

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (HOSE: POW)

Ngành: Công nghiệp – Năng lượng

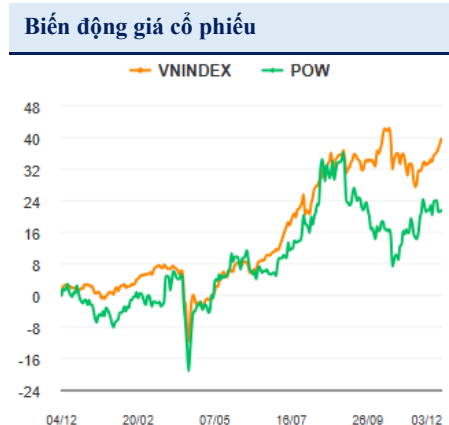
BÁO CÁO LẦN ĐẦU

Ngày 03/12/2025

Giá mục tiêu 12 tháng	17.200 đồng/cổ phần
Giá thị trường	14.850 đồng/cổ phần
Lợi nhuận kỳ vọng	+ 15,8%

TRIỂN VỌNG DOANH NGHIỆP

Thông tin cổ phiếu	
Vốn hóa thị trường (tỷ đồng)	34.777
Số CP đang lưu hành (triệu cp)	2.342
Giá cao nhất 52 tuần (đồng)	16.700
Giá thấp nhất 52 tuần (đồng)	9.900
KLCP trung bình 20 phiên (cp)	7.363.921
GTGD trung bình 20 phiên (tỷ đồng)	109,9
EPS (đồng/cp)	860,5
P/E (lần)	17,3
BVPS (đồng/cp)	14.408
P/B (lần)	1,0



Biến động giá (%)	1th	3th	Ytd
POW	4,2	-10,3	23,8
VNINDEX	7,1	3,0	36,7

Cơ cấu cổ đông	
PVN	79,9%
Cán bộ, nhân viên POW	0,1%
Khác	20,0%

Kế hoạch kinh doanh

	Đơn vị: Tỷ đồng	
	2025KH	9T2025 % TH
Doanh thu	38.185	25.404 67%
LNST	439	2.182 497%

Chuyên viên phân tích:

Lê Nguyên Anh Phương

Email: phuong.lna@bsi.com.vn

KQKD cả năm 2025 dự kiến tăng trưởng vượt trội

Khép lại 9 tháng đầu năm 2025 với nhiều kết quả tích cực, tổng sản lượng điện thương phẩm đạt 13.476 triệu kWh, đạt 101% kế hoạch của cả năm. Qua đó giúp doanh thu Tổng công ty đạt 25.404 tỷ đồng (+17% YoY) và LNST sau CĐTS đạt 1.857 tỷ đồng (+74% YoY). Trong ngắn hạn, chúng tôi kỳ vọng lợi nhuận POW sẽ tiếp tục tăng trưởng mạnh trong Q4/2025, nhờ tỷ lệ hủy động Qc cao đối với các nhà máy so với cùng kỳ.

Công ty có tổng công suất phát điện lớn thứ hai cả nước

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam là đơn vị thành viên chủ chốt của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, hiện là nhà sản xuất điện có công suất tối đa lớn thứ hai cả nước (chỉ sau GENCO3 với tổng công suất khoảng 7.000 MW). Được thành lập năm 2007, POW hiện đang quản lý và vận hành 08 nhà máy điện với tổng công suất lắp đặt hơn 5.700 MW (bao gồm cả NMD Nhơn Trạch 3&4 đưa vào vận hành thương mại trong cuối năm 2025). POW tập trung vào nguồn điện khí, với công suất khí đốt là 4.200 MW, tương đương 73% tổng công suất của POW và gần 50% thị phần điện khí cả nước.

Luật và chính sách mới mở đường cho kỷ nguyên tăng trưởng

Theo chỉ thị số 31/CT-TTg của Thủ tướng Chính phủ, phân đầu tốc độ tăng trưởng GDP bình quân giai đoạn 2026-2030 đạt từ 10% mỗi năm trở lên. Để đạt được mục tiêu này, ngành điện phải đi trước một bước, đóng vai trò nền tảng cho tăng trưởng kinh tế nhanh và bền vững.

Trong năm 2025, ngành Điện Việt Nam đang trải qua một giai đoạn cải cách quan trọng với rất nhiều văn bản được ban hành, thể hiện những nỗ lực của cơ quan quản lý nhằm định hướng phát triển ngành điện trong thời gian tới. Từ đó sẽ kích hoạt lại chu kỳ đầu tư mới trong ngành và đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam.

Khuyến nghị: Chúng tôi sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền để xác định mức giá mục tiêu cho POW là **17.200 đồng/cp** (bao gồm cổ tức), tương đương với tiềm năng **tăng giá 15,8%** so với giá đóng cửa ngày báo cáo.

Các yếu tố rủi ro:

- Nguồn cung nhiên liệu khí không đảm bảo
- Tỷ giá USD/VND tăng
- Điều kiện thời tiết & sự cố kỹ thuật của các nhà máy

Tóm tắt một số chỉ tiêu tài chính:

Đvt: Tỷ đồng	2022	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu	28.224	28.329	30.306	35.378	48.415
Lợi nhuận gộp	3.726	2.704	1.998	4.393	3.476
LNST và sau CĐTS	2.061	1.038	1.112	2.464	1.263
ROE	6,8%	3,3%	3,5%	7,1%	3,5%
ROA	4,5%	1,8%	1,5%	3,2%	1,5%
EPS	880	443	475	1.052	539

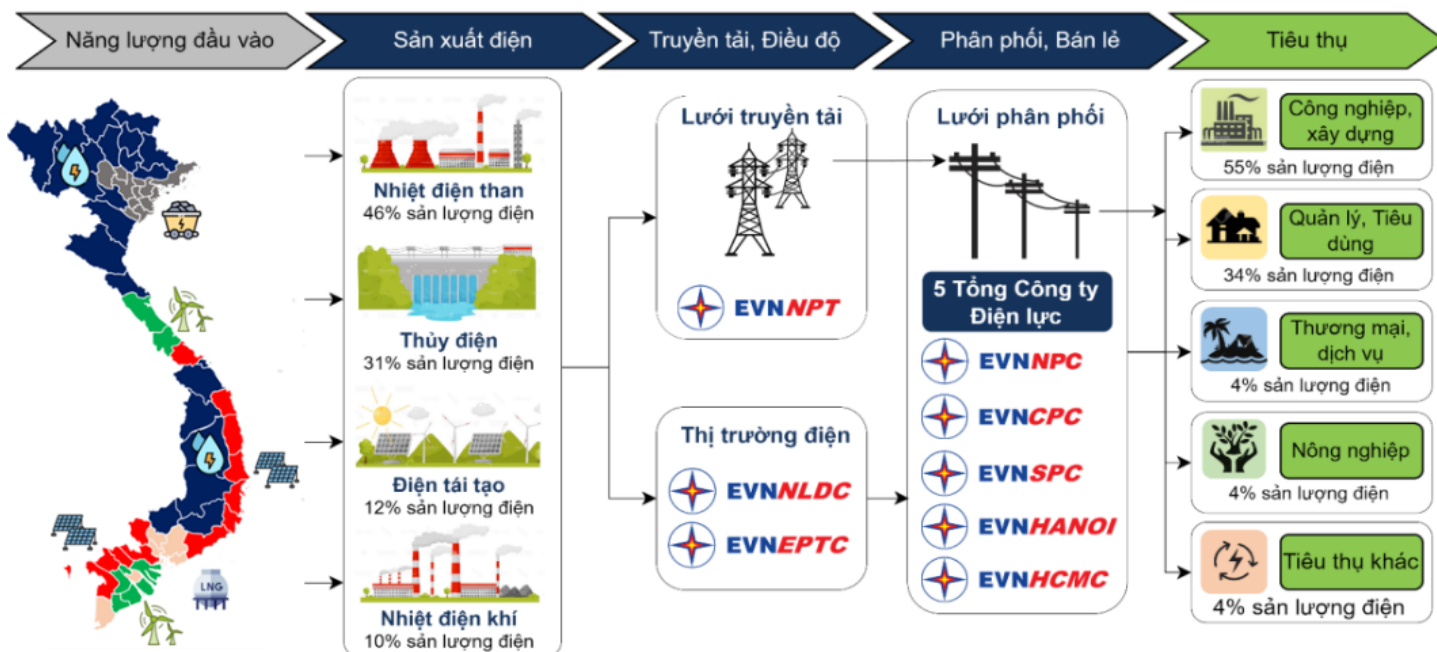
MỤC LỤC

A. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN Ở VIỆT NAM	
I. Tình hình sản xuất điện hiện nay	3
1. Nguồn năng lượng đầu vào: Trong nước dần cạn kiệt, phải tăng nhập khẩu tài nguyên	3
2. Sản xuất & truyền tải điện	9
3. Đầu ra: Tiêu thụ điện	11
II. Khung chính sách: Yếu tố sống còn của nhà máy điện	13
1. Cơ cấu tổ chức và quản lý	13
2. Các quy định và chính sách mới đưa vào áp dụng	13
III. Triển vọng ngành điện Việt Nam	15
1. Dài hạn: Phát triển nguồn năng lượng sạch hơn - đắt hơn	15
2. Triển vọng năm 2026: Nhiệt điện phục hồi	18
B. GIỚI THIỆU CÔNG TY	20
I. TỔNG QUAN VỀ CÔNG TY	20
1. Giới thiệu chung	20
2. Quá trình phát triển	21
3. Ban lãnh đạo và cơ cấu cổ đông	21
II. MÔ HÌNH HOẠT ĐỘNG KINH DOANH	22
1. Nhiệt điện khí	23
2. Nhiệt điện than – Nhà máy điện Vũng Áng 1	29
3. Thủy điện	30
III. TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH	32
1. Doanh thu & Tỷ suất lợi nhuận	32
2. Cơ cấu chi phí	32
3. Tỷ lệ đòn bẩy & Cơ cấu nợ vay	33
4. Lưu chuyển dòng tiền	33
IV. CẬP NHẬT KQKD QUÝ 3/2025	34
V. DỰ PHÓNG KẾT QUẢ KINH DOANH	35
VI. RỦI RO	36
1. Thiếu hụt nguồn cung nhiên liệu	36
2. Biến động tỷ giá	36
3. Yếu tố thời tiết	36
4. Sự cố kỹ thuật của nhà máy điện	36
VII. ĐỊNH GIÁ	37

A. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN Ở VIỆT NAM

I. Tình hình sản xuất điện hiện nay

Chuỗi giá trị ngành điện tại Việt Nam



Nguồn: BETA tổng hợp

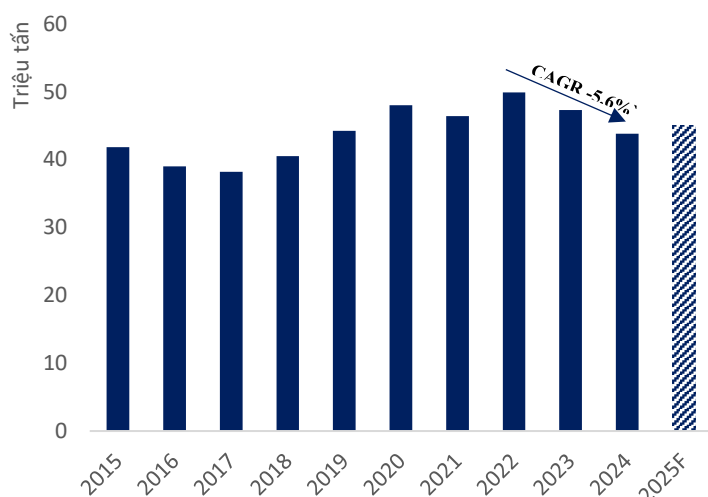
1. Nguồn năng lượng đầu vào: Trong nước dần cạn kiệt, phải tăng nhập khẩu tài nguyên

Đầu vào của ngành Điện bao gồm các loại nhiên liệu hóa thạch như: than, dầu, khí và các loại năng lượng tái tạo như: thủy năng, năng lượng gió, mặt trời, sinh khối,... tùy vào loại hình phát điện của nhà máy. Bên cạnh đó, các nguồn tài nguyên năng lượng phân bố tập trung và không đồng đều giữa các miền, do đó có thể gây mất cân bằng cung – cầu điện giữa các miền. Hiện nay, than đang là nguồn đầu vào được sử dụng nhiều nhất, tạo ra 46% sản lượng điện, thủy điện chiếm 30%, điện mặt trời và điện gió chiếm 12% và cuối cùng khí và dầu chiếm 11% sản lượng điện.

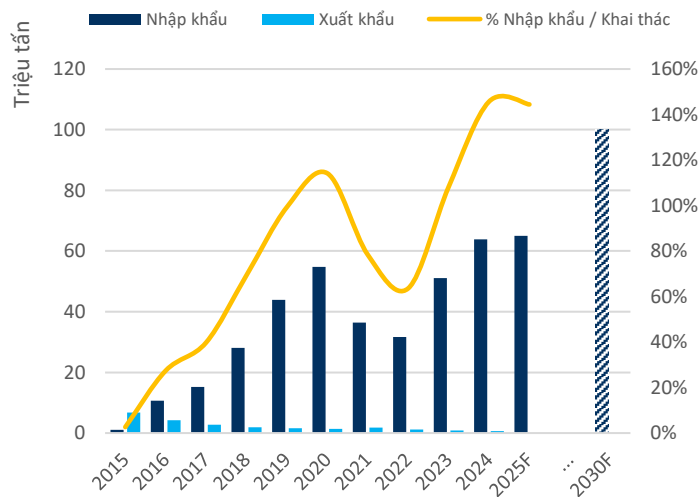
1.1 Than

a) Tăng nhập khẩu bù đắp cho nhu cầu khi sản lượng nội địa đạt giới hạn

Sản lượng khai thác than tại Việt Nam



Xuất nhập khẩu than của Việt Nam



Nguồn: BETA tổng hợp

Việt Nam chủ yếu khai thác than tại bể than Đông Bắc, có trữ lượng khoảng 2,42 tỷ tấn (năm 2020), chiếm 96% trữ lượng than cả nước. Do bể than Đông Bắc đã được khai thác từ lâu đời nên sản lượng khai thác gần như đã đạt giới hạn và khó có thể tăng trưởng, chỉ ở mức 40-50 triệu tấn trong suốt nhiều năm gần đây. Ngoài ra, giá thành khai thác có xu hướng tăng lên do điều kiện khai thác cũng đang ngày càng khó khăn hơn khi sản lượng các mỏ than lộ thiên giảm dần còn các mỏ hầm lò phải khai thác xuống sâu hơn.

Sản lượng tiêu thụ than tăng trưởng nhanh vượt quá khả năng khai thác, do đó nhu cầu nhập khẩu than ngày càng lớn. Trong đó, ngành điện là ngành tiêu thụ than nhiều nhất (70 - 75% sản lượng) và có sản lượng tiêu thụ than tăng trưởng nhanh nhất do công suất nhiệt điện than tăng trưởng mạnh trong giai đoạn này.

Dẫn đến, sản lượng nhập khẩu than đã tăng trưởng một cách nhanh chóng trong giai đoạn 2014 – 2023 với CAGR lên tới 37%/năm. Từ năm 2018, nhu cầu tiêu thụ than của riêng ngành điện đã vượt quá khả năng sản xuất than trong nước và Việt Nam bắt đầu phải xây dựng các nhà máy sử dụng than nhập khẩu.

Trong tương lai, ngành điện sẽ phụ thuộc nhiều hơn vào than nhập khẩu khi nhu cầu than đang ngày càng tăng lên. Nhu cầu tiêu thụ than tại Việt Nam hiện rơi vào khoảng 100 triệu tấn, cao hơn gấp đôi so với sản lượng than khai thác. Trong đó ngành điện cần khoảng 80 triệu tấn than để cung cấp cho khoảng 26 GW nhiệt điện than vận hành ở mức bình thường.

b) Than nội địa và than nhập khẩu có tính chất khác nhau

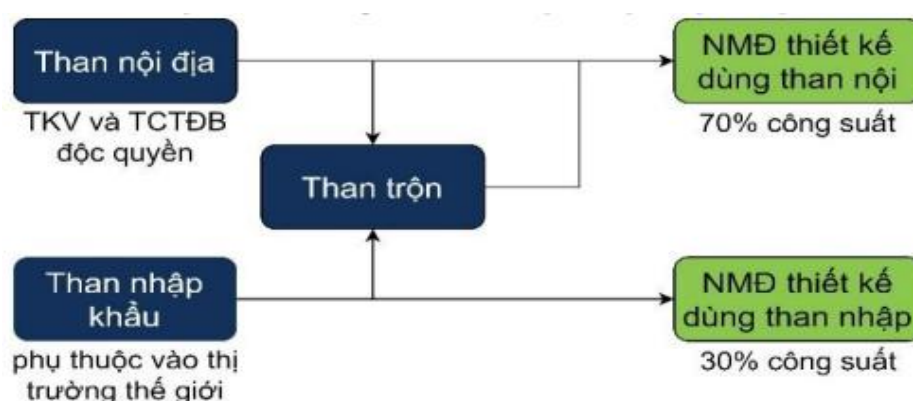
Than nội địa có nhiệt lượng cao hơn, nhưng tạo ra nhiều tro xỉ hơn

Than khai thác nội địa tại bể Đông Bắc là than antraxit (anthracite), trong khi phần lớn than khai thác trên thế giới là than bitum và á bitum. Than antraxit có nhiệt lượng cao hơn than bitum nhưng lại có nhiều đặc tính không phù hợp cho sản xuất điện như: hàm lượng chất bốc thấp nên than khó bắt cháy; than khó cháy kiệt và tạo ra nhiều tro xỉ hơn.

Các nhà máy nhiệt điện sử dụng than antraxit nội địa thường được tinh chỉnh thiết kế để phù hợp với đặc tính của loại than này, do đó sẽ có thiết kế khác với các nhà máy sử dụng than nhập khẩu. Việc chuyển đổi sử dụng giữa các loại than tương đối khó khăn, cần phải điều chỉnh lại thiết kế máy móc và cần có các bước thí nghiệm chặt chẽ để tránh gây ra sự cố, ngoài ra việc chuyển đổi loại than cũng sẽ làm giảm hiệu suất vận hành và tăng chi phí sản xuất của nhà máy.

Hiện tại ở Việt Nam có khoảng 70% nhà máy nhiệt điện than được thiết kế để sử dụng than nội địa và 30% còn lại sử dụng than nhập khẩu. Từ năm 2019, Việt Nam có thêm một loại than mới là than trộn, (pha trộn giữa than nội địa và than nhập khẩu). Loại than này được sử dụng cho các nhà máy thiết kế dùng than nội địa. Hoạt động sản xuất của các nhà máy sử dụng than nội và than nhập về cơ bản vẫn giống nhau, nhưng giá thành sản xuất của hai nhóm nhà máy này thường có sự khác biệt khá lớn do chênh lệch giá than đầu vào.

Các loại than đang được sử dụng cho nhà máy nhiệt điện



Cơ chế giá đầu vào:

- **Than nội địa (than trộn):** Than nội địa và than trộn được cung cấp độc quyền bởi Tập đoàn Than Khoáng sản Việt Nam (TKV) và Tổng Công ty Đông Bắc trong khi EVN là khách hàng lớn nhất (tiêu thụ 80%). Giá than được hai bên thống nhất và áp dụng chung cho tất cả nhà máy, chỉ khác nhau ở chi phí vận chuyển. Giá than nội địa duy trì ổn định từ năm 2019 và chỉ bắt đầu điều chỉnh tăng từ đầu năm 2025. Do đều là doanh nghiệp nhà nước, TKV và TCTĐB giữ giá than không đổi trong giai đoạn trước đó ổn định giá điện và hỗ trợ ngành điện.
- **Than nhập khẩu:** Giá than nhập khẩu phụ thuộc hoàn toàn vào diễn biến thị trường than thế giới nên thường xuyên biến động mạnh. Các đơn vị chủ yếu nhập khẩu theo hình thức đấu thầu với sản lượng nhập không ổn định và thời gian hợp đồng ngắn. Trong 9T2025, giá than toàn cầu tiếp tục xu hướng giảm giúp giá than nhập khẩu bình quân ở mức 102,2 USD/tấn (-17% YoY).

1.2 Dầu khí

Xây dựng nhà máy nhiệt điện khí phụ thuộc rất lớn vào hạ tầng của hệ thống khí

Mỗi nhà máy nhiệt điện khí chỉ được cung cấp khí từ một hệ thống phân phối khí và gần như phụ thuộc hoàn toàn vào sản lượng cấp khí từ hệ thống khí đó do các hệ thống khí thường không có sự liên kết với nhau. Hoạt động của các nhà máy nhiệt điện khí cũng luôn cần có sự phối hợp với ngành khí. Các dự án điện và khí thường được phát triển song song và đồng bộ với nhau ngay từ giai đoạn đầu phát triển, tạo thành các chuỗi dự án khí – điện.

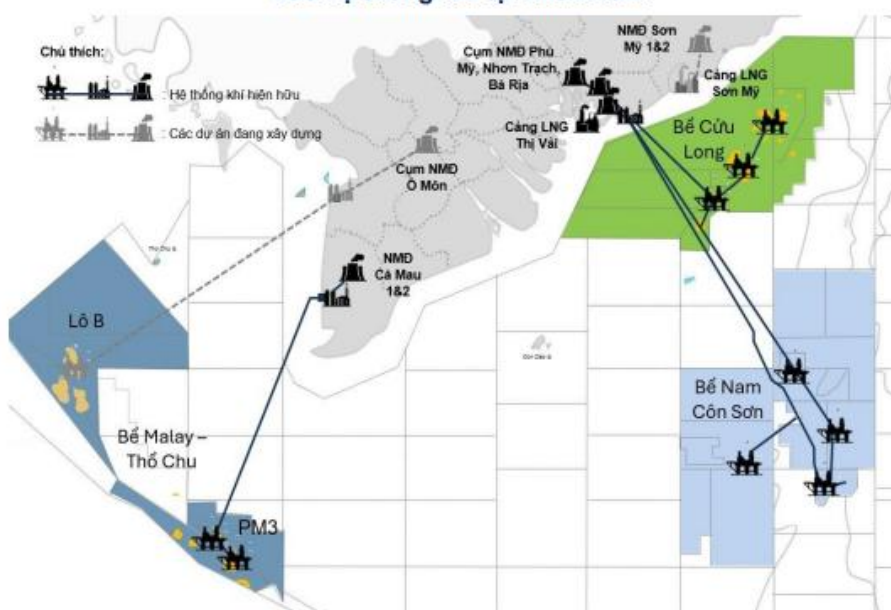
Hiện tại nước ta đang có 3 hệ thống cung cấp khí cho các nhà máy điện nằm tại 2 khu vực miền Nam:

- Đông Nam Bộ: gồm 2 hệ thống khí Cửu Long và Nam Côn Sơn, cung cấp cho các khách hàng tiêu thụ ở khu vực Đông Nam Bộ như cụm nhà máy điện Phú Mỹ, Nhơn Trạch, Bà Rịa.
- Tây Nam Bộ: Hệ thống khí PM3 – Cà Mau khai thác khí tại bể Malay - Thổ Chu, cung cấp cho cụm nhà máy điện Cà Mau.

Bản đồ phân lô dầu khí



Các hệ thống khí tại miền Nam



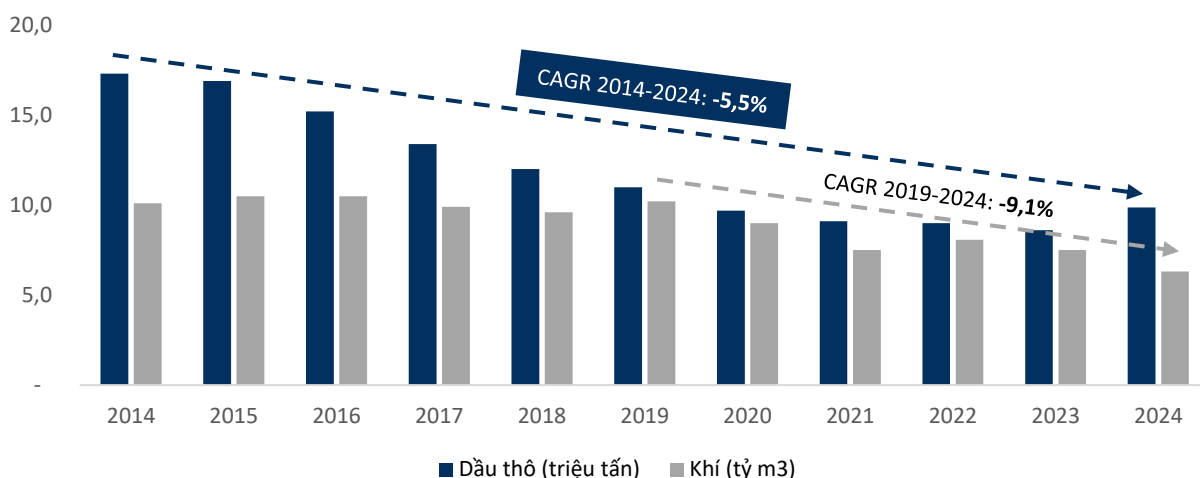
Nguồn: BETA tổng hợp

Sản lượng khí sụt giảm mạnh tác động tiêu cực tới các khách hàng tiêu thụ khí

Sản lượng khí hiện tại chủ yếu đến từ các bể khí nằm ở miền Nam, do đó cơ sở hạ tầng ngành khí và các khách hàng tiêu thụ chính cũng tập trung ở khu vực này. Trong đó, khoảng 70% sản lượng khí được khai thác bởi hệ thống khí Đông Nam Bộ và 30% sản lượng tại khu vực Tây Nam Bộ. Sản lượng khí khai thác ở cả 2 hệ thống khí này đều đang có sự sụt giảm đáng kể do các mỏ khí lớn đi vào giai đoạn cuối khai thác. Sản lượng khí đã giảm từ mức 10,2 tỷ m3 năm 2019 xuống chỉ còn 6,3 tỷ m3 năm 2024.

Sự suy giảm nguồn cung đáng kể đã buộc Chính phủ phải đẩy nhanh các nỗ lực tìm kiếm và đảm bảo các nguồn khí khác thay thế như phát triển các nguồn khí mới và xây dựng kho lưu trữ LNG. Chiến lược này không chỉ nhằm duy trì nguồn nhiên liệu đầu vào cho các nhà máy điện khí mà còn để bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

Sản lượng khai thác dầu khí hàng năm tại Việt Nam



Nguồn: BETA tổng hợp

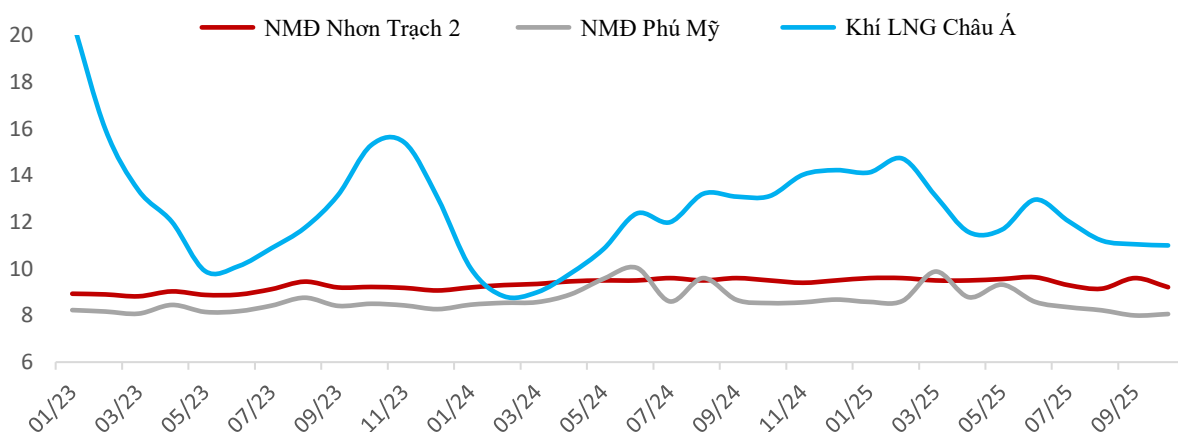
Giá khí nội địa tăng lên do chi phí vận chuyển cao

PVGAS là nhà cung cấp độc quyền cho các nhà máy nhiệt điện khí tại Việt Nam. PVGAS hiện đang sở hữu và vận hành các hệ thống đường ống dẫn khí và các nhà máy xử lý khí tại Việt Nam, đồng thời cũng là chủ đầu tư của hai dự kho cảng LNG đang được triển khai hiện tại là Thị Vải và Sơn Mỹ.

Mặc dù việc cung cấp khí độc quyền bởi PVGAS nhưng giá khí được neo theo giá dầu MFO Platts Singapore và dùng giá miệng giếng là giá sàn. Có công thức giá bán như sau:

$$\text{Giá khí} = \text{Max} (46\% * \text{MFO}, \text{Giá miệng giếng}) + \text{Phí vận chuyển}$$

Diễn biến giá khí nội địa và khí LNG Châu Á



Nguồn: BETA tổng hợp

1.3 Thủy năng

Tập trung chủ yếu tại hai khu vực: miền núi phía Bắc và miền Trung – Tây Nguyên

Hai khu vực này là nơi tập trung nhiều hệ thống sông lớn và có nhiều tiềm năng thủy điện như hệ thống sông Đà, sông Lô, sông Thao ở miền núi phía Bắc và hệ thống sông Sê San, sông Srepok, sông Hinh ở miền Trung – Tây Nguyên.

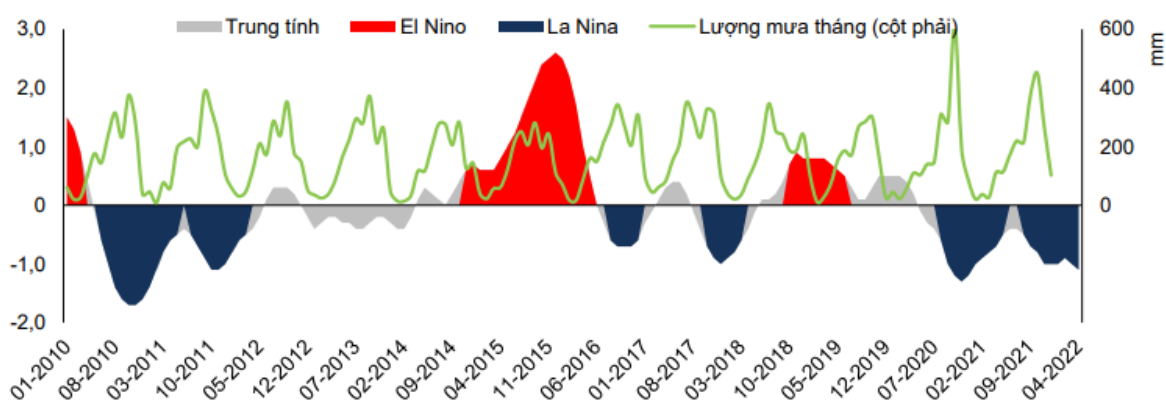
Hệ thống sông ở hai khu vực này có nhiều điểm khác nhau, do đó cũng tạo ra nhiều điểm khác biệt tới hệ thống thủy điện ở 2 khu vực. Hệ thống sông ở vùng núi phía Bắc có chiều dài và diện tích lưu vực lớn, độ dốc vừa phải, do đó có thể xây dựng những hồ chứa có dung tích rất lớn và những nhà máy thủy điện có công suất rất lớn như thủy điện Sơn La (2.400 MW), Hòa Bình (1.920 MW), Lai Châu (1.200 MW),... Trong khi đó, ở Tây Nguyên và miền Trung, các hệ thống sông ngắn hơn, lưu vực nhỏ nên khó xây dựng hồ chứa lớn, bù lại thì với độ dốc địa hình lớn, nhiều thác nước, dòng chảy mạnh nên khu vực này tập trung rất nhiều nhà máy thủy điện có quy mô vừa và nhỏ.

Nguồn thủy năng không ổn định do chịu ảnh hưởng từ diễn biến thời tiết

Sản lượng của các nhà máy thủy điện phụ thuộc rất lớn vào chế độ nước của hệ thống sông và của hồ chứa thủy điện, kể cả đối với những hồ chứa có dung tích lớn và có khả năng điều tiết năm. Chế độ nước của các hồ chứa thủy điện có hai tính chất nổi bật là tính chu kỳ và tính mùa vụ.

- **Tính chu kỳ:** Chịu ảnh hưởng từ chu kỳ khí hậu ENSO, liên quan trực tiếp đến chu kỳ nóng lên và lạnh đi của hành tinh và có ảnh hưởng lớn nhất đến khu vực nhiệt đới – Nam Thái Bình Dương và bờ tây châu Mỹ. Trong điều kiện El Nino sẽ gây bất lợi cho thủy điện do nhiệt độ thường nóng, khô và có ít mưa, bão. Ngược lại, thủy điện sẽ hưởng lợi trong pha La Nina khi lượng mưa cao hơn mức bình thường, kèm theo bão, lũ.

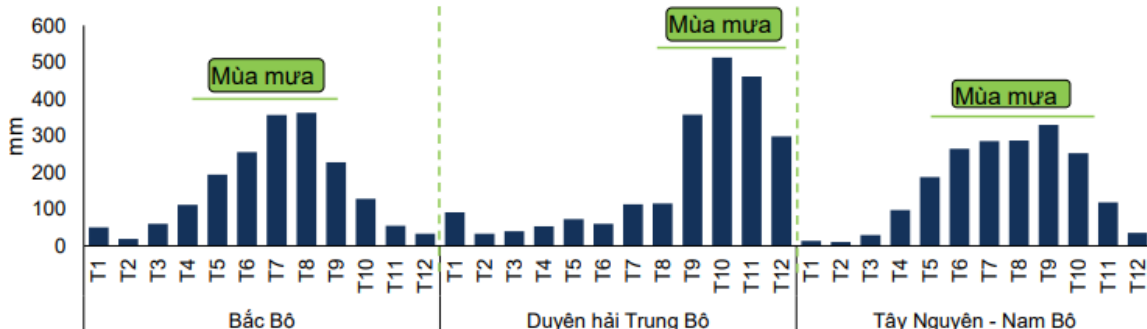
Tương quan lượng mưa tháng tại Việt Nam và chỉ số ONI



Nguồn: BETA tổng hợp

- **Tính mùa vụ:** Nhìn chung khí hậu Việt Nam được chia thành hai mùa khá rõ rệt là mùa mưa và mùa khô. Mùa mưa hằng năm thường kéo dài từ 4 - 6 tháng, tuy nhiên chiếm đến 75 - 80% lượng mưa cả năm. Dẫn đến nước của các con sông cũng phân thành hai mùa rõ rệt là mùa lũ và mùa cạn.

Phân bố lượng mưa điển hình theo tháng tại các vùng



Nguồn: BETA tổng hợp

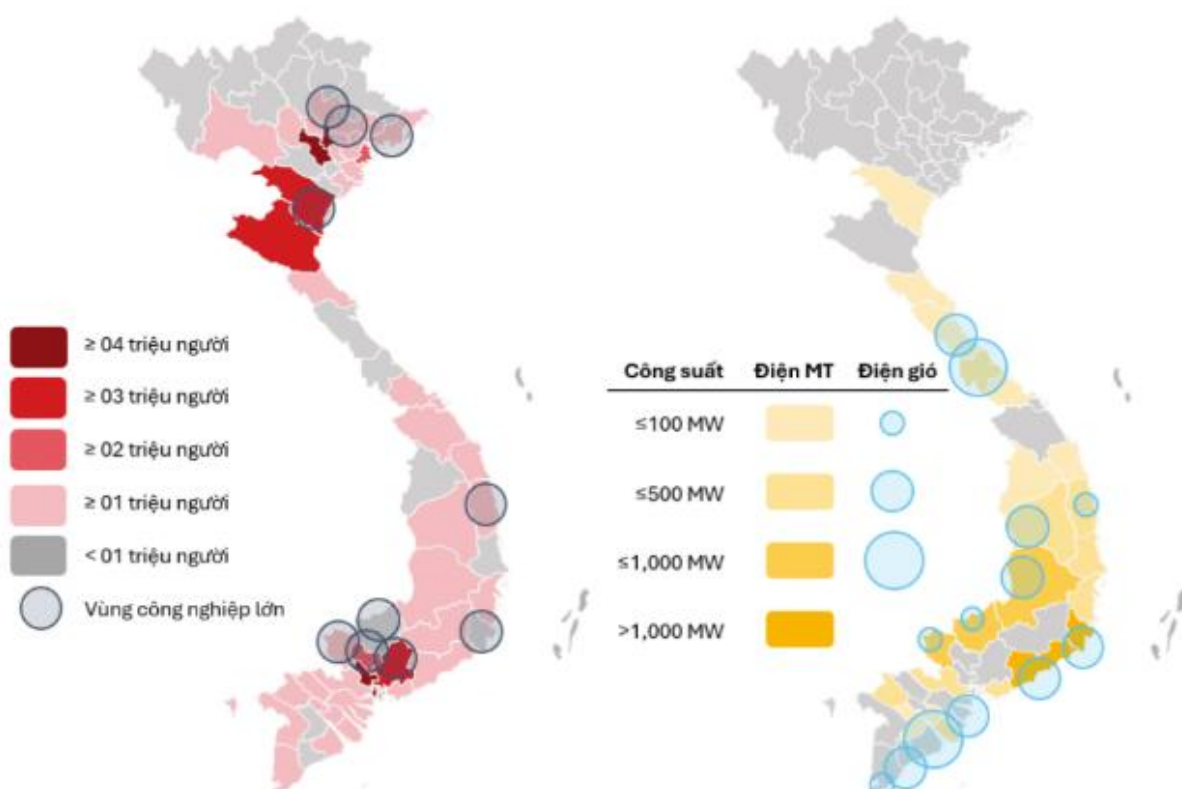
1.4 Năng lượng tái tạo (Năng & gió)

Tiềm năng mở rộng phát triển nguồn điện tái tạo ở Việt Nam rất lớn

Việt Nam có vị trí địa lý rất thuận lợi để phát triển điện gió và điện mặt trời nhờ nằm trong vùng khí hậu nhiệt đới gió mùa, có đường bờ biển dài, tạo ra nguồn gió mạnh và ổn định quanh năm, đặc biệt tại các khu vực ven biển Nam Trung Bộ và Tây Nam Bộ. Đồng thời, do nằm gần đường xích đạo, Việt Nam nhận được lượng bức xạ mặt trời lớn với số giờ nắng cao, nhất là ở miền Trung và miền Nam. Sự kết hợp giữa gió mạnh – nắng nhiều – khí hậu ổn định khiến Việt Nam trở thành quốc gia có tiềm năng hàng đầu khu vực về năng lượng tái tạo.

Vị trí có vai trò tiên quyết đối với sản lượng điện cũng như hiệu quả kinh tế của các nhà máy. Do đó, những nơi có vị trí thuận lợi thường tập trung rất nhiều dự án. Điều này gây ra áp lực trong vấn đề khả năng tiêu thụ và hệ thống truyền tải điện.

Phân bố nguồn điện NLTT tại các khu vực ở Việt Nam



Nguồn: BETA tổng hợp

Nguồn năng lượng từ nắng & gió thiếu ổn định, khó điều độ

Mặc dù xét trên bình quân năm, điện gió và điện mặt trời thường cho sản lượng tương đối ổn định, nhưng trong thực tế vận hành, sản lượng của chúng lại biến động rất lớn theo từng giờ, từng ngày hoặc giữa các tháng do phụ thuộc hoàn toàn vào điều kiện thời tiết. Vì các nguồn năng lượng này gần như không thể điều tiết tức thời và khả năng lưu trữ còn hạn chế, công suất phát luôn thay đổi đột ngột và khó dự đoán.

Điều này tạo ra thách thức đáng kể cho công tác điều độ, cân bằng cung – cầu và đảm bảo vận hành an toàn, ổn định của hệ thống điện. Đôi khi, Trung tâm Điều độ (A0) buộc phải yêu cầu các nhà máy điện mặt trời giảm phát công suất để đảm bảo an toàn vận hành lưới điện khi phụ tải tình quá thấp.

- **Quá Tải Đường Dây 500kV Bắc – Nam:** Sự tập trung công suất NLTT ở vùng Nam Trung Bộ dẫn tới những giờ có nắng/gió tốt, lượng điện thừa từ miền Nam/Trung phải đẩy mạnh

ra miền Bắc để giải tỏa, khiến đường dây 500kV vận hành ở chế độ căng thẳng (full load hoặc quá tải).

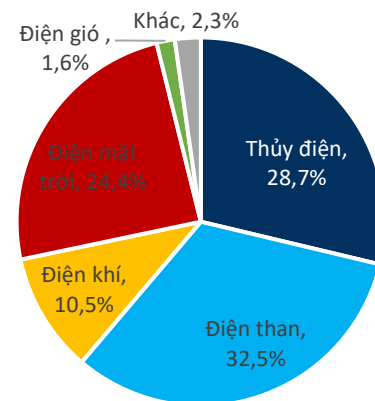
- **Khó Khăn Giải Tỏa Công Suất NLTT Cục Bộ:** Các dự án điện mặt trời và điện gió thường được xây dựng ở các vùng có tiềm năng tốt (Ninh Thuận, Bình Thuận, Tây Nguyên, Đồng bằng Sông Cửu Long) nhưng lại là các khu vực có lưới điện truyền tải yếu và cách xa trung tâm phụ tải lớn. Kết quả là, hệ thống truyền tải không thể hấp thụ hết công suất của NLTT vào giờ cao điểm ban ngày, dẫn đến hiện tượng cắt giảm công suất (Curtaiment), gây lãng phí nguồn lực đầu tư.
- **Vấn Đề Ổn Định Hệ Thống:** Sự thay đổi công suất phát nhanh chóng và lớn của NLTT (đặc biệt là lúc mặt trời lặn - Ramp Rate) gây ra dao động lớn về công suất truyền tải trên lưới điện. Điều này làm ảnh hưởng đến tần số và điện áp của hệ thống, đòi hỏi A0 phải liên tục huy động các nguồn điện truyền thống linh hoạt (như thủy điện hoặc tuabin khí) để điều chỉnh phụ trợ.

2. Sản xuất & truyền tải điện

2.1 Nguồn phát điện

Nhờ có nguồn tài nguyên đầu vào đa dạng, Việt Nam có thể phát triển nhiều công nghệ phát điện khác nhau với cơ cấu tương đối đồng đều và đa dạng. Trong đó, nhiệt điện than và thủy điện là hai nguồn điện có tỷ trọng lớn nhất, chiếm lần lượt 33% và 28%. Năng lượng tái tạo, trong đó chủ yếu là điện mặt trời và điện gió, chỉ mới phát triển trong vòng khoảng 5 năm trở lại đây nhưng hiện đã chiếm 27% trong cơ cấu công suất nguồn điện. Nguồn điện lớn còn lại là nhiệt điện chạy khí và dầu, chiếm 11% tổng công suất.

Tỷ trọng công suất phát điện năm 2024



Nguồn: BETA tổng hợp

Các công nghệ phát điện có sự khác biệt khá lớn về: (1) đặc điểm vận hành, (2) giá thành sản xuất và (3) mức độ phát thải. Các đặc điểm này là những yếu tố quan trọng ảnh hưởng tới tính cạnh tranh giữa các công nghệ phát điện, bên cạnh tiềm năng phát triển các nguồn tài nguyên đầu vào.

	Nhiệt điện than	Nhiệt điện khí	Thủy điện	DMT & Điện gió
Nguồn đầu vào	- Than nội địa không đủ phục vụ nhu cầu. - Tăng nhập khẩu, nhưng loại than không được tối ưu cho nhà máy.	- Các mỏ khí nội địa đang khai thác dần cạn kiệt. - Nhập khẩu LNG để sản xuất thì giá cao hơn, lại không tối ưu với thiết kế ban đầu.	Chỉ còn dư địa để phát triển các dự án quy mô nhỏ.	Chi phí thiết bị, vật tư ngày càng rẻ và hiệu quả hơn. Tiềm năng phát triển lớn.
Giá thành sản xuất	- Giá thành thấp và tương đối ổn định - Than chiếm khoảng 72% tổng chi phí.	- Giá thành cao, biến động mạnh theo giá khí đầu vào. - Khí chiếm ~75% tổng chi phí.	- Rẻ nhất trong các nguồn. - Đa phần là chi phí cố định, phụ thuộc vào suất đầu tư ban đầu.	- Trái ngược với các nguồn còn lại, giá thành sẽ giảm xuống nhờ công nghệ phát triển. - Chủ yếu là chi phí cố định.
Đặc điểm vận hành	- Kém linh hoạt khi phải vận hành với công suất cao (trên 60%).	- Tương đối linh hoạt khi có thể vận hành với công suất thấp hơn 40-60%.	- Độ linh hoạt cao, đóng vai trò quan trọng giúp điều độ toàn hệ thống.	- Năng và gió không thể giữ trữ như thủy điện nên công suất phụ thuộc hoàn toàn vào thời tiết.

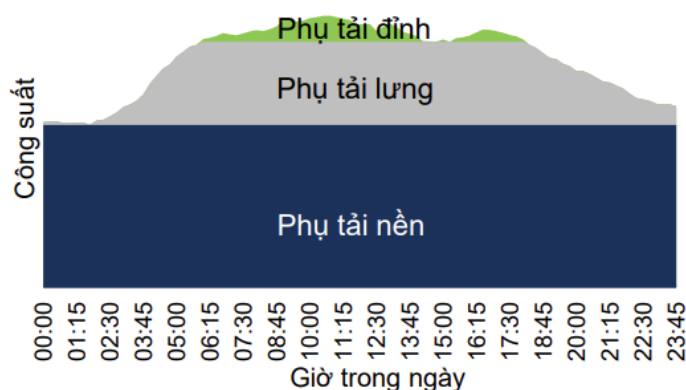
	- Khởi động lại mất nhiều thời gian so với nhiệt điện khí.	- Không chủ động nguồn khí đầu vào.		- Hệ số công suất cả năm ổn định, nếu không bị EVN cắt giảm công suất.
Tác động đến môi trường	Phát thải ra môi trường rất cao.	Phát thải thấp hơn nhiệt điện than.	Không phát thải nhưng có tác động đến hệ sinh thái	Không phát thải
Hạn chế	Ảnh hưởng môi trường	Giá thành cao, nguồn khí không ổn định	Phụ thuộc vào thủy văn	Không ổn định và không điều độ được nếu thiếu pin lưu trữ.
Khung giá EVN mua 2025 (đồng/kwh)	1.706	Khí tự nhiên: 3.069 Khí LNG: 3.327	1.110	ĐMT: 1.185 - 1.508 Điện gió: 1.587 – 1.816

Nguồn: BETA tổng hợp

Trong hệ thống điện thông thường, phụ tải điện thường được chia thành 3 phần là: phụ tải nền (base load), phụ tải lưng (mid - merit load) và phụ tải đỉnh (peak load). Mỗi phần của phụ tải sẽ yêu cầu các đặc điểm vận hành khác nhau. Do đó, ngoài các yếu tố cạnh tranh nêu trên, thứ tự ưu tiên huy động nguồn điện cũng phụ thuộc vào vai trò ban đầu của nhà máy và mục tiêu của trung tâm điều độ.

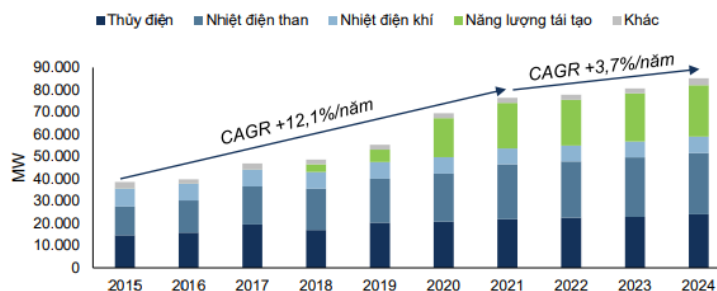
Ví dụ, phần phụ tải đỉnh yêu cầu các nguồn điện có độ linh hoạt cao (nhiệt điện khí, thủy điện), trong khi các nguồn điện chạy ở phần phụ tải nền sẽ cần khả năng duy trì mức công suất ổn định, liên tục và thường không yêu cầu nhiều về độ linh hoạt (nhiệt điện than, thủy điện quy mô lớn).

Phụ tải điển hình của hệ thống điện trong ngày

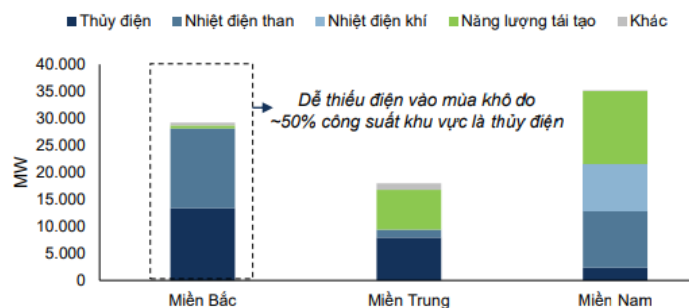


Nguồn: BETA tổng hợp

Công suất nguồn phát điện ở Việt Nam



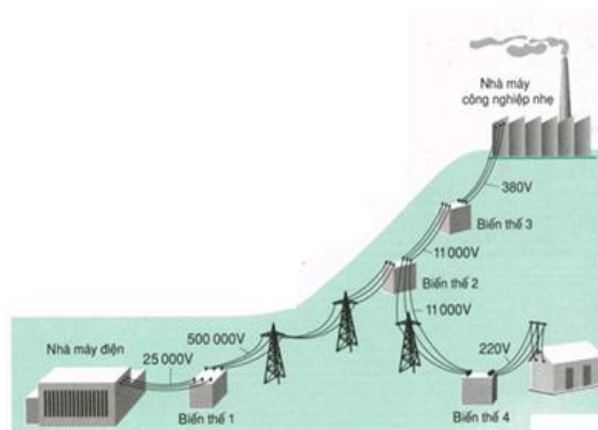
Các nguồn phát điện phân bố không đều, đặt áp lực lên hệ thống truyền tải



Nguồn: BETA tổng hợp

2.2 Hệ thống truyền tải điện

Hệ thống lưới điện truyền tải bao gồm lưới điện và trạm biến áp (TBA) ở cấp điện áp cao: 500 kV và 220 kV, kết nối các nhà máy điện với các trung tâm phụ tải tiêu thụ (nơi có các hệ thống lưới điện phân phối). Hệ thống lưới điện truyền tải thực hiện 2 chức năng chính là: (1) truyền tải điện từ các nhà máy tới các trung tâm phụ tải và (2) liên kết các trung tâm phụ tải để đảm bảo cân bằng hệ thống điện tại các vùng miền. Hoạt động của khâu truyền tải điện thường gắn liền với khâu sản xuất điện để có thể có thể đảm bảo thực hiện các chức năng truyền tải, do Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) độc quyền.



Sơ đồ hệ thống truyền tải điện

2.3 Phân phối điện

Hệ thống lưới điện phân phối là hệ thống lưới điện và TBA có điện áp dưới 110 KV, bao gồm: các lưới điện cao áp (110 kV phân phối cho tỉnh/thành phố hoặc khu công nghiệp), các lưới điện trung áp (gồm các cấp điện áp 6 – 35 kV), và các lưới điện hạ áp (có cấp điện áp dưới 1 kV) để phục vụ các hộ tiêu thụ nhỏ hơn.

Giá bán lẻ điện đầu ra do EVN ban hành dưới sự quản lý của Bộ Công Thương theo Quyết định 05/2024/QĐ-TTg về quy định cơ chế điều chỉnh giá điện bán lẻ bình quân. Quyết định mới này làm rõ phương pháp xác định giá bán lẻ, đồng thời cho phép EVN có thể điều chỉnh giá bán lẻ tối đa là 03 tháng mỗi lần, nếu mức tăng giá dưới 5%/lần thì không cần chấp thuận của BCT.

Công thức giá điện bình quân được xác định như sau:

$$G_{BQ} = \frac{C_{PD}}{A_{TP}} + \frac{C_{DVPT} + C_{TT} + C_{PPBL} + C_{Chung} + C_{DD}}{A_{TP}} + \frac{C_{Khác}}{A_{TP}}$$

Trong đó:

G_{BQ}: Giá phát điện bình quân

A_{TP}: Tổng sản lượng điện thương phẩm

C_{DVPT}: Tổng chi phí dịch vụ phụ trợ

C_{TT}: Tổng chi phí mua dịch vụ truyền tải điện

C_{PP-BL}: Tổng chi phí dịch vụ phân phối - bán lẻ

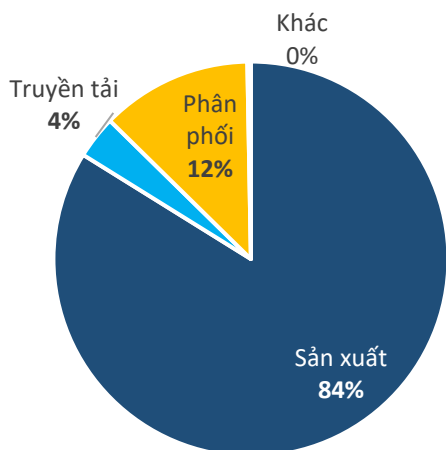
C_{Chung}: Tổng chi phí điều hành - quản lý

C_{DD}: Tổng chi phí dịch vụ điều độ hệ thống điện

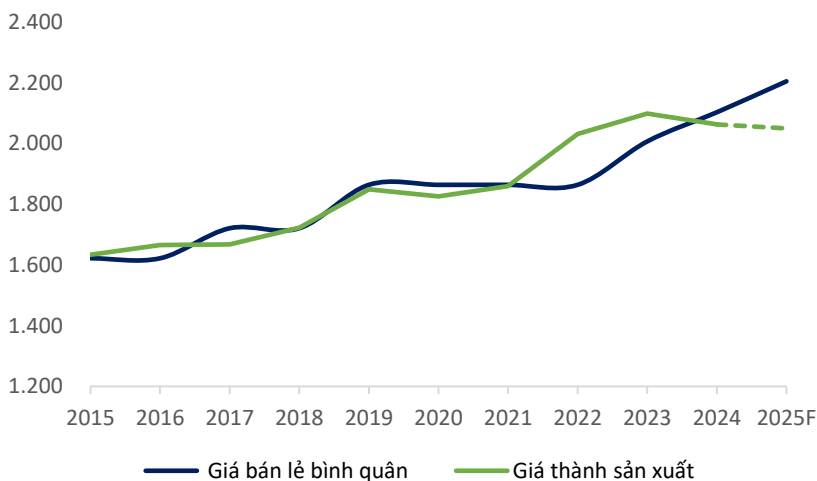
C_{khác}: Tổng các chi phí khác

Trên thực tế giá bán lẻ điện bình quân thường điều chỉnh tăng chậm hơn so với giá thành của ngành điện. Điển hình là trong giai đoạn là 2019 – 2022, giá bán lẻ điện bình quân không có đợt điều chỉnh nào, thậm chí còn giảm do EVN hỗ trợ tiền điện cho khách hàng. Trong khi giá thành SXKD điện lại tăng mạnh do chi phí từ khâu sản xuất điện (chiếm trên 80%) gia tăng. Từ khi quyết định trên có hiệu lực, EVN đã điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân 2 lần vào tháng 10/2024 (tăng 4,8%) và trong tháng 5/2025 (tăng 4,8%).

Cơ cấu giá thành sản xuất điện 2024



Giá bán lẻ điện vs giá thành SXKD điện của EVN



Nguồn: BETA tổng hợp

3. Đầu ra: Tiêu thụ điện

3.1 Tăng trưởng đều đặn với cơ cấu khách hàng ổn định

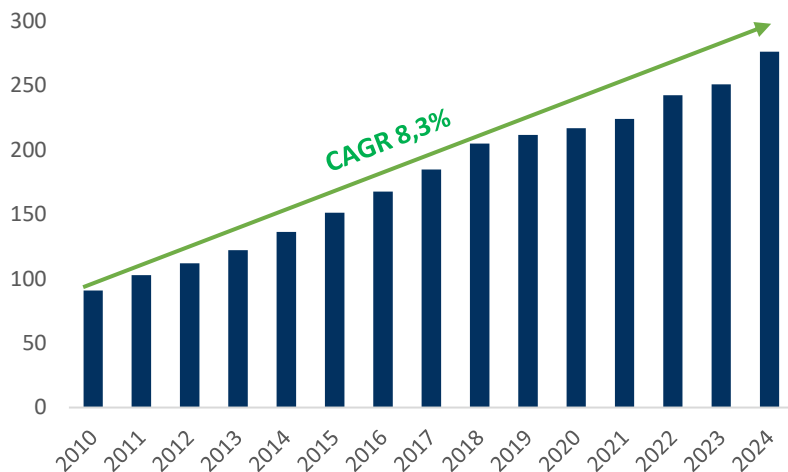
Sản lượng tiêu thụ điện của Việt Nam trong giai đoạn 2010-2024 tăng trưởng khá ổn định với CAGR đạt 8,3%/năm. Trong đó, cơ cấu khách hàng sử dụng điện không có sự thay đổi đáng kể trong giai đoạn này với hai nhóm khách hàng chính là nhóm sản xuất công nghiệp – xây dựng (chiếm ~52% sản lượng tiêu thụ) và nhóm sinh hoạt, dân dụng (chiếm 34% sản lượng tiêu thụ).

- **Công nghiệp – xây dựng:** Việt Nam đang tăng trưởng cao nhờ quá trình đô thị hóa diễn ra mạnh mẽ. Bên cạnh đó, các khu công nghiệp đẩy mạnh phát triển thu hút nhiều doanh

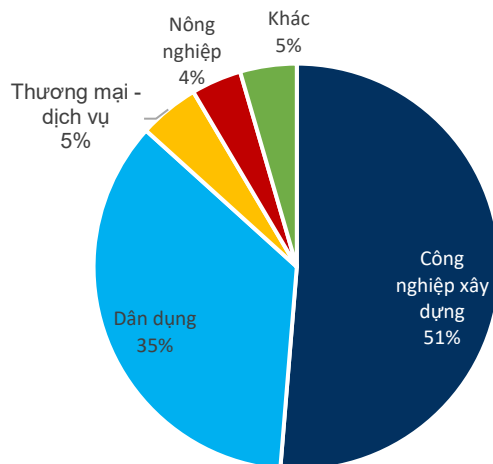
ngành FDI đa ngành nghề có cường độ tiêu thụ điện lớn như: chế biến thực phẩm, sản xuất thép, xi măng, dệt may, chế tạo thiết bị máy móc,... thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ điện.

- **Dân dụng:** Nhu cầu tiêu thụ điện của các hộ gia đình ở Việt Nam đã tăng khá mạnh trong giai đoạn vừa qua nhờ sự phát triển của hạ tầng điện cùng với sự gia tăng thu nhập của người dân. Mặc dù vậy, tiêu thụ điện bình quân đầu người tại Việt Nam hiện đang ở mức trung bình tại Đông Nam Á, thấp hơn so với mặt bằng chung của thế giới và vẫn còn nhiều dư địa để tăng trưởng.

Sản lượng điện thương phẩm



Cơ cấu tiêu thụ điện 2024



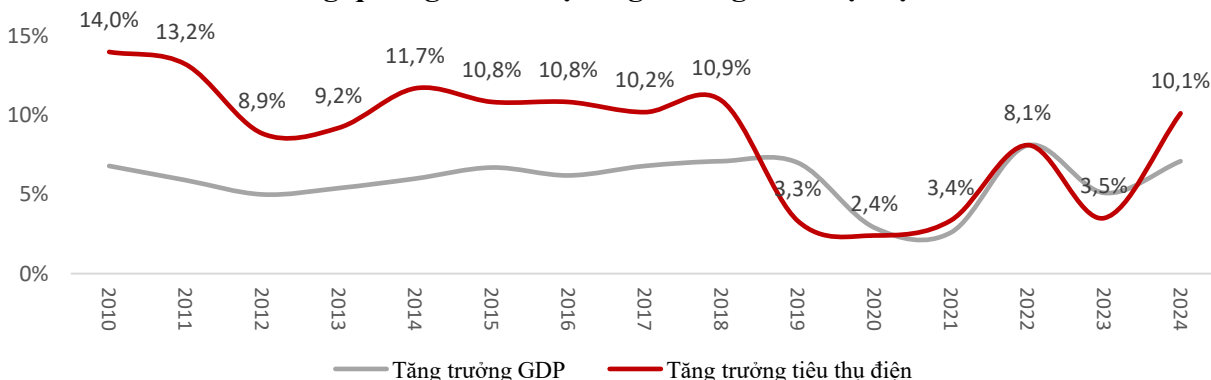
Nguồn: BETA tổng hợp

3.2 Hiệu quả sử dụng điện còn thấp

Sản lượng tiêu thụ điện của nước ta luôn cao hơn tăng trưởng GDP, đặc biệt giai đoạn 2010–2018, cho thấy nền kinh tế Việt Nam vẫn sử dụng điện theo mô hình tăng trưởng phụ thuộc năng lượng. Điều này phản ánh cơ cấu công nghiệp – sản xuất chiếm tỷ trọng lớn và hiệu quả sử dụng điện còn hạn chế. Trong năm 2024, hệ số đàn hồi điện là 1,4 lần, điều này có nghĩa để tăng được 1% GDP thì sản lượng điện tiêu thụ cần tăng lên 1,4%. Con số này rất cao so với mặt bằng chung của thế giới ~0,8 lần và cũng cao hơn các nước có nền kinh tế tương đồng ở Đông Nam Á hay Trung Quốc.

Với mục tiêu tăng trưởng kinh tế đầy tham vọng giai đoạn 2026–2030 cùng hàng loạt chính sách thúc đẩy sản xuất, đầu tư và phát triển hạ tầng, nhu cầu điện của Việt Nam được dự báo sẽ tăng mạnh. Cơ cấu kinh tế hiện nay vẫn phụ thuộc lớn vào các ngành thâm dụng năng lượng như thép, xi măng, chế biến chế tạo và điện tử, khiến tiêu thụ điện tăng nhanh mỗi khi hoạt động công nghiệp mở rộng. Đồng thời, quá trình đô thị hóa, cải thiện mức sống và nhu cầu làm mát ngày càng cao dưới tác động của biến đổi khí hậu tiếp tục đẩy mạnh nhu cầu điện dân dụng. Tổng hòa các yếu tố này cho thấy tiêu thụ điện giai đoạn 2026–2030 nhiều khả năng duy trì tốc độ tăng trưởng cao, thậm chí có thể vượt mức tăng GDP nếu không kèm theo các biện pháp quyết liệt nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng trên toàn nền kinh tế.

Tương quan giữa tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện và GDP



Nguồn: BETA tổng hợp

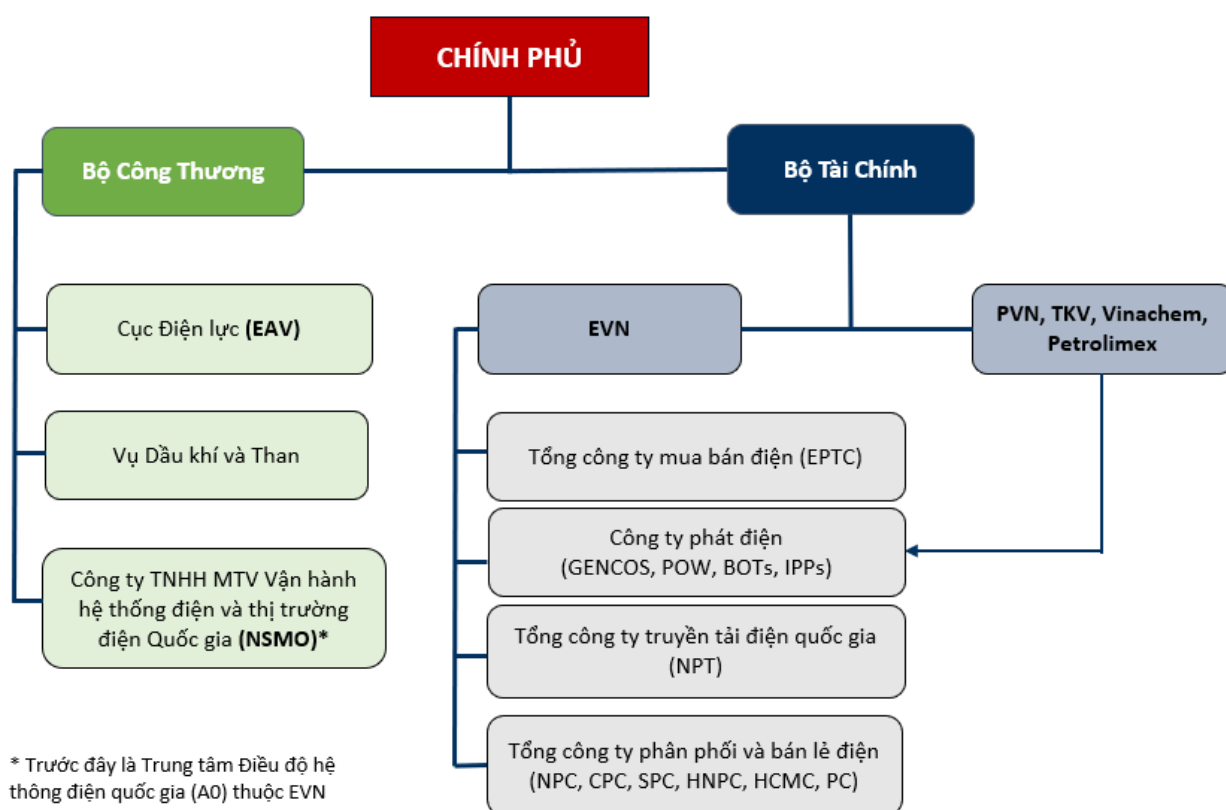
II. Khung chính sách: Yếu tố sống còn của nhà máy điện

1. Cơ cấu tổ chức và quản lý

Cơ cấu điều hành ngành Điện hiện nay của nước chúng ta đã có sự điều chỉnh sau giai đoạn tái cấu trúc toàn diện. Thể hiện một mô hình có sự phân cấp rõ ràng, kết hợp giữa quản lý nhà nước và điều hành kinh doanh/kỹ thuật, với vai trò chủ đạo của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và sự tách bạch dần các khâu để hướng tới thị trường điện cạnh tranh. Trong đó, nhà nước đóng vai trò quản lý, chi phối:

- **Sự chi phối của Bộ Công Thương (BCT):** BCT là cơ quan quản lý nhà nước cốt lõi, chịu trách nhiệm cho hầu hết các khâu từ chính sách, quy hoạch (qua Cục Điện lực, Vụ Dầu khí và Than) đến điều hành vận hành (NSMO). Trong năm 2025, việc tách Trung tâm Điều độ A0 thành Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO) trực thuộc BCT là bước tiến lớn. Điều này đảm bảo tính độc lập và công bằng trong điều hành hệ thống điện và thị trường điện, không bị chi phối bởi lợi ích kinh doanh của EVN.
- **Tham gia của Bộ Tài chính:** Đảm bảo quản lý về mặt tài chính và giá cả, thể hiện sự kiểm soát đa chiều của Nhà nước lên ngành điện. Các khâu Phát điện (GENCOs, POW, IPPs), Truyền tải (NPT), và Phân phối/Bán lẻ (NPC, CPC, SPC,...) được tách ra thành các Tổng công ty/Công ty khác nhau, tạo điều kiện cho việc tính toán chi phí minh bạch và xây dựng thị trường cạnh tranh.

Sơ đồ tổ chức và quản lý ngành Điện



Nguồn: BETA tổng hợp

2. Các quy định và chính sách mới đưa vào áp dụng

Ngành Điện Việt Nam đang trải qua một giai đoạn cải cách quan trọng với rất nhiều văn bản được ban hành trong năm 2025, thể hiện những nỗ lực của cơ quan quản lý nhằm định hướng phát triển ngành điện trong thời gian tới. Từ đó sẽ kích hoạt lại chu kỳ đầu tư mới trong ngành và đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam.

Quy định nổi bật	Ngày hiệu lực	Nội dung	Tác động
Luật Điện lực số 61/2024/QH15	01/02/2025	Thay thế Luật Điện lực cũ. Hoàn thiện hành lang pháp lý cho phát triển điện năng lượng tái tạo (NLTT), điện năng lượng mới, và mở rộng thị trường điện cạnh tranh theo lộ trình.	1. Là cơ sở pháp lý tối cao để xây dựng thị trường điện cạnh tranh toàn diện (bán buôn, bán lẻ). 2. Khuyến khích đầu tư NLTT (điện gió ngoài khơi, điện mặt trời mái nhà tự sản tự tiêu). 3. Tăng cường an ninh cung ứng điện và an toàn điện lực.
Thông tư 12/2025/TT-BCT	01/07/2025	Quy định về phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; và nội dung chính của Hợp đồng Mua Bán Điện (PPA).	Kiểm soát chi phí vốn: Quy định giá hợp đồng mua bán điện được tính dựa trên chi phí hợp lý, hợp lệ và tỷ suất sinh lợi nội tại về tài chính (IRR) không vượt quá 12%. Điều này nhằm kiểm soát giá điện đầu vào.
Nghị định 57/2025/NĐ-CP	03/03/2025	Quy định về Cơ chế Mua Bán Điện Trực Tiếp (DPPA) giữa đơn vị phát điện NLTT và khách hàng sử dụng điện lớn.	1. Tạo điều kiện cho các doanh nghiệp trực tiếp mua điện sạch (NLTT) mà không qua EVN. 2. Thu hút vốn đầu tư tư nhân vào phát triển nguồn điện NLTT (NLTT), thúc đẩy mục tiêu Net Zero. 3. Tăng sự linh hoạt trong thị trường điện.
Nghị định 58/2025/NĐ-CP	03/03/2025	Quy định chi tiết về phát triển điện NLTT và điện năng lượng mới.	1. Tạo cơ chế triển khai các dự án NLTT chi tiết hơn sau khi Luật Điện lực có hiệu lực. 2. Đưa ra các quy tắc cụ thể về phát triển và quản lý các loại hình năng lượng mới, đặc biệt là điện gió ngoài khơi.
Nghị định 56/2025/NĐ-CP	10/04/2025	Quy định chi tiết về giá điện, hợp đồng mua bán điện (PPA), và Giấy phép hoạt động điện lực.	1. Hoàn thiện cơ chế giá điện: Cụ thể hóa các nguyên tắc xác định giá điện, lộ trình thực hiện giá điện theo cơ chế thị trường, và cơ chế điều chỉnh giá điện minh bạch hơn. 2. Quản lý Hợp đồng Điện lực: Quy định chi tiết các loại Hợp đồng Mua bán Điện (PPA), điều kiện và quyền lợi, trách nhiệm của các bên
Nghị định số 100/2025/NĐ-CP	08/05/2025	Sửa đổi, bổ sung Điều 15 của Nghị định số 56/2025/NĐ-CP, tập trung vào cơ chế phát triển các dự án nhiệt điện khí.	1. Ưu tiên huy động điện khí: Các dự án nhiệt điện khí sử dụng khí thiên nhiên khai thác trong nước được vận hành ở mức tối đa theo khả năng cấp khí để đáp ứng nhu cầu hệ thống. 2. Bảo đảm tiêu thụ: Quy định về nguyên tắc chuyển ngang giá nhiên liệu sang giá điện và cơ chế Sản lượng Điện Hợp đồng Tối thiểu Dài hạn (cho các dự án LNG nhập khẩu).
Quyết định số 1509/QĐ-BCT	30/05/2025	Phê duyệt Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII điều chỉnh	Xác định Danh mục cụ thể các dự án nguồn điện, lưới điện ưu tiên đầu tư và tiến độ vận hành đến năm 2030. Qua đó, đặt nền tảng cho việc đàm phán PPA của các dự án NLTT mới
Thông tư 54/2025/TT-BCT	21/11/2025	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư 09/2025/TT-BCT (về khung giá phát điện) và Thông tư 12/2025/TT-BCT (về phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện và PPA).	1. Điều chỉnh Khung Giá Phát Điện: Sửa đổi để mở rộng phạm vi áp dụng khung giá phát điện cho các nhóm dự án mới bao gồm các nhà máy đã hết thời hạn hưởng biểu giá ưu đãi/PPA và các dự án NLTT quy mô nhỏ. 2. Hoàn thiện cơ chế thị trường: Đưa khái niệm “nhà máy điện linh hoạt” vào văn bản quy phạm pháp luật, nhằm củng cố khả năng cân bằng, ổn định hệ thống điện khi tỷ trọng NLTT tăng cao.

Nguồn: BETA tổng hợp

Tổng quan các văn bản pháp lý ngành Điện tại Việt Nam

	Quy hoạch điện	Thị trường điện	Vận hành kỹ thuật	Giá điện
Luật	Luật Điện lực 2024 (sửa đổi)			
Nghị quyết Quốc hội	Số 189/2025/QH15: Cơ chế, chính sách đặc biệt xây dựng Dự án Điện hạt nhân		Nghị quyết về kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội năm 2026 với mục tiêu tăng trưởng đạt 10% trở lên	
Quyết định Chính phủ	Quyết định 768/QĐ-TTg: Phê duyệt QHĐ VIII điều chỉnh - Nghị định 56/2025/NĐ-CP: Hướng dẫn Luật về QH & Đầu tư - Nghị định 100/2025/NĐ-CP: Sửa đổi, Bổ sung Nghị định số 56/2025/NĐ-CP	Nghị định 57/2025/NĐ-CP: Quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp DPPA	Nghị định 134/2014/NĐ-CP: Xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực	- Quyết định 05/2024/QĐ-TTg: Cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân - Nghị định 58/2025/NĐ-CP: Quy định về phát triển Năng lượng tái tạo và Năng lượng mới
Quyết định của Bộ	Quyết định số 1509/QĐ-BCT: Kế hoạch thực hiện quy hoạch điện VIII điều chỉnh. - Quyết định 8266/QĐ-BCT: Thiết kế thị trường điện bán buôn VWEM - Thông tư 30/2019/TT-BCT: Quy định hệ thống truyền tải và phân phối	- Quyết định 8266/QĐ-BCT: Thiết kế thị trường điện bán buôn VWEM - Thông tư 30/2019/TT-BCT: Quy định hệ thống truyền tải và phân phối	- Thông tư 05/2025/TT-BCT: Quy định hệ thống truyền tải, phân phối và đo đếm điện năng - Quyết định 2093/QĐ-BCT: Đề án thiết kế thị trường điện bán lẻ VREM - Quyết định 3477/QĐ-BCT: Phê duyệt Kế hoạch vận hành hệ thống điện quốc gia năm 2026	- Thông tư 54/2025/TT-BCT: Bổ sung và sửa đổi cho TT09/2025 trước đó về Phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện - Thông tư 57/2020/TT-BCT: Quy định Hợp đồng PPA - Thông tư 12/2025/TT-BCT: Quy định giá truyền tải điện - Giá dịch vụ phân phối bán lẻ điện - Giá dịch vụ phụ trợ.
Cục Điều tiết điện (ERAV)	Các Quy định vận hành chi tiết: Quy trình lập kế hoạch vận hành, Quy trình lập lịch huy động và vận hành thời gian thực (chạy hay dừng), Quy trình tính toán thanh toán,...			

Nguồn: BETA tổng hợp

III. Triển vọng ngành điện Việt Nam

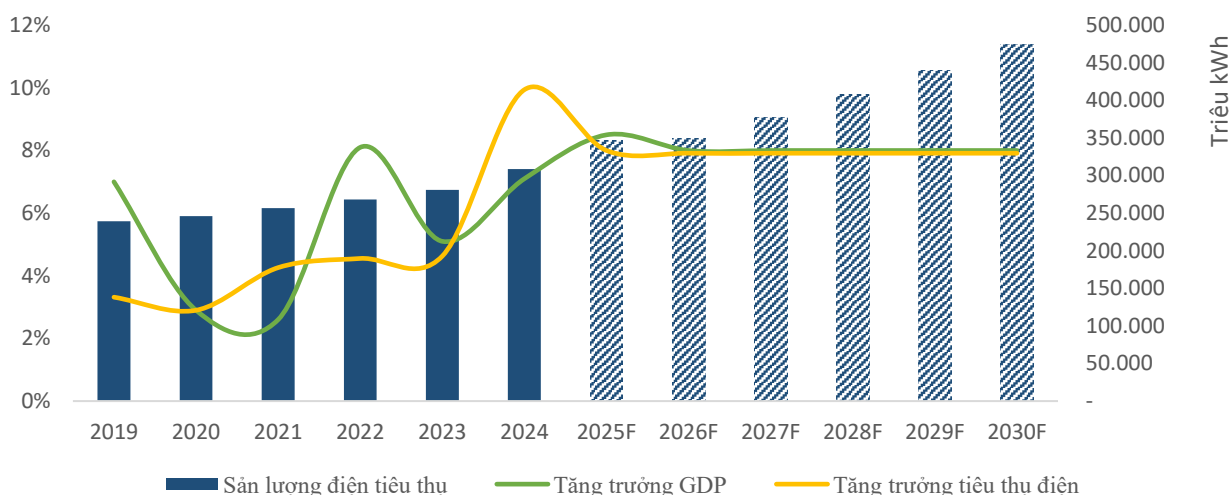
1. Dài hạn: Phát triển nguồn năng lượng sạch hơn - đắt hơn

1.1 Dự báo tăng trưởng sản lượng điện đáp ứng tốc độ tăng trưởng kinh tế

Chính phủ nhiệm kỳ 2025–2030 đặt mục tiêu rất tham vọng với tăng trưởng GDP bình quân từ 10%/năm trở lên, hướng tới năm 2030 trở thành nước đang phát triển có công nghiệp hiện đại, thu nhập trung bình cao, và nằm trong top 30 nền kinh tế lớn nhất thế giới, đứng thứ 3 ASEAN.

Để đạt được mục tiêu này, ngành điện phải đi trước một bước, đóng vai trò nền tảng cho tăng trưởng kinh tế nhanh và bền vững. Dựa theo xu hướng tương quan giữa tăng trưởng kinh tế và nhu cầu tiêu thụ điện trong giai đoạn 2019 - 2025, qua đó chúng tôi ước tính khi GDP tăng mạnh thì sản lượng điện tiêu thụ cũng phải mở rộng tương ứng với hệ số đàn hồi là 0,99 lần.

Dự kiến sản lượng điện tiêu thụ theo mục tiêu GDP, 2025 - 2030



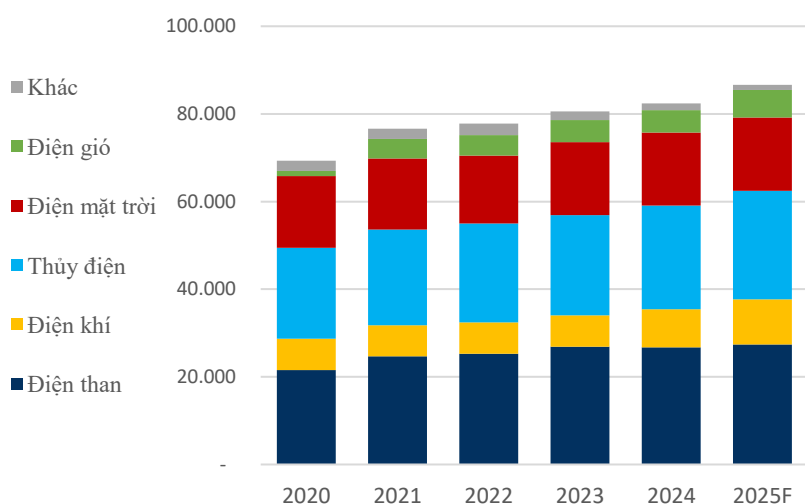
Nguồn: BETA tổng hợp

Ngoài ra, công suất nguồn phát điện đòi hỏi độ tin cậy và ổn định

Với hơn một nửa công suất thiết kế phụ thuộc vào thời tiết, Việt Nam vẫn phải đối mặt với nguy cơ thiếu điện cục bộ trong thời gian cao điểm của mùa nóng (chủ yếu là những năm hiện tượng El Nino chiếm ưu thế), đặc biệt là ở phía Bắc, nơi hệ thống điện phụ thuộc nhiều vào nguồn thủy điện. Để giảm thiểu nguy cơ thiếu điện, Việt Nam cần đầu tư nhiều hơn vào các nguồn điện đáng tin cậy như điện khí (và điện LNG) hoặc tăng thêm các nguồn phụ thuộc vào thời tiết để nới rộng khoảng cách giữa tổng công suất thiết kế của hệ thống và công suất đỉnh tiềm năng.

Tuy nhiên, sau sự bùng nổ của công suất NLTT trong giai đoạn 2019-21 nhờ cơ chế FIT, Việt Nam đã trải qua giai đoạn trì trệ với rất ít công suất mới được đưa vào vận hành trong ba năm qua, đặc biệt là không có công suất điện khí mới - một trong những nguồn đáng tin cậy nhất của hệ thống. Chúng tôi cho rằng nguyên nhân là do thiếu các cơ chế rõ ràng, phù hợp và cạnh tranh đã cản trở việc đàm phán PPA, một bước quan trọng để huy động vốn tài trợ cho các nhà máy điện mới, cũng như đảm bảo tính ổn định và hiệu quả kinh tế trong dài hạn.

Cơ cấu Công suất phát điện của Việt Nam



Công suất hệ thống đạt đỉnh vào T8/2025

55.000 MW
Nguồn phụ thuộc vào thời tiết
Nguồn tin cậy

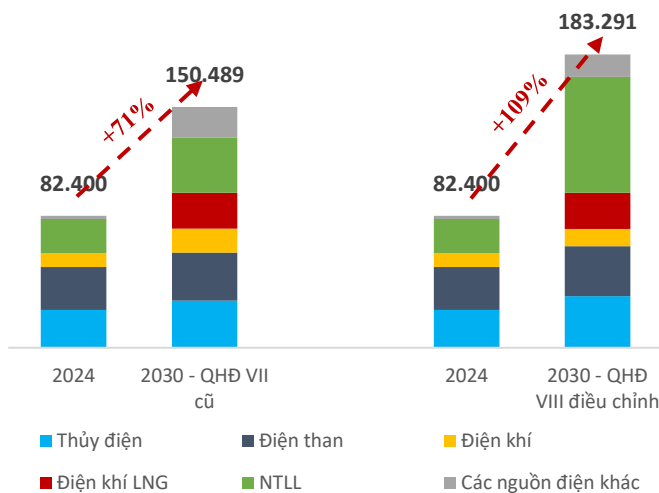
Nguồn: BETA tổng hợp

1.2 QHĐ VIII điều chỉnh: Xác định lại mục tiêu phát triển trong kỷ nguyên mới

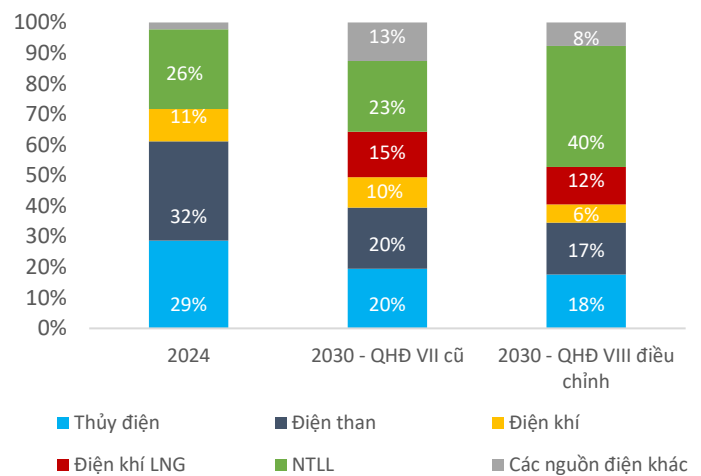
Theo Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh, để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng và phục vụ mục tiêu tăng trưởng GDP bình quân khoảng 10%/năm giai đoạn 2026–2030, tổng sản lượng điện cần đạt ít nhất 560 tỷ kWh vào năm 2030, tương đương mức tăng 82% so với năm 2024.

Để bảo đảm sản lượng này, tổng công suất đặt của hệ thống điện đến năm 2030 được điều chỉnh lên khoảng 183 GW, tăng 109% so với năm 2024 và cao hơn 16% so với phương án của Quy hoạch Điện VIII ban đầu. Trong cơ cấu nguồn điện, thủy điện, nhiệt điện than và nhiệt điện khí hầu như giữ nguyên quy mô, trong khi năng lượng tái tạo được xác định là mũi nhọn phát triển, tăng 50% so với QHĐ VIII trước đây và cao gấp 3,4 lần so với công suất năm 2024.

Cơ cấu nguồn điện đến năm 2030



Tỷ trọng nguồn phát điện của Việt Nam



Nguồn: BETA tổng hợp

Bên cạnh đó, tổng công suất điện khí dùng khí trong nước sẽ tăng từ 8,6 GW hiện nay lên 10,8 GW vào năm 2030, còn điện khí LNG nhập khẩu tăng từ 0 GW lên 22,5 GW. Điều này có nghĩa, đến năm 2030, nguồn điện khí (truyền thống và LNG) sẽ chiếm khoảng 35% tỷ trọng, trở thành trụ cột trong cơ cấu nguồn điện của Việt Nam.

Tuy nhiên, tiến độ triển khai đang là thách thức lớn. Hiện nay, chỉ có dự án Nhơn Trạch 3 & 4 hoàn thành theo đúng kế hoạch, trong khi nhiều dự án LNG trọng điểm như Hải Lăng, Quảng Ninh, Thái Bình, Long An, Hiệp Phước, Hải Phòng, Ô Môn 2... vẫn bị chậm do vướng mắc tại các khâu đàm phán hợp đồng mua bán điện (PPA), thu xếp vốn và thủ tục đầu tư. Những trở ngại này có thể ảnh hưởng đáng kể đến mục tiêu đưa điện khí trở thành động lực chính của hệ thống điện vào cuối thập kỷ này.

STT	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Dự kiến vận hành	Trạng thái	Kho cảng LNG
1	LNG Nhơn Trạch 3&4	1600	Đồng Nai	T12/2025	Đã vận hành thương mại	Thị Vải
2	LNG Sơn Mỹ I	2.250	Bình Thuận		Lập F/S, giải phóng mặt bằng	Sơn Mỹ
3	LNG Sơn Mỹ II	2.250			Lập F/S, giải phóng mặt bằng	Sơn Mỹ
4	LNG Quảng Ninh	1.500	Quảng Ninh	2028–2029	Giải phóng mặt bằng	Quảng Ninh
5	LNG Hải Phòng – GD I	1.600	Hải Phòng	2030	Chưa khởi công	
6	LNG Hải Phòng – GD II	3.200	Hải Phòng	2031–2035	Chưa khởi công	
7	LNG Thái Bình	1.500	Hưng Yên	2028–2029	Đang xây dựng	Thái Bình

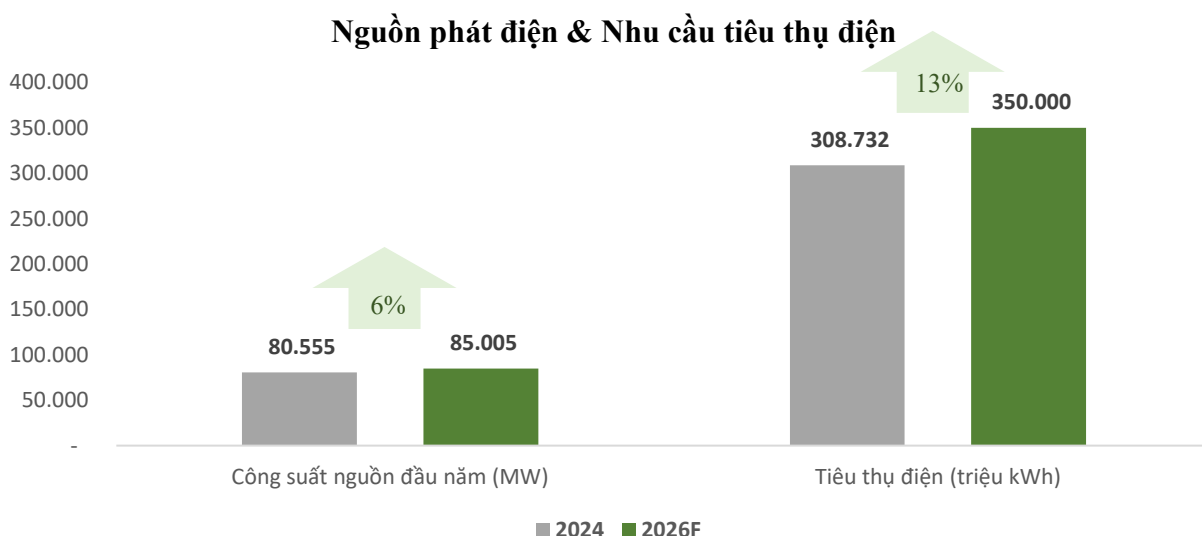
STT	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Dự kiến vận hành	Trạng thái	Kho cảng LNG
8	LNG Nghi Sơn	1.500	Thanh Hóa	Trước 2030	Lựa chọn nhà đầu tư	Nghi Sơn
9	LNG Công Thanh	1.500	Thanh Hóa	2031–2035	Lập F/S, giải phóng mặt bằng	
10	LNG Quỳnh Lập	1.500	Nghệ An	Trước 2030	Lựa chọn nhà đầu tư	Quỳnh Lập
11	LNG Vũng Áng III	1.500	Hà Tĩnh	2031–2032	Chưa khởi công	
12	LNG Quảng Trạch II	1.500	Quảng Trị	2028	Giải phóng mặt bằng	Quảng Trạch II
13	LNG Quảng Trạch III	1.500	Quảng Trị	2031–2035	Chưa khởi công	
14	LNG Hải Lăng – GD I	1.500	Quảng Trị	2028–2029	Lập F/S, giải phóng mặt bằng	Hải Lăng I
15	LNG Cà Ná	1.500	Khánh Hòa	Trước 2030	Lựa chọn nhà đầu tư	Cà Ná
16	LNG Hiệp Phước – GD I	1.200	TP. Hồ Chí Minh	2028	Đang xây dựng	Hải Linh
17	LNG Hiệp Phước – GD II	1.500	TP. Hồ Chí Minh	2029–2030	Chưa khởi công	
18	LNG Long Sơn	1.500	TP. Hồ Chí Minh	2031–2035	Lựa chọn nhà đầu tư	Đông Nam Bộ
19	LNG Long An I	1.500	Tây Ninh	2028–2029	Giải phóng mặt bằng	Thị Vải (*)
20	LNG Long An II	1.500	Tây Ninh	2031	Chưa khởi công	Thị Vải (*)
21	LNG Bạc Liêu	3.200	Cà Mau	2030	Lập F/S, giải phóng mặt bằng	Bạc Liêu I

Nguồn: BETA tổng hợp

2. Triển vọng năm 2026: Nhiệt điện phục hồi

2.1 Kế hoạch vận hành hệ thống điện cho năm 2026

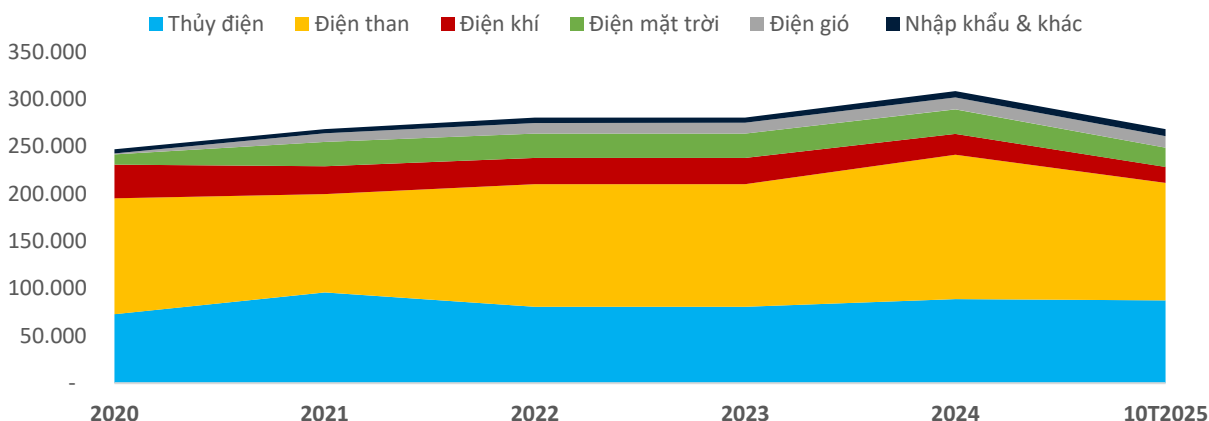
Bộ Công Thương vừa ban hành Quyết định 3477/QĐ-BCT phê duyệt Phương thức vận hành hệ thống điện quốc gia năm 2026. Theo phương án cơ sở, tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu của cả nước trong năm 2026 dự kiến đạt khoảng 350 tỷ kWh. Tuy nhiên, so với mục tiêu tăng trưởng GDP năm 2026 đã được Quốc hội thông qua, mức sản lượng này được đánh giá là khá thấp, tương ứng mức tăng chỉ khoảng 5% so với cùng kỳ, thấp hơn đáng kể so với nhu cầu điện thường tăng theo tốc độ tăng trưởng kinh tế.



Nguồn: BETA tổng hợp

2.2 Khả năng huy động nguồn điện vào trong năm 2026

Sản lượng phát điện theo nguồn tính đến 10T2025 (triệu kWh)



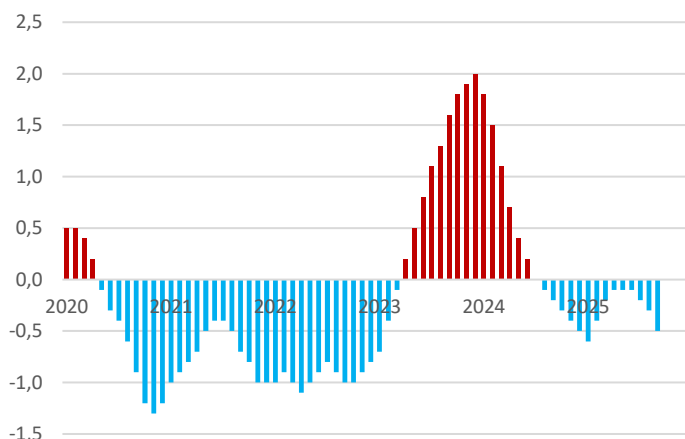
Nguồn: BETA tổng hợp

Trung bình hàng năm, thủy điện đóng góp khoảng 30% sản lượng huy động toàn hệ thống, tỷ trọng này vượt xa các quốc gia trong khu vực như Philippines (8,7%), Indonesia (5,7%) và Thái Lan (3,4%). Do đó, yếu tố thời tiết tác động rất đáng kể đến kế hoạch vận hành thị trường điện của nước ta khi đây là nguồn điện có chi phí sản xuất thấp nhất nên luôn được ưu tiên huy động tối đa.

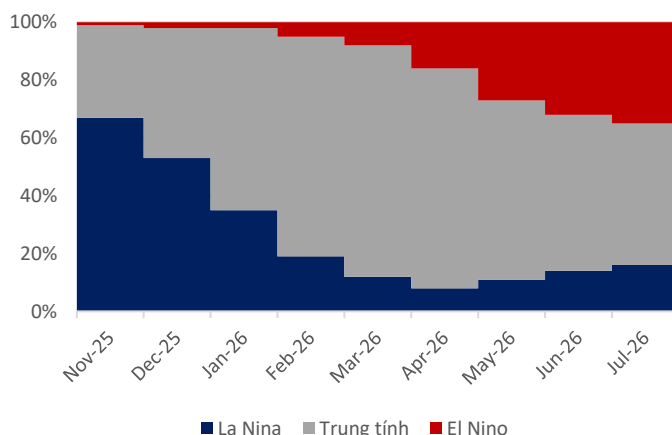
Tuy nhiên, sản lượng của thủy điện thiếu ổn định và phụ thuộc nhiều vào tình hình thủy văn, lưu lượng mưa. Một trong các yếu tố có ảnh hưởng lớn đến khí hậu và điều kiện thủy văn tại Việt Nam mà chúng ta cần theo dõi là chu kỳ ENSO. ENSO chuyển sang pha El Nona khi ONI cao hơn mức trung bình 0,5°C và dịch chuyển sang pha La Nina khi thấp hơn 0,5°C.

Tính đến cuối tháng 9/2025, chỉ số ONI ở mức -0,49 °C, tiệm cận với ngưỡng của pha La Nina. Theo Viện Nghiên cứu Quốc tế (IRI – Đại học Columbia), pha Lanina dự kiến kết thúc vào cuối tháng 12/2025 và chuyển sang giai đoạn Trung tính. Dựa trên chu kỳ 5-6 tháng của pha Trung tính trong các năm gần đây, khả năng cao chu kỳ ENSO sẽ dịch chuyển sang pha El Nino trong 2H2026. Biến đổi này kỳ vọng lưu lượng nước mưa và dòng chảy về hồ chứa thủy điện trong năm 2026 sẽ thấp hơn, làm giảm hiệu quả sản xuất điện của các nhà máy.

Chỉ số ONI (°C)



Dự báo xác suất chu kỳ ENSO



Nguồn: NOAA, IRI, BETA tổng hợp

Mối quan hệ giữa nhóm thủy điện và nhóm nhiệt điện thường tương quan nghịch với nhau. Do hệ thống sẽ tăng cường huy động sản lượng từ các nhà máy nhiệt điện để bù đắp cho sự thiếu hụt của nhóm thủy điện. Trong 10T2025, tổng sản lượng nhiệt điện than và tuabin khí được huy động đạt lần lượt 126,3 tỷ kWh (-1,3% svck) và 16,7 tỷ kWh (-9,8% svck). Bước sang năm 2026, do tình hình thủy văn dự báo không còn thuận lợi như năm nay nên hệ thống sẽ tăng cường huy động sản lượng từ nhóm nhiệt điện để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ.

B. GIỚI THIỆU CÔNG TY

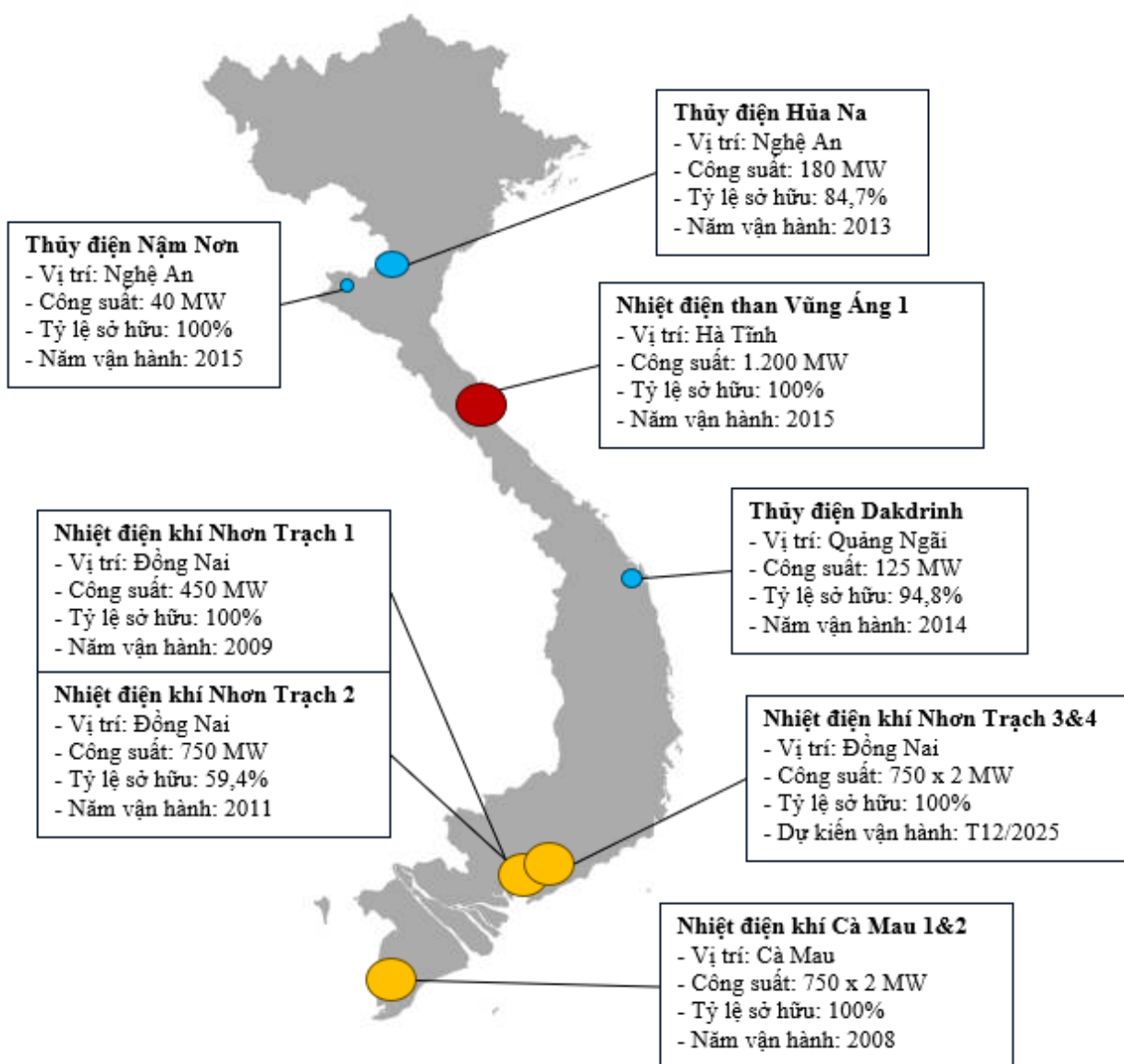
I. TỔNG QUAN VỀ CÔNG TY

1. Giới thiệu chung

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power – mã POW) là đơn vị thành viên chủ chốt của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, hiện là nhà sản xuất điện có công suất tối đa lớn thứ hai cả nước (chỉ sau GENCO3 với tổng công suất khoảng 7.000 MW). Được thành lập năm 2007, POW hiện đang quản lý và vận hành 08 nhà máy điện với tổng công suất lắp đặt hơn 5.700 MW (bao gồm cả NMD Nhơn Trạch 3&4 sắp đưa vào vận hành thương mại).

POW tập trung vào nguồn điện khí, với công suất khí đốt là 4.200 MW, tương đương 73% tổng công suất của POW và 50% thị phần điện khí cả nước. Nhiệt điện than và thủy điện lần lượt chiếm 21% và 6% tổng công suất của tổng công ty.

Thông tin và vị trí các nhà máy điện của POW:

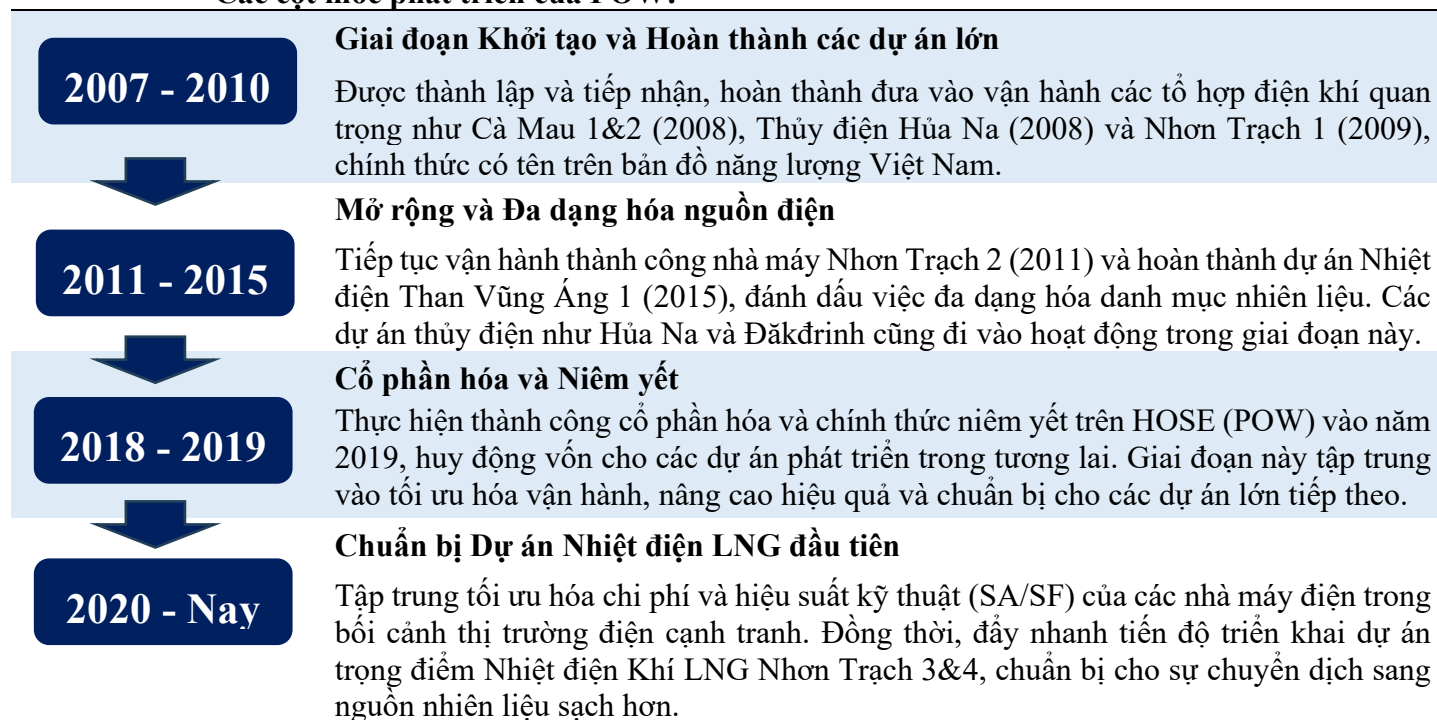


Nguồn: POW, BETA tổng hợp

2. Quá trình phát triển

Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (POW) là một trong những đơn vị năng lượng hàng đầu tại Việt Nam, đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Kể từ khi thành lập, POW đã liên tục mở rộng và đa dạng hóa danh mục dự án, từ các nhà máy điện khí, thủy điện cho đến nhiệt điện than, và đang tiên phong trong việc chuyển đổi sang các nguồn năng lượng sạch hơn.

Các cột mốc phát triển của POW:



Nguồn: POW, BETA tổng hợp

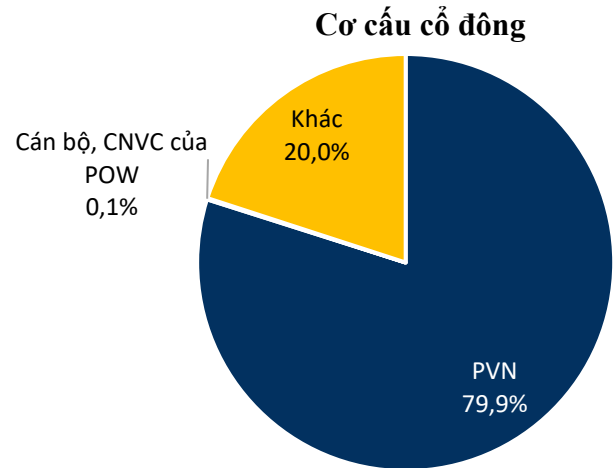
3. Ban lãnh đạo và cơ cấu cổ đông

Danh sách Ban lãnh đạo của POW:

Họ và tên	HDQT	Ban lãnh đạo	Trình độ chuyên môn
Hoàng Văn Quang	Chủ tịch		Kỹ sư cơ khí
Lê Như Linh	Thành viên	Tổng Giám đốc	Kỹ sư, thạc sỹ Kinh tế địa chất Tiến sĩ Kinh tế
Nguyễn Thị Ngọc Bích	Thành viên		Thạc sỹ Quy hoạch đô thị Thạc sỹ Quản trị kinh doanh
Nguyễn Anh Tuấn	Thành viên		Kỹ sư xây dựng
Vũ Thị Tố Nga	Thành viên		Thạc sỹ Quản trị kinh doanh
Nguyễn Hoàng Yến	Thành viên		Tiến sĩ Hữu cơ hóa dầu
Vũ Chí Cường	Thành viên	Phó Tổng Giám đốc	Thạc sỹ kết cấu

Nguồn: POW, BETA tổng hợp

Cơ cấu cổ đông của POW là điển hình của các doanh nghiệp nhà nước (SOE) lớn, khi PVN sở hữu 80% cổ phiếu nắm quyền chi phối tuyệt đối. Điều này đảm bảo ổn định chiến lược và có được hậu thuẫn mạnh mẽ từ Nhà nước cho các dự án lớn.



Nguồn: POW, BETA tổng hợp

II. MÔ HÌNH HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

Tổng hợp thông tin các nhà máy điện hiện tại:

Nhà máy	Sở hữu %	Công suất (MW)	Mức đầu tư (Tỷ đồng)	Sản lượng điện bình quân/năm	Năm vận hành (COD)	Bảo dưỡng 2026
Điện khí Cà Mau 1&2	100%	1.500	13.500	~ 9 tỷ kWh	2008	Đại tu
Điện than Vũng Áng 1	100%	1.200	33.650	~ 7,2 tỷ kWh	2015	Trung tu
Điện khí Nhơn Trạch 1	100%	450	6.400	~ 2,5 tỷ kWh	2009	
Điện khí Nhơn Trạch 2	59,4%	750	11.355	~ 4,2 tỷ kWh	2011	
Điện khí LNG Nhơn Trạch 3&4	100%	1.600	34.500	~ 9 tỷ kWh	2025	
Thủy điện Hòa Na	80,7%	180	7.092	712 triệu kWh	2013	
Thủy điện Nậm Nơn	80,7%	40	513	89 triệu kWh	2015	Đại tu
Thủy điện Dakrinh	100%	125	5.920	540 triệu kWh	2011	

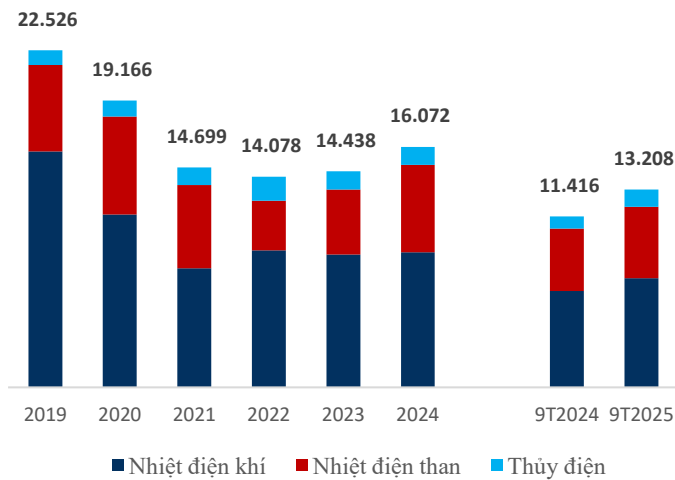
Nguồn: POW, BETA tổng hợp

Cơ cấu doanh thu & lợi nhuận gộp

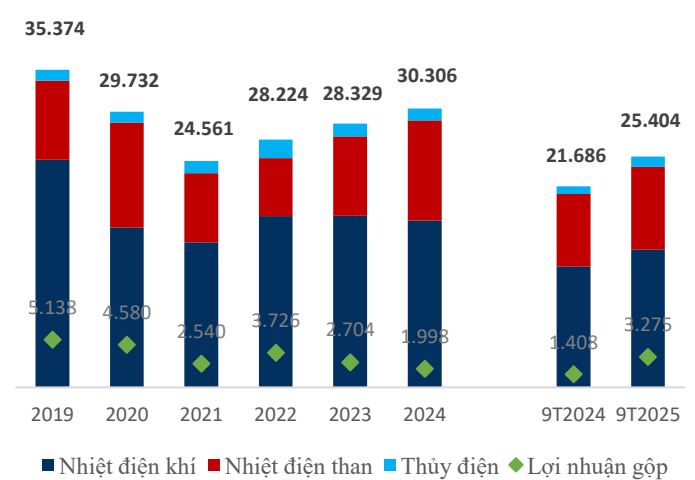
Nhiệt điện khí chiếm tỷ trọng chủ đạo, luôn là nguồn đóng góp lớn nhất vào tổng sản lượng điện của POW hàng năm. Sản lượng điện của PV Power cho thấy sự sụt giảm đáng kể từ mức đỉnh 22.526 triệu kWh năm 2019, đặc biệt là trong giai đoạn 2021-2023, xuống còn khoảng 14-15 tỷ kWh. Nguyên nhân chính là do (1) nhu cầu tiêu thụ điện thấp trong giai đoạn ảnh hưởng COVID-19; (2) sự suy giảm nguồn cung khí tự nhiên trong nước, làm giảm sản lượng của các nhà máy điện khí.

Bên cạnh sự sụt giảm của sản lượng, hiệu quả hoạt động kinh doanh của POW bị ảnh hưởng nghiêm trọng khi chi phí sản xuất trên mỗi kWh tăng nhanh giá bán điện do chi phí nhiên liệu đầu vào (khí, than) tăng cao. Tuy nhiên, kết quả trong 9T2025 cho thấy sự hồi phục rõ rệt khi biên lợi nhuận gộp cải thiện đáng kể.

Sản lượng điện của POW (Triệu kWh)



Doanh thu và Lợi nhuận gộp (Tỷ đồng)

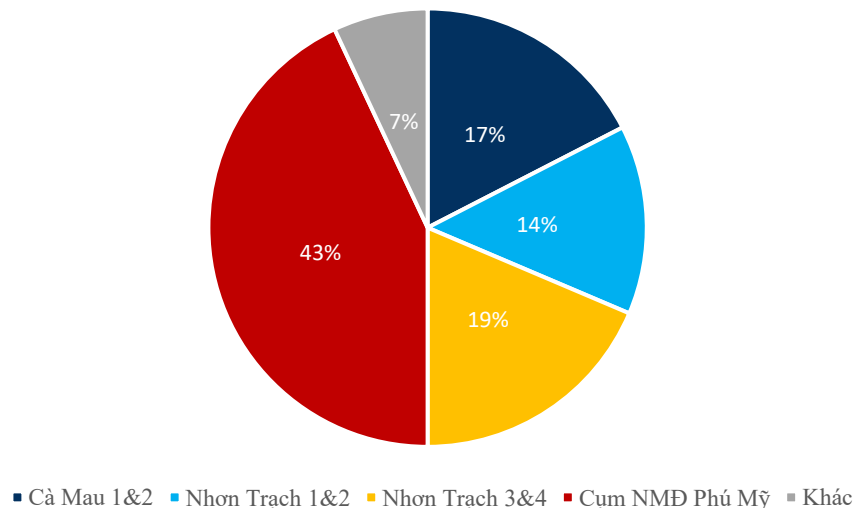


Nguồn: POW, BETA tổng hợp

1. Nhiệt điện khí

Tổng công suất lắp đặt nguồn nhiệt điện khí tại Việt Nam tính đến cuối năm 2025 là khoảng 10.200 MW. Các nhà máy điện khí có công suất lớn được phân bố theo từng cụm, với Cụm NMTĐ Phú Mỹ giữ vai trò chủ đạo khi chiếm tỷ trọng lớn nhất (36%). Trong cuối năm 2025, đáng chú ý là sự tham gia của Nhơn Trạch 3&4 (dự án LNG nhập khẩu), phản ánh chiến lược của Việt Nam nhằm đa dạng hóa nguồn cung và chuyển đổi sang khí nhập khẩu. Quan trọng hơn, với việc POW là chủ đầu tư của các nhà máy Cà Mau 1&2 và toàn bộ cụm Nhơn Trạch 1, 2, 3&4 chiếm 50% tỷ trọng nguồn công suất điện khí cả nước. Cho thấy POW đóng vai trò cực kỳ quan trọng trong việc cung cấp nguồn điện khí ổn định cho hệ thống điện quốc gia.

Cơ cấu nguồn Điện khí năm 2025



Nguồn: BETA tổng hợp

1.1 Nhà máy điện Cà Mau 1&2

Nhà máy Nhiệt điện khí Cà Mau 1&2 là dự án trọng điểm của PVN, được khởi công xây dựng ngày 9/4/2006 tại xã Khánh An, huyện U Minh, tỉnh Cà Mau, trên một diện tích hơn 200 ha, bao gồm tổ hợp khí - điện - đạm: công trình đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau, công suất 2 tỉ m³/năm; hai NMD Cà Mau 1&2, tổng công suất 1.500 MW; Nhà máy phân đạm 800.000 tấn/năm.

Đầu vào	Hệ thống sản xuất	Đầu ra
- Nhiên liệu: Khí tự nhiên từ mỏ PM3-CAA (Dầu DO chạy dự phòng). - Vốn đầu tư: 12,5 nghìn tỷ đồng	- Công suất: 1.500 MW - Công nghệ: tuabin thế hệ F của Tập đoàn Siemens, Đức - Vận hành: Năm 2008	- Sản lượng điện bình quân: 7,5 tỷ kWh/năm. - Bán cho EVN thông qua Hợp đồng Mua bán điện (PPA) dài hạn.

a) Đầu vào:

Về nguồn nhiên liệu: Cụm Cà Mau sử dụng Khí tự nhiên được khai thác từ mỏ PM3-Cà Mau (thuộc khu vực chồng lấn giữa Việt Nam và Malaysia) và được dẫn về qua Đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau riêng biệt dài 325km, hoạt động độc lập với nguồn khí khu vực Đông Nam Bộ. Sự khác biệt này tạo ra một "hệ thống năng lượng khép kín" độc lập, được gọi là Tổ hợp Khí – Điện – Đạm Cà Mau.

Nguồn khí PM3 là nguồn cấp gần như độc quyền cho cụm tổ hợp này, tạo ra sự ổn định cao hơn về mặt vận chuyển so với việc chia sẻ nguồn khí chung như Nhơn Trạch. Tuy nhiên, sự phụ thuộc hoàn toàn vào một mỏ khí và một tuyến ống cũng đi kèm rủi ro tập trung: bất kỳ sự cố nào xảy ra với mỏ PM3 hoặc tuyến ống dẫn sẽ ảnh hưởng trực tiếp và nghiêm trọng đến toàn bộ hoạt động của cả hai nhà máy.

Về sản lượng: Sản lượng khí cho Cà Mau 1&2 tiếp tục giảm do các mỏ khí PM3¹ đã khai thác từ lâu (dòng khí thương mại đầu tiên từ năm 2007), dẫn đến trữ lượng và áp suất khí giảm dần, dự kiến sẽ hết vào 2027. Hiện nay, PV Power đang xin chủ trương từ PVN cho phép chủ động mua khí bổ sung từ nguồn LNG nhập khẩu trong dài hạn cho NMD Cà Mau 1&2. Đồng thời, công ty đã ký hợp đồng với GAS mua 0,7 tỷ m³/năm khí từ mỏ Nam Du – U Minh và đang đàm phán bổ sung 0,4 tỷ m³/năm từ cụm mỏ Khánh Mỹ – Đàm Dơi – Hoa Mai từ quý 4/2028.

b) Hệ thống sản xuất

NMD Cà Mau 1&2 được trang bị công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp, với cấu hình 2-2-1, mỗi Nhà máy bao gồm 2 tuabin khí, 2 lò thu hồi nhiệt và 1 tuabin hơi, trong đó, tuabin khí và tuabin hơi đều có công suất 250 MW do Tập đoàn Siemens (Cộng hòa Liên bang Đức) thiết kế, cung cấp và lắp đặt thiết bị. Công nghệ này được xếp vào Thế hệ F (F-Class) tiên tiến, cho phép nhà máy hoạt động ở nhiệt độ buồng đốt rất cao (tương tự NT2) để tối đa hóa hiệu suất chuyển hóa năng lượng.

c) Đầu ra:

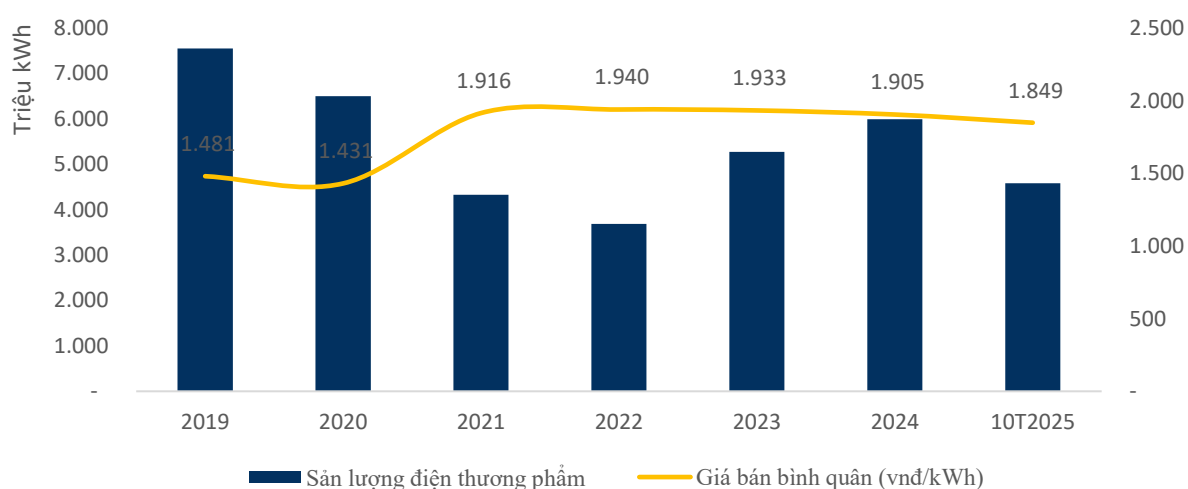
Cà Mau 1&2 là nguồn phát điện có công suất lớn nhất trong nhóm điện khí tại miền Tây Nam Bộ, với sản lượng điện bình quân hàng năm đạt khoảng 7,5 tỷ kWh. Vai trò của cụm nhà máy

¹ Đây là vùng khai thác chồng lấn giữa Việt Nam và Malaysia và được hai nước chia sẻ khai thác. Trước đây, nguồn khí mà phía Việt Nam nhận được bao gồm lượng khí theo quyền nhận của Petrovietnam (PVN) và lượng khí nhận bù từ Petronas trong Hợp đồng phân chia sản phẩm Lô PM3CAA. Từ năm 2020, Việt Nam đã lấy hết phần khí được nhận bù từ Petronas cho nên sản lượng khí từ khu vực này sẽ bắt đầu bị thiếu hụt. Do đó, PVN sẽ phải mua thêm khí bổ sung từ Petronas với mức giá được neo theo giá dầu Brent (có giá cao hơn so với phần sản lượng được neo theo giá MFO).

này mang tính chiến lược không chỉ về sản lượng mà còn về ổn định lưới điện cho khu vực Tây Nam Bộ. Với chi phí sản xuất cạnh tranh (do hiệu suất cao) và vị trí địa lý quan trọng, Cà Mau 1&2 luôn có ưu tiên huy động cao trên thị trường điện. Sự huy động tối đa công suất của cụm Cà Mau là chìa khóa để đảm bảo cân bằng công suất và giảm tổn thất truyền tải trong khu vực Đồng bằng Sông Cửu Long, nơi có nhu cầu điện lớn nhưng nguồn cung điện tại chỗ hạn chế.

Với phương án tính giá điện theo hợp đồng cũ (khi chưa tham gia thị trường điện), doanh thu phần cố định (gồm công suất và O&M cố định) được tính trên cơ sở công suất tin cậy của nhà máy điện (không phụ thuộc sản lượng điện phát). Tuy nhiên với hợp đồng mua bán điện PPA chuyển đổi khi tham gia thị trường điện, doanh thu phần cố định được tính theo sản lượng điện thực phát. Với mức sản lượng điện bình quân giai đoạn 2021 – 2025 ở mức thấp nên phần doanh thu cố định thu được thấp làm lợi nhuận giảm.

Tình hình sản xuất NMD Cà Mau 1&2



Nguồn: POW, BETA tổng hợp

1.2 Nhà máy điện Nhơn Trạch 1&2

Hai nhà máy Nhơn Trạch 1 và 2 được xây dựng trong bối cảnh Việt Nam, đặc biệt là khu vực phía Nam (vùng kinh tế trọng điểm), đối mặt với nhu cầu năng lượng tăng trưởng nhanh chóng trong giai đoạn công nghiệp hóa và hiện đại hóa mạnh mẽ. Mục tiêu là đa dạng hóa nguồn điện và giảm sự phụ thuộc vào thủy điện, đồng thời tận dụng nguồn khí tự nhiên dồi dào từ các mỏ ngoài khơi. Cụm nhà máy đặt tại huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai. Vị trí này rất quan trọng vì nó nằm gần các trung tâm phụ tải lớn (TP. Hồ Chí Minh, Đồng Nai, Bà Rịa - Vũng Tàu), giúp giảm tổn thất truyền tải và tăng cường độ tin cậy của hệ thống điện khu vực miền Nam.

Nhà máy	Đầu vào	Hệ thống sản xuất	Đầu ra
Nhơn Trạch 1	Khí tự nhiên từ các mỏ dầu khí thuộc bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn. (Hợp đồng GSA hết thời điểm cam kết lượng khí tối thiểu)	Công suất: 450 MW (2x150 MW GT + 1x150 MW ST) Công nghệ: Thế hệ E – Tập đoàn ALSTOM – Thụy Sĩ	Sản lượng điện bình quân: 2,5 tỷ kWh/năm
Nhơn Trạch 2	Khí tự nhiên từ các mỏ dầu khí thuộc bể Cửu Long và bể Nam Côn Sơn 1&2. (Hợp đồng GSA cam)	Công suất: 750 MW (2x250 MW GT + 1x250 MW ST) Công nghệ: Thế hệ F – Tập đoàn Siemens, Đức	Sản lượng bình quân khoảng 4,5 tỷ kWh/năm

kết bao tiêu là 784 triệu m³/năm)

a) Đầu vào:

Về nguồn nhiên liệu: hai nhà máy sử dụng khí tự nhiên được khai thác từ các mỏ thuộc hai bể chính là Bể Cửu Long và Bể Nam Côn Sơn. Khí từ các mỏ được vận chuyển qua các tuyến ống dài xuyên biển và đất liền, qua nhà máy chế biến khí Dinh Cố (Bà Rịa-Vũng Tàu), sau đó được dẫn chung về khu vực Đồng Nai để cung cấp cho cả hai nhà máy Nhơn Trạch 1&2.

Theo số liệu của NT2, chi phí nhiên liệu khí chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu chi phí sản xuất điện của NT2 (chiếm khoảng 75-80%). Nguồn khí này do Tổng Công ty Khí Việt Nam (GAS) cung cấp với sản lượng mà NT2 cam kết bao tiêu là 784 triệu m³/năm kéo dài trong vòng 25 năm (2011 – 2036), bất kể NT2 có nhu cầu phát điện hay không. Khí được vận chuyển từ mỏ vào bờ thông qua hai hệ thống đường ống là Nam Côn Sơn 1 và Nam Côn Sơn 2, sau đó phân phối đến nhà máy điện bằng đường ống dẫn khí Phú Mỹ – Hồ Chí Minh.

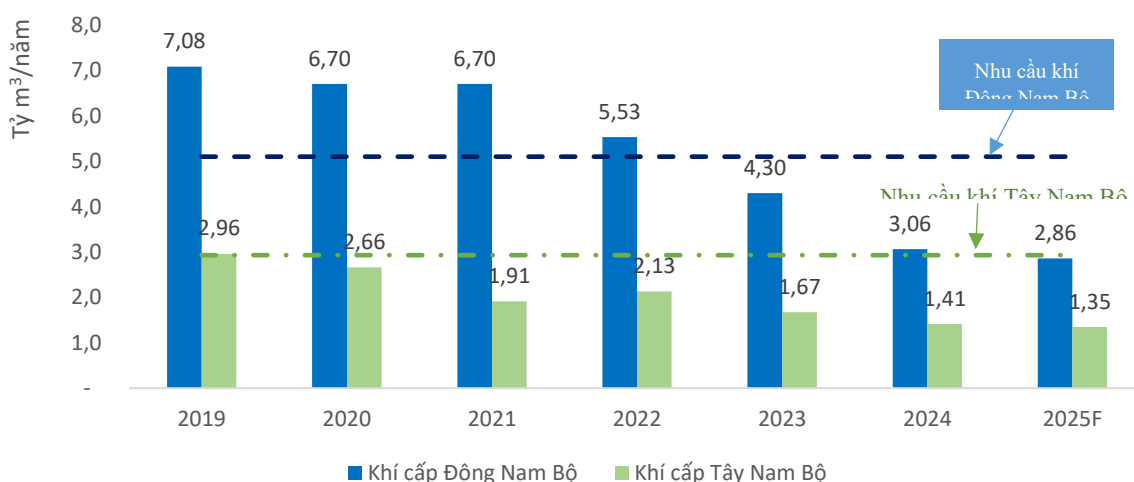
Về sản lượng:

Sản lượng khí ở khu vực Đông Nam Bộ cũng liên tục suy giảm, năm 2024 là 3,1 tỷ Sm³/năm và dự kiến 2025 chỉ còn 2,86 tỷ Sm³/năm, trong khi đó tổng nhu cầu tiêu thụ khí của các nhà máy điện khu vực Đông Nam Bộ là khoảng 5 tỷ Sm³/năm. Nguồn cung khí thiếu hụt nghiêm trọng khiến cho các nhà máy nhiệt điện khí đang hoạt động ở mức hệ số công suất thấp.

Để bù đắp lượng khí hao hụt, NMD Nhơn Trạch 2 đã chủ động tiêu thụ thêm nguồn khí từ các mỏ mới thuộc khu vực Nam Côn Sơn 2 kể từ năm 2020. Việc bổ sung này mang lại hiệu quả rõ rệt khi sản lượng khí đầu vào của NT2 đã tăng mạnh trong năm 2022, đạt 773 triệu m³ (tương đương tăng 149 triệu m³ so với năm trước). Nhờ có sự bổ sung kịp thời này, tốc độ suy giảm sản lượng khí đầu vào của NT2 trong năm 2024 đã được làm chậm đáng kể, duy trì ở mức khoảng 531 triệu m³ (chỉ giảm 2% so với năm trước).

Trong thời gian tới, nguồn cung cấp khí cho khu vực sẽ kỳ vọng được củng cố với việc bổ sung khoảng 2 tỷ m³ mỗi năm từ mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2B. Giai đoạn này dự kiến sẽ gia tăng tuổi thọ cho Lô 15-1 thêm hơn 20 năm và nâng trữ lượng thêm 17 tỷ \$ m³ khí, đảm bảo một mức sản lượng ổn định trong khoảng 10 năm.

Sản lượng cung cấp khí cho sản xuất Điện giai đoạn 2019-2025



Nguồn: POW, BETA tổng hợp

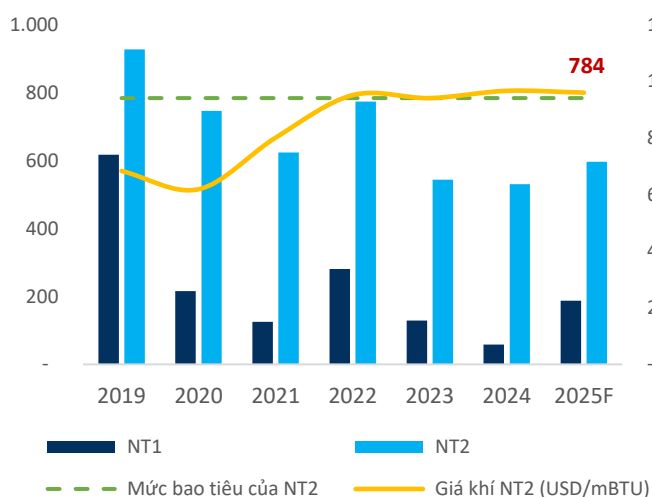
Giá mua khí:

Chi phí mua khí tại nhà máy NT2 được cấu thành từ ba thành phần: (1) Giá khí chiếm 66% chi phí, được xác định bằng 46% giá MFO (giá dầu FO trung bình tháng tại thị trường Singapore theo Tạp chí Platt's), với giá sàn là giá miệng giếng (tức giá khí mua của chủ mỏ tại điểm giao nhận từ mỏ). (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 (2011 – 2036).

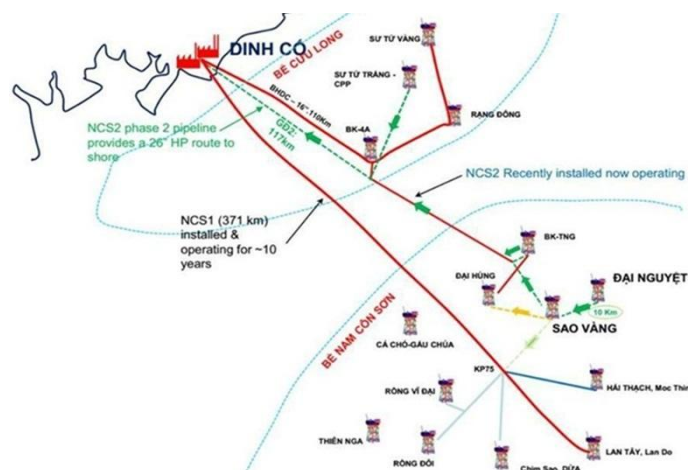
Giá mua khí tại nhà máy = Max (46% giá MFO, giá miệng giếng) + Cước phí vận chuyển

Trong đó, cước phí vận chuyển của NMD Nhơn Trạch 1&2 cao hơn mặt bằng chung do nhà máy được đặt tại cuối tuyến đường ống khiến cước phí phân phối phải chịu thêm đoạn Phú Mỹ - Nhơn Trạch làm cho giá khí bình quân của nhà máy tăng cao. Bên cạnh đó, chi phí vận chuyển khí của NT2 tăng lên do tiêu thụ thêm khí từ mỏ ở Nam Côn Sơn 2 (có mức phí vận chuyển gấp đôi so với NCS1).

Khối lượng khí tiêu thụ (triệu m³)



Sơ đồ vận chuyển khí thông qua đường ống



Nguồn: BETA tổng hợp

b) Hệ thống sản xuất:

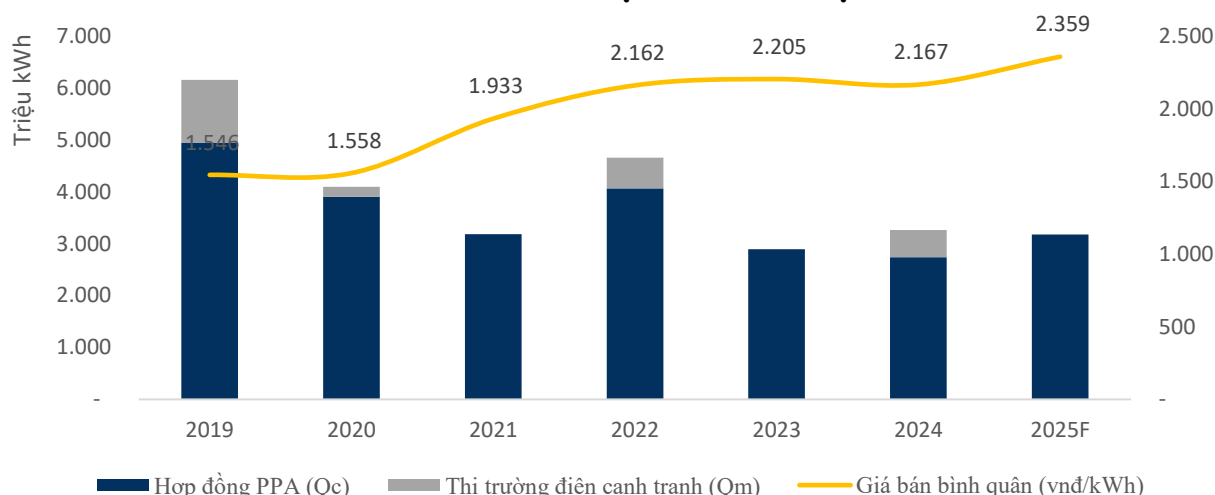
Cả Nhơn Trạch 1&2 đều áp dụng công nghệ chu trình hỗn hợp (Combined Cycle Gas Turbine – CCGT), tận dụng nhiệt thải từ tuabin khí để vận hành tuabin hơi, nhưng đại diện cho hai thế hệ công nghệ khác nhau. NT1 sử dụng công nghệ Thế hệ E của ALSTOM, trong khi NT2 sử dụng công nghệ Thế hệ F tiên tiến hơn của SIEMENS. Sự khác biệt này dẫn đến chênh lệch về hiệu quả sản xuất: Nhơn Trạch 2 đạt hiệu suất chuyển hóa năng lượng cao hơn NT1. Do đó, NT2 thường được ưu tiên nguồn cung khí để vận hành trước, trong khi NT1 có thể được huy động sau hoặc khi hệ thống điện cần bổ sung thêm nguồn.

c) Đầu ra:

Nhơn Trạch 2 có công suất lớn hơn, đóng góp sản lượng điện hàng năm (khoảng 4,2 – 4,5 tỷ kWh) gần gấp đôi so với NT1 (khoảng 2,5 tỷ kWh). Toàn bộ sản lượng điện thương phẩm của nhà máy được bán theo hai phương thức (1) hợp đồng PPA hoặc (2) bán lên thị trường điện cạnh tranh. Vì giá thành sản xuất của loại hình này cao nên phần lớn sản lượng sẽ được EVN cam kết mua lại theo hợp đồng PPA với tỷ lệ Qc trung bình ~90%.

Theo Nghị định số 100/2025/NĐ-CP có hiệu lực thi hành từ ngày 8/5/2025, các dự án nhiệt điện khí sử dụng khí thiên nhiên khai thác trong nước được vận hành, huy động ở mức tối đa theo khả năng cấp khí, đáp ứng các yêu cầu ràng buộc cơ bản. Điều này giúp các nhà máy được hưởng lợi rõ rệt khi sản lượng điện được bao tiêu với giá bán Pc luôn cao hơn giá thị trường cạnh tranh.

Tình hình sản xuất điện của Nhơn Trạch 2



Nguồn: POW, BETA tổng hợp

1.3 Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 & 4

Dự án Nhà máy điện Nhơn Trạch 3&4 là dự án trọng điểm quốc gia thuộc Quy hoạch điện VII được Chính phủ giao cho PV Power làm chủ đầu tư. Quy mô công suất 1.600 MW, tổng mức đầu tư 1,4 tỷ USD trên địa bàn huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai. Đây là dự án nhiệt điện sử dụng nhiên liệu khí LNG đầu tiên ở Việt Nam, góp phần thực hiện “Cam kết phát thải ròng về 0 vào năm 2050” của Thủ tướng Chính phủ tại Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP26).

Tiến độ triển khai: POW cho biết NT3 đã bắt đầu vận hành thương mại vào ngày 21/11/2025. NT4 hiện đang trong giai đoạn chạy thử bằng dầu và dự kiến vận hành thương mại vào tháng 12/2025.

Nguồn vào	Hệ thống sản xuất	Đầu ra
Nhiên liệu: LNG nhập khẩu, lưu trữ tại kho và tái hóa khí tại kho Thị Vải. Vốn đầu tư: 1,4 tỷ USD	Công suất: 1.500 MW (2x 750 MW). Công nghệ: GE 9HA.02 (được đánh giá là hiệu suất cao nhất thế giới).	Sản lượng điện bình quân: ~9 tỷ kWh/năm Tỷ lệ Qc: ít nhất 65%

a) Đầu vào:

Nguồn nhiên liệu đầu vào cho NMD Nhơn Trạch 3&4 là một bước ngoặt. Việc chuyển sang LNG nhập khẩu giúp giải quyết vấn đề suy giảm nguồn khí trong nước, đảm bảo nguồn cung cho công suất lớn 1.600 MW. Tuy nhiên, nó khiến chi phí nhiên liệu và giá thành điện của nhà máy chịu sự biến động trực tiếp của thị trường năng lượng toàn cầu, tạo ra thách thức lớn về quản lý chi phí vận hành.

Tiếp nối Hợp đồng cung cấp LNG cho công tác chạy thử cho Nhơn Trạch 3&4 đã được hai bên ký kết trong Quý 4/2024. Ngày 25/02/2025, PV GAS và PV Power đã đàm phán thành công và đi tới ký kết hợp đồng cung cấp LNG cho toàn bộ quá trình vận hành thương mại của các nhà máy điện này trong 25 năm kể từ 2025.

Giá khí: PV Gas chịu trách nhiệm nhập khẩu, lưu trữ, tái hóa LNG tại Kho cảng LNG Thị Vải và vận chuyển khí tái hóa đến Nhơn Trạch 3 & 4. POW là bên mua Khí thiên nhiên tái hóa này. Cấu phần giá bán khí LNG tái hóa cho POW theo chúng tôi tìm hiểu sẽ bao gồm hai phần chính:

- **Giá mua LNG:** Chi phí nhập khẩu LNG tại cảng (phụ thuộc vào giá LNG thị trường thế giới và sẽ rất biến động nếu mua theo giá giao ngay (spot) cho từng chuyến)
- **Chi phí dịch vụ SRT:** chi phí lưu trữ, tái hóa và vận chuyển do GAS thực hiện. Đây là khoản phí dịch vụ cố định (hoặc bán cố định) mà POW trả cho GAS để nhận được khí tái hóa tại chân nhà máy. Tuy nhiên, mức phí này không được công bố chi tiết.

b) Hệ thống sản xuất:

Nhơn Trạch 3&4 sử dụng công nghệ tuabin khí hiện đại nhất trên thế giới hiện nay, có khả năng khởi động nhanh và vận hành linh hoạt hơn, cụ thể là tuabin thể hệ H/HA. Nhà máy đạt hiệu suất phát điện ước tính trên 60% (cao nhất trong số các nhà máy điện khí tại Việt Nam hiện nay, so với NT2 thời điểm xây dựng với hiệu suất cao nhất là 57%).

c) Đầu ra:

Về tỷ lệ Qc: Mặc dù có công suất lớn và công nghệ siêu hiệu quả, ưu tiên huy động đầu ra của NT3 & NT4 sẽ cực kỳ nhạy cảm với chi phí nhiên liệu LNG. Để đảm bảo khả năng thanh toán cho LNG, nhà máy cần phải được huy động với một mức giá điện nhất định. Cho thất sự cấp thiết của chính sách mới là rõ ràng, Nghị định Chính phủ số 56/2025 và 100/2025 tiếp tục giảm thiểu rủi ro cho nhà đầu tư qua cơ chế chuyển giá nhiên liệu vào giá điện và bảo đảm tỷ lệ bao tiêu tối thiểu 65% sản lượng điện hợp đồng (Qc) trong 10 năm.

Về giá bán điện LNG: theo Quyết định số 1313/QĐ-BCT được Bộ Công thương ban hành ngày 13/5/2025, mức giá trần cho điện LNG là 3.327,42 đồng/kWh (chưa bao gồm VAT). Một số thông số tính toán gồm có: Giá LNG (không bao gồm thuế giá trị gia tăng, chi phí tồn trữ, tái hóa và phân phối khí sau tái hóa): 14,05 USD/mmBTU, giá vận chuyển 2,59 USD/mmBTU, tỷ giá: 25.670 VND/USD.

Để giảm thiểu biến động ngoại tệ, giá điện trong PPA được tính bằng USD nhưng thanh toán bằng đồng Việt Nam, có điều chỉnh tỷ giá hàng tháng. Đồng thời, Ngân hàng Nhà nước được kiến nghị ban hành hướng dẫn riêng về thanh toán và chuyển đổi ngoại tệ cho các dự án LNG nhằm bảo đảm ổn định tài chính dài hạn.

2. Nhiệt điện than – Nhà máy điện Vũng Áng 1

Nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1 là nhà máy nhiệt điện được xây dựng đặt tại thị xã Kỳ Anh, tỉnh Hà Tĩnh, đi vào hoạt động vào tháng 9/2015. Đây là dự án nhà máy nhiệt điện lớn nhất hiện nay ở khu vực miền Trung Việt Nam do tổng thầu EPC là Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (LILAMA) lắp đặt.

Tuy nhiên đến nay, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vẫn chưa thể quyết toán, nên chưa thể thanh toán dứt điểm cho các nhà thầu thi công công trình. Nguyên nhân đến từ trong quá trình thi công thực tế đã phát sinh khoản "chi phí phát sinh chưa lường hết" lên tới hàng nghìn tỷ đồng khiến dự án đội vốn. Điều này tác động gián tiếp đến việc xác định và thực hiện Giá Hợp đồng Mua bán điện (PPA).

Nguồn vào	Hệ thống sản xuất	Đầu ra
Nhiên liệu: than cám loại 5a của Hòn Gai – Cẩm Phả - Uông Bí (dầu FO chạy dự phòng) và than trộn.	Công suất: 2 X 600 MW Công nghệ: Lò hơi đốt than phun trực tiếp (Pulverized Coal Combustion - PCC).	Sản lượng điện bình quân: 7,2 tỷ kWh/năm

a) Đầu vào:

Hiện nay, nhu cầu tiêu thụ mỗi năm của nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 khoảng 2,5 – 3,0 triệu tấn than. Nhà máy đang sử dụng ba loại than chính gồm: than cám 5a.10, than cám 5a.14 do Tập

đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV) cung cấp (chiếm tỷ trọng 70%) và than nhập khẩu từ Lào được doanh nghiệp chủ động nhập khẩu thêm (chiếm tỷ trọng 30%). Việc tiêu thụ than Lào là bước hiện thực hóa Hiệp định hợp tác mua bán than giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Lào được kết ký kết vào ngày 9/1/2025 giúp nguồn than của nhà máy được đảm bảo.

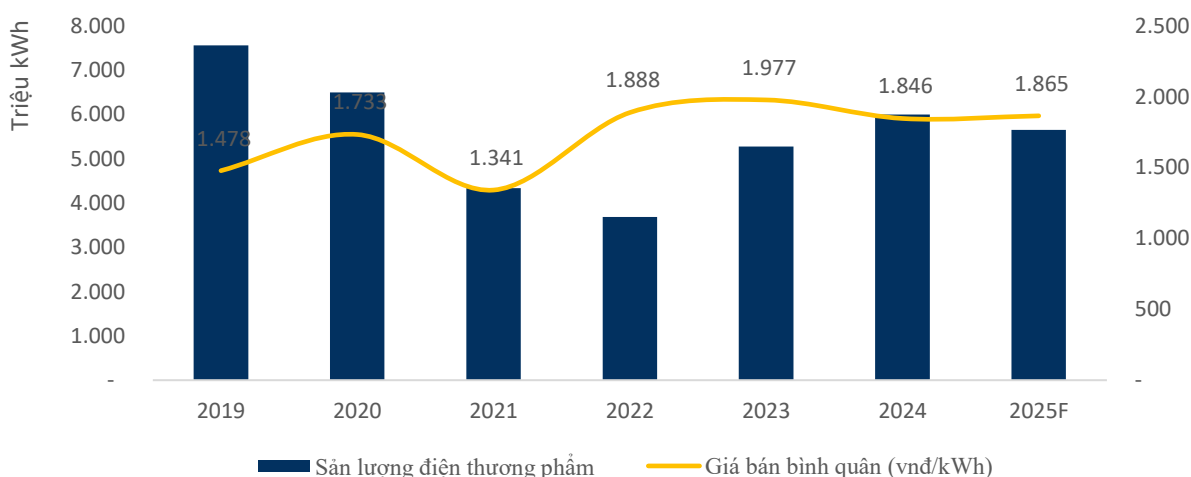
b) Hệ thống sản xuất:

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 sử dụng công nghệ đốt than phun trực tiếp, đạt hiệu suất khoảng 40% - 42% (cao hơn đáng kể so với các nhà máy điện cũ thường dưới 35%). Điều này giúp nhà máy tiêu thụ ít than hơn để tạo ra cùng một lượng điện, từ đó giảm chi phí nhiên liệu và giảm phát thải CO₂ trên mỗi kWh điện.

c) Đầu ra:

Nếu nguồn than được đảm bảo và 2 tổ máy hoạt động hết công suất, tổng sản lượng điện mà NM Vũng Áng có thể đạt được lên tới 7.200 triệu kWh. Hiện nay, giá điện hợp đồng của Nhà máy Điện Vũng Áng 1 đang tính tạm trên tổng mức đầu tư được duyệt là 26,5 nghìn tỷ đồng, trong giá trị thực tế phát sinh là 29,5 nghìn tỷ đồng. Điều này tương ứng với mức tăng 3,8% đối với thành phần cố định trong giá bán theo hợp đồng PPA. POW sẽ đẩy nhanh triển khai đàm phán giá điện chính thức NMD Vũng Áng 1 sau khi quyết toán vốn đầu tư dự án được Chính phủ phê duyệt để tối ưu nguồn doanh thu.

Tình hình sản xuất điện của Vũng Áng 1



Nguồn: POW, BETA tổng hợp

3. Thủy điện

Loại hình thủy điện nhìn chung chiếm tỷ trọng không đáng kể khi chỉ chiếm 6% trong tổng quy mô công suất của POW. Tuy nhiên, các nhà máy lại đóng góp không nhỏ vào lợi nhuận của POW vì có biên lợi nhuận vượt trội. Hiện nay, POW sở hữu 3 nhà máy thủy điện ở Nghệ An và Quảng Ngãi với tổng công suất lắp đặt là 345 MW.

3.1 Thủy điện Hủa Na & Nậm Non

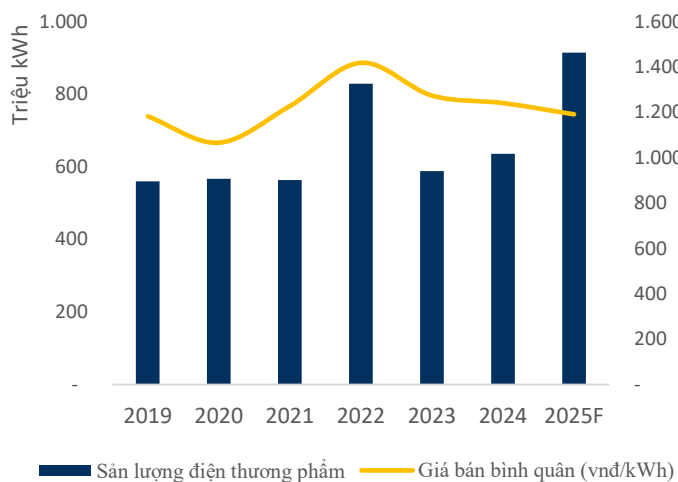
Thủy điện Hủa Na được xây dựng trên sông Chu thuộc vùng đất xã Đồng Văn, huyện Quế Phong, tỉnh Nghệ An với 2 tổ máy, tổng công suất 180 MW, được khởi công xây dựng ngày 28/3/2008 và là một trong những công trình nguồn trọng điểm của khu vực miền Trung. Hàng năm Nhà máy Thủy điện Hủa Na sản xuất khoảng 650 triệu kWh góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

Sau một thời gian vận hành ổn định, công ty cũng tìm kiếm các cơ hội đầu tư một số dự án NLTT và thủy điện quy mô nhỏ phù hợp với năng lực. Đến tháng 10/2024, Thủy điện Hủa Na nhận chuyển nhượng nhà máy thủy điện Nậm Non. Thủy điện này nằm tại huyện Tương Dương, tỉnh Nghệ An, có công suất lắp đặt 20 MW với 2 tổ máy được khánh thành vào năm 2015.

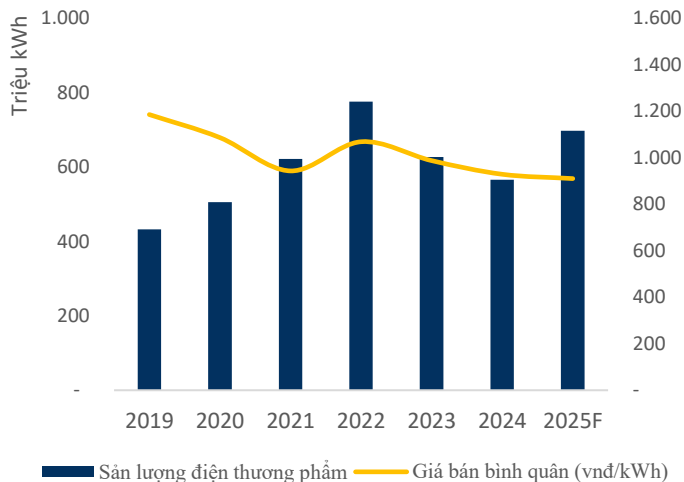
3.2 Thủy điện Đakrinh

Nhà máy thủy điện Đakdrinh công suất thiết kế 125MW được bố trí ở lưu vực sông Đakdrinh thuộc huyện Sơn Tây tỉnh Quảng Ngãi. Dự án hoàn thành vào năm 2014, có tổng mức đầu tư 5.921 tỷ đồng, sản lượng điện bình quân hàng năm là 540 triệu kWh.

Tình hình sản xuất điện của Hòa Na



Tình hình sản xuất điện của DakDrinh



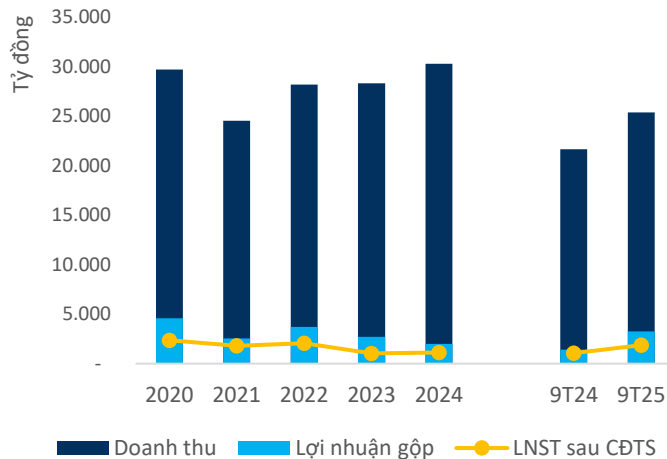
Nguồn: POW, BETA tổng hợp

III. TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH

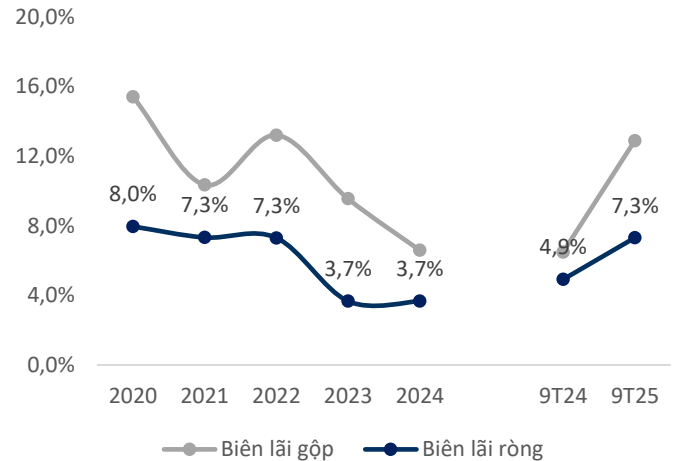
1. Doanh thu & Tỷ suất lợi nhuận

POW là công ty có quy mô lớn, giai đoạn 2020 - 2024 cho thấy sự ổn định về doanh thu, nhưng biên lợi nhuận của công ty tương đối mỏng và bị thu hẹp đáng kể. Trong 9T2025, doanh thu và lợi nhuận đều cải thiện cho thấy tính hiệu phục hồi nhờ sản lượng điện gia tăng cũng như biên lợi nhuận mở rộng.

Doanh thu & Lợi nhuận



Biên lợi nhuận

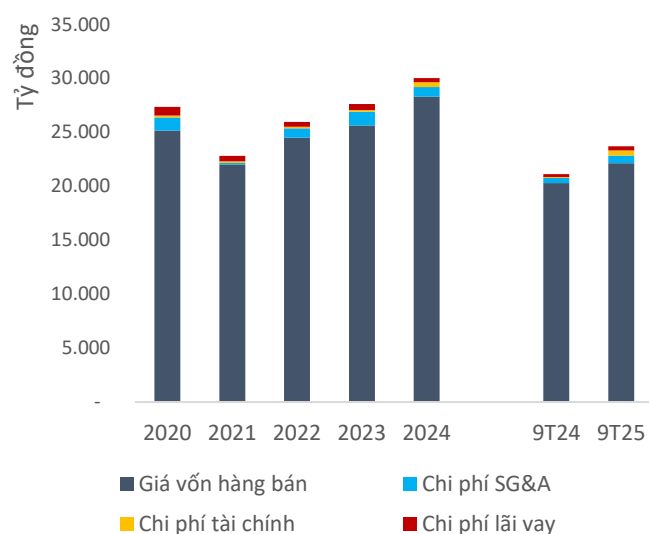


Nguồn: POW, BETA tổng hợp

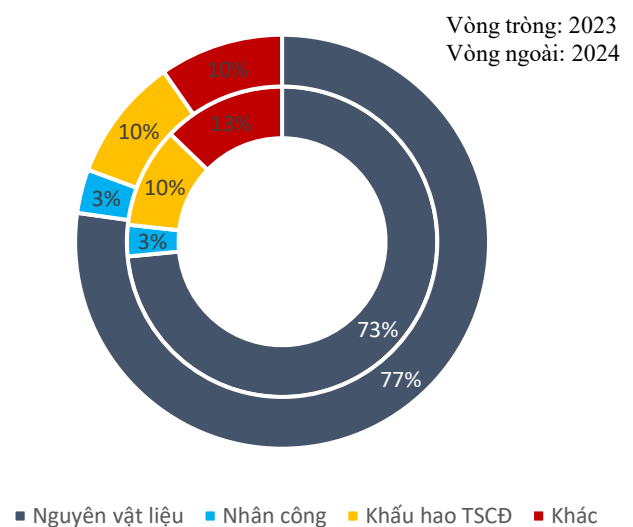
2. Cơ cấu chi phí

Do quy mô doanh thu của POW rất lớn, nên nhìn chung phần lớn chi phí là nguyên vật liệu, chiếm tới 77% tổng yếu tố chi phí năm 2024. Còn các chi phí khác như quản lý doanh nghiệp và tài chính tương chừng không quá lớn. Tuy nhiên đây là loại chi phí mà POW có thể chủ động kiểm soát qua tối ưu được lợi nhuận ròng. Trong khi đó, yếu tố nguyên vật liệu đã được chuyển vào công thức tính giá bán điện nên biên lợi nhuận sẽ không bị tác động trực tiếp bởi giá khí và than.

Cơ cấu các loại chi phí



Tỷ trọng yếu tố chi phí

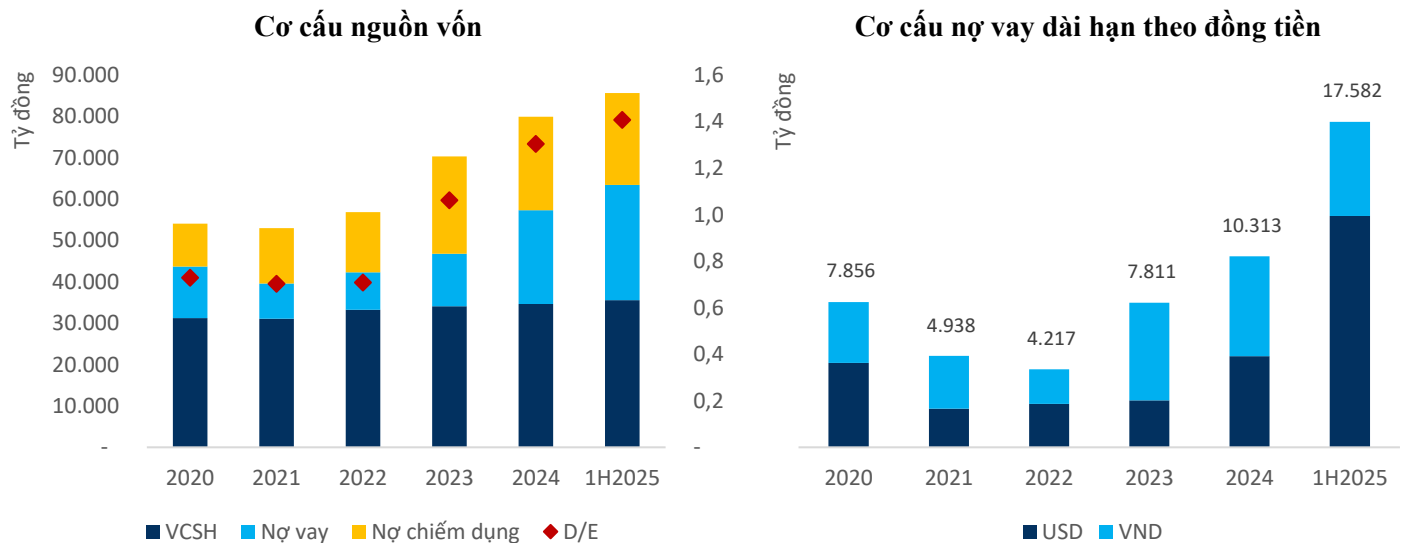


Nguồn: POW, BETA tổng hợp

3. Tỷ lệ đòn bẩy & Cơ cấu nợ vay

Cơ cấu nguồn vốn của POW từ 2020 đến 2024 cho thấy xu hướng tăng trưởng ổn định về quy mô tổng tài sản, nhưng mức độ đòn bẩy tài chính đang gia tăng. Tỷ trọng Nợ Vay và Nợ Chiếm Dụng có xu hướng tăng qua các năm, đặc biệt trong năm 2023 và 2024. Điều này được xác nhận bởi tỷ lệ D/E tăng lên mức khá cao 1,3 lần, cho thấy POW đang sử dụng nhiều vốn vay để tài trợ cho dự án NMĐ Nhơn Trạch 3&4.

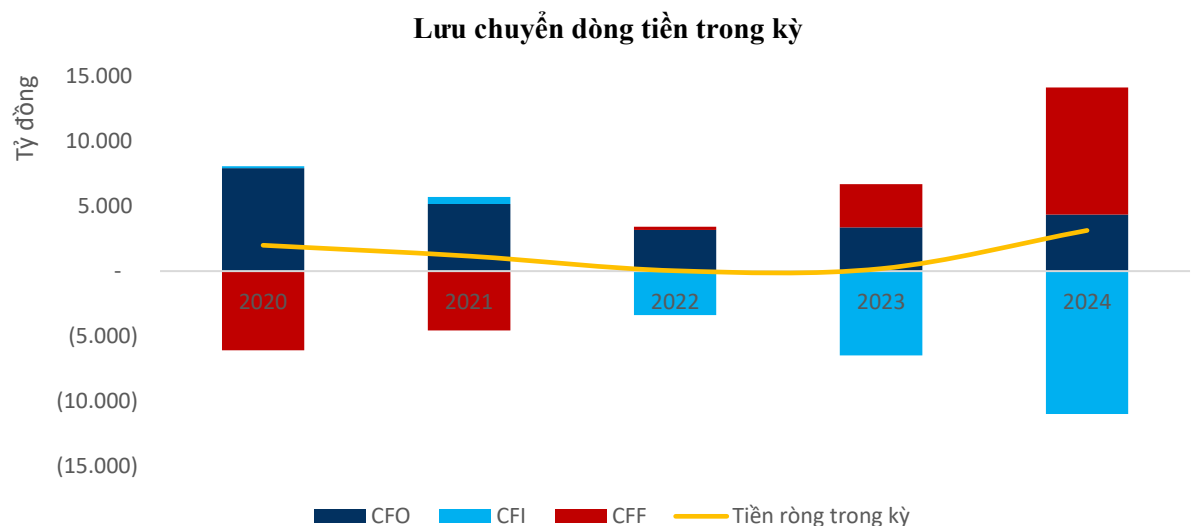
Trong cơ cấu nợ vay tài trợ xây dựng và nâng cấp các nhà máy điện, nợ vay bằng USD chiếm tỷ trọng lớn và gia tăng đáng kể trong những năm gần đây. Việc phụ thuộc vào nợ vay bằng USD khiến POW đối mặt với rủi ro tỷ giá hối đoái lớn, bởi trong bối cảnh VND mất giá hoặc tỷ giá VND/USD biến động, chi phí lãi vay và nghĩa vụ trả gốc bằng ngoại tệ sẽ tăng, gây áp lực lên chi phí tài chính và lợi nhuận của Tập đoàn.



Nguồn: POW, BETA tổng hợp

4. Lưu chuyển dòng tiền

Dòng tiền của POW thể hiện sự dịch chuyển sang trạng thái đầu tư mở rộng mạnh mẽ, đây là giai đoạn đầu tư xây dựng NMĐ Nhơn Trạch 3&4. Dòng tiền từ Hoạt động Kinh doanh của công ty duy trì ở mức dương rất tốt, nhưng không đủ để trang trải cho nhu cầu đầu tư vốn lớn. Do đó, POW đã tăng cường huy động vốn vay trong các năm gần đây. Diễn biến dòng tiền này xác nhận việc POW đang sử dụng đòn bẩy tài chính cao để phát triển, đi kèm với rủi ro chi phí tài chính gia tăng.



Nguồn: POW, BETA tổng hợp

IV. CẬP NHẬT KQKD QUÝ 3/2025

Quý - VNDbn	Q3/24	Q2/25	Q3/25	% YoY	% QoQ	9T2024	9T2025	% YoY	% sv ước tính
Sản lượng điện (triệu kWh)	3.047	4.769	3.905	28%	-18%	11.416	12.921	13%	71%
Nhiệt điện khí	2.042	2.528	2.307	13%	-9%	6.436	7.010	9%	68%
Nhiệt điện than	606	1.934	1.063	75%	-45%	4.169	4.759	14%	76%
Thủy điện	399	307	535	34%	74%	811	1.152	42%	72%
Doanh thu thuần	6.061	9.399	7.855	30%	-16%	21.686	25.404	17%	72%
Nhiệt điện khí	4.394	5.385	5.008	14%	-7%	13.021	14.843	14%	67%
Nhiệt điện than	1.461	3.527	2.258	55%	-36%	7.822	8.929	14%	76%
Thủy điện	412	301	485	18%	61%	829	1.109	34%	70%
Giá bán điện bình quân (đồng/kWh)	1.989	1.971	2.012	1%	2%	1.900	1.966	3%	101%
Lợi nhuận gộp	296	1.168	1.291	336%	11%	1.408	3.275	133%	75%
Chi phí SG&A	169	166	212	26%	28%	480	716	49%	70%
Lợi nhuận từ CTLK	-	-	-			1	1	-19%	1%
LN từ HĐKD	127	1.002	1.078	747%	8%	928	2.559	176%	75%
Thu nhập tài chính	411	206	223	-46%	8%	617	637	3%	78%
Chi phí tài chính	(3)	399	295	n/a	n/a	357	869	144%	79%
- Trong đó: Chi phí lãi vay	96	138	152	59%	11%	264	410	55%	63%
Lợi nhuận khác	5	1	6	11%	794%	79	5	-93%	10%
LNTT	547	810	1.012	85%	25%	1.267	2.332	84%	74%
LNST	453	761	948	109%	25%	1.111	2.182	96%	78%
LNST sau lợi ích CĐTS	396	602	809	104%	34%	1.066	1.857	74%	75%
Biên lãi gộp	4,9%	12,4%	16,4%			6,5%	12,9%		
Biên lãi ròng	6,5%	6,4%	10,3%			4,9%	7,3%		

Nguồn: POW, BETA tổng hợp

Trong quý 3/2025, POW ghi nhận KQKD tăng trưởng vượt trội với doanh thu đạt 7.855 tỷ đồng (+30% YoY, -16% QoQ) và LNST sau lợi ích CĐTS đạt 809 tỷ đồng (+104% YoY, +34% QoQ). Tăng trưởng mạnh mẽ này đến từ tổng sản lượng điện tăng mạnh cùng với giá bán bình quân cải thiện nhờ tỷ lệ Qc cao so với cùng kỳ.

Sản lượng điện thương phẩm trong quý 3/2025 đạt 3.905 triệu kWh, tăng 28% YoY. Trong đó, sản lượng hợp đồng (Qc) của các nhà máy đạt 3.750 triệu kWh, tăng 51% YoY (tương ứng tỷ lệ Qc trung bình đạt 96% so với cùng kỳ là 81%).

- Nhiệt điện khí: sản lượng điện đạt 2.307 triệu kWh nhờ tỷ lệ Qc tăng cao sau khi Nghị định số 100/2025/NĐ-CP có hiệu lực ưu tiên huy động tối đa các nhà máy điện khí.
- Nhiệt điện than: Vũng Áng 1 tăng 75% YoY do trong tháng 10/2024 nhà máy thực hiện trung tu.
- Nhà máy thủy điện: Hòa Na (HNA) và Đakđrinh tăng lần lượt +40% YoY và +12% YoY nhờ tình hình thủy văn thuận lợi.

Biên lợi nhuận mở rộng đáng kể lên mức 16,4%, tăng 11,5 điểm % so với cùng kỳ nhờ đóng góp cao hơn từ nhóm thủy điện và tỷ lệ Qc cao hơn đối với các nhà máy nhiệt điện.

Hoạt động tài chính ròng lỗ 72 tỷ đồng chủ yếu do lỗ tỷ giá tăng mạnh khi khoản nợ bằng đồng USD của công ty tăng cao để tài trợ xây dựng nhà máy điện Nhơn Trạch 3&4. Trong khi chi phí lãi vay tăng đã được bù đắp bởi thu nhập từ tiền gửi của công ty cũng gia tăng đáng kể.

V. DỰ PHÓNG KẾT QUẢ KINH DOANH

Đơn vị: Tỷ đồng

	2024	2025F	% YoY	2026F	%YoY	Nhận xét
Sản lượng điện	16.072	18.200	13%	21.332	17%	Vũng Áng 1: nhà máy có lịch trung tu trong năm 2026 làm giảm sản lượng so với cùng kỳ. Trong khi nguồn cung than đầu vào dự kiến ổn định, khả năng huy động từ các nhà máy nhiệt điện cao hơn khi chu kỳ khí hậu ENSO chuyển qua pha Trung tính. Cà Mau 1&2: trong năm 2026, nhà máy có lịch đại tu làm ảnh hưởng đến công suất vận hành. Đồng thời, lo ngại dài hạn về tình trạng suy giảm khả năng cấp khí tại khu vực Tây Nam Bộ vẫn hiện hữu, quyền mua khí bổ sung từ Petronas vẫn còn bỏ ngỏ. Nhon Trạch 1: nhà máy điện cũ và không còn hợp đồng cam kết khí nên sản lượng điện trong năm 2026 dự kiến hạn chế. Nhon Trạch 2: nhờ Nghị định 100/2025 nên tỷ lệ Qc tối đa vẫn được đảm bảo trong năm 2026, tình trạng thiếu hụt khí tự nhiên tại khu vực Đông Nam Bộ trong năm 2026 vẫn tiếp diễn, ảnh hưởng đến sản lượng điện của nhà máy. Nhon Trạch 3&4: dự báo cả hai nhà máy sẽ vận hành thương mại từ đầu năm 2026 với tỷ lệ Qc tối thiểu là 65%, tương đương với sản lượng 6,1 tỷ kWh. Dù vậy, chúng tôi cho rằng nhà máy sẽ lỗ tạm thời do áp lực lãi vay và khấu hao trong thời gian đầu. Thủy điện: sản lượng điện dự kiến thấp hơn svck do tình hình thủy văn sẽ không thuận lợi như năm nay. Bên cạnh đó, nhà máy Nậm Non có lịch đại tu trong năm 2026. Tuy nhiên, chúng tôi kỳ vọng giá Pz và FMP trong năm 2026 sẽ cao hơn.
- Nhiệt điện khí	9.024	10.318	14%	14.795	43%	
- Nhiệt điện than	5.846	6.290	8%	5.166	-18%	
- Thủy điện	1.202	1.592	32%	1.371	-14%	
Giá bán bình quân	1.886	1.944	3%	2.270	17%	
- Nhiệt điện khí	1.993	2.138	7%	2.499	17%	
- Nhiệt điện than	1.846	1.865	1%	1.925	3%	
- Thủy điện	1.073	998	-7%	1.096	10%	
Doanh thu	30.306	35.378	17%	48.415	37%	
- Nhiệt điện khí	17.983	22.059	23%	36.966	68%	
- Nhiệt điện than	10.794	11.731	9%	9.947	-15%	
- Thủy điện	1.290	1.588	23%	1.502	-5%	
Lợi nhuận gộp	1.998	4.393	120%	3.476	-21%	
Chi phí SG&A	878	1.025	17%	1.210	18%	
Thu nhập từ CTLK	42	40	-6%	44	11%	
Lợi nhuận từ HĐKD	1.162	3.408	193%	2.310	-32%	
Thu nhập tài chính	566	816	44%	639	-22%	Chịu rủi ro lớn về biến động tỷ giá do phần lớn khoản vay dài hạn bằng đồng USD. Chi phí lãi vay cho NT3&4 không được vốn hóa.
Chi phí tài chính	845	1.106	31%	1.246	13%	
Trong đó: Lãi vay	382	647	69%	904	40%	
Lợi nhuận khác	500	55	-89%	76	37%	
LNTT	1.383	3.173	129%	1.779	-44%	
LNST	1.211	2.817	133%	1.584	-44%	
LNST và sau CĐTS	1.112	2.464	122%	1.263	-49%	
<i>Biên lãi gộp</i>	6,6%	12,4%		7,2%		
<i>Biên lãi ròng</i>	3,7%	7,0%		2,6%		

VI. RỦI RO

1. Thiếu hụt nguồn cung nhiên liệu

Đây có thể xem là rủi ro lớn nhất với POW vì phần lớn công suất đến từ các nhà máy điện khí. Bất kỳ gián đoạn nào từ các mỏ khí hoặc sự cố từ kho cảng LNG Thị Vải đều có thể khiến các nhà máy phải giảm tải hoặc dừng tổ máy, ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng và doanh thu. Trong bối cảnh nguồn khí tự nhiên đang suy giảm và LNG phải mua theo từng chuyến theo giá giao ngay cao hơn, rủi ro này mang tính hệ thống và khó kiểm soát.

Để đáp ứng nguồn cung thiếu hụt sau năm 2027, POW đã ký hợp đồng với PV GAS để nhận khí từ mỏ Nam Du – U Minh (dự kiến từ Q4/2028, khoảng 0,7 tỷ m³/năm) và đang trong giai đoạn đàm phán cuối cùng với các mỏ khí Khánh Mỹ – Đầm Dơi và Hoa Mai (dự kiến cung cấp khí từ cuối năm 2028, khoảng 0,4 tỷ m³/năm).

2. Biến động tỷ giá

Phần lớn khoản vay dài hạn của POW là bằng USD lên tới 12,5 nghìn tỷ đồng gây áp lực lên chi phí tài chính của tập đoàn khi phải đánh giá chênh lệch tỷ giá. Trong 9T2025, POW đã ghi nhận lỗ do chênh lệch tỷ giá hơn 457 tỷ đồng (so với cùng kỳ năm 2024 là 86 đồng), khoản lỗ này tương đương 40% lợi nhuận sau thuế của năm 2024.

Bên cạnh đó, nhiều chi phí bảo trì, phụ tùng cho các nhà máy điện được nhập khẩu từ nước ngoài phải thanh toán bằng USD. Đặc biệt qua năm 2026, NMĐ Nhơn Trạch 3&4 mua LNG được chốt giá theo USD, trong khi doanh thu bán điện chủ yếu bằng VND. Vì vậy, biến động tỷ giá (đặc biệt là USD/VND tăng) gây áp lực lên chi phí tài chính và giá khí/LNG đầu vào, làm biên lợi nhuận thu hẹp.

3. Yếu tố thời tiết

Tỷ trọng công suất nhiệt điện của POW chiếm tới 94%, nên doanh nghiệp thường hưởng lợi trong các năm thời tiết khô nóng khi nhu cầu huy động nhiệt điện tăng cao. Ngược lại, vào các năm nước về tốt hoặc chịu tác động của La Niña, thủy điện với chi phí thấp sẽ được ưu tiên huy động, khiến sản lượng điện khí của POW sụt giảm và lợi nhuận bị ảnh hưởng đáng kể, nhất là khi EVN có xu hướng tận dụng tối đa thủy điện để giảm chi phí hệ thống. Dù vậy, đây là rủi ro mang tính chu kỳ và thường được bù đắp trong những năm El Niño hoặc các giai đoạn thủy văn kém thuận lợi, khi nhu cầu huy động nhiệt điện tăng trở lại.

4. Sự cố kỹ thuật của nhà máy điện

Rủi ro sự cố kỹ thuật là một trong những rủi ro hiện hữu đối với POW khi phần lớn các nhà máy nhiệt điện khí đã vận hành trên 10–15 năm, bước vào giai đoạn lão hóa thiết bị. Các sự cố như hỏng tuabin, lỗi hệ thống điều khiển hay suy giảm hiệu suất có thể dẫn đến dừng máy ngoài kế hoạch, làm giảm sản lượng huy động và gia tăng chi phí sửa chữa. Điều này đặc biệt nhạy cảm trong bối cảnh thị trường điện cạnh tranh, nơi hiệu suất và độ khả dụng của tổ máy ảnh hưởng trực tiếp tới doanh thu và biên lợi nhuận.

POW đã giảm thiểu một phần rủi ro tài chính nhờ mua bảo hiểm cho các tổ máy, thể hiện rõ qua sự cố tại Vũng Áng 1 khi doanh nghiệp được bồi thường khoảng 1.000 tỷ đồng cho chi phí sửa chữa và gián đoạn kinh doanh. Tuy nhiên, bảo hiểm chỉ chia sẻ chi phí vật chất và tổn thất tạm thời; các tác động vận hành cốt lõi như thời gian dừng máy, mất cơ hội bán điện và suy giảm hiệu suất lâu dài vẫn không thể bù đắp.

VII. ĐỊNH GIÁ

Chúng tôi sử dụng 100% phương pháp chiết khấu dòng tiền (DCF) để định giá cổ phiếu POW. Ngoài ra, chúng tôi áp dụng mức chiết khấu 10% để phản ánh rủi ro công ty còn hạn chế về tính minh bạch thông tin cho các nhà đầu tư. Chúng tôi xác định mức giá mục tiêu cho **POW là 17.200 đồng/cổ phiếu**, tương đương với **tiềm năng tăng giá 15,8%** so với giá đóng cửa ngày báo cáo.

Chi phí sử dụng vốn bình quân

Hệ số Beta	1,0	Chi phí VCSH	13,0%
Tỷ lệ tăng trưởng (g)	0%	Chi phí nợ vay	7,0%
Phản bù rủi ro thị trường	9,5%	Nợ %	40%
Lãi suất phi rủi ro	3,5%	VCSH %	60%
Thuế TNDN	12%		
WACC %			10,6%

Tóm tắt định giá theo Chiết khấu dòng tiền (FCFF)

Đơn vị: Tỷ đồng

	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F	2030F
CFO	3.717	7.830	6.073	6.810	7.007	6.731
(-) CAPEX	(11.056)	(3.685)	(508)	(473)	(436)	(400)
(+) Lãi vay (1-t)	569	796	941	863	793	720
Dòng tiền tự do (FCFF)	(6.770)	4.940	6.506	7.200	7.364	7.051
NPV của DTTD	17.509					
Giá trị cuối cùng	66.416					
NPV của giá trị cuối cùng	40.104					
Giá trị doanh nghiệp	57.613					
+ Tiền mặt và đầu tư ngắn hạn	31.097					
- Nợ	2.671					
- Lợi ích CĐTS	20.919					
Giá trị vốn	44.764					
Số lượng cổ phiếu (triệu)	2.341,9					
Giá trị hợp lý (đồng/cổ phiếu)	19.115					
Chiết khấu vì hạn chế thông tin	10%					
Giá mục tiêu (đồng/cổ phiếu)	17.203					

BÁO CÁO TÀI CHÍNH

Hoạt động kinh doanh	2023A	2024A	2025F	2026F
Doanh thu thuần	28.329	30.306	35.378	48.415
Giá vốn hàng bán	25.625	28.308	30.985	44.939
Lợi nhuận gộp	2.704	1.998	4.393	3.476
Chi phí HĐKD	1.268	878	1.025	1.210
Chi phí bán hàng	-	-	-	-
Quản lý doanh nghiệp	1.268	878	1.025	1.210
Thu nhập từ CTLK	40	42	40	44
Lợi nhuận từ HĐKD	1.476	1.162	3.408	2.310
Doanh thu tài chính	544	566	816	639
Chi phí tài chính	165	464	459	341
Lợi nhuận khác	152	500	55	76
EBIT	2.007	1.765	3.820	2.683
Chi phí lãi vay	565	382	647	904
LNTT	1.442	1.383	3.173	1.779
Thuế TNDN	159	172	356	195
LNST	1.283	1.211	2.817	1.584
Lợi ích CĐ thiếu số	245	100	353	321
LNST & CĐST	1.038	1.112	2.464	1.263
Số lượng cổ phiếu (triệu)	2.342	2.342	2.342	2.342
EPS	768	880	443	475

Lưu chuyển tiền tệ	2023A	2024A	2025F	2026F
Lợi nhuận sau thuế	1.038	1.112	2.464	1.263
Hoạt động kinh doanh				
Khấu hao	2.809	2.818	2.878	3.538
Thay đổi vốn lưu động	5.400	2.578	(1.625)	3.029
Thay đổi Khoản phải thu	(2.023)	2.687	(1.987)	(5.108)
Thay đổi Hàng tồn kho	(82)	372	(498)	(1.033)
Thay đổi TS ngắn hạn khác	(1.083)	847	(396)	(380)
Thay đổi Phải trả ngắn hạn	8.601	(221)	(464)	6.873
Thay đổi Nợ NH khác	(13)	(1.108)	1.720	2.676
Điều chỉnh khác	(5.895)	(2.164)		
LCTT từ HĐ kinh doanh	3.352	4.344	3.717	7.830
Hoạt động đầu tư				
Chi mua sắm TSCĐ	(6.312)	(9.793)	11.056)	(3.685)
Khác	(173)	(1.180)		
LCTT từ HĐ đầu tư	(6.485)	(10.973)	(11.056)	(3.685)
Hoạt động tài chính				
Cổ tức đã trả	(365)	(132)	-	-
Tăng (giảm) vốn	82	21	-	-
Tăng (giảm) nợ vay DH	3.790	1.979	5.871	524
Tăng (giảm) nợ vay NH	(129)	8.002	(2.786)	4.829
Khác	(58)	(115)	-	-
LCTT từ HĐ tài chính	3.321	9.754	3.085	5.353
Lưu chuyển tiền thuần	188	3.125	(4.254)	9.497

Bảng CĐKT	2023A	2024A	2025F	2026F
Tài sản ngắn hạn				
Tiền và tương đương tiền	8.440	11.564	7.310	16.807
Đầu tư tài chính NH	2.391	4.112	4.112	4.112
Các khoản phải thu	14.560	11.873	13.860	18.968
Hàng tồn kho	2.167	1.795	2.293	3.325
TS ngắn hạn khác	1.484	636	1.032	1.413
Tổng TS ngắn hạn	29.042	29.981	28.608	44.625
Tài sản dài hạn				
Tài sản cố định	26.402	24.321	23.509	50.793
Nguyên giá TSCĐ	69.907	70.655	72.720	103.542
Khấu hao lũy kế	43.505	46.333	49.211	52.749
Xây dựng CBDD	9.032	19.759	28.749	1.612
BĐS đầu tư	-	-	-	-
Đầu tư tài chính dài hạn	960	766	766	766
TS dài hạn khác	4.927	5.088	5.088	5.088
Tổng TS dài hạn	41.320	49.934	58.113	58.260
Tổng tài sản	70.362	79.915	86.720	102.885
Nợ ngắn hạn				
Phải trả ngắn hạn	15.947	15.726	15.263	22.136
Nợ vay ngắn hạn	5.507	13.508	10.722	15.550
Nợ ngắn hạn khác	5.331	4.223	5.943	8.619
Tổng nợ ngắn hạn	26.785	33.457	31.927	46.305
Nợ dài hạn				
Nợ vay dài hạn	7.172	9.151	15.022	15.546
Nợ dài hạn khác	2.285	2.626	2.626	2.626
Tổng nợ dài hạn	9.458	11.777	17.648	18.172
Tổng nợ	36.243	45.234	49.575	64.477
Vốn chủ sở hữu				
Vốn cổ phần	23.419	23.419	23.419	23.419
Thặng dư vốn	(0)	(0)	(0)	(0)
Lợi nhuận giữ lại	3.923	4.130	6.595	7.857
Khác	6.778	7.132	7.132	7.132
Tổng nguồn vốn	34.119	34.681	37.145	38.408
Tổng Nợ & VCSH	70.362	79.915	86.720	102.885

Các chỉ số tài chính	2023A	2024A	2025F	2026F
Khả năng tăng trưởng				
TT Doanh thu	0%	7%	17%	37%
TT Lợi nhuận ròng	-50%	7%	122%	-49%
Khả năng sinh lời				
Biên lợi nhuận gộp	9,5%	6,6%	12,4%	7,2%
ROE	3,3%	3,5%	7,1%	3,5%
ROA	1,8%	1,5%	3,2%	1,5%
Khả năng thanh toán				
Nợ vay/ Tài sản %	18%	28%	30%	30%
CS thanh toán hiện hành	1,1	0,9	0,9	1,0
CS thanh toán nhanh	0,9	0,8	0,8	0,9

ƯU ĐÃI ĐỘC QUYỀN**BETA**
BETA SECURITIES INCLãi suất margin **7,99%**/nămMiễn lãi margin **10** ngày*Áp dụng với khách hàng mở mới tài khoảnPhí giao dịch chỉ **0,06%**

Miễn phí ứng trước tiền bán

WEBSITE



ZALO



TELEGRAM

Quét mã
Mở tài khoản ngay**TUYÊN BỐ MIỄN TRÁCH NHIỆM**

Chuyên viên phân tích chịu trách nhiệm thực hiện báo cáo phân tích này xác nhận rằng: hoàn toàn trung thực và không có động cơ cá nhân khi thực hiện báo cáo này. Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo này được thu thập từ những nguồn tin cậy và đã được xem xét cẩn thận. Tuy nhiên, người viết không đảm bảo tính đầy đủ cũng như chính xác tuyệt đối của những thông tin nêu trên. Các quan điểm, nhận định trong báo cáo này chỉ là quan điểm riêng của cá nhân người viết mà không hàm ý chào bán, lời kéo nhà đầu tư mua, bán hay nắm giữ chứng khoán. Tại thời điểm phát hành báo cáo, Chuyên viên phân tích không biết bất kỳ xung đột lợi ích thực tế, trọng yếu nào của Chuyên viên phân tích hoặc Công ty Cổ phần Chứng khoán BETA (BETA).

Báo cáo phân tích này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin chung, không phải và sẽ không được hiểu là một lời đề nghị hoặc một lời mời chào để thực hiện bất kỳ giao dịch chứng khoán hoặc công cụ tài chính nào khác và nhà đầu tư chỉ nên sử dụng báo cáo phân tích này như một nguồn tham khảo. Chuyên viên phân tích cũng như Công ty Cổ phần Chứng khoán BETA sẽ không chịu bất kỳ trách nhiệm nào trước nhà đầu tư cũng như đối tượng được nhắc đến trong báo cáo này về những tổn thất có thể xảy ra khi đầu tư hoặc những thông tin sai lệch về doanh nghiệp. Các công cụ tài chính được đề cập trong báo cáo có thể sẽ không phù hợp với tất cả nhà đầu tư. Nhà đầu tư phải có quyết định của riêng mình bằng cách tham khảo các nhà tư vấn tài chính độc lập nếu cần thiết và dựa trên tình hình tài chính và mục tiêu đầu tư cụ thể của mình.

Báo cáo phân tích này là tài sản của Công ty Cổ phần Chứng khoán BETA và không được công bố rộng rãi ra công chúng, vì vậy không ai được phép sao chép, tái sản xuất, phát hành cũng như tái phân phối bất kỳ nội dung nào của báo cáo vì bất kỳ mục đích nào nếu không có văn bản chấp thuận của Công ty Cổ phần Chứng khoán BETA. Khi sử dụng các nội dung đã được BETA chấp thuận, xin vui lòng ghi rõ nguồn khi trích dẫn. Mọi cá nhân, tổ chức sẽ chịu trách nhiệm đối với BETA về bất kỳ tổn thất hoặc thiệt hại nào mà BETA hoặc khách hàng của BETA phải chịu do bất kỳ hành vi vi phạm theo Khuyến cáo này và theo quy định của pháp luật.