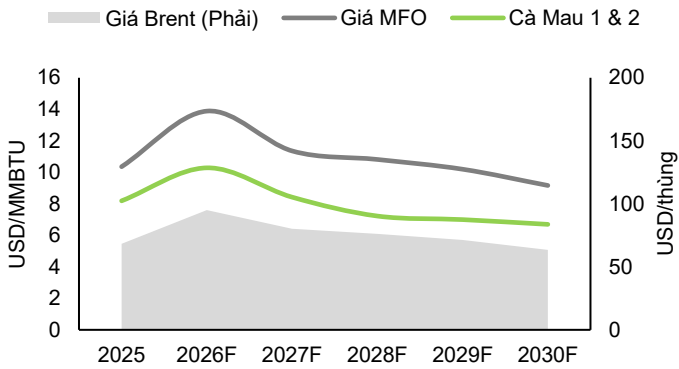
Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng



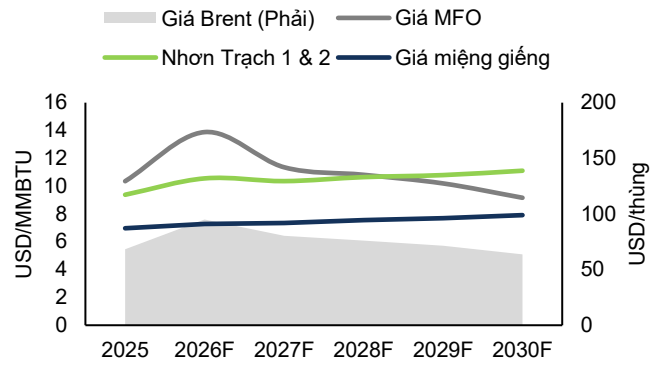
Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

Giá khí cụm Cà Mau 1 & 2 giảm -3,9%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó: (1) Giá khí tăng +25,6% YoY trong năm 2026F do căng thẳng địa chính trị Mỹ – Iran đẩy giá MFO & Brent (giá tham chiếu trong công thức định giá khí thị trường) lên cao; (2) Giá khí sau đó giảm -10,2%/năm trong 2027F – 2030F nhờ kỳ vọng căng thẳng địa chính trị hạ nhiệt.

Ngược lại, giá khí cụm Nhơn Trạch 1 & 2 tăng +3,4%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F do cơ cấu nguồn cung dần chuyển dịch sang các mỏ mới có giá khí tại miệng giếng cao hơn các mỏ hiện hữu nhằm phản ánh chi phí thăm dò và phát triển cao hơn so với các mỏ thế hệ cũ, qua đó kéo giá khí bình quân đầu vào của cụm nhà máy tăng theo.

Giá khí Cà Mau 1 & 2 giảm theo Brent & MFO, giá khí Nhơn Trạch 1 & 2 tăng do giá miệng giếng mở mới cao
Diễn biến giá mua khí tại nhà máy cụm Cà Mau 1 & 2
Diễn biến giá mua khí tại nhà máy Nhơn Trạch 1 & 2


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

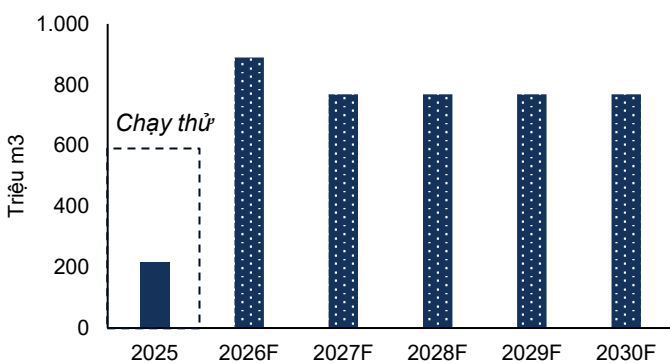
(2) Chi phí mua khí LNG giảm dần do nguồn cung khí cố định theo hợp đồng mua, trong khi giá khí giảm

Sản lượng khí LNG đạt 889 triệu m³ trong năm 2026F, sau đó giảm -13,5% YoY về mức ổn định 769 triệu m³/năm trong giai đoạn 2027F – 2030F, phản ánh khối lượng khí cố định đã cam kết trong hợp đồng mua bán khí với PV GAS.

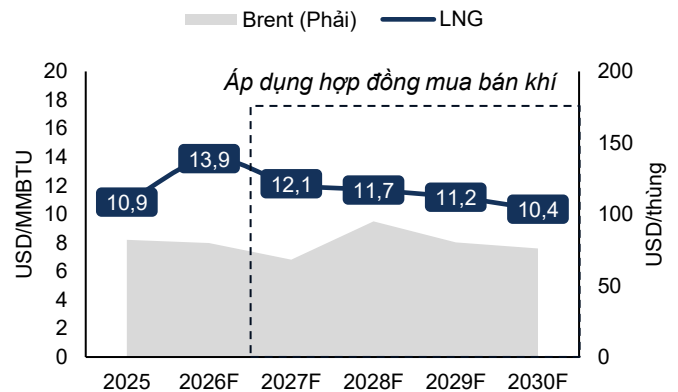
Giá khí LNG giảm -0,9%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó: (1) Giá khí tăng +28,1% YoY trong năm 2026F do căng thẳng địa chính trị Mỹ – Iran đẩy giá LNG giao ngay và cước phí vận chuyển lên cao; (2) Giá khí sau đó giảm -7,1%/năm trong 2027F – 2030F nhờ kỳ vọng căng thẳng địa chính trị hạ nhiệt và POW chuyển sang mua khí theo hợp đồng 5 năm với PV GAS – vốn thường thấp hơn giá LNG giao ngay.

Chúng tôi dự phóng giá khí LNG đầu vào của POW theo công thức Brent – slope, đến từ việc tham chiếu: (1) Các hợp đồng mua bán LNG trung hạn (kỳ hạn dưới 7 năm) của Shell & các đơn vị cung ứng khác tại khu vực châu Á; (2) Giá mua LNG thực tế trong giai đoạn chạy thử Nhơn Trạch 3 & 4. Theo đó, giá mua LNG theo hợp đồng tại nhà máy của doanh nghiệp được chúng tôi định giá theo công thức như sau:

$$10,6\% \text{ Brent} * (1 + \text{thuế nhập khẩu}) + \text{freight} + \text{cước vận chuyển \& tái hóa khí}$$

Sản lượng khí LNG duy trì ổn định sau khi ký hợp đồng mua bán khí trung hạn với PV GAS
Giá mua LNG tại nhà máy giảm nhờ hạ nhiệt địa chính trị & chuyển từ mua spot sang hợp đồng


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

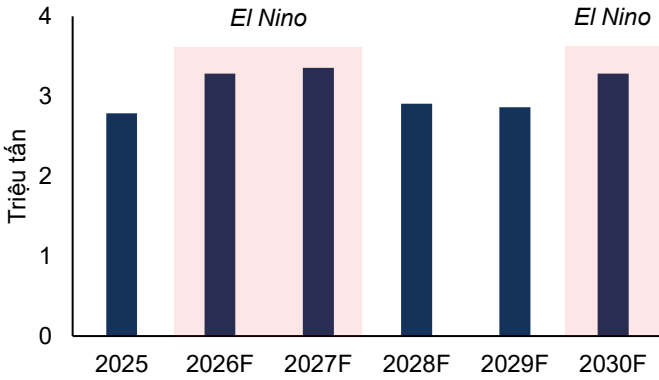
(3) Chi phí mua than tăng do sản lượng than đầu vào & giá than đều duy trì mức cao

Sản lượng than đầu vào tăng +3,4%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó: (1) Sản lượng tăng + 9,8%/năm trong 2026F – 2027F do nhu cầu huy động Vũng Áng 1 tăng trong bối cảnh El Nino gây khô hạn, làm suy giảm sản lượng thủy điện và đẩy phụ tải hệ thống lên mức cao; (2) Sản lượng giảm -7,6%/năm trong 2028F – 2029F khi thời tiết chuyển về pha trung tính làm giảm huy động điện than; (3) Sản lượng phục hồi +14,7% YoY trong 2030F khi chu kỳ El Nino dự kiến quay trở lại, tạo điều kiện thuận lợi cho huy động điện than.

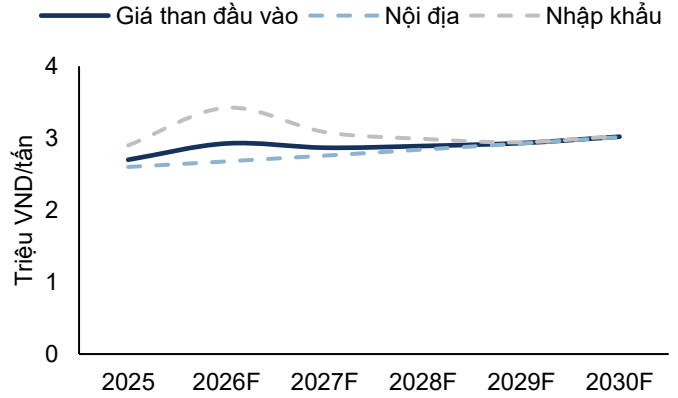
Giá mua than tại nhà máy tăng +2,3%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó: (1) Giá than nội địa tăng +3,0%/năm nhằm phản ánh chi phí khai thác tăng khi dần chuyển dịch từ lộ thiên sang hầm mỏ; (2) Giá than nhập khẩu tăng +18,0% YoY trong năm 2026F do căng thẳng địa chính trị & thời tiết khô hạn từ El Nino làm nhu cầu tăng cao nhằm bù đắp gián đoạn cung ứng từ các nguồn nhiên liệu khác. Giá than nhập khẩu sau đó hạ nhiệt -3,0%/năm trong giai đoạn 2027F – 2030F khi căng thẳng địa chính trị kỳ vọng lắng xuống và thời tiết dần trở về pha trung tính

Sản lượng than duy trì mức cao do thời tiết khô hạn khiến nhu cầu huy động điện than tăng

Giá mua than tại nhà máy tăng theo chi phí khai thác than nội địa & giá than nhập khẩu



Nguồn: POW, FPTTS tổng hợp & dự phóng

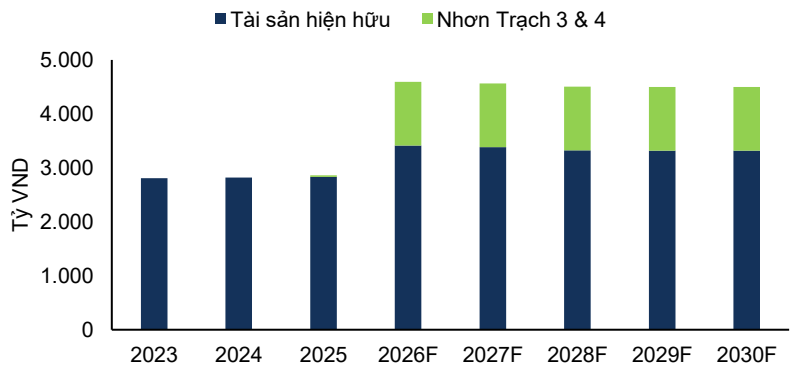


Nguồn: POW, FPTTS tổng hợp & dự phóng

1.2.2. Chi phí khấu hao gia tăng sau khi Nhơn Trạch 3 & 4 đi vào vận hành & ghi nhận vào tài sản cố định

Chi phí khấu hao của POW tăng 60,7% YoY (đạt 4.595 tỷ VND) trong năm 2026F sau khi cụm nhà máy Nhơn Trạch 3&4 hoàn thành giai đoạn xây dựng và được chuyển sang tài sản cố định. Mức tăng này góp phần bào mòn biên lợi nhuận sau thuế của POW, đặc biệt trong giai đoạn 2027F – 2030F khi các khoản doanh thu đột biến của cụm Nhơn Trạch 3 & 4 không còn tái diễn để bù đắp.

Chi phí khấu hao tăng sau khi Nhơn Trạch 3 & 4 hoàn thành COD và được ghi nhận vào tài sản cố định



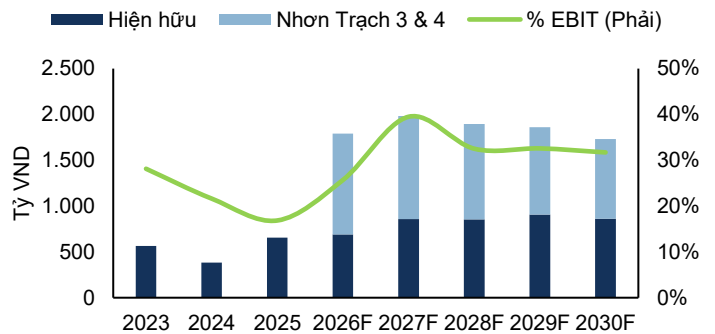
Nguồn: POW, FPTTS tổng hợp & dự phóng

Chi phí khấu hao sau đó giảm -0,7%/năm và duy trì ổn định ở mức 4.498 tỷ VND kể từ năm 2029F, đến từ việc một phần tài sản hiện hữu được trích hết khấu hao.

1.2.3. Chi phí lãi vay tăng do Nhơn Trạch 3 & 4 ngừng vốn hóa sau khi hoàn thành xây dựng

Chi phí lãi vay tăng +173,4% YoY (đạt 1.791 tỷ VND) trong năm 2026F, toàn bộ mức tăng đến từ nhu cầu vay nợ nhằm đầu tư dự án Nhơn Trạch 3 & 4 – trước đó được vốn hóa vào giá trị tài sản trong suốt giai đoạn xây dựng và chỉ bắt đầu được ghi nhận vào chi phí sau khi dự án hoàn thành COD từ cuối năm 2025.

Chi phí lãi vay tăng sau khi lãi vay phát sinh từ dự án Nhơn Trạch 3 & 4 chuyển từ vốn hóa sang chi phí



Nguồn: POW, FPTTS tổng hợp & dự phóng

2. Tiềm năng tăng trưởng chưa phản ánh trong dự phóng

(Quay lại)

POW sở hữu bốn yếu tố có khả năng tạo thêm giá trị cho kết quả kinh doanh và định giá cổ phiếu trong trung và dài hạn. Tuy nhiên, do mức độ chắc chắn còn hạn chế hoặc chưa đủ cơ sở để định lượng nên chúng tôi chưa đưa vào mô hình dự phóng và định giá, bao gồm: (1) Tiến độ triển khai các dự án điện mới; (2) Khả năng phục hồi nguồn khí cấp từ lô PM3 – CAA cho cụm nhà máy điện Cà Mau 1 & 2; (3) Thu hồi ~1.600 tỷ VND chênh lệch tỷ giá tại nhà máy Vũng Áng 1; (4) Đề xuất nâng ngưỡng Qc từ 65% lên 75% cho điện khí LNG được thông qua.

2.1. Tiến độ triển khai các dự án điện

Ngoài cụm Nhơn Trạch 3 & 4 đã đưa vào vận hành, POW còn có kế hoạch nghiên cứu phát triển một số dự án nguồn điện mới trong trung và dài hạn. Các dự án này có thể giúp tổng công suất danh mục của doanh nghiệp tăng +63,0% so với hiện tại (đạt 9.540 MW). Tuy nhiên, chúng tôi chưa đưa các dự án này vào mô hình định giá do doanh nghiệp vẫn đang trong quá trình hoàn thiện các thông số quan trọng như quy mô và cơ cấu vốn đầu tư, công nghệ, tiến độ triển khai, cũng như phương án phát triển dự án trước khi công bố & trình đề xuất cho cổ đông.

Danh sách các dự án điện POW đang có kế hoạch đầu tư

Dự án	Công suất (MW)	Vị trí	% sở hữu	Năm vận hành (dự kiến)
Nhiệt điện khí				
LNG Quỳnh Lập	1.500	Nghệ An	51%	Trước 2031
LNG Quảng Ninh	1.500	Quảng Ninh	30%	Sau 2030
LNG Vũng Áng 3	1.500	Hà Tĩnh	N/A	Sau 2030
LNG Cà Mau 3	1.200	Cà Mau	N/A	Sau 2030
Nhơn Trạch 5	600	Đồng Nai	N/A	Sau 2030
Nhiệt điện than				
Nhiệt điện Xekong	1.800	Lào	N/A	Sau 2030
Thủy điện tích năng				
Lâm Sơn	1.440	Ninh Thuận	N/A	Sau 2030
Tổng cộng	9.540			

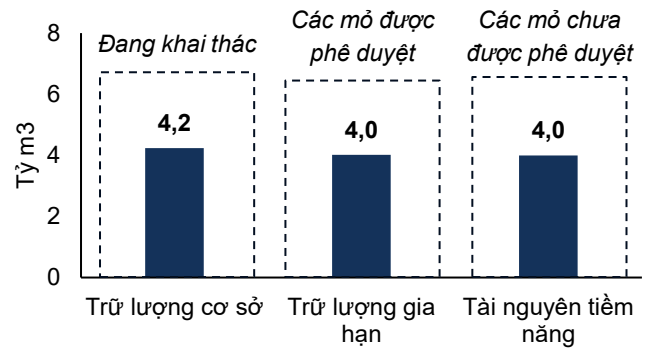
Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

2.2. Tiềm năng khả năng cấp khí lò PM3 – CAA cho cụm nhà máy điện Cà Mau 1 & 2 phục hồi

PVEP và các đối tác vừa tái ký hợp đồng phân chia sản lượng (PSC) tại lò PM3 – CAA (nguồn cung khí duy nhất cho cụm Cà Mau 1 & 2) với mục tiêu tận dụng khai thác phần trữ lượng còn lại từ các mỏ hiện hữu và đẩy nhanh thăm dò các dự án mới.

Tuy nhiên, chúng tôi chưa đưa nguồn cung bổ sung này vào mô hình dự phóng do: (1) Quá trình thăm dò trữ lượng tại từng mỏ vẫn chưa hoàn tất, đồng nghĩa với việc chưa có đủ cơ sở để lượng hóa sản lượng khí vào bờ hàng năm; (2) Đơn vị khai thác chưa xác định được lộ trình cụ thể về việc triển khai khai thác thương mại các mỏ trong lộ.

Trữ lượng khí còn lại từ lò PM3 - CAA lớn giúp bổ sung sản lượng đang hao hụt



Nguồn: Hibiscus, FPTTS tổng hợp & ước tính

2.3. Các khoản đàm phán đang diễn ra với các bên liên quan

Ngoài các dự phóng đã trình bày trong báo cáo, POW còn hai khoản mục tiềm năng chưa chúng tôi đưa vào mô hình dự phóng do chưa thể xác định thời điểm ghi nhận, kết quả phụ thuộc vào quyết định hành chính của cơ quan quản lý và chưa có lộ trình pháp lý rõ ràng. Bao gồm:

(1) POW đang thương lượng với EVN để thu hồi 1.600 tỷ VND khoản chênh lệch tỷ giá nhiều năm của nhà máy điện than Vũng Áng 1, doanh nghiệp hiện đang kỳ vọng sẽ ghi nhận trong năm 2026F dưới dạng doanh thu bất thường nhưng chưa có cơ sở xác nhận chính thức từ EVN;

(2) Bộ Công Thương đang đề xuất nâng ngưỡng Qc cho các nhà máy điện khí LNG từ 65% lên 75%. Cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4 sẽ được áp dụng cơ chế mới này nếu đề xuất thông qua, qua đó giúp lợi nhuận sau thuế tăng bình quân +37,3% và định giá cổ phiếu lên tăng +11,4% (đạt 18.750 VND/cổ phiếu) so với dự phóng cơ sở. Tuy nhiên, chúng tôi không đưa vào mô hình dự phóng do: (1) Đề xuất có rủi ro bị trì hoãn như các lần trước khi chưa được thông qua và cũng chưa có lộ trình phê duyệt rõ ràng; (2) Đề xuất đang gặp trở ngại khi ngưỡng Qc cao hơn đồng nghĩa EVN phải mất nhiều chi phí mua điện hơn, ảnh hưởng đến khả năng bố trí nguồn vốn của đơn vị cho các dự án đầu tư nhà máy và hạ tầng truyền tải để đáp ứng tiến độ triển khai theo quy hoạch điện.

3. Rủi ro đầu tư

3.1. Rủi ro lãi suất từ các khoản vay dài hạn áp dụng cơ chế lãi suất thả nổi

([Quay lại](#))

POW hiện tại có 17.637 tỷ VND nợ vay dài hạn (chiếm 19,9% tổng tài sản) – toàn bộ theo cơ chế lãi suất thả nổi, điều chỉnh kỳ theo bình quân lãi suất tiền gửi 12 tháng của bốn ngân hàng quốc doanh hoặc SOFR⁵ (tùy khoản vay), cộng biên độ từ 1,5 – 3,5%.

Cơ cấu nợ này khiến mỗi +1,0 đpt lãi suất tăng thêm sẽ làm chi phí lãi vay của POW tăng ~163 tỷ VND (tương đương 1,9% lợi nhuận gộp dự phóng năm 2026F – thời điểm toàn bộ chi phí lãi vay chuyển sang hạch toán vào kết quả kinh doanh sau khi dự án Nhơn Trạch 3 & 4 hoàn tất vốn hóa và đi vào vận hành thương mại), đồng thời khiến định giá cổ phiếu giảm -2,4% so với dự phóng cơ sở.

⁵ SOFR (Secured Overnight Financing Rate): Lãi suất tham chiếu qua đêm có bảo đảm trên thị trường tài chính Mỹ, được tạo ra & quản lý bởi Cục Dự trữ Liên bang New York (Fed) phối hợp với Bộ Tài chính Hoa Kỳ. SOFR được sử dụng phổ biến làm lãi suất tham chiếu thả nổi trong các hợp đồng vay vốn quốc tế, thay thế cho LIBOR kể từ năm 2023.

Bảng phân tích độ nhạy biến động lãi suất với lợi nhuận sau thuế năm 2026F & định giá cổ phiếu POW

Thay đổi lãi suất (đpt)	-2,0	-1,5	-1,0	-0,5	0,0	+0,5	+1,0	+1,5	+2,0
LNST 2026F (tỷ VND)	5.043	4.961	4.879	4.798	4.716	4.634	4.552	4.471	4.389
WACC 2026F	14,6%	14,7%	14,8%	14,9%	15,0%	15,1%	15,2%	15,3%	15,4%
Định giá (VND/cp)	17.700	17.500	17.300	17.150	16.950	16.750	16.550	16.350	16.200
Thay đổi định giá	+4,4%	+3,2%	+2,1%	+1,2%	0,0%	-1,2%	-2,4%	-3,5%	-4,4%

Nguồn: FPT S ước tính
3.2. Rủi ro tỷ giá từ các khoản vay dài hạn bằng ngoại tệ
(Quay lại)

81,7% dư nợ dài hạn của POW là các khoản vay bằng ngoại tệ USD, biến động tỷ giá USD/VND có thể ảnh hưởng đến kết quả kinh doanh và định giá doanh nghiệp khi làm phát sinh lãi/lỗ chênh lệch tỷ giá. Theo phân tích độ nhạy của chúng tôi, nếu tỷ giá USD/VND tăng +1,0 đpt so với dự phóng cơ sở (+1,0%/năm) sẽ khiến lợi nhuận sau thuế năm 2026F và định giá cổ phiếu giảm lần lượt -3,2% & -1,5%.

Bảng phân tích độ nhạy biến động tỷ giá với lợi nhuận sau thuế năm 2026F & định giá POW

Thay đổi tỷ giá (đpt)	-4,0	-3,0	-2,0	-1,0	0,0	+1,0	+2,0	+3,0	+4,0
Lãi/(lỗ) tỷ giá (tỷ VND)	655	491	327	164	0	-164	-327	-491	-655
Lãi vay (tỷ VND)	1.773	1.778	1.782	1.786	1.791	1.795	1.800	1.804	1.809
LNST 2026F (tỷ VND)	5.328	5.175	5.022	4.869	4.716	4.563	4.409	4.256	4.103
Định giá (VND/cp)	17.800	17.600	17.350	17.150	16.950	16.700	16.450	16.200	15.900
Thay đổi định giá	+5,0%	+3,8%	+2,4%	+1,2%	0,0%	-1,5%	-2,9%	-4,4%	-6,2%

Nguồn: FPT S ước tính

VI. ĐỊNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ

Chúng tôi định giá cổ phiếu POW theo phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF và dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu FCFE với trọng số 50 : 50. Theo đó, mức giá mục tiêu dựa trên giá trị bình quân của hai phương pháp là 16.950 VND/cp, cao hơn +14,5% so với mức giá đóng cửa ngày 26/06/2026. Do đó, chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** đối với cổ phiếu POW cho thời điểm hiện tại. Nhà đầu tư có thể xem xét mua tại mức giá 13.200 VND/cp và bán tại mức giá mục tiêu 16.950 VND/cp (tương ứng tỷ suất sinh lợi kỳ vọng 28%) ([Quay lại trang 1](#)).

Phương pháp	Kết quả	Trọng số
Phương pháp chiết khấu dòng tiền		
Dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF	16.900	50%
Dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu FCFE	16.950	50%
Bình quân giá các phương pháp (VND/cp)	16.950	

CÁC GIẢ ĐỊNH THEO PHƯƠNG PHÁP CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

Giả định mô hình	Giá trị	Giả định mô hình	Giá trị
WACC	15,0%	Phần bù rủi ro thị trường	10,4%
Chi phí sử dụng nợ	5,6%	Hệ số beta không đòn bẩy	1,0x
Chi phí sử dụng VCSH	23,2%	Tăng trưởng dài hạn	1,0%
Lãi suất phi rủi ro kỳ hạn 10 năm	4,2%	Thời gian dự phóng	5 năm

KẾT QUẢ ĐỊNH GIÁ THEO PHƯƠNG PHÁP CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

Tổng hợp định giá FCFF		Giá trị
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền doanh nghiệp (tỷ VND)		61.450
(+) Tiền mặt (tỷ VND)		19.269
(-) Nợ ngắn hạn và dài hạn (tỷ VND)		28.887
Giá trị vốn chủ sở hữu (tỷ VND)		51.831
Số cổ phiếu lưu hành (triệu cổ phiếu)		3.068
Giá mục tiêu (VND/cp)		16.900
Tổng hợp định giá FCFE		Giá trị
Giá trị hiện tại của dòng tiền vốn chủ sở hữu (tỷ VND)		52.032
Giá mục tiêu (VND/cp)		16.950

TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH DỰ PHÒNG

HĐKD (tỷ VND)	2025A	2026F	2027F	2028F
Doanh thu thuần	34.306	58.124	57.587	63.535
Giá vốn hàng bán	-	-	-	-
Lợi nhuận gộp	4.479	8.487	6.214	7.100
Chi phí bán hàng	-2	0	0	0
Chi phí quản lí DN	-1.246	-1.915	-1.898	-2.085
Lợi nhuận thuần HĐKD	3.231	6.572	4.316	5.014
(Lỗ)/lãi HĐTC	653	397	702	810
Lợi nhuận khác	5	0	0	0
Lợi nhuận trước thuế, lãi vay	3.890	6.969	5.018	5.824
Chi phí lãi vay	-655	-1.791	-1.982	-1.894
Lợi nhuận trước thuế	3.234	5.178	3.036	3.931
Thuế TNDN	-227	-462	-294	-445
Lợi nhuận sau thuế	3.007	4.716	2.743	3.486
Lợi ích cổ đông thiểu số	580	429	529	673
LNST của cổ đông CT Mẹ	2.427	4.286	2.213	2.813
EPS (đ)	871	1.538	794	1.009
EBITDA	7.643	11.564	9.584	10.331
Khấu hao, dự phòng	3.753	4.595	4.565	4.506
Tăng trưởng doanh thu	13%	69%	-1%	10%
Tăng trưởng LN HĐKD	189%	103%	-34%	16%
Tăng trưởng EBIT	120%	79%	-28%	16%
Tăng trưởng EPS	83%	77%	-48%	27%
Chỉ số khả năng sinh lời	2025A	2026F	2027F	2028F
Tỷ suất lợi nhuận gộp	13,1%	14,6%	10,8%	11,2%
Tỷ suất LNST	7,1%	7,4%	3,8%	4,4%
ROE DuPont	7,3%	11,8%	5,8%	7,8%
ROA DuPont	2,9%	4,2%	1,9%	2,5%
Tỷ suất EBIT/doanh thu	11,3%	12,0%	8,7%	9,2%
LNST / EBIT	83,1%	74,3%	60,5%	67,5%
LNST/LNNT	75,0%	82,8%	72,9%	71,6%
Vòng quay tổng tài sản	0,4	0,6	0,5	0,6
Đòn bẩy tài chính	2,5	2,8	3,0	3,2
Chỉ số hiệu quả vận hành	2025A	2026F	2027F	2028F
Thời gian luân chuyển tiền	-80	-53	-61	-63
Số ngày phải thu	141	123	156	148
Số ngày tồn kho	24	21	26	25
Số ngày phải trả	245	198	243	236
COGS / Hàng tồn kho	17	23	14	15
Chỉ số TK/đòn bẩy TC	2025A	2026F	2027F	2028F
CS thanh toán hiện hành	1,2	1,3	1,4	1,3
CS thanh toán nhanh	1,1	1,2	1,3	1,2
CS thanh toán tiền mặt	0,6	0,7	0,8	0,7
Nợ / Tài sản	0,6	0,6	0,6	0,7
Nợ / Vốn CSH	1,4	1,7	1,7	1,9
Nợ ngắn hạn / Vốn CSH	0,8	1,2	1,2	1,4
Nợ dài hạn / Vốn CSH	0,5	0,6	0,5	0,5
Khả năng TT lãi vay	5,9	3,9	2,5	3,1

CĐKT (tỷ VND)	2025A	2026F	2027F	2028F
Tài sản				
Tiền và tương đương	19.269	34.087	38.432	40.433
Các khoản phải thu	14.578	24.698	24.470	26.998
Hàng tồn kho	2.174	3.619	3.745	4.114
Tài sản ngắn hạn khác	987	1.642	1.700	1.867
Tổng tài sản ngắn hạn	37.008	64.046	68.347	73.413
Tài sản CĐHH	45.789	41.235	36.669	32.163
<i>Nguyên giá</i>	94.961	95.002	95.002	95.002
<i>Khấu hao lũy kế</i>	49.172	-53.767	-58.333	-62.839
Đầu tư tài chính dài hạn	848	848	848	848
Tài sản dài hạn khác	4.058	6.876	6.813	7.516
Xây dựng cơ bản dở dang	909	868	868	868
Tổng tài sản dài hạn	51.604	49.826	45.197	41.394
Tổng Tài sản	88.612	113.872	113.544	114.807
Nợ & Vốn chủ sở hữu				
Vay và nợ ngắn hạn	11.250	15.035	15.561	17.094
Các khoản phải trả	20.208	33.628	34.805	38.235
Quỹ khen thưởng	154	262	259	286
Nợ ngắn hạn	31.612	48.925	50.625	55.615
Vay và nợ dài hạn	17.637	19.565	17.671	15.778
Phải trả dài hạn khác	2.147	3.572	3.697	4.062
Nợ dài hạn	19.784	23.137	21.369	19.839
Tổng nợ	51.396	72.062	71.993	75.454
Vốn góp chủ sở hữu	27.868	27.868	27.868	27.868
Thặng dư	0	0	0	0
LN chưa phân phối	5.002	9.046	8.044	5.062
Các khoản khác	1.345	1.466	1.681	1.791
Lợi ích cổ đông thiểu số	3.001	3.430	3.960	4.633
Vốn chủ sở hữu	37.216	41.810	41.552	39.353
Tổng cộng nguồn vốn	88.612	113.873	113.545	114.807
Lưu chuyển tiền tệ	2025A	2026F	2027F	2028F
Tiền đầu năm	15.676	19.269	34.087	38.432
Lợi nhuận sau thuế	3.030	4.716	2.743	3.486
Khấu hao	2.859	4.595	4.565	4.506
Dự phòng	895	0	0	0
Thay đổi vốn lưu động và điều chỉnh khác	-4.689	-206	1.192	-57
Tiền từ hoạt động KD	2.094	9.105	8.500	7.935
Thanh lý tài sản cố định	4	0	0	0
Chi mua sắm TSCĐ	-5.180	0	0	0
Các HĐ đầu tư khác	-7.563	0	0	0
Tiền từ hđ đầu tư	12.739	0	0	0
Thay đổi nợ	6.054	5.713	-1.368	-360
Tăng (giảm) vốn	0	0	0	0
Cổ tức đã trả	-230	0	-2.787	-5.574
Các hoạt động TC khác	0	0	0	0
Tiền từ hoạt động TC	5.825	5.713	-4.155	-5.934
Tổng lưu chuyển tiền tệ	-4.820	14.818	4.345	2.001
Chênh lệch tỷ giá	-6	0	0	0
Tiền cuối năm	19.269	34.087	38.432	40.433

VII. PHỤ LỤC
PHỤ LỤC 1: DANH SÁCH CÁC DỰ ÁN NHÀ MÁY ĐIỆN HIỆN HỮU CỦA POW

(Quay lại)

STT	NMD	Công suất (MW)	Vị trí	Năm vận hành	% sở hữu	% doanh thu	% sản lượng
Nhiệt điện khí							
1	Cà Mau 1 & 2	1.500	Cà Mau	2008	100%	37,5%	37,3%
1.1	Cà Mau 1	750	Cà Mau	03/2008	100%	N/A	N/A
1.2	Cà Mau 2	750	Cà Mau	12/2008	100%	N/A	N/A
2	Nhơn Trạch 1	450	Đồng Nai	08/2009	100%	2,2%	1,8%
3	Nhơn Trạch 2	750	Đồng Nai	06/2011	59%	20,1%	17,1%
4	Nhơn Trạch 3 & 4	1.624	Đồng Nai	12/2025	100%	N/A	N/A
Nhiệt điện than							
5	Vũng Áng 1	1.200	Hà Tĩnh	12/2015	100%	35,4%	36,4%
Thủy điện							
6	Dakdrinh	125	Quảng Ngãi	06/2014	95%	2,1%	3,5%
7	Hủa Na	180	Nghệ An	09/2013	81%	2,6%	4,0%
8	Nậm Nơn	20	Nghệ An	2014	81%	0,02%	0,02%
Điện mặt trời áp mái							
9	NLTT ĐLDK	5		2021	51%	0,1%	0,03%
TỔNG CỘNG		5.854					

Nguồn: POW, FPT S tổng hợp

PHỤ LỤC 2: HOẠT ĐỘNG KINH DOANH & TRIỂN VỌNG MẢNG THỦY ĐIỆN (5% DOANH THU)

❖ **Phân tích hoạt động kinh doanh: Doanh thu phụ thuộc chính vào điều kiện thủy văn và tỷ lệ Qc (Quay lại)**

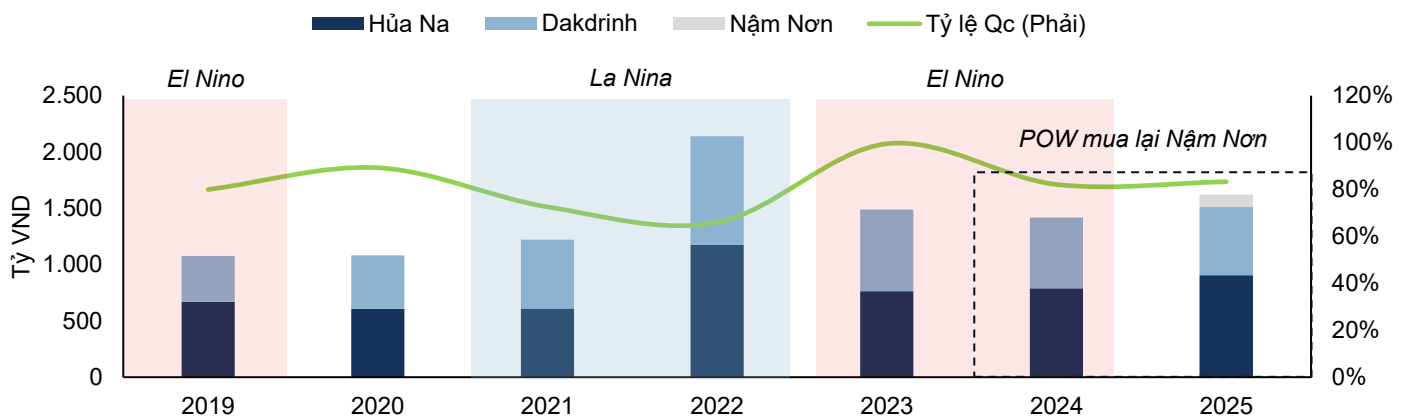
Doanh thu thủy điện của POW hiện đến từ ba nhà máy: (1) Hòa Na (chiếm ~ 54% doanh thu nhóm thủy điện); (2) Dakdrinh (~45% doanh thu) (3) Nậm Nơn (~1% doanh thu).

Giai đoạn 2019 – 2022, doanh thu thủy điện tăng trưởng tích cực đạt +25,8%/năm nhờ: (1) Sản lượng tăng mạnh trong bối cảnh La Nina kéo dài tạo điều kiện thủy văn thuận lợi; (2) Giá bán điện bình quân tăng nhờ tỷ lệ Qc giảm⁶ và giá FMP⁷ duy trì mức cao nhờ nhu cầu tích cực – giúp phần sản lượng tăng thêm được bán theo giá thị trường FMP cao hơn Pc (do Pc thủy điện không bao gồm chi phí nhiên liệu nên thấp hơn mặt bằng giá thị trường).

Doanh thu thủy điện suy giảm -18,5%/năm trong giai đoạn 2022 – 2024 do: (1) Sản lượng giảm khi La Nina kết thúc và thời tiết lần lượt chuyển sang trạng thái El Nino gây khô hạn; (2) Giá bán điện bình quân giảm do tỷ lệ Qc tăng trở lại.

Doanh thu thủy điện sau đó hồi phục, đạt +14,0% YoY trong năm 2025 nhờ: (1) Sản lượng điện tăng cao do lượng mưa tăng cao khi thời tiết về lại trung tính & đi vào mùa thiên tai với mưa bão kéo dài; (2) Giá bán điện giảm mạnh theo giá FMP do mưa bão khiến nhu cầu tiêu thụ bị gián đoạn & sản lượng nguồn thủy điện giá rẻ tăng cao.

Doanh thu thủy điện phụ thuộc lớn vào thời tiết & tỷ lệ Qc



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp

(1) Sản lượng thủy điện phụ thuộc hoàn toàn vào điều kiện thủy văn do đó mang tính mùa vụ & chu kỳ – biến động mạnh theo chu kỳ El Nino/La Nina (khô hạn/mưa nhiều) và lượng mưa theo mùa. Các nhà máy thủy điện của doanh nghiệp có hồ chứa nhỏ với dung tích giới hạn từ vài giờ (Nậm Nơn) cho đến vài tuần (Hòa Na & Dakdrinh), khiến doanh nghiệp ít khả năng làm phẳng được tính mùa vụ và tính chu kỳ của thủy văn lên sản lượng phát điện.

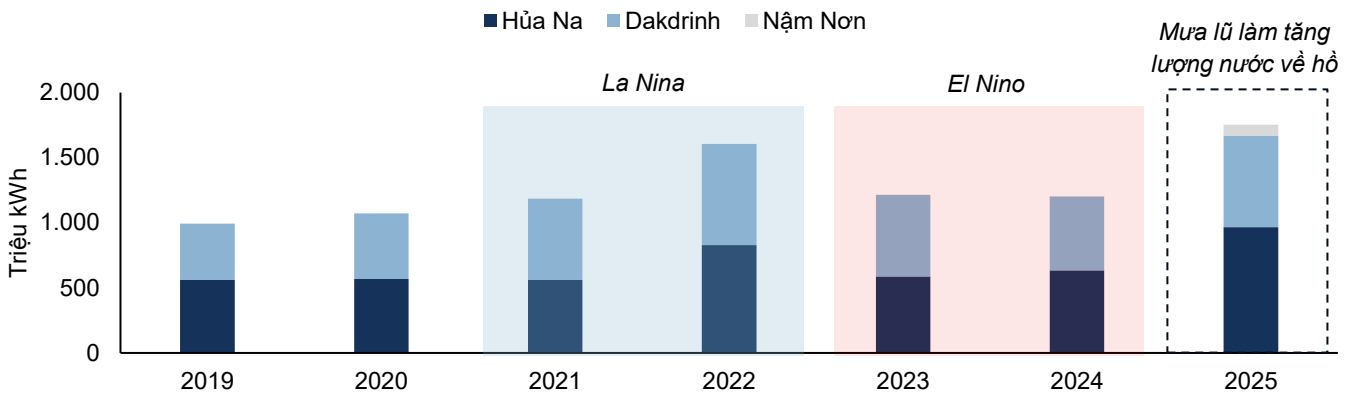
Giai đoạn 2019 – 2022, sản lượng thủy điện tăng trưởng +16,7%/năm nhờ chu kỳ La Nina gây mưa kéo dài, giúp các nhà máy có dư địa để gia tăng mức công suất vận hành nhờ lượng nước về hồ thủy điện cao.

Sản lượng điện sau đó suy giảm & duy trì mức thấp, đạt -13,4%/năm trong giai đoạn 2022 – 2024. Nguyên nhân do điều kiện khí hậu chuyển sang chu kỳ El Nino làm hạn chế lượng nước về các hồ thủy điện..

Sản lượng thủy điện tăng cao +45,6% YoY năm 2025, nhờ thời tiết thuận lợi trong nửa đầu năm kết hợp với các đợt mưa bão diện rộng kéo dài từ giữa tháng 8 đến đầu tháng 12 tại miền Trung và miền Bắc – khu vực lưu vực của Hòa Na & Nậm Nơn (Nghệ An) và Đắk Đrinh (Quảng Ngãi), qua đó giúp lượng nước về hồ phục hồi so với giai đoạn El Nino trước đó.

⁶ Giá Pc của thủy điện thường thấp hơn giá Pm do được hưởng lợi từ việc giá thị trường cạnh tranh được xác lập bởi giá chào cao hơn của các nhà máy nhiệt điện.

⁷ FMP: Mức giá nhà máy điện nhận được cho phần sản lượng bán lên thị trường điện cạnh tranh, bao gồm giá chào cao nhất của nhà máy mà NSMO cần huy động để đáp ứng đủ nhu cầu trong một chu kỳ huy động (SMP) và giá công suất bổ sung nhằm giúp các nhà máy thu hồi chi phí cố định (CAN), do giá chào trên thị trường chủ yếu phản ánh chi phí biến đổi.

Sản lượng thủy điện biến động theo chu kỳ khí hậu


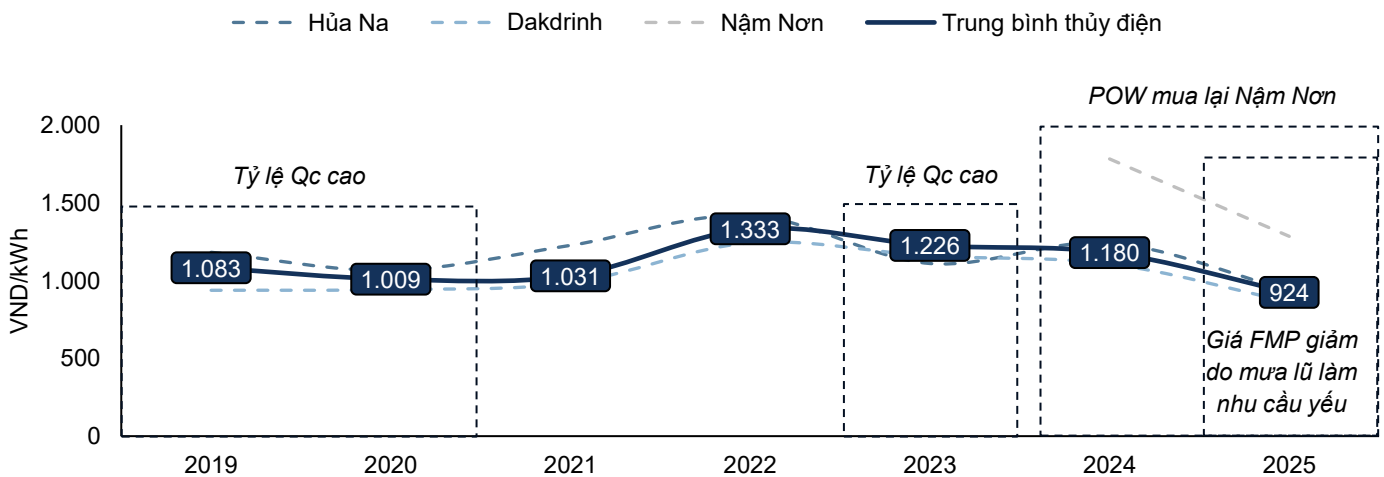
Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

(2) Giá bán điện gặp áp lực từ nhu cầu tăng chậm & sản lượng chào bán từ nguồn giá rẻ tăng cao

Hai nhà máy Hòa Na và Đắk Đrinh bán điện theo cơ chế thị trường thông thường (Qc + Qm theo hợp đồng PPA và thị trường điện cạnh tranh), trong khi nhà máy Nậm Nơn bán điện theo cơ chế giá chi phí tránh được (ACT)⁸ (*chi tiết*) có mức giá thường cao hơn giá Pc của các nhà máy thủy điện lớn nhờ cơ chế ưu đãi dành riêng cho các dự án thủy điện nhỏ ($\leq 30\text{MW}$).

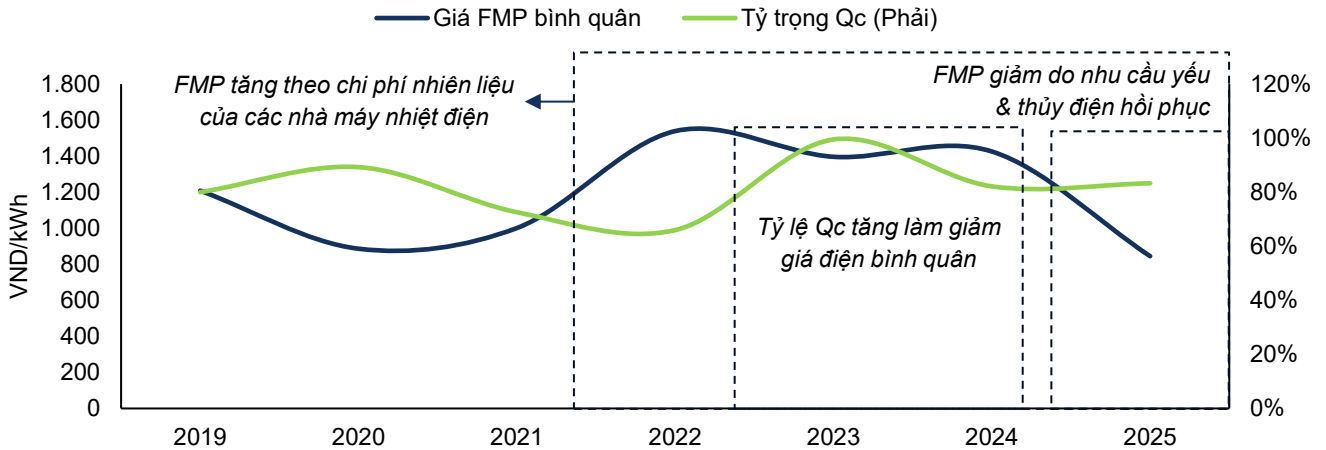
Giai đoạn 2020 – 2022, giá bán điện nhóm thủy điện tăng trưởng đạt +14,9%/năm nhờ: (1) Tỷ lệ Qc giảm dần giúp các nhà máy điện tăng thêm phần sản lượng bán theo giá Pm trên thị trường cạnh tranh, vốn thường cao hơn Pc thủy điện; (2) Giá FMP duy trì ở mức cao nhờ nhu cầu phụ tải hệ thống tăng trưởng tích cực và giá chào của các nhà máy nhiệt điện tăng theo chi phí nhiên liệu đầu vào sau xung đột Nga - Ukraine.

Giai đoạn 2023 – 2025, giá bán điện giảm -13,2%/năm do: (1) Tỷ lệ Qc tăng trở lại nhằm giúp EVN kiểm soát chi phí mua điện trong bối cảnh tập đoàn này báo lỗ do chi phí mua điện từ nhóm nhiệt điện tăng cao trong khi giá bán lẻ điện chưa được điều chỉnh kịp thời để bù đắp; (2) Giá FMP giảm mạnh trong năm 2025 do nhu cầu tiêu thụ điện toàn hệ thống tăng trưởng chậm lại kết hợp với sản lượng thủy điện toàn quốc phục hồi sau El Nino.

Giá bán điện nhóm thủy điện tỷ lệ nghịch với tỷ lệ Qc


Nguồn: POW, FPTS tổng hợp

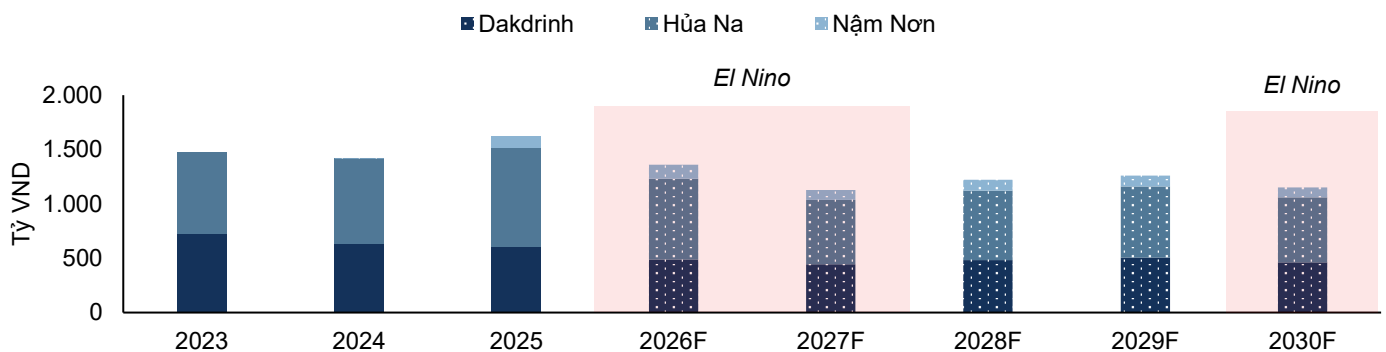
⁸ ACT: Cơ chế giá áp dụng cho các dự án thủy điện nhỏ (công suất đặt $\leq 30\text{MW}$, trong đó EVN mua điện theo mức giá phản ánh chi phí mà EVN tiết kiệm được khi không phải tự sản xuất lượng điện đó. Biểu giá này được Bộ Công công bố định kỳ hàng năm & có xu hướng đi ngang từ năm 2020 (sau khi sửa đổi quy định tính giá).

Giá FMP bình quân giảm mạnh do nhu cầu yếu & sản lượng thủy điện giá rẻ cao


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp

❖ Triển vọng kinh doanh: Doanh thu giảm theo sản lượng do hiện tượng El Nino gây khô hạn (Quay lại)

Doanh thu thủy điện suy giảm -6,8%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F do: (1) Sản lượng điện giảm -6,9%/năm do hiện tượng El Nino gây khô hạn, làm giảm lượng nước về hồ; (2) Giá bán điện bình quân tăng +0,2%/năm nhờ thời tiết nhờ các thành phần chi phí cố định (FOMC) trong giá Pc trượt giá.

Doanh thu thủy điện giảm do hiện tượng El Nino khiến thời tiết khô hạn


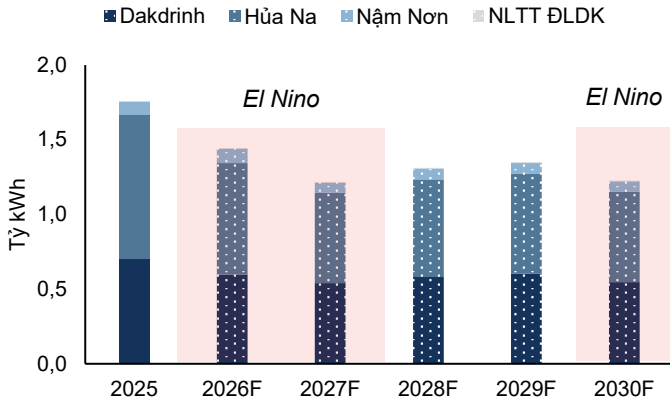
Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

(1) Sản lượng thủy điện suy giảm do hiện tượng El Nino khiến thời tiết khô hạn

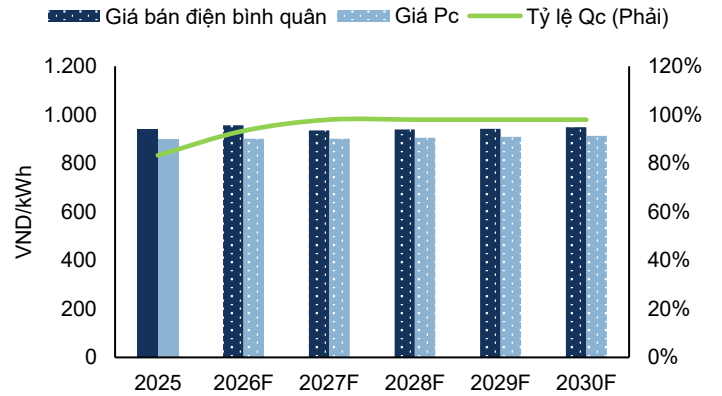
Sản lượng thủy điện giảm -6,9%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, trong đó: (1) Sản lượng giảm -16,8%/năm trong 2026F – 2027F do pha El Nino kéo dài gây khô hạn, làm giảm lưu lượng nước về hồ; (2) Sản lượng hồi phục +5,3%/năm trong 2028F – 2029F nhờ thời tiết chuyển về pha trung tính, lượng mưa và thủy văn cải thiện; (3) Sản lượng giảm -9,1% YoY trong năm 2030F khi thời tiết tái lập pha El Niño, lặp lại điều kiện khô hạn bất lợi cho thủy điện.

(2) Giá bán điện bình quân đi ngang do tỷ lệ Qc duy trì mức cao nhằm đảm bảo an ninh cung ứng điện

Giá bán thủy điện tăng +0,2%/năm trong giai đoạn 2026F – 2030F, chủ yếu nhờ xu hướng trượt giá của các thành phần chi phí cố định trong giá Pc theo lộ trình điều chỉnh định kỳ. Trong khi tỷ lệ Qc duy trì ở mức cao (93 – 98%) tương ứng với mức Bộ Công Thương áp dụng cho các nhà máy thủy điện từ năm 2024 nhằm tiết giảm giá thành mua điện & đảm bảo an ninh cung ứng.

Sản lượng thủy điện & NLTT duy trì mức thấp do thời tiết khô hạn
Giá bán điện thủy điện tăng chủ yếu nhờ xu hướng trượt giá của thành phần chi phí cố định trong giá P_c


Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng



Nguồn: POW, FPTs tổng hợp & dự phóng

PHỤ LỤC 3: CƠ CHẾ GIÁ CHI PHÍ TRÁNH ĐƯỢC CHO CÁC NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN NHỎ
[\(Quay lại\)](#)

Biểu giá chi phí tránh được (Avoided Cost Tariff – ACT) là cơ chế giá mà EVN trả cho các nhà máy thủy điện nhỏ (có công suất ≤ 30MW), phản ánh chi phí mà EVN tiết kiệm được khi không phải tự sản xuất điện hoặc mua từ các nguồn khác có chi phí cao hơn thay vì dựa trên chi phí đầu tư và vận hành thực tế như giá hợp đồng PPA thông thường.

Biểu giá này được xây dựng và công bố hàng năm bởi Bộ Công Thương – có xu hướng đi ngang từ năm 2020 sau khi sửa đổi quy định tính giá

❖ Cấu trúc biểu giá chi phí tránh được ACT

(1) Giá điện năng tránh được: Được xác định dựa trên chi phí nhiên liệu trung bình của các nhà máy nhiệt điện có chi phí biến đổi cao nhất được huy động trong hệ thống, điều chỉnh theo biến động nhiên liệu và tính trung bình theo năm. Đáng chú ý, giá điện năng dự được quy định bằng 50% mức giá trong các giờ thấp điểm của mùa mưa.

(2) Tổn thất truyền tải tránh được: Có công thức tính riêng cho từng miền với cơ chế thưởng – phạt tùy thuộc vào vị trí kết nối và chiều luồng công suất trên đường dây 500kV.

(3) Giá công suất tránh được: Xác định bằng giá công suất của nhà máy nhiệt điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) được thay thế.

Bảng cấu trúc biểu giá chi phí tránh được

Thành phần giá (VND/kWh)	Mùa khô			Mùa mưa			Phần điện năng dư
	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	
I. Giá điện năng tránh được							
Chi phí điện năng phát điện tránh được	X	X	X	X	X	X	X
Chi phí tổn thất truyền tải tránh được	X	X	X	X	X	X	X
II. Giá công suất tránh được							
Chi phí công suất phát điện tránh được	X	0	0	0	0	0	0

(*) X = được áp dụng; 0 = không áp dụng.

Biểu giá chi phí tránh được đi ngang từ năm 2020 (sau khi sửa đổi quy định tính giá)

Thành phần giá (VND/kWh)	Mùa khô			Mùa mưa			Phần điện năng dư
	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	
Giá điện năng							
Miền Bắc	726	726	725	703	704	702	351
Miền Trung	729	729	729	707	708	706	353
Miền Nam	749	749	748	727	727	726	363
Giá công suất	1.932	0	0	0	0	0	0

❖ Thời gian áp dụng biểu giá chi phí tránh được ACT

Thời gian áp dụng các thành phần trong biểu giá ACT được tính dựa trên hai thành phần:

(1) Các mùa trong năm: Áp dụng theo Văn bản hợp nhất số 31/VBHN-BCT năm 2026 của Bộ Công Thương:

Miền	Mùa mưa	Mùa khô
Miền Bắc	01/07 – 31/10	01/11 – 30/06 năm sau
Miền Trung	15/08 – 15/12	16/12 – 14/08 năm sau
Miền Nam	01/08 – 01/12	02/12 – 31/07 năm sau

(2) Thời gian phát điện trong ngày: Dựa trên Quyết định số 963/QĐ-BCT, quy định khung giờ phát điện như sau:

Khung giờ	Mức giá	Áp dụng
Cao điểm	Cao nhất	17:30 – 22:30 (5 giờ/ngày) Các ngày làm việc trong tuần & thứ Bảy
Bình thường	Trung bình	06:00 – 17:30 & 22:30 – 24:00 (13 giờ/ngày) Các ngày làm việc trong tuần & thứ Bảy
Thấp điểm	Thấp nhất	00:00 – 06:00 (6 giờ/ngày) Tất cả các ngày trong tuần
Điện dư	50% giá thấp điểm mùa mưa	Áp dụng khi sản lượng thực tế vượt sản lượng kế hoạch trong hợp đồng

PHỤ LỤC 4: CƠ CHẾ HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN PPA CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN

(Quay lại)

❖ Nguyên tắc xác định giá bán điện hợp đồng (Pc)

Các nguyên tắc xác định giá Pc được quy định trong [Thông tư 07/2024/TT-BCT](#). Theo đó, giá Pc được xây dựng nhằm đảm bảo cho Chủ đầu tư nhà máy thu hồi được các chi phí hợp lý trong suốt vòng đời kinh tế của dự án và đạt được mức tỷ suất sinh lời nội bộ (IRR) không vượt quá 12%.

Nhìn chung, giá Pc giúp cho các nhà máy điện đảm bảo dòng tiền ổn định và hạn chế nhiều rủi ro. Ngoài việc giảm thiểu rủi ro từ biến động giá điện trên thị trường cạnh tranh, nhà máy còn có thể tránh được các rủi ro liên quan đến giá nhiên liệu, lạm phát, tỷ giá, ...

Công thức xác định giá Pc được quy định trong [Thông tư 07/2024/TT-BCT](#), cụ thể như sau:

$$\text{Giá hợp đồng trong năm (Pc)} = FC + FOMC + VC$$

Trong đó: **FC**: Giá cố định.

FOMC: Giá vận hành (nhân công) & bảo dưỡng sửa chữa trong năm.

VC: Giá biến đổi.

- **Giá cố định (FC)**: Giúp chủ đầu tư thu hồi được các khoản chi phí cố định khi đầu tư xây dựng nhà máy. Hai bên sẽ thống nhất mức giá FC bình quân cho cả vòng đời của nhà máy dựa trên việc phân tích tài chính dự án, sau đó có thể lựa chọn áp dụng mức FC này cho toàn bộ vòng đời của nhà máy hoặc quy đổi thành giá cố định từng năm. Khi quy đổi, giá điện trong các năm đầu (thường gọi là profile) sẽ cao hơn để giúp chủ đầu tư chi trả nợ vay và rồi giảm xuống khi nợ vay được trả hết. Một số thông số cần thiết để tính toán FC được quy định như sau:

Tổng mức đầu tư	Đời sống kinh tế	Điện năng phát bình quân nhiều năm	Tỷ lệ điện tự dùng
Bao gồm toàn bộ chi phí liên quan đến việc đầu tư của đơn vị phát điện, tính từ điểm đấu nối của nhà máy điện.	Nhiệt điện than: 20 năm. Tuabin khí CTHH: 25 năm. Thủy điện: 40 năm.	Nhiệt điện: Xác định theo công suất đầu cực theo thiết kế được duyệt và Tmax ⁹ của nhà máy điện. Thủy điện: Xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt.	Là giá trị nhỏ hơn của giá trị được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt của nhà máy điện hoặc xác định theo tài liệu kỹ thuật.

Thời gian trích khấu hao từng nhóm TSCĐ	Tỷ lệ vốn chủ sở hữu và vốn vay	Lãi suất vay vốn	Thuế
Xác định dựa trên thời gian trích khấu hao của từng nhóm tài sản cố định theo khung thời gian trích khấu hao quy định.	Được xác định trên căn cứ quyết định phê duyệt dự án đầu tư và thực tế huy động vốn cho dự án tại thời điểm đàm phán.	Căn cứ vào hợp đồng vay vốn và các văn bản tài liệu giữa chủ đầu tư và tổ chức tín dụng hoặc ngân hàng cho vay.	Xác định theo quy định của pháp luật liên quan.

- **Giá vận hành & bảo dưỡng (FOMC)**: Giúp chủ đầu tư thu hồi các chi phí liên quan đến vận hành và bảo dưỡng nhà máy, bao gồm nhân công, chi phí sửa chữa lớn, và một số chi phí khác. FOMC thường sẽ được xác định trong năm cơ sở, sau đó được điều chỉnh theo tỷ lệ lạm phát hoặc mức lương tối thiểu trong các năm tiếp theo.
- **Giá biến đổi (VC)**: Giúp chủ đầu tư thu hồi chi phí biến đổi, trong đó phần lớn là chi phí nhiên liệu. Cấu thành của VC được quy định trong [Thông tư 07/2024/TT-BCT](#), bao gồm các thành phần sau:

$$VC = VC_{\text{nhiên liệu chính}} + VC_{\text{nhiên liệu phụ}} + VC_{\text{khác}} + \text{Giá vận chuyển nhiên liệu chính}$$

⁹ Tmax: Số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều năm của nhà máy.

VC sẽ được điều chỉnh hàng tháng theo biến động giá của các loại nhiên liệu, giúp nhà máy hạn chế được rủi ro từ thay đổi giá nhiên liệu. Việc điều chỉnh giá này dựa vào hai yếu tố (1) biến động giá nhiên liệu và (2) suất hao nhiệt. Nhờ cơ chế điều chỉnh này, nhà máy có thể bảo vệ lợi nhuận khỏi sự biến động của thị trường nhiên liệu, đồng thời khuyến khích việc cải thiện hiệu suất sử dụng nhiên liệu. Cụ thể điều chỉnh giá biến đổi nhiên liệu chính được xác định như sau:

$$VC_{\text{nhiên liệu chính}} = HR * k_{HR} * P_{\text{nhiên liệu chính}} * [1 + (I - 1) * k_{HS}]$$

Trong đó: **HR**: Suất hao nhiệt thỏa thuận theo hợp đồng, dựa theo thiết kế hoặc thông số của thiết bị.

k_{HR}: Hệ số quy đổi suất hao nhiệt về điều kiện thực tế.

P_{nhiên liệu chính}: Giá nhiên liệu chính bình quân trong tháng.

I: Số năm vận hành của nhà máy.

k_{HS}: Hệ số suy giảm công suất (%).

(*) Tỷ lệ chuyển đổi chi phí vận chuyển các nhóm nhiên liệu vào giá hợp đồng cũng sẽ phụ thuộc vào hiệu quả vận hành của nhà máy, do chi phí vận chuyển được nhân với suất hao nhiệt tính thỏa thuận trong PPA.

❖ Nguyên tắc xác định sản lượng điện hợp đồng (Qc)

Sản lượng điện hợp đồng (Qc) trước tiên được xác định ở cấp độ năm (Qc năm), sau đó được phân bổ theo từng tháng và tiếp đến chia nhỏ theo từng chu kỳ giao dịch. Hiện nay, các quy định về Qc đã trở nên linh hoạt hơn, cho phép các bên tự thỏa thuận và đàm phán các điều khoản liên quan đến sản lượng Qc.

Nguyên tắc xác định sản lượng Qc được quy định trong [Thông tư 21/2024/TT-BCT](#). Sản lượng hợp đồng năm của nhà máy nhiệt điện qua đó được xác định theo công thức sau:

$$Qc = \alpha * AGO$$

Trong đó: **α**: Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo hợp đồng áp dụng trong năm.

AGO: Tổng sản lượng kế hoạch trong năm của nhà máy điện.

- **Xác định tỷ lệ α**: Trước đây, Cục Điều tiết Điện lực (ERAV) có trách nhiệm tính toán và công bố tỷ lệ α cho các nhà máy điện dựa trên loại hình công nghệ. Tuy nhiên, kể từ năm 2019, Thông tư 24/2019/TT-BCT đã sửa đổi các quy định, cho phép các bên mua và bán điện tự thỏa thuận và thống nhất tỷ lệ α. Mặc dù vậy, tỷ lệ này vẫn bị giới hạn trong khoảng 60 – 100% sản lượng điện kế hoạch trong năm của nhà máy.
- **Xác định AGO**: AGO của nhà máy được NSMO xác định trong Kế hoạch vận hành thị trường điện năm tiếp theo. Trong bản kế hoạch này, NSMO sẽ mô phỏng thị trường điện trong năm tới và tính toán sản lượng điện dự kiến (EGO) của các nhà máy điện. Dựa trên các kết quả mô phỏng đó, NSMO sẽ xác định AGO của nhà máy theo công thức sau:

$$AGO = EGO \text{ nếu } a \times GO \leq EGO \leq b \times GO$$

$$AGO = a \times GO \text{ nếu } EGO < a \times GO$$

$$AGO = b \times GO \text{ nếu } EGO > b \times GO$$

Trong đó: **EGO**: sản lượng điện dự kiến của nhà máy, được tính toán từ mô phỏng thị trường điện.

GO: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện.

a, b: Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm do Bộ Công Thương công bố, trừ trường hợp đơn vị phát điện và đơn vị mua điện có thỏa thuận khác và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện.

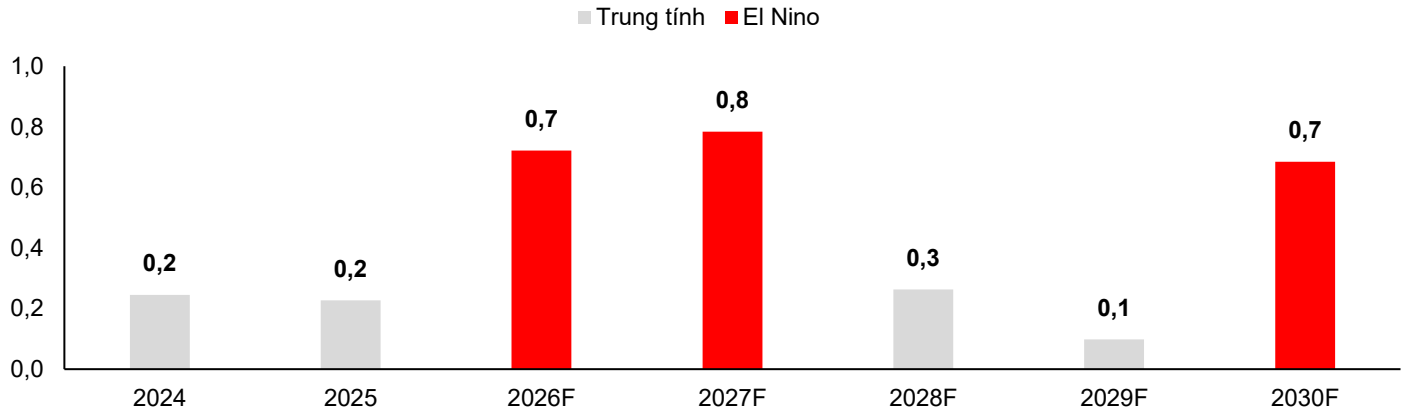
PHỤ LỤC 5: DỰ PHÓNG KỊCH BẢN EL NINO / LA NINA TRONG GIAI ĐOẠN 2026F – 2030F

(Quay lại)

Chúng tôi xây dựng kịch bản ENSO¹⁰ trong giai đoạn 2026F – 2030F dựa trên mô hình dự phóng các pha El Nino/La Nina của Trung tâm Dự báo Khí hậu (CPC/IRI), đồng thời tham chiếu dữ liệu khí hậu trong quá khứ để điều chỉnh. Cách tiếp cận này cho phép chúng tôi lượng hóa cụ thể hơn tác động của biến động thời tiết đến sản lượng điện từ các dự án thủy điện & năng lượng tái tạo mà POW đang vận hành.

Chu kỳ khí hậu dự kiến nghiêng về pha El Nino trong giai đoạn dự phóng

Kịch bản ENSO giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: FPTs tổng hợp & dự phóng

¹⁰ ENSO: Chỉ số phản ánh trạng thái khí hậu, ENSO càng cao thể hiện thời tiết càng nghiêng về pha El Nino (nắng nhiều & tốc độ gió ổn định hơn), ENSO âm phản ánh thời tiết nghiêng về pha La Nina (mưa nhiều & gió thất thường).

Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên phân tích FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kỳ ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Báo cáo này không được sao chép, phát hành và phân phối dưới bất kỳ hình thức nào nếu không được sự chấp thuận của FPTTS. Xin vui lòng ghi rõ nguồn trích dẫn nếu sử dụng các thông tin từ báo cáo này.

Tại thời điểm thực hiện báo cáo phân tích, FPTTS nắm giữ 0 cổ phiếu POW, người phê duyệt và chuyên viên phân tích không nắm giữ cổ phiếu nào của doanh nghiệp này.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến cổ phiếu này có thể được xem tại <https://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức.

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT

Trụ sở chính

Số 52 Đường Lạc Long Quân, Phường Tây Hồ, Thành phố Hà Nội.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.24) 3 773 9058

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Tầng 3, Tòa nhà 136 - 138 Lê Thị Hồng Gấm, Phường Bến Thành, Thành phố Hồ Chí Minh.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.28) 6 291 0607

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT

Chi nhánh TP. Đà Nẵng

100 Quang Trung, Phường Hải Châu, Thành phố Đà Nẵng.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.236) 3553 888