



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

Khuyến nghị KHẢ QUAN

Giá hiện tại	14,200
Giá mục tiêu	16,400
% tăng giá	15.5%
Ngày báo cáo	09/07/2026
Vốn hóa (tỷ đồng)	43,563
KLGD TB/ngày (10n)	13,708,790
% sở hữu NĐTNN	4.33%
SLCP lưu hành	3,067,845,688
SLCP niêm yết	3,067,845,688
P/E trailing	13.71
P/B (gần nhất)	1.14
ROA	3.51%
ROE	8.11%
EPS	1,036
Book value	12,412

Tổng quan doanh nghiệp

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (HOSE: POW) là doanh nghiệp phát điện hàng đầu Việt Nam, được thành lập năm 2007 trên cơ sở tập hợp các tài sản điện lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và chính thức niêm yết trên HOSE vào năm 2019. Hiện POW là một trong những nhà sản xuất điện độc lập (IPP) lớn nhất Việt Nam, sở hữu 10 nhà máy với tổng công suất khoảng 5,849 MW. Mô hình kinh doanh của POW tập trung vào sản xuất và bán điện thông qua các nhà máy nhiệt điện khí, nhiệt điện than và thủy điện, trong đó điện khí là mảng cốt lõi đóng góp phần lớn doanh thu và lợi nhuận.

Báo cáo được thực hiện bởi:
Trung tâm Phân tích Haseco

Bước đệm tăng trưởng từ điện khí LNG Nhơn Trạch 3,4

Chúng tôi thực hiện định giá Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (HOSE: POW) bằng phương pháp định giá EV/EBITDA. Chúng tôi khuyến nghị **KHẢ QUAN** với giá mục tiêu **16,400 VND/cổ phiếu**, với mức upside tiềm năng **15.5%** so với mức giá đóng cửa ngày 09/07/2026. Triển vọng của POW trong 2026 đến từ:

- Nhơn Trạch 3&4: Đóng góp tăng trưởng doanh thu và tiên phong trong quá trình chuyển dịch năng lượng
- Điện than duy trì công suất cao, thủy điện diễn biến kém thuận lợi
- Đẩy mạnh phát triển các dự án LNG trong dài hạn

Nhơn Trạch 3&4: Đóng góp tăng trưởng doanh thu và tiên phong trong quá trình chuyển dịch năng lượng

Nhơn Trạch 3, 4 chính thức tham gia thị trường điện từ 01/01/2026. Theo đó, Nhơn Trạch 3,4 được đảm bảo sản lượng điện hợp đồng (Qc) tối thiểu 65% công suất trong 10 năm đầu vận hành, tương ứng gần 6 tỷ kWh mỗi năm. Riêng trong quý 1/2026, sản lượng Qc được phân bổ ở mức 1.4 tỷ kWh. Tuy nhiên, triển vọng huy động thực tế của NT3&4 chịu áp lực từ mặt bằng giá LNG duy trì ở mức cao do căng thẳng địa chính trị tại Trung Đông leo thang khiến giá năng lượng toàn cầu tăng mạnh. Chi phí nhiên liệu cao làm suy giảm khả năng cạnh tranh của điện LNG so với các nguồn điện khác, khiến sản lượng điện thực phát thấp hơn đáng kể so với sản lượng hợp đồng được phân bổ.

Điện than duy trì công suất cao, thủy điện diễn biến kém thuận lợi

Haseco cho rằng, Vững Áng 1 sẽ tiếp tục duy trì mức huy động cao trong năm 2026 nhờ (1) Hiện tượng El Niño chính thức xuất hiện từ tháng 6/2026 và kéo dài đến đầu năm 2027; (2) Rủi ro thiếu hụt nhiên liệu đầu vào được đánh giá ở mức thấp khi nguồn cung than từ các đối tác chiến lược như TKV và Tổng Công ty Đông Bắc vẫn được đảm bảo. Với thủy điện, chúng tôi dự báo sản lượng huy động từ các nhà máy thủy điện sẽ suy giảm trong 2026, đặc biệt ở giai đoạn nửa cuối năm.

Đẩy mạnh phát triển các dự án LNG trong dài hạn

Với việc liên tục phát triển các dự án gối đầu sau cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4, POW đang từng bước củng cố vị thế là doanh nghiệp điện khí hàng đầu Việt Nam. Một số dự án trọng điểm đang được xúc tiến có thể kể đến như LNG Quảng Ninh, LNG Quỳnh Lập, LNG Vũng Áng 3.

Khuyến nghị

Haseco ước tính doanh thu và lợi nhuận sau thuế thuộc cổ đông công ty mẹ năm 2026 lần lượt đạt 50,849 tỷ đồng (+48.2%) và 3,548 tỷ đồng (+46.2%). Chúng tôi khuyến nghị **KHẢ QUAN** với cổ phiếu POW với giá trị hợp lý cho năm 2026 là **16,400 VND/cổ phiếu**, tương đương upside **15.5%** so với giá đóng cửa ngày 09/07/2026 dựa trên phương pháp định giá EV/EBITDA (7.0x, tương đương trung bình 5 năm của doanh nghiệp).

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:
Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội
Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh
Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

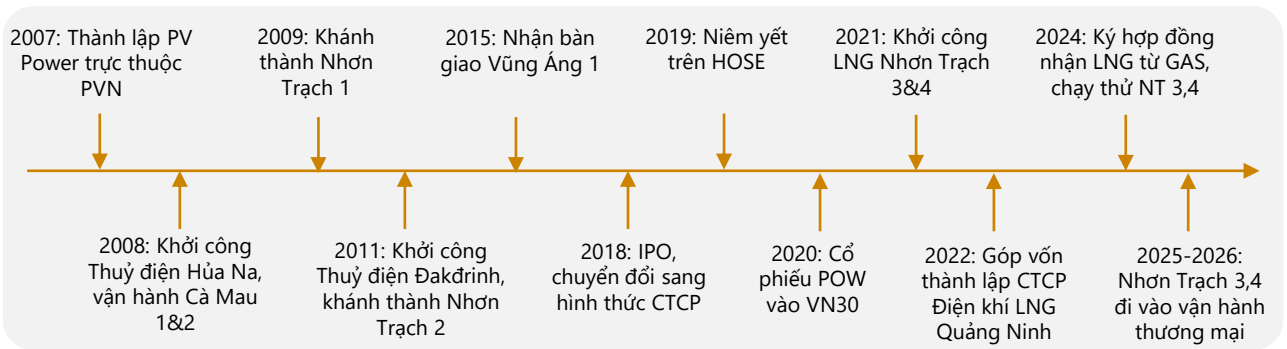
A. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

I. Lịch sử hình thành

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (HOSE: POW) là doanh nghiệp phát điện hàng đầu Việt Nam, được thành lập năm 2007 trên cơ sở tập hợp các tài sản điện lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN). Đến năm 2018, POW chính thức chuyển đổi sang mô hình công ty cổ phần sau đợt IPO thành công. Ngày 14/1/2019, POW giao dịch trên Sở Giao dịch Chứng khoán TP. Hồ Chí Minh (HOSE).

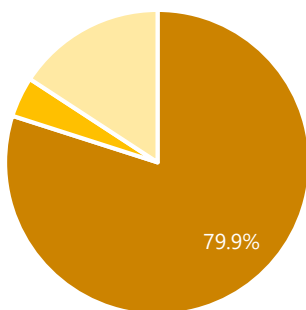
Hiện POW là một trong những nhà sản xuất điện độc lập (IPP) lớn nhất Việt Nam, sở hữu 10 nhà máy với tổng công suất khoảng 5,849 MW. Mô hình kinh doanh của POW tập trung vào sản xuất và bán điện thông qua các nhà máy nhiệt điện khí, nhiệt điện than và thủy điện, trong đó điện khí là mảng cốt lõi đóng góp phần lớn doanh thu và lợi nhuận.

Lịch sử hình thành



Nguồn: POW

Cơ cấu cổ đông



■ PVN ■ Nước ngoài ■ Khác

Nguồn: POW

II. Cơ cấu cổ đông

Cơ cấu cổ đông của POW rất cô đặc và mang tính Nhà nước chi phối cao khi cổ đông lớn nhất là Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam sở hữu 79.9% cổ phần, phần còn lại thuộc về nhà đầu tư cá nhân trong và ngoài nước. Điều này giúp PVN có toàn quyền quyết định trong việc định hướng chiến lược dài hạn của POW, đồng thời giúp POW có lợi thế trong việc tiếp cận nguồn khí đầu vào, huy động vốn và triển khai các dự án điện quy mô lớn khi là doanh nghiệp sản xuất - phát điện trọng yếu trong hệ sinh thái PVN.

III. Cơ cấu tổ chức & Mô hình kinh doanh

Cơ cấu tổ chức của POW gồm 5 công ty con, 8 công ty liên kết & có phần vốn góp, 6 đơn vị hạch toán phụ thuộc (chi nhánh Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam), tập trung vào chuỗi giá trị điện năng: sản xuất điện và dịch vụ kỹ thuật điện.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong, Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu, Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh



Cơ cấu tổ chức

Hình thức sở hữu	Tên công ty	Tỷ lệ nắm giữ (%)	Vốn điều lệ (tỷ đồng)
Công ty con	CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	59.37%	2,878
	CTCP Thủy điện Đakđrinh	95.27%	1,160
	CTCP Thủy điện Hòa Na	80.72%	2,352
	CTCP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực dầu khí Việt Nam	51%	150
	CTCP Năng lượng Tái tạo Điện lực Dầu khí	51%	270
Công ty liên kết/có phần vốn góp	CTCP Thủy điện Nậm Chiến	15.49%	2,000
	CTCP Năng lượng Sông Hồng	44.07%	74
	CTCP Điện Việt Lào	6.98%	4,377
	CTCP EVN Quốc tế	7.69%	366
	CTCP Thủy điện Sông Tranh 3	4.87%	602
	CTCP Cơ điện Dầu khí	10%	10
	CTCP Phát triển Đô thị Dầu khí	6.48%	280
	CTCP Điện khí LNG Quảng Ninh	30%	360
Hạch toán phụ thuộc	Công ty Điện lực Dầu khí Hà Tĩnh	100%	-
	Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau	100%	-
	Công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch	100%	-
	Công ty Cung ứng Nhiên liệu Điện lực Dầu khí	100%	-
	Ban Quản lý Dự án Điện	100%	-
	Trung tâm Dịch vụ Kỹ thuật	100%	-

Nguồn: POW

Tính đến 2025, tổng công suất lắp đặt của POW đạt khoảng 5,849 MW, chiếm gần 7% tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống điện quốc gia - doanh nghiệp phát điện lớn thứ 2 tại Việt Nam, chỉ sau EVN (công suất xấp xỉ 35,000 MW). Danh mục nguồn điện của POW tập trung chủ yếu vào nhiệt điện khí và nhiệt điện than, 2 mảng này đóng góp hơn 80% tổng sản lượng điện sản xuất hàng năm của doanh nghiệp.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

Vị trí nhà máy



Nguồn: Haseco tổng hợp

POW sở hữu danh mục nhà máy điện phân bố trên nhiều khu vực từ Bắc vào Nam, tạo nền tảng vận hành đa dạng và giảm thiểu rủi ro phụ thuộc vào một vùng địa lý nhất định. Tuy nhiên, phần lớn công suất phát điện của doanh nghiệp hiện tập trung tại miền Nam, với quy mô khoảng 4.3 GW, tương đương gần 74% tổng công suất lắp đặt. Các nhà máy chủ lực tại khu vực này là các nhà máy nhiệt điện khí như Cà Mau 1&2, Nhơn Trạch 1 và Nhơn Trạch 2. Theo Haseco, chiến lược tập trung vào miền Nam là phù hợp với bối cảnh phát triển của hệ thống điện nơi đây khi khu vực này luôn duy trì tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện ở mức cao nhờ hoạt động công nghiệp và đô thị hóa mạnh mẽ, trong khi nguồn cung điện tại chỗ chưa thực sự đáp ứng đầy đủ nhu cầu. Bên cạnh đó, vị trí các nhà máy của POW còn được hưởng lợi đáng kể từ việc nằm gần các nguồn khí tự nhiên trọng điểm do PVN khai thác và đưa vào bờ như bể Cửu Long, bể Nam Côn Sơn và cụm mỏ PM3 - Cà Mau, giúp tối ưu chi phí vận chuyển nhiên liệu và nâng cao hiệu quả vận hành trong dài hạn.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

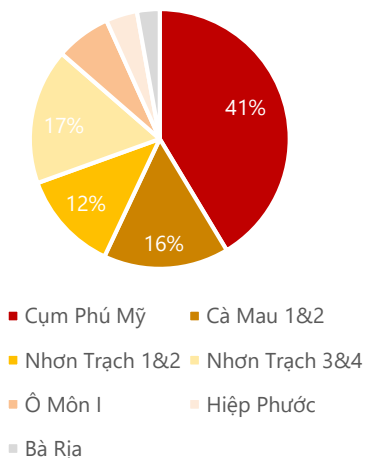
Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

Danh mục nhà máy điện

Công ty sở hữu/ vận hành	Nhà máy	Loại hình	Vị trí	Vận hành	Công suất (MW)	Vốn đầu tư (tỷ đồng)	
Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau	Cà Mau 1,2	Điện khí	Cà Mau	2008	1,500	12,724	
Công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch	Nhơn Trạch 1		Đồng Nai		2009	450	6,344
CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	Nhơn Trạch 2				2011	750	11,355
Công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch	Nhơn Trạch 3				2026	1,624	32,494
	Nhơn Trạch 4				2026		
CTCP Thủy điện Đakđrinh	Đakđrinh	Thủy điện	Quảng Ngãi	2014	125	5,921	
CTCP Thủy điện Hòa Na	Hòa Na		Nghệ An		2013	180	7,092
	Nậm Nơn				2014	20	640
Công ty Điện lực Dầu khí Hà Tĩnh	Vũng Áng 1	Điện than	Hà Tĩnh	2016	1,200	33,651	

Nguồn: POW

Cơ cấu công suất điện khí



Nguồn: Haseco tổng hợp

1. Điện khí

Tính đến nay, POW hiện nắm giữ khoảng 45% công suất điện khí cả nước với việc sở hữu cụm nhà máy Cà Mau 1,2 & Nhơn Trạch 1,2,3,4 với tổng công suất khoảng 4,324 MW. Điều này cho thấy vai trò quan trọng của POW trong việc cung cấp nguồn điện khí ổn định cho hệ thống năng lượng quốc gia. Phần công suất còn lại đến từ cụm nhà máy điện Phú Mỹ (41%) và các nhà máy có công suất nhỏ hơn như Ô Môn I (EVN), Hiệp Phước (EVNGENCO3) hay Bà Rịa.

Về đầu vào, các nhà máy điện khí của POW hiện được cấp khí từ 2 nguồn chính: (1) Nguồn khí tự nhiên trong nước được vận chuyển qua hệ thống đường ống. Cụ thể, cụm Cà Mau 1&2 sử dụng khí từ mỏ PM3-CAA. Trong khi đó, Nhơn Trạch 1, 2 chủ yếu tiêu thụ khí từ các bể Nam Côn Sơn và Cửu Long, là những khu vực cung cấp khí lớn nhất tại Việt Nam hiện nay; (2) Nguồn khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) nhập khẩu, được sử dụng cho dự án Nhơn Trạch 3, 4. Đây là hai nhà máy điện LNG đầu tiên của POW, đánh dấu bước chuyển dịch từ nguồn khí nội địa sang LNG nhập khẩu nhằm đáp ứng nhu cầu nhiên liệu trong bối cảnh sản lượng khí trong nước suy giảm. Theo đó, LNG được PV GAS nhập khẩu thông qua Kho cảng LNG Thị Vải, sau đó được tái hóa khí và vận chuyển đến cụm nhà máy Nhơn Trạch 3&4.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

Thông tin các nhà máy điện khí

Nhà máy	Nguồn khí đầu vào	Công nghệ sản xuất	Sản lượng đầu ra
Cà Mau 1&2	PM3 - Cà Mau, đây là vùng khai thác chồng lấn giữa Việt Nam (PVN) và Malaysia (Petronas), được dẫn về qua đường ống PM3-Cà Mau riêng biệt, độc lập với nguồn khí Đông Nam Bộ	Công nghệ tua-bin khí chu trình hỗn hợp, gồm 2 tua-bin khí, 2 lò thu hồi nhiệt và 1 tua-bin hơi cho mỗi nhà máy, do Siemens (Đức) thiết kế, được xếp vào thế hệ F-Class tiên tiến	7.5 tỷ kWh/năm
Nhơn Trạch 1	Bể Cửu Long, Nam Côn Sơn	Công nghệ thế hệ E của ALSTOM (Thụy Sĩ)	2.5 tỷ kWh/năm
Nhơn Trạch 2	Bể Cửu Long, Nam Côn Sơn	Công nghệ thế hệ F của SIEMENS (Đức), tiên tiến hơn công nghệ của NT1, do đó có hiệu suất chuyển hoá năng lượng cao hơn	4.2 - 4.5 tỷ kWh/năm
Nhơn Trạch 3&4	LNG nhập khẩu, lưu trữ và tái hoá khí tại kho LNG Thị Vải	Công nghệ tuabin khí H/HA hiện đại nhất trên thế giới hiện nay, có khả năng vận hành linh hoạt và hiệu suất cao hơn	9 tỷ kWh/năm

Nguồn: POW, PVN

Cơ chế định giá khí

Nhà máy	Nhà cung cấp	Giá mua khí	Sản lượng, thời hạn cam kết
Cà Mau 1&2	PVN	$P = 46\% * MFO + Tp$ (USD/mmBTU)	Hết vòng đời dự án
Nhơn Trạch 1	GAS	$P = \text{Max} (46\% \text{ MFO, giá miệng giếng}) + Tp$	-
Nhơn Trạch 2			0.785 tỷ m3/năm, đến hết 2036
Nhơn Trạch 3&4	GAS	$P = \text{Giá LNG nhập khẩu} + \text{Cước phí (lưu trữ, tái hoá, vận chuyển, phân phối)}$	550 triệu sm3/năm, 25 năm kể từ 2025
Ghi chú		- MFO: Giá dầu FO trung bình tại Singapore trong tháng - Tp: Phí vận chuyển và phân phối	

Nguồn: PVN, GAS

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong, Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu, Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

2. Thủy điện

Mặc dù chỉ chiếm khoảng 5.5% tổng công suất phát điện trong danh mục của POW, mảng thủy điện lại đóng vai trò quan trọng nhờ khả năng tạo ra biên lợi nhuận cao hơn đáng kể so với các loại hình nhiệt điện. Lợi thế này đến từ việc sử dụng nguồn nước tự nhiên làm đầu vào, giúp chi phí vận hành và sản xuất điện ở mức thấp. Hiện nay, POW sở hữu và vận hành ba nhà máy thủy điện tại Nghệ An và Quảng Ngãi với tổng công suất lắp đặt khoảng 325 MW.

- Thủy điện Đăkđrinh: Nhà máy nằm trên lưu vực sông Đăkđrinh, trải dài qua hai tỉnh Quảng Ngãi và Kon Tum, thuộc khu vực Tây Nguyên - Nam Trung Bộ, nơi có lượng mưa tương đối cao. Dự án chính thức đi vào vận hành thương mại từ năm 2014 với công suất lắp đặt 125 MW, gồm 2 tổ máy, sản lượng điện trung bình thiết kế khoảng 520-530 triệu kWh mỗi năm.
- Thủy điện Hòa Na: vận hành thương mại từ năm 2013, tọa lạc trên sông Chu tại huyện Quế Phong, tỉnh Nghệ An. Nhà máy có công suất lắp đặt 180 MW, gồm 2 tổ máy với sản lượng điện trung bình khoảng 717 triệu kWh/năm. Nhờ quy mô hồ chứa lớn và vị trí nằm ở khu vực Bắc Trung Bộ có lượng mưa tương đối dồi dào, Hòa Na thường là nhà máy đóng góp lợi nhuận lớn nhất trong nhóm thủy điện của POW.
- Thủy điện Nậm Nơn: nằm trên sông Nậm Nơn, một phụ lưu của sông Cả, thuộc huyện Tương Dương, tỉnh Nghệ An. Nhà máy có công suất lắp đặt 20 MW, gồm 2 tổ máy và sản lượng điện bình quân khoảng 80 triệu kWh/năm. Dự án được đưa vào vận hành thương mại từ năm 2014 và hiện thuộc sở hữu của CTCP Thủy điện Nậm Nơn, công ty con của Hòa Na.

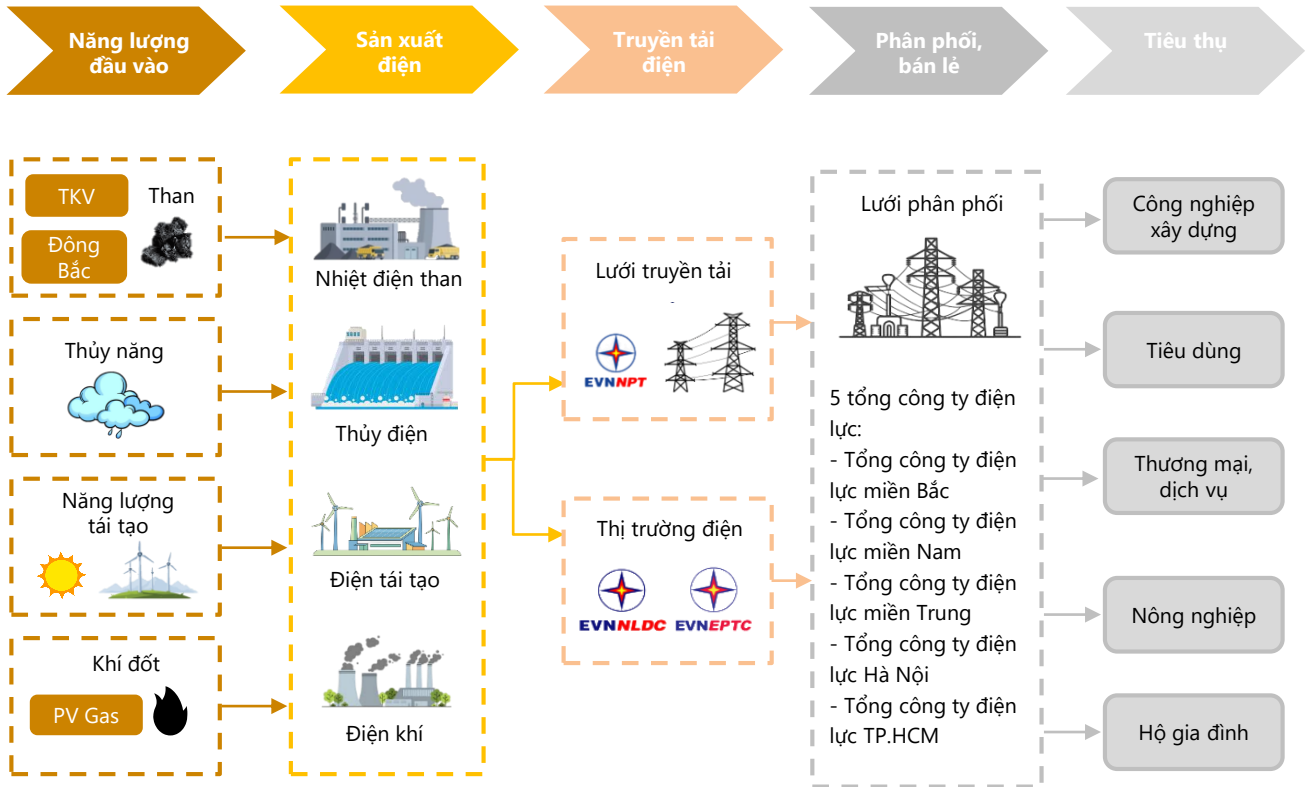
3. Điện than

POW hiện chỉ sở hữu một nhà máy nhiệt điện than là Nhiệt điện Vũng Áng 1 với công suất lắp đặt 1,200 MW, tương đương khoảng 21% tổng công suất phát điện của toàn Tổng công ty. Đây là một trong những nhà máy nhiệt điện than có quy mô lớn nhất Việt Nam và chính thức được PVN bàn giao cho POW quản lý, vận hành từ năm 2016. Về nhiên liệu đầu vào, nhà máy hiện sử dụng chủ yếu than cám trộn 5a10 và 5a14 do Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV) cung cấp, chiếm khoảng 70%, trong khi 30% còn lại đến từ nguồn than nhập khẩu từ Lào. Việc đa dạng hóa nguồn cung than, đặc biệt thông qua cơ chế hợp tác năng lượng giữa Việt Nam và Lào được ký kết đầu năm 2025, góp phần nâng cao tính chủ động và ổn định trong hoạt động vận hành của nhà máy. Ở đầu ra, với điều kiện nguồn nhiên liệu được đảm bảo và cả hai tổ máy vận hành ở công suất tối ưu, Vũng Áng 1 có khả năng sản xuất khoảng 7.2 tỷ kWh điện mỗi năm, qua đó tiếp tục duy trì vai trò là một trong những nguồn điện nền quan trọng nhất trong danh mục tài sản của POW.

B. TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

I. Tổng quan

1. Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam



Nguồn: Haseco tổng hợp

- Đầu vào: bao gồm nhiên liệu hoá thạch (than, dầu khí) và năng lượng tái tạo (thủy năng, gió, mặt trời).
- Sản xuất điện: quá trình chuyển đổi năng lượng thành điện năng, bao gồm điện than, thủy điện, điện tái tạo hay điện khí.
- Truyền tải điện: Điện năng được đưa từ nhà máy tới nơi tiêu thụ thông qua mạng lưới truyền tải điện và máy biến áp. Lưới truyền tải thường gắn với khâu sản xuất điện, đưa điện từ các nhà máy tới các trung tâm phụ tải.
- Phân phối, bán lẻ: Lưới phân phối kết nối các tổng công ty điện lực tới các khách hàng tiêu thụ điện.
- Tiêu thụ: Đầu ra duy nhất là điện năng và được sử dụng trong hầu hết mọi lĩnh vực. Các khách hàng tiêu thụ điện thường được chia thành các nhóm gồm: công nghiệp, dân dụng, nông nghiệp và thương mại dịch vụ.

Chuỗi giá trị ngành Điện Việt Nam vẫn còn tính độc quyền cao. EVN có vị thế độc quyền trong các khâu trên và cũng nắm giữ tỷ lệ sở hữu rất lớn trong khâu sản xuất điện.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong, Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu, Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

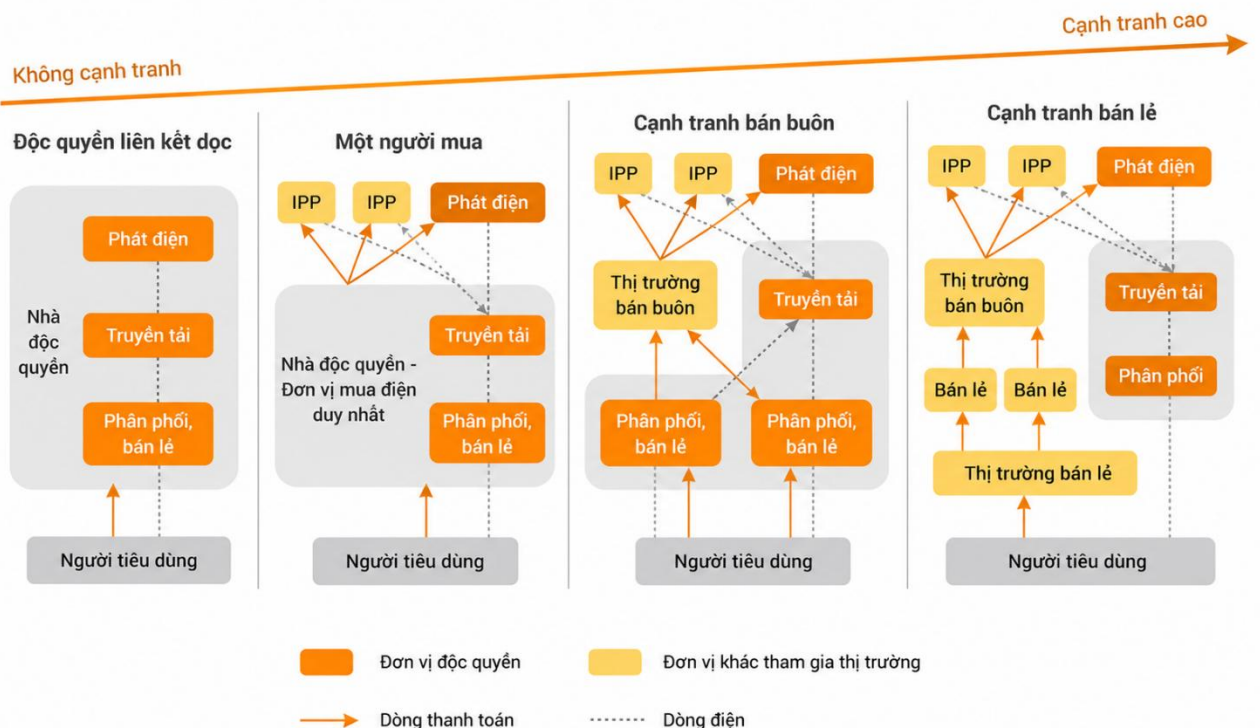
Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

2. Cấu trúc thị trường điện Việt Nam

Trước năm 2012, ngành điện Việt Nam vận hành theo mô hình độc quyền tích hợp theo chiều dọc, trong đó EVN nắm giữ và kiểm soát toàn bộ chuỗi giá trị từ phát điện, truyền tải, điều độ hệ thống, phân phối cho đến bán lẻ điện cho người dùng cuối. Mô hình này giúp việc quản lý hệ thống điện quốc gia được thực hiện tập trung, đồng bộ, đồng thời tận dụng lợi thế quy mô để tối ưu chi phí vận hành và đầu tư trên toàn hệ thống. Tuy nhiên, khi nhu cầu điện tăng nhanh cùng với sự phát triển của nền kinh tế, cấu trúc độc quyền cũng bộc lộ nhiều hạn chế như nguy cơ lạm dụng vị thế thị trường, thiếu áp lực cạnh tranh để nâng cao hiệu quả hoạt động và hạn chế động lực đầu tư, cải tiến hạ tầng điện lực. Nhằm nâng cao hiệu quả phân bổ nguồn lực và thu hút sự tham gia của khu vực tư nhân, Việt Nam đã từng bước triển khai lộ trình tự do hóa ngành điện, bắt đầu với việc vận hành Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) từ ngày 01/07/2012 và tiếp tục chuyển sang mô hình Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) từ năm 2019. Đến nay, khâu phát điện đã hình thành môi trường cạnh tranh với sự tham gia của nhiều doanh nghiệp thuộc các thành phần kinh tế khác nhau, trong khi thị trường bán lẻ điện đang từng bước được mở cửa. Ngược lại, các hoạt động truyền tải điện và điều độ hệ thống vẫn duy trì tính độc quyền tự nhiên dưới sự quản lý của Nhà nước do đặc thù liên quan đến an ninh năng lượng và yêu cầu đầu tư hạ tầng quy mô lớn.

Các mô hình thị trường điện



Nguồn: Haseco tổng hợp

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:
Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội
Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh
Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

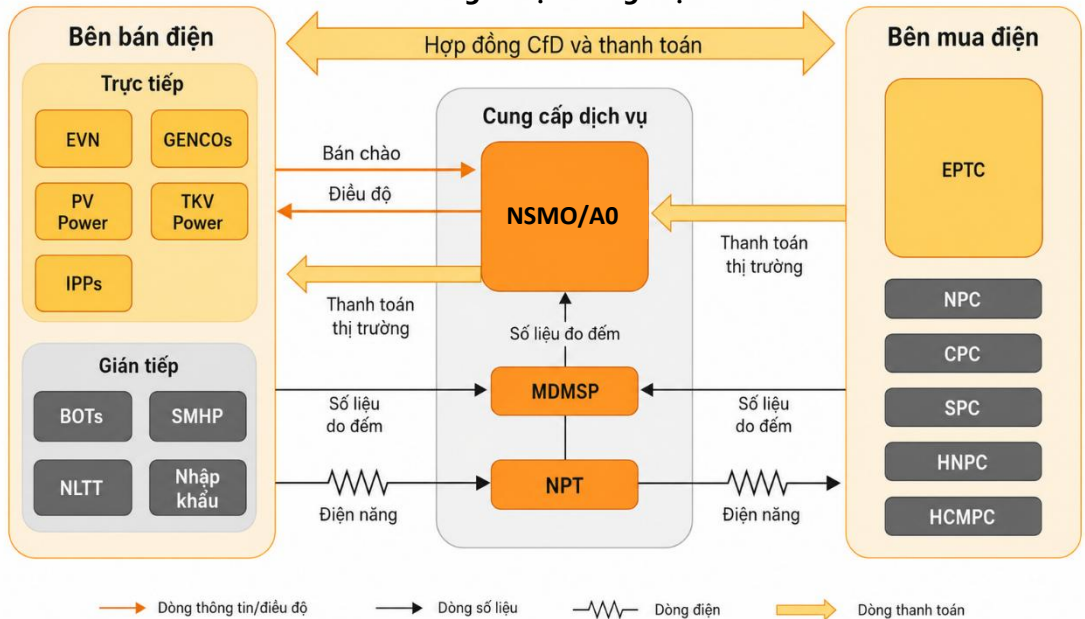
Hiện nay, thị trường điện Việt Nam vẫn vận hành theo mô hình bán buôn điện cạnh tranh và hướng tới thị trường bán lẻ vào 2027. Cụ thể theo mô hình này, thị trường không còn chỉ có một người mua duy nhất là EVN như trước đây, mà các đơn vị phân phối điện được phép tham gia trực tiếp vào hoạt động mua điện trên thị trường.

Về cơ cấu vận hành, các đơn vị phát điện như thủy điện, nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời sẽ chào giá bán điện lên thị trường. Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO) thực hiện huy động các nhà máy theo nguyên tắc tối ưu chi phí và đảm bảo an toàn hệ thống. Điện năng sau đó được giao dịch thông qua thị trường bán buôn trước khi được các tổng công ty điện lực mua để phân phối cho khách hàng cuối cùng.

Điểm khác biệt lớn nhất so với giai đoạn "một người mua" là 5 Tổng công ty Điện lực thuộc EVN (EVNNPC, EVNCPC, EVNSPC, EVNHANOI và EVNHCMC) không còn hoàn toàn phụ thuộc vào EVN trong vai trò trung gian mua điện mà trở thành các đơn vị tham gia thị trường bán buôn. Các đơn vị này phải dự báo nhu cầu phụ tải, lập kế hoạch mua điện và chịu trách nhiệm về hiệu quả kinh doanh điện năng của mình.

Tuy nhiên, mức độ cạnh tranh của VVEM vẫn còn tương đối hạn chế so với các thị trường điện phát triển. Trên thực tế, EVN vẫn là chủ thể chi phối phần lớn hệ thống thông qua việc sở hữu các tổng công ty phân phối, kiểm soát lưới truyền tải. Đồng thời, phần lớn sản lượng điện của các nhà máy vẫn được bán thông qua các hợp đồng mua bán điện dài hạn (PPA), chỉ một phần sản lượng tham gia giao dịch theo giá thị trường giao ngay (spot market). Vì vậy, giá điện trên thị trường chưa hoàn toàn phản ánh cung cầu như tại các thị trường điện tự do.

Các bên tham gia thị trường điện



Nguồn: Haseco tổng hợp

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong, Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu, Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

II. Triển vọng ngành điện

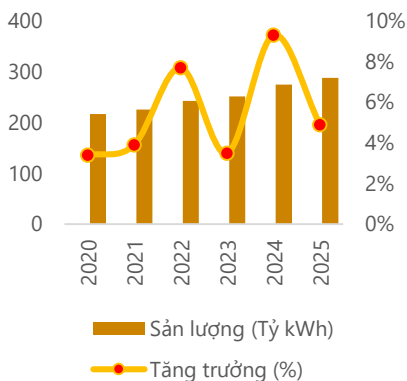
1. Diễn biến ngành điện 2025

Ngành điện Việt Nam đã phát triển mạnh trong hai thập kỷ vừa qua khi nâng tổng công suất lắp đặt chỉ 11 GW vào năm 2005 lên khoảng 87.6 GW vào năm 2025. Trong quá trình phát triển đó, nhiệt điện than và thủy điện đóng góp lớn nhất với công suất lần lượt là 28.1 GW và 24.6 GW. Trong những năm gần đây Việt Nam đang tập trung thúc đẩy và mở rộng các nguồn năng lượng tái tạo khác (điện gió và mặt trời) với tốc độ và quy mô đáng chú ý. Xuất phát từ năm 2018, công suất điện gió và mặt trời đã tăng lên 21 GW năm 2021, chiếm 27% tổng công suất lắp đặt của cả nước. Tuy nhiên giai đoạn 2022 - 2025 tốc độ tăng trưởng công suất các nguồn năng lượng tái tạo đang chậm lại do các vướng mắc về mặt chính sách hỗ trợ ngành. Tổng công suất nguồn điện (không tính nhập khẩu), tăng thêm 6.4 GW lên 87.6 GW (+7.9% YoY). Quy mô hệ thống điện Việt Nam hiện đứng thứ 2 khu vực ASEAN.

Trong năm 2025, sản lượng điện thương phẩm toàn hệ thống ước đạt khoảng 287.9 tỷ kWh, tăng 4.9% so với năm trước. Trong đó, nhiệt điện và thủy điện chiếm tới 85% sản lượng toàn hệ thống. Điều kiện thủy văn thuận lợi đã tạo động lực đáng kể cho nhóm thủy điện khi các hồ chứa ghi nhận lượng nước về dồi dào, giúp nguồn điện này được huy động ở mức cao, đặc biệt là giai đoạn cuối năm khi bước vào mùa mưa lũ cao điểm. Trong khi đó, sản lượng huy động từ điện than và điện khí vẫn tăng trưởng so với cùng kỳ, nhưng có xu hướng giảm so với những tháng đầu năm do hệ thống ưu tiên khai thác nguồn thủy điện có chi phí phát điện thấp hơn. Đối với điện gió, sản lượng phát điện được hỗ trợ bởi (1) Các dự án mới vào vận hành; (2) Điều kiện gió thuận lợi hơn, nhất là trong các đợt bão và áp thấp nhiệt đới khi tốc độ gió nằm trong giới hạn cho phép. Tuy nhiên, khi gió quá mạnh, hệ thống tuabin gió sẽ ngừng hoạt động và hãm cánh quạt lại để tránh gãy cánh hoặc gây hỏng hóc cho thiết bị. Nhờ đó, tổng sản lượng điện gió ước tăng khoảng 23% so với cùng kỳ.

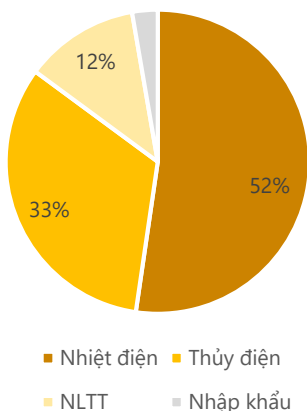
Mặc dù ngành điện Việt Nam vẫn đối mặt với nhiều điểm nghẽn như tiến độ triển khai các dự án nguồn điện chậm hơn kế hoạch và tình trạng quá tải cục bộ của hạ tầng truyền tải, năm 2025 được xem là một cột mốc quan trọng trong quá trình cải cách và phát triển ngành khi hàng loạt cơ chế, chính sách mới được ban hành nhằm hoàn thiện khung pháp lý. Nổi bật là Nghị quyết 253/2025/QH15, trong đó cho phép điều chỉnh linh hoạt Quy hoạch điện VIII, bổ sung cơ chế chỉ định nhà đầu tư đối với các dự án năng lượng chiến lược, bao gồm điện gió ngoài khơi, đồng thời làm rõ nguyên tắc xác định giá trúng thầu là giá trong hợp đồng mua bán điện (PPA). Nghị quyết cũng mở đường cho việc thí điểm các công nghệ điện hạt nhân sử dụng lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR) và mở rộng phạm vi áp dụng cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA), qua đó thúc đẩy thu hút đầu tư tư nhân và đẩy nhanh tiến độ phát triển nguồn điện trong giai đoạn 2026-2030. Bên cạnh đó, Quyết định 2634/QĐ-TTg về phê duyệt danh mục các dự án năng lượng quan trọng quốc gia cũng góp phần tạo nền tảng pháp lý và định hướng rõ ràng hơn cho việc triển khai các dự án nguồn điện và lưới điện quy mô lớn trong những năm tới.

Sản lượng điện thương phẩm



Nguồn: EVN

Cơ cấu huy động 2025



Nguồn: EVN



Một số văn bản/chính sách quan trọng của ngành điện năm 2025

Thông tư, nghị định	Nội dung	Những thay đổi chính	Ngày hiệu lực
100/2025/NĐ-CP	Điều chỉnh cơ chế sản lượng điện theo hợp đồng dài hạn	Cập nhật, hoàn thiện các quy định liên quan đến cơ chế bao tiêu khí trong nước, sửa đổi phương thức chuyển ngang chi phí nhiên liệu nhằm phù hợp với điều kiện vận hành thị trường điện.	5/2025
6660/BCT-ĐL	Lộ trình triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh	Bộ Công Thương lấy ý kiến về kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện, trong đó đề xuất áp dụng cơ chế giá bán lẻ điện theo từng thành phần nhằm từng bước mở rộng cạnh tranh trong khâu bán lẻ.	4-15/9/2025 (thời gian lấy ý kiến)
328/NQ-CP	Chương trình hành động bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia	Ban hành kế hoạch thực hiện Nghị quyết 70-NQ/TW với mục tiêu củng cố an ninh năng lượng, bảo đảm cung ứng điện ổn định và phát triển bền vững ngành năng lượng đến năm 2030, định hướng đến năm 2045.	10/2025
98/2025/TT-BTC	Quy định hồ sơ mời thầu lựa chọn nhà đầu tư	Ban hành bộ mẫu hồ sơ và hướng dẫn mới về quy trình lựa chọn nhà đầu tư đối với các dự án PPP và dự án đầu tư kinh doanh, góp phần chuẩn hóa công tác đấu thầu trong lĩnh vực hạ tầng năng lượng.	10/2025
2634/QĐ-TTg	Danh mục dự án năng lượng trọng điểm quốc gia	Phê duyệt các dự án năng chiến lược và ưu tiên triển khai, tạo cơ sở thúc đẩy đầu tư các dự án nguồn điện và hạ tầng năng lượng quy mô lớn.	11/2025
253/2025/QH15	Cơ chế đặc thù tháo gỡ vướng mắc phát triển điện lực giai đoạn 2026-2030	Thiết lập các cơ chế, chính sách đặc biệt nhằm xử lý các điểm nghẽn về quy hoạch, đầu tư và lựa chọn nhà đầu tư; đồng thời tạo điều kiện đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án năng lượng trọng điểm quốc gia.	3/2026 - 12/2030

Nguồn: Chính phủ, Haseco tổng hợp

2. Triển vọng ngành điện 2026

❖ Rủi ro căng thẳng từ Trung Đông

Những diễn biến phức tạp tại Trung Đông tiếp tục là một trong những rủi ro lớn đối với thị trường năng lượng toàn cầu trong năm 2026, đặc biệt đối với nguồn cung dầu thô và LNG. Với vai trò là khu vực sản xuất và xuất khẩu năng lượng trọng yếu của thế giới, bất kỳ sự leo thang căng thẳng địa chính trị, xung đột quân sự hay gián đoạn các tuyến hàng hải chiến lược nào cũng có thể kéo theo biến động mạnh về giá nhiên liệu trên thị trường quốc tế. Đối với Việt Nam, xu hướng gia tăng nhập khẩu than và LNG nhằm đáp ứng nhu cầu điện ngày càng cao đang khiến hệ thống năng lượng trở nên nhạy cảm hơn trước các cú sốc từ bên ngoài. Các biến động về giá và nguồn cung nhiên liệu không chỉ làm gia tăng chi phí sản xuất điện mà còn tạo áp lực đáng kể lên mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Điều này cho thấy mức độ phụ thuộc ngày càng lớn của Việt Nam vào chuỗi cung ứng năng lượng toàn cầu, đồng thời làm gia tăng rủi ro trước các sự kiện gián đoạn mang tính quốc tế.

Điều này càng nhấn mạnh sự cần thiết phải tái cơ cấu nguồn cung năng lượng theo hướng đa dạng và bền vững hơn. Đây là động lực quan trọng thúc đẩy Việt Nam đẩy nhanh quá trình giảm phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu thông qua phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo trong nước, mở rộng hạ tầng LNG đi kèm chiến lược đa dạng hóa nguồn cung và tăng cường năng lực dự trữ nhiên liệu chiến lược. Song song với đó, việc hoàn thiện khung pháp lý, nâng cao hiệu quả vận hành thị trường điện và cải thiện năng lực quản trị ngành sẽ góp phần tăng khả năng chống chịu của hệ thống năng lượng trước các biến động về giá cả và nguồn cung trên thị trường quốc tế, từ đó củng cố nền tảng an ninh năng lượng trong dài hạn.

❖ Tiếp tục sửa đổi cơ chế DPPA

Tháng 10/2025, Bộ Công Thương đã đề xuất sửa đổi Nghị định 57 theo hướng thúc đẩy quá trình triển khai cơ chế DPPA. Cụ thể:

- DPPA (từ đường dây đấu nối riêng): (1) Ngoài doanh nghiệp NLTT và khách hàng tiêu thụ điện lớn với sản lượng sử dụng tối thiểu 200 MWh/tháng, các đơn vị bán lẻ điện hoạt động trong KCN cũng được cho phép ký hợp đồng mua điện trực tiếp từ các nhà phát triển năng lượng tái tạo trong cùng khu vực; (2) Đề xuất gỡ bỏ cơ chế áp trần đối với giá hợp đồng mua bán điện (PPA) cũng như giá bán phần điện dư phát lên lưới đối với các dự án điện mặt trời mái nhà; (3) Các doanh nghiệp phát điện NLTT được phép bán tối đa 50% sản lượng điện dư vào lưới điện của EVN.
- DPPA (từ lưới điện quốc gia): (1) Đơn vị bán lẻ điện trong KCN được phép tham gia mà không cần phải nhận ủy quyền từ các khách hàng tiêu thụ điện lớn như quy định trước đây; (2) Các trung tâm dữ liệu cũng được công nhận là đối tượng đủ điều kiện tham gia DPPA ảo; (3) EVN phải định kỳ báo cáo cho NSMO các khoản phí dịch vụ hệ thống và chênh lệch thanh toán phát sinh từ cơ chế DPPA trước 20/3 hằng năm. Báo cáo này phải bao gồm cả dữ liệu lịch sử trong vòng 10 năm và dự báo cho 5 năm tiếp theo.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

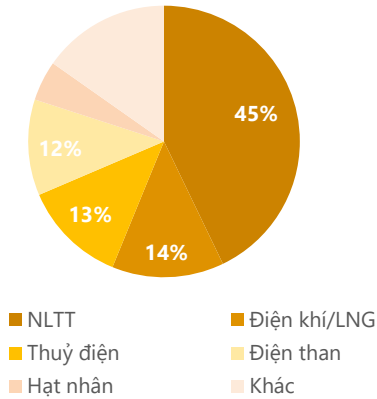
Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

❖ Triển vọng từng loại hình phát điện

(1) Thủy điện

Cơ cấu nguồn điện đến 2030

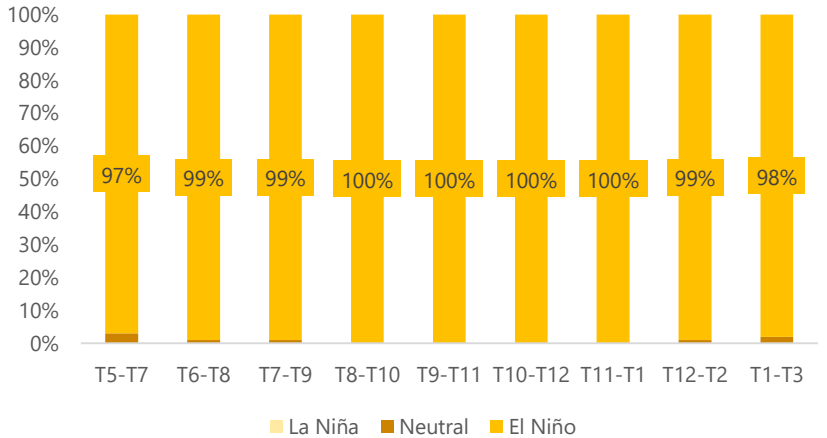


Nguồn: Bộ công thương

Theo dự báo của Trung tâm Khí tượng Thủy văn Quốc gia, diễn biến khí hậu trong năm 2026 được kỳ vọng sẽ có sự chuyển đổi đáng kể khi hiện tượng La Niña dần suy yếu, chuyển sang trạng thái trung tính và nhiều khả năng tiến tới El Niño trong nửa cuối năm. Sự thay đổi này làm gia tăng nguy cơ suy giảm lượng mưa và dòng chảy về các hồ chứa, từ đó tạo áp lực lên hoạt động của các nhà máy thủy điện cũng như khả năng cung ứng điện của toàn hệ thống.

Theo NOAA, El Niño đã chính thức hình thành trong tháng 6/2026 và sẽ tiếp tục mạnh lên trong mùa đông Bắc bán cầu giai đoạn 2026-2027. Điều này thể hiện qua nhiệt độ bề mặt biển cao hơn mức trung bình trên phần lớn khu vực trung tâm và phía đông Thái Bình Dương xích đạo. Chỉ số nhiệt độ tầng nước dưới bề mặt tại khu vực xích đạo (trung bình từ kinh độ 180° đến 100°T) đã giảm trong tháng qua, tuy nhiên nhiệt độ dưới bề mặt tại khu vực trung tâm và phía đông Thái Bình Dương vẫn duy trì ở mức cao hơn đáng kể so với nhiều năm. Các bất thường về gió tây ở tầng thấp và gió đông ở tầng cao tiếp tục xuất hiện trên khu vực trung tâm Thái Bình Dương xích đạo, khiến hoạt động đối lưu cũng cao hơn mức trung bình. Tổng hợp các tín hiệu từ đại dương và khí quyển cho thấy hệ thống ENSO đã chính thức chuyển sang trạng thái El Niño.

Xác suất các pha thời tiết 2026-2027



Nguồn: NOAA

(2) Điện than

Trước đây, Việt Nam phát triển mạnh điện than nhờ tận dụng nguồn than nội địa dồi dào. So với các nguồn điện khác, giá thành sản xuất điện than khá rẻ, vận hành ổn định, không phụ thuộc vào tình hình thời tiết và có hệ số công suất cao, tuy nhiên lại có một số nhược điểm như mức độ phát thải cao, gây ô nhiễm môi trường và khả năng vận hành kém linh hoạt. Vì vậy, trong dài hạn điện than sẽ từng bước được giảm tỷ trọng huy động trong cơ cấu nguồn điện quốc gia. Quy hoạch điện VIII điều chỉnh ước tính công suất điện than đến 2030 chiếm khoảng 12%, đứng thứ 4 - thay vì là nguồn điện được

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong, Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu, Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

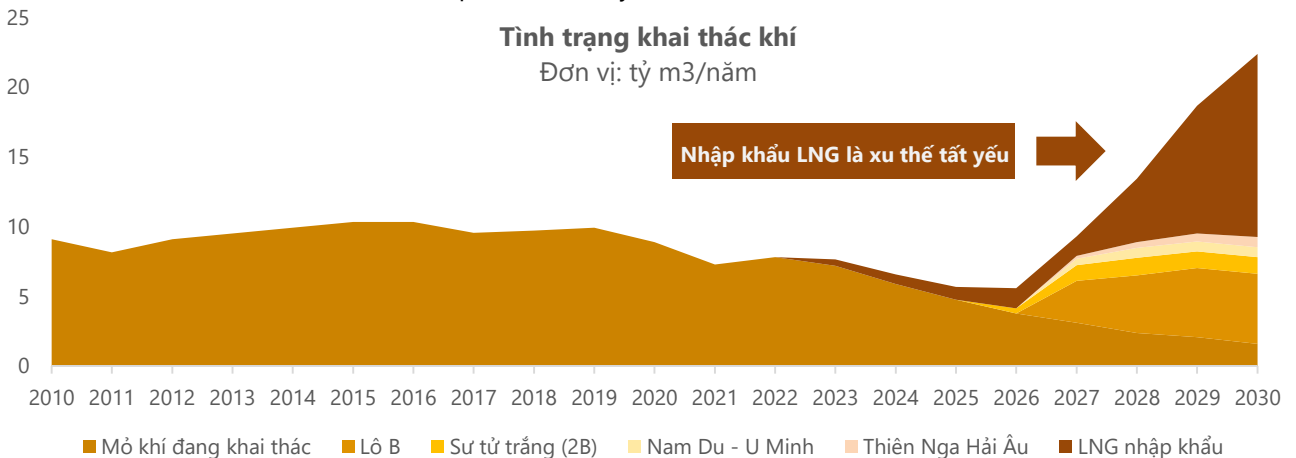
Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

huy động nhiều nhất tại thời điểm hiện tại.

Đối với năm 2026, nhiệt điện than được kỳ vọng tiếp tục giữ vai trò chủ lực trong cơ cấu nguồn điện quốc gia và đóng góp phần lớn vào tăng trưởng sản lượng điện toàn hệ thống. Trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ điện được dự báo tốc độ tăng trưởng cao, đồng thời áp lực cạnh tranh từ thủy điện có xu hướng giảm do El Nino, Haseco cho rằng mô hình huy động nguồn điện năm 2026 nhiều khả năng sẽ tương đồng với năm 2024 - giai đoạn nhiệt điện than đóng vai trò nguồn điện nền quan trọng nhất của hệ thống. Theo đó, các nhà máy nhiệt điện than được dự kiến sẽ được huy động ở mức cao ngay từ đầu năm và tiến tới vận hành gần công suất tối đa trong giai đoạn nắng nóng cao điểm của quý II/2026, khi nhu cầu điện tăng mạnh. Bên cạnh đó, với kỳ vọng lượng mưa trong quý III/2026 thấp hơn so với thông lệ do ảnh hưởng của chu kỳ ENSO, sản lượng huy động từ nhiệt điện than nhiều khả năng sẽ duy trì ở mức cao hơn đáng kể so với các năm có thủy văn thuận lợi. Đến giai đoạn cuối năm, nhiệt điện than vẫn sẽ tiếp tục được ưu tiên khai thác nhằm hỗ trợ quá trình tích nước tại các hồ chứa thủy điện, qua đó bảo đảm nguồn dự phòng cho các chu kỳ vận hành tiếp theo.

(3) Điện khí/LNG

Quy hoạch điện VIII sửa đổi hướng đến mục tiêu nâng công suất điện khí gấp 5 lần hiện tại (riêng công suất điện LNG là khoảng 22.5 GW) và đưa điện khí/LNG trở thành nguồn điện được huy động nhiều thứ 2 chỉ sau năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, trên thực tế tỷ trọng huy động điện khí đang sụt giảm trong những năm gần đây do các mỏ khí trong nước đang trong quá trình cạn kiệt sản lượng. Các bể trầm tích lớn như Cửu Long, Nam Côn Sơn - nguồn cung khí lớn nhất cho khu vực Nam Bộ, đã được khai thác trong thời gian dài từ những năm 1986, đang đối mặt với bài toán suy giảm trữ lượng tự nhiên. Nhiều mỏ khí lớn tại bể này đã qua đỉnh khai thác, khiến sản lượng cung ứng giảm dần theo thời gian. Việc phát triển các mỏ mới gặp không ít thách thức về chi phí đầu tư, điều kiện địa chất phức tạp cũng như tiến độ triển khai kéo dài. Do đó, điện khí LNG sẽ trở thành xu thế phát triển tất yếu.



Nguồn: Haseco ước tính

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

Các dự án điện khí LNG trọng điểm

Dự án	Công suất (MW)	Vị trí	Nhà đầu tư	Thời gian hoạt động
Nhơn Trạch 3 & 4	1,624	Miền Nam	POW	2026
Hiệp Phước I	1,200	Miền Nam	Hải Linh	2026
Hiệp Phước II	1,500	Miền Nam	Hải Linh	2029-2030
LNG Hải Phòng I	1,600	Miền Bắc	Vingroup	2025-2030
LNG Hải Phòng II	3,200	Miền Bắc	Vingroup	-
Long An I	1,500	Miền Nam	VinaCapital - GS Energy	2029-2030
Long An II	1,500	Miền Nam	VinaCapital - GS Energy	-
Thái Bình	1,500	Miền Bắc	Tokyo Gas, TTVN, Kyunden	-
Bạc Liêu	3,200	Miền Nam	Delta Offshore Energy	-
Quảng Ninh	1,500	Miền Bắc	POW, Tokyo Gas, Colavi, Marubeni	2028-2029
Quảng Trạch II	1,500	Miền Trung	EVN	2029-2030
Hải Lăng I	1,500	Miền Trung	Hanwha Energy, KOGAS, Kospo, T&T	-
Cà Ná	1,500	Miền Nam	SK	-
Sơn Mỹ I	2,250	Miền Nam	EDF, Kyushu Electricity, Sojitz, Pacific (BOT)	-
Sơn Mỹ II	2,250	Miền Nam	PetroVietnam (BOT)	-
Vũng Áng III	1,500	Miền Trung	POW, Lilama, B.Grimm	2031-2032
Nghi Sơn	1,500	Miền Bắc	SK	-
Quỳnh Lập	1,500	Miền Trung	POW - SK - Công ty TNHH Mía đường Nghệ An	-
Tổng	31,824			

Nguồn: Haseco tổng hợp

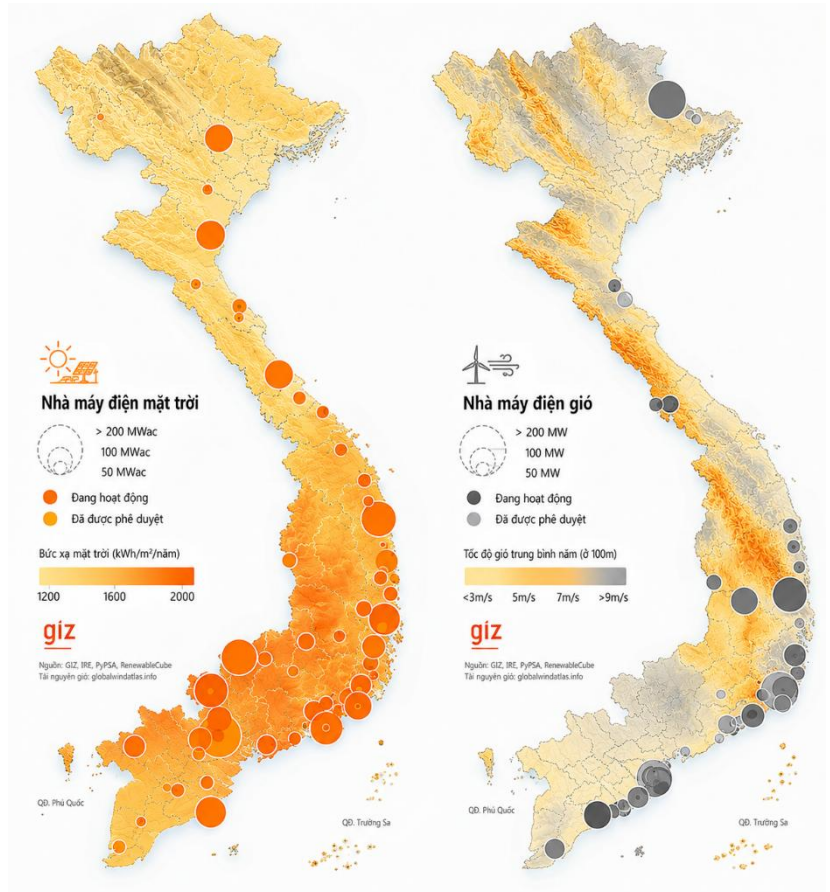
(4) Năng lượng tái tạo ngoài thủy điện

Việt Nam sở hữu lợi thế tự nhiên đáng kể để phát triển năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió và điện mặt trời nhờ đường bờ biển dài, cường độ bức xạ mặt trời cao và điều kiện khí hậu thuận lợi tại nhiều khu vực. Trong khi đó, các loại hình năng lượng tái tạo khác như điện sinh khối, điện từ chất thải hay điện thủy triều hiện vẫn đang trong giai đoạn phát triển ban đầu, chưa đạt được quy mô đủ lớn hoặc hiệu quả kinh tế đủ hấp dẫn để trở thành nguồn điện chủ đạo. Theo Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, tổng công suất các nguồn năng lượng tái tạo được kỳ vọng đạt khoảng 78-128 GW vào năm 2030. Trong đó, điện gió được quy hoạch ở mức 32-55 GW, còn điện mặt trời dự kiến đạt 46-73 GW, phản ánh định hướng đẩy mạnh phát triển các nguồn năng lượng sạch nhằm đáp ứng nhu cầu điện ngày càng gia tăng và thực hiện cam kết giảm phát thải trong dài hạn.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Sản lượng phát điện mặt trời và điện gió phụ thuộc trực tiếp vào điều kiện tự nhiên, cụ thể là cường độ bức xạ mặt trời và tốc độ gió tại khu vực đặt nhà máy. Do đó, yếu tố vị trí địa lý đóng vai trò quyết định đến hiệu suất vận hành cũng như hiệu quả kinh tế của các dự án năng lượng tái tạo. Tại Việt Nam, phần lớn các dự án điện gió và điện mặt trời được phát triển tại khu vực Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Nam Bộ, nơi có số giờ nắng cao, cường độ bức xạ mặt trời lớn và điều kiện gió thuận lợi hàng đầu cả nước. Đối với điện mặt trời, sản lượng phát điện biến động theo thời gian trong ngày và thường đạt đỉnh vào khoảng giữa trưa khi bức xạ mặt trời ở mức cao nhất. Xét theo mùa vụ, sản lượng điện mặt trời thường cao hơn trong quý I và quý II, trong khi giảm dần vào quý III và quý IV khi bước vào mùa mưa. Ngoài ra, sản lượng còn chịu ảnh hưởng của các chu kỳ khí hậu ENSO, với xu hướng gia tăng trong các năm El Niño do thời tiết khô hơn và giảm trong các năm La Niña khi lượng mây và mưa gia tăng. Trong khi đó, điện gió có đặc điểm biến động phức tạp hơn và không tuân theo quy luật rõ ràng như điện mặt trời. Sản lượng điện gió chịu tác động lớn từ gió mùa, thường đạt mức cao trong giai đoạn từ quý IV đến quý I năm sau và suy giảm trong quý II, III.

Phân bố nhà máy điện mặt trời và điện gió



Nguồn: Haseco tổng hợp

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

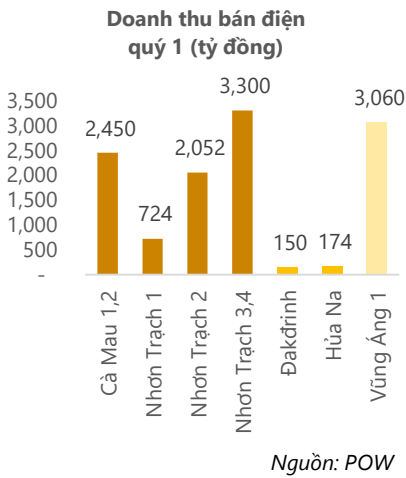
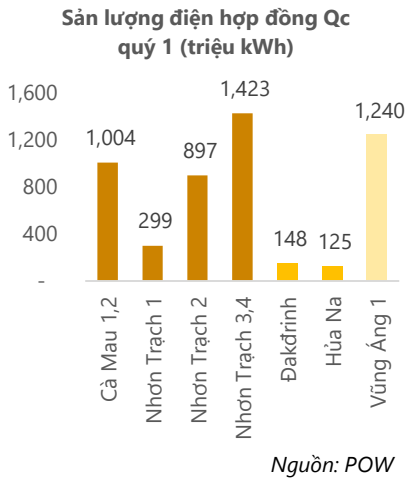
C. Cập nhật kết quả kinh doanh quý 1/2026

(1) Kết quả kinh doanh quý 1/2026

POW khởi đầu năm 2026 với kết quả kinh doanh vượt kỳ vọng khi ghi nhận doanh thu hợp nhất đạt 12,327 tỷ đồng, tăng 51% so với cùng kỳ, trong khi lợi nhuận sau thuế thuộc cổ đông công ty mẹ đạt 1,200 tỷ đồng, tăng mạnh 170% YoY. Động lực tăng trưởng chủ yếu đến từ sản lượng điện thương phẩm đạt 5,662 triệu kWh, tăng 33% YoY nhờ nhu cầu huy động cao hơn tại các nhà máy điện khí khu vực Đông Nam Bộ.

Đây cũng là quý đầu tiên tổ hợp Nhơn Trạch 3, 4 đóng góp vào kết quả kinh doanh hợp nhất của POW. Bên cạnh việc gia tăng quy mô doanh thu, sự hiện diện của hai nhà máy LNG mới còn giúp biên lợi nhuận gộp của doanh nghiệp cải thiện đáng kể, tăng thêm 4.6 điểm phần trăm so với cùng kỳ năm trước. Trong quý, NT3&4 phát điện thực tế 874 triệu kWh, trong khi sản lượng điện hợp đồng (Qc) được phân bổ lên tới 1,423 triệu kWh. Điều này cho phép POW ghi nhận doanh thu thanh toán công suất trên cơ sở sản lượng hợp đồng cao hơn đáng kể so với sản lượng điện thực tế được huy động. Theo chia sẻ từ Ban lãnh đạo, doanh thu tiền điện của riêng cụm NT3&4 đạt khoảng 3.3 nghìn tỷ đồng trong quý 1/2026, qua đó trở thành nguồn đóng góp doanh thu lớn nhất trong danh mục.

Ngoài NT3&4, các nhà máy hiện hữu cũng ghi nhận mức huy động tích cực. Nhơn Trạch 2 đạt sản lượng 945 triệu kWh, tăng 61% so với cùng kỳ; Nhơn Trạch 1 đạt 297 triệu kWh, tăng trưởng 156%; trong khi Vũng Áng 1 tiếp tục duy trì vận hành ổn định với sản lượng 1,866 triệu kWh, tăng 6% YoY. Nhờ kết quả khả quan này, POW đã hoàn thành khoảng 25% kế hoạch doanh thu năm và 109% kế hoạch lợi nhuận sau thuế thuộc cổ đông công ty mẹ chỉ sau quý đầu tiên của năm 2026.



Sản lượng phát điện (triệu kWh)

Loại hình	Nhà máy	Q1/2025	Q1/2026	% svck
Điện khí	Cà Mau 1,2	1,465	1,325	-10%
	Nhơn Trạch 1	116	297	156%
	Nhơn Trạch 2	588	945	61%
	Nhơn Trạch 3,4	1	874	-
Thủy điện	Đakđrinh	193	175	-9%
	Hứa Na	117	167	43%
	Nậm Nơn	10	13	30%
Điện than	Vũng Áng 1	1755	1866	6%
Tổng sản lượng tiêu thụ (kWh)		4,245	5,662	33%

Nguồn: POW

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:
Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội
Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh
Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

(2) Năng lực bảng cân đối kế toán

- Lượng tiền mặt dồi dào: Tại thời điểm cuối quý I/2026, POW sở hữu khoảng 23.4 nghìn tỷ đồng tiền, tương đương tiền và các khoản đầu tư tài chính ngắn hạn, tăng gần 3.9 nghìn tỷ đồng so với đầu năm. Dòng tiền từ hoạt động kinh doanh tiếp tục duy trì trạng thái tích cực trong nhiều năm liên tiếp, phản ánh khả năng tạo tiền ổn định từ hoạt động cốt lõi. Tuy nhiên, dòng tiền đầu tư vẫn ghi nhận mức âm đáng kể do nhu cầu giải ngân lớn cho dự án Nhơn Trạch 3&4. Do đó, doanh nghiệp đã quyết định không chi trả cổ tức năm 2025 nhằm tập trung nguồn lực tài chính cho các dự án năng lượng chiến lược trong giai đoạn tới.
- Đòn bẩy tài chính tăng lên do chu kỳ đầu tư nhưng vẫn trong tầm kiểm soát: Tổng dư nợ vay ngắn hạn và dài hạn của POW đạt khoảng 33.4 nghìn tỷ đồng, tương ứng tỷ lệ nợ vay trên vốn chủ sở hữu ở mức 81%. Mặc dù cao hơn đáng kể so với giai đoạn 2020-2024, khi hệ số này chỉ dao động quanh 0.3-0.7 lần, mức tăng chủ yếu xuất phát từ nhu cầu tài trợ cho dự án Nhơn Trạch 3&4. Với quy mô tài sản và dòng tiền vận hành ổn định, chúng tôi cho rằng cấu trúc vốn hiện tại vẫn nằm trong ngưỡng an toàn.
- Áp lực ngắn hạn từ chi phí lãi vay và khấu hao gia tăng: Việc đưa Nhơn Trạch 3&4 vào vận hành giúp mở rộng đáng kể quy mô doanh thu nhưng đồng thời kéo theo áp lực chi phí. Trong quý I/2026, chi phí lãi vay tăng 248% so với cùng kỳ, lên 414 tỷ đồng do dư nợ đầu tư gia tăng. Bên cạnh đó, chi phí khấu hao từ hai nhà máy mới được ước tính vào khoảng 260 tỷ đồng mỗi quý, tương đương hơn 1,000 tỷ đồng mỗi năm. Đây sẽ là yếu tố ảnh hưởng đến lợi nhuận trong những năm đầu vận hành của dự án.
- Khoản hoàn nhập chênh lệch tỷ giá từ Vũng Áng 1 là động lực hỗ trợ đáng chú ý: POW đang kỳ vọng thu hồi khoảng 1,600 tỷ đồng chênh lệch tỷ giá liên quan đến Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 sau khi khoản chi phí này đã được đưa vào cơ chế giá điện năm 2025. Theo chia sẻ của Ban lãnh đạo, việc hoàn trả từ EVN có thể được thực hiện trong quý II hoặc quý III/2026. Nếu được ghi nhận trong năm nay, khoản thu này sẽ tạo nguồn hỗ trợ đáng kể cho lợi nhuận, đồng thời góp phần bù đắp áp lực chi phí phát sinh từ Nhơn Trạch 3&4 và nhu cầu vốn cho các dự án đầu tư tiếp theo của Tổng công ty.

D. Triển vọng doanh nghiệp

I. Nhon Trạch 3&4: Đóng góp tăng trưởng doanh thu và tiên phong trong quá trình chuyển dịch năng lượng

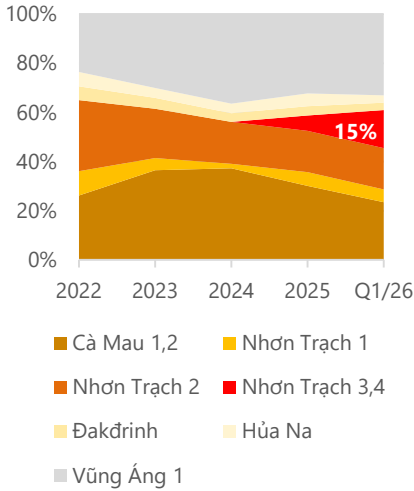
(1) Động lực tăng trưởng doanh thu và sản lượng

Nhon Trạch 3, 4 là dự án điện khí LNG trọng điểm quốc gia do POW làm chủ đầu tư, đồng thời là dự án có quy mô lớn nhất trong lịch sử phát triển của doanh nghiệp. Với tổng vốn đầu tư khoảng 1.4 tỷ USD, công suất thiết kế 1,624 MW tương đương sản lượng điện bình quân khoảng 9 tỷ kWh mỗi năm, đây là cụm nhà máy điện khí LNG đầu tiên tại Việt Nam. Dự án không chỉ đánh dấu bước chuyển quan trọng của ngành điện Việt Nam từ nguồn khí tự nhiên nội địa đang suy giảm sang LNG nhập khẩu, mà còn đóng vai trò tiên phong trong lộ trình chuyển dịch năng lượng, góp phần giảm phát thải khí nhà kính và hiện thực hóa mục tiêu phát thải ròng bằng “0” (Net Zero) vào năm 2050. Được xây dựng tại Khu công nghiệp Ông Kèo (Đồng Nai), NT3&4 sử dụng công nghệ tuabin khí H/HA hiện đại nhất trên thế giới hiện nay, có khả năng vận hành linh hoạt và hiệu suất cao hơn, cho phép đạt hiệu suất vận hành thuộc nhóm cao nhất trong hệ thống điện Việt Nam, đồng thời giảm đáng kể mức tiêu hao nhiên liệu và lượng phát thải trên mỗi đơn vị điện năng sản xuất.

Nguồn LNG cung cấp cho dự án được PV GAS nhập khẩu thông qua Kho LNG Thị Vải, sau đó tái hóa và vận chuyển đến nhà máy theo hợp đồng cung cấp khí dài hạn. Trong năm 2025, POW đã hoàn tất quá trình chạy thử cho cả hai nhà máy với tổng sản lượng phát điện đạt 1,145 triệu kWh. Đồng thời, các hạng mục quan trọng như đấu nối giải tỏa công suất, hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN và hợp đồng cung cấp khí dài hạn (GSA) với PV GAS cũng đã được hoàn thiện. Nhà máy Nhon Trạch 3, 4 đã vận hành thương mại từ tháng 11-12/2025, chính thức tham gia thị trường điện từ ngày 01/01/2026 và bắt đầu đóng góp vào kết quả kinh doanh của POW từ năm 2026.

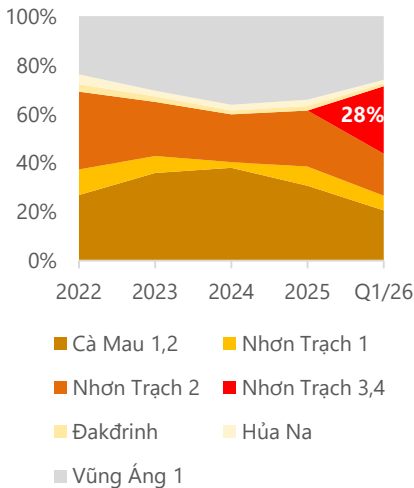
Theo hợp đồng mua bán điện (PPA) ký kết với EPTC, Nhon Trạch 3,4 được đảm bảo sản lượng điện hợp đồng (Qc) tối thiểu 65% công suất trong 10 năm đầu vận hành, tương ứng gần 6 tỷ kWh mỗi năm. Riêng trong quý 1/2026, sản lượng Qc được phân bổ ở mức 1.4 tỷ kWh. Tuy nhiên, triển vọng huy động thực tế của NT3&4 chịu áp lực từ mặt bằng giá LNG duy trì ở mức cao do căng thẳng địa chính trị tại Trung Đông leo thang khiến giá năng lượng toàn cầu tăng mạnh (mặc dù đã hạ nhiệt mới đây nhưng vẫn ở mức cao so với 2025). Chi phí nhiên liệu cao làm suy giảm khả năng cạnh tranh của điện LNG so với các nguồn điện khác trong thị trường phát điện cạnh tranh, khiến sản lượng điện thực phát thấp hơn đáng kể so với sản lượng hợp đồng được phân bổ (NT3&4 chỉ phát điện khoảng 874 triệu kWh, thấp hơn đáng kể so với mức Qc được giao khoảng 1.4 tỷ kWh). Mặc dù vậy, dưới cơ chế hợp đồng sai khác (Contract for Difference - CfD), POW vẫn được thanh toán phần doanh thu liên quan đến sản lượng Qc chưa được huy động. Như vậy, doanh nghiệp được ghi nhận doanh thu với phần sản lượng này nhưng không phải phát sinh chi phí nhiên liệu tương ứng. Nhờ đó, lợi nhuận của POW trong ngắn hạn vẫn tương đối tích cực.

Cơ cấu sản lượng phát điện



Nguồn: POW

Cơ cấu doanh thu phát điện



Nguồn: POW

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

(2) Áp lực ngắn hạn từ nguồn cung vẫn trong tầm kiểm soát

Giá LNG Nhật Bản và Hàn Quốc



Nguồn: Trading Economics

Cảng thẳng địa chính trị tại Trung Đông đang trở thành một trong những rủi ro lớn nhất đối với thị trường năng lượng toàn cầu. Theo IMF, khoảng 30% lượng dầu thô và 20% sản lượng LNG giao dịch trên thế giới được vận chuyển qua eo biển Hormuz - tuyến hàng hải chiến lược kết nối khu vực Vịnh Ba Tư với các thị trường tiêu thụ năng lượng toàn cầu. Với vai trò là một trong những điểm trung chuyển năng lượng quan trọng nhất thế giới, bất kỳ nguy cơ gián đoạn nào tại khu vực này đều có thể gây tác động đáng kể đến chuỗi cung ứng năng lượng quốc tế. Trong bối cảnh xung đột khu vực và căng thẳng Mỹ - Iran tiếp tục leo thang, thị trường ngày càng lo ngại về khả năng gián đoạn hoạt động vận tải qua Eo biển Hormuz khi Mỹ-Iran chưa đi đến đàm phán cuối cùng. Điều này đã góp phần đẩy giá LNG quốc tế tăng mạnh do rủi ro nguồn cung gia tăng và chi phí vận chuyển leo thang. Đối với Việt Nam, một phần nguồn LNG nhập khẩu được cung cấp từ các quốc gia Trung Đông như Qatar và UAE. Các chuyến hàng LNG từ khu vực này đều phải đi qua eo biển Hormuz trước khi tiếp cận các thị trường châu Á, khiến nguồn cung LNG nhập khẩu của Việt Nam chịu ảnh hưởng trực tiếp từ những biến động địa chính trị tại khu vực.

Tuy nhiên, theo Haseco, rủi ro nguồn cung LNG đối với POW trong ngắn hạn vẫn trong tầm kiểm soát. Theo chia sẻ từ GAS - đơn vị cung cấp LNG cho Nhơn Trạch 3, 4; trong nửa đầu năm 2026, công ty đã hoàn tất nhập khẩu hai chuyến LNG với quy mô khoảng 70,000 tấn mỗi chuyến từ Qatar và Đông Nam Á. Quan trọng hơn, ban lãnh đạo PV GAS cho biết phần lớn khối lượng LNG phục vụ giai đoạn đầu vận hành đã được đàm phán và chốt giá từ trước khi căng thẳng địa chính trị tại Trung Đông leo thang, qua đó giúp công ty đạt được mức giá mua cạnh tranh hơn đáng kể (thấp hơn 50%) so với mặt bằng giá giao ngay hiện tại. Bên cạnh nguồn cung đã được đảm bảo, PV GAS hiện vẫn đang tiếp tục tìm kiếm đối tác cho chuyến hàng LNG thứ ba, đồng thời duy trì lượng tồn kho khoảng 15,000 tấn tại hệ thống kho cảng. Điều này giúp giảm thiểu đáng kể nguy cơ gián đoạn nguồn nhiên liệu cho cụm nhà máy Nhơn Trạch 3, 4 trong bối cảnh thị trường năng lượng toàn cầu còn nhiều biến động. Ngoài ra, tác động tiêu cực từ việc giá LNG tăng cao cũng phần nào được giảm thiểu bởi cơ chế chuyển chi phí nhiên liệu trong hợp đồng mua bán điện. Theo cơ chế này, phần biến động tăng của chi phí đầu vào có thể được phản ánh vào giá bán điện, qua đó giúp các nhà máy điện khí duy trì biên lợi nhuận.

Tuy nhiên, với việc vận hành Nhơn Trạch 3,4 trong năm nay khiến POW vẫn có rủi ro ngắn hạn: (1) Hiệu suất khai thác của tổ hợp nhà máy chưa đạt mức tối ưu trong năm đầu tiên, với hệ số sử dụng công suất ước tính chỉ hơn 60% (2) Áp lực từ khấu hao và lãi vay: như đã trình bày trước đó, chi phí lãi vay đã tăng 248% so với cùng kỳ trong quý 1, đồng thời chi phí khấu hao ước tính tăng thêm 1,000 tỷ đồng so với 2025. Đây là áp lực thường thấy đối với các dự án hạ tầng quy mô lớn trong những năm đầu vận hành.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

(3) Đề xuất nâng tỷ lệ Qc lên 75% cho các nhà máy LNG: Cơ hội và thách thức cần vượt qua

Hiện nay, cơ chế áp dụng mức Qc tối thiểu 65% vẫn chưa thực sự rõ ràng, đặc biệt liên quan đến việc tỷ lệ này được đảm bảo cố định theo từng năm hay được tính bình quân trong toàn bộ thời hạn 10 năm của hợp đồng PPA. Sự thiếu nhất quán này khiến sản lượng Qc thực tế có thể biến động đáng kể giữa các năm, gây khó khăn cho các doanh nghiệp trong công tác lập kế hoạch mua nhiên liệu. Do đó, các chủ đầu tư điện khí LNG đang kiến nghị áp dụng mức Qc tối thiểu cố định hàng năm nhằm nâng cao tính chủ động trong quản trị hoạt động sản xuất kinh doanh.

Bộ Công Thương đang tiếp tục đề xuất cơ chế hỗ trợ cho các dự án điện LNG, theo đó các nhà máy vận hành trước ngày 01/01/2031 sẽ được hưởng mức Qc tối thiểu 75% trong thời gian 15 năm. Đây là đề xuất có tính hỗ trợ cao hơn đáng kể so với cơ chế hiện hành quy định tại Nghị định 56/2025 và Nghị định 100/2025, vốn chỉ đảm bảo mức Qc 65% trong vòng 10 năm đầu vận hành. Haseco cho rằng, việc nâng Qc lên 75% có thể mang lại lợi ích cho các nhà đầu tư điện LNG: (1) Mức sản lượng được bảo đảm cao hơn giúp các doanh nghiệp có cơ sở ký kết hợp đồng mua LNG dài hạn với khối lượng ổn định, từ đó cải thiện khả năng đàm phán giá và giảm phụ thuộc vào thị trường giao ngay vốn có mức biến động rất lớn; (2) Sản lượng huy động được bảo đảm cao hơn sẽ giúp củng cố dòng tiền, nâng cao khả năng trả nợ và giảm rủi ro tài chính cho các dự án có quy mô đầu tư lớn.

Tuy nhiên, dưới góc độ của EVN và cơ quan quản lý, việc nâng tỷ lệ Qc không phải là quyết định dễ dàng. Do điện LNG nhập khẩu hiện có giá thành sản xuất cao hơn đáng kể so với thủy điện, nhiệt điện than hoặc điện khí sử dụng nguồn khí nội địa, việc tăng tỷ lệ bao tiêu sản lượng đồng nghĩa với việc EVN sẽ phải mua một lượng điện lớn hơn với mức giá cao hơn. Chi phí phát sinh cuối cùng sẽ được phản ánh vào giá bán lẻ điện (người tiêu dùng cuối cùng). Điều này đặt ra bài toán cân bằng giữa mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng, khuyến khích đầu tư vào điện LNG và lợi ích của người tiêu dùng, kiểm soát chi phí điện năng cho nền kinh tế. Bên cạnh đó, nhiều nút thắt quan trọng của ngành điện LNG vẫn chưa được giải quyết triệt để. Các vấn đề như cơ chế chia sẻ rủi ro giữa Nhà nước và nhà đầu tư trong quá trình triển khai dự án, cơ chế bảo đảm chuyển đổi ngoại tệ cho các khoản vay nước ngoài, hay việc triển khai giá điện bán lẻ hai thành phần nhằm phản ánh đầy đủ chi phí cung ứng điện vẫn đang trong quá trình hoàn thiện. Vì vậy, mặc dù đề xuất nâng Qc lên 75% là tín hiệu tích cực đối với các doanh nghiệp phát triển điện LNG, khả năng hiện thực hóa chính sách này vẫn có thể đối mặt với nhiều rào cản. Chúng tôi cho rằng đây là một xu hướng hợp lý về mặt chiến lược nhằm thúc đẩy phát triển điện LNG theo Quy hoạch điện VIII, song quá trình triển khai sẽ cần thêm thời gian để dung hòa lợi ích giữa nhà đầu tư, EVN và người tiêu dùng điện.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

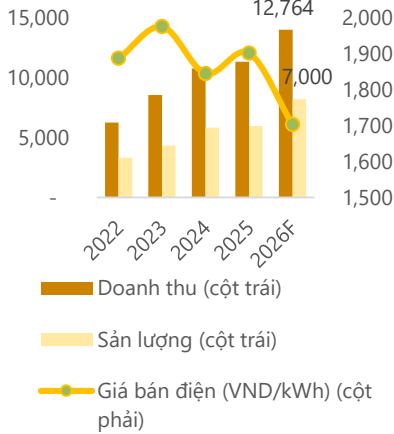
Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

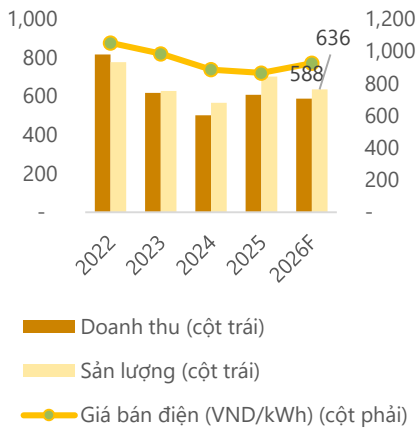
Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

Kết quả kinh doanh Vũng Áng 1



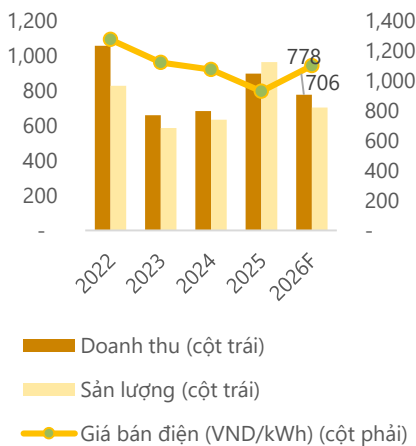
Nguồn: POW, Haseco ước tính

Kết quả kinh doanh Đakrinh



Nguồn: POW, Haseco ước tính

Kết quả kinh doanh Hòa Na



Nguồn: POW, Haseco ước tính

II. Điện than duy trì công suất cao, thủy điện diễn biến kém thuận lợi

(1) Nhiệt điện than: Duy trì mức công suất cao

Triển vọng mông nhiệt điện than trong năm 2026 tương đối tích cực khi tỷ lệ alpha áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện than tiếp tục được duy trì ở mức 80%. Đồng thời, giá điện trên thị trường phát điện cạnh tranh trong các tháng đầu mùa khô thường xuyên neo tại mức giá trần khoảng 1,725 đồng/kWh, tạo điều kiện thuận lợi để các nhà máy nhiệt điện tối ưu hiệu quả vận hành. Haseco cho rằng, Vũng Áng 1 sẽ tiếp tục duy trì mức huy động cao trong năm 2026 nhờ (1) Hiện tượng El Niño chính thức xuất hiện từ tháng 6/2026 và kéo dài đến đầu năm 2027. Điều này làm giảm lượng nước về các hồ thủy điện, qua đó tạo dư địa lớn hơn cho các nguồn nhiệt điện tham gia đáp ứng nhu cầu phụ tải của hệ thống; (2) Rủi ro thiếu hụt nhiên liệu đầu vào được đánh giá ở mức thấp khi nguồn cung than từ các đối tác chiến lược như TKV và Tổng Công ty Đông Bắc vẫn được đảm bảo. Nhờ những điều kiện thuận lợi trên, chúng tôi kỳ vọng Vũng Áng 1 sẽ tiếp tục là một trong những nguồn đóng góp sản lượng chủ lực của POW trong năm 2026. Haseco dự phóng doanh thu từ mảng nhiệt điện than của POW có thể đạt khoảng 12,764 tỷ đồng (+12.3% YoY), trong khi sản lượng điện thương phẩm ước đạt 7 tỷ kWh dựa trên tình hình sản lượng tích cực 5 tháng đầu năm 2026 (sản lượng 5 tháng đầu năm đạt khoảng 3.4 tỷ kWh).

(2) Thủy điện: Diễn biến thủy văn kém thuận lợi

Chúng tôi dự báo sản lượng huy động từ các nhà máy thủy điện sẽ suy giảm trong năm 2026, đặc biệt ở giai đoạn nửa cuối năm. Nguyên nhân đến từ việc các tổ chức dự báo khí hậu và Trung tâm Khí tượng Thủy văn Quốc gia đều nhận định hiện tượng El Niño đã chính thức xuất hiện từ nay đến cuối năm, làm gia tăng rủi ro thiếu hụt nguồn nước cho phát điện. Trong khi đó, năm 2025 ghi nhận điều kiện thủy văn thuận lợi, giúp các nhà máy thủy điện được huy động với mức cao, tạo nền so sánh tương đối lớn. Trên cơ sở đó, chúng tôi ước tính doanh thu và sản lượng điện thương phẩm của nhóm thủy điện của POW sẽ giảm khoảng 10% và 19% so với cùng kỳ trong năm 2026. Về cơ chế vận hành thị trường điện, tỷ lệ alpha đối với các nhà máy thủy điện dự kiến tiếp tục được duy trì ở mức 2% trong năm 2026. Do đó, dư địa gia tăng sản lượng huy động trên thị trường điện cạnh tranh không nhiều.

III. Đẩy mạnh phát triển các dự án LNG trong dài hạn

Ban lãnh đạo POW cho biết doanh nghiệp chưa có kế hoạch chi trả cổ tức bằng tiền mặt trong năm nay nhằm tập trung nguồn lực tài chính cho các dự án điện khí LNG đang triển khai. Chiến lược này phản ánh định hướng ưu tiên tăng trưởng dài hạn và mở rộng quy mô đầu tư của doanh nghiệp. Với việc liên tục phát triển các dự án gối đầu sau cụm nhà máy Nhơn Trạch 3 & 4, POW đang từng bước củng cố vị thế là doanh nghiệp điện khí hàng đầu Việt Nam. Một số dự án trọng điểm đang được xúc tiến có thể kể đến như:

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

(1) LNG Quảng Ninh

Dự án được triển khai tại phường Cửa Ông, tỉnh Quảng Ninh, với tổng diện tích khoảng 110 ha. Nhà máy được thiết kế với quy mô 2 tổ máy tua-bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT), tổng công suất 1,500 MW. Ngoài nhà máy điện, dự án còn bao gồm kho cảng tiếp nhận LNG với công suất khoảng 1.2 triệu tấn LNG/năm. Tổng mức đầu tư của dự án ước tính trên 2.2 tỷ USD, thuộc nhóm dự án điện khí LNG có quy mô vốn lớn nhất tại miền Bắc hiện nay. Chủ đầu tư là Công ty Cổ phần Điện khí LNG Quảng Ninh, được thành lập bởi liên danh gồm POW, COLAVI, cùng hai tập đoàn năng lượng hàng đầu Nhật Bản là Tokyo Gas và Marubeni.

Về tiến độ triển khai, dự án chính thức khởi động quá trình chuẩn bị đầu tư từ năm 2021. Tuy nhiên, trong những năm qua, dự án gặp nhiều khó khăn liên quan đến công tác giải phóng mặt bằng, thủ tục đất đai, mặt nước và hạ tầng đê đống, khiến tiến độ chậm hơn đáng kể so với kế hoạch ban đầu. Đến năm 2025, chính quyền địa phương và chủ đầu tư đã đẩy mạnh tháo gỡ các vướng mắc nhằm phục vụ mục tiêu khởi công xây dựng trong tháng 12/2025. Theo Quy hoạch điện VIII, Nhà máy điện khí LNG Quảng Ninh dự kiến vận hành trong giai đoạn 2028-2029. Khi hoàn thành, đây sẽ là dự án điện khí LNG đầu tiên tại Quảng Ninh, góp phần thay thế dần các nguồn nhiệt điện than truyền thống trong khu vực.

(2) LNG Quỳnh Lập

Dự án được đặt tại phường Tân Mai, Nghệ An, có công suất 1,500 MW với mức đầu tư 59,372 tỷ đồng, do liên danh POW - SK - Công ty TNHH Mía đường Nghệ An làm chủ đầu tư. Dự án vừa khởi công trong tháng 5 và dự kiến đi vào vận hành trong giai đoạn 2030-2031. Từ góc độ chiến lược, Nghệ An nằm gần các trung tâm phụ tải của miền Bắc nhưng đồng thời sở hữu lợi thế phát triển cảng biển nước sâu và quỹ đất lớn phục vụ hạ tầng LNG. Khi hoàn thành, nhà máy sẽ góp phần đa dạng hóa nguồn cung điện cho khu vực miền Bắc, giảm áp lực truyền tải điện từ miền Trung và miền Nam.

(3) LNG Vũng Áng 3

Dự án Nhà máy nhiệt điện LNG Vũng Áng III được triển khai tại phường Hoàn Sơn (Khu kinh tế Vũng Áng, Hà Tĩnh), với vai trò bổ sung nguồn điện nền lớn cho khu vực Bắc Trung Bộ và hệ thống điện quốc gia. Dự án có công suất thiết kế khoảng 1,500 MW, gồm 2 tổ máy, mỗi tổ máy khoảng 750 MW với tổng mức đầu tư dự kiến khoảng 51,430 tỷ đồng. Về chủ đầu tư, dự án được thực hiện bởi liên danh gồm POW, Lilama (Tổng công ty Lắp máy Việt Nam - CTCP) và B.Grimm Power (Thái Lan). Về tiến độ triển khai, dự án mới ở giai đoạn được chấp thuận chủ trương đầu tư (tháng 6/2026). Theo kế hoạch dự kiến, tổ máy số 1 sẽ vận hành thương mại vào quý I/2031, và tổ máy số 2 vào quý II/2032, tức thời gian xây dựng và hoàn thiện kéo dài khoảng 5-6 năm.

E. ĐỊNH GIÁ VÀ QUAN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Haseco ước tính doanh thu và lợi nhuận sau thuế thuộc cổ đông công ty mẹ năm 2026 lần lượt đạt 50,849 tỷ đồng (+48.2%) và 3,548 tỷ đồng (+46.2%). Doanh thu tăng trưởng mạnh nhờ đóng góp sản lượng huy động mới từ Nhơn Trạch 3,4. Lợi nhuận công ty mẹ tăng trưởng mạnh chủ yếu đến từ khoản thu nhập bất thường từ hoàn nhập tại Vũng Áng 1. Trong khi đó, chúng tôi ước tính lợi nhuận lõi cả năm chỉ tăng trưởng nhẹ bởi: (1) POW được ghi nhận trước khoản thanh toán phần doanh thu liên quan đến sản lượng Qc của Nhơn Trạch 3,4 chưa được huy động theo cơ chế hợp đồng sai khác CfD; (2) Áp lực khấu hao và lãi vay hiện hữu trong những năm đầu vận hành.

Haseco đưa ra khuyến nghị **KHẢ QUAN** với cổ phiếu POW với giá trị hợp lý cho năm 2026 là **16,400 VND/cổ phiếu**, tương đương upside **15.5%** so với giá đóng cửa ngày 09/07/2026 dựa trên phương pháp định giá EV/EBITDA (với mức mục tiêu khoảng 7.0x, tương đương mức trung bình 5 năm của doanh nghiệp), phù hợp cho doanh nghiệp chịu gánh nặng lãi vay và khấu hao nhiều như POW.

Định giá EV/EBITDA	Giá trị (tỷ đồng)
EBITDA 2026F	8,940
EV/EBITDA mục tiêu	7.0
Giá trị	62,580
(+) Tiền, đầu tư ngắn hạn	25,000
(-) Vay nợ	33,420
(-) Lợi ích cổ đông thiểu số	3,849
Giá trị VCSH	50,311
SLCP lưu hành	3,067,845,688
Giá mục tiêu	16,400
Upside	15.5%

Nguồn: Haseco ước tính

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh

F. RỦI RO ĐẦU TƯ

- (1) Rủi ro thiếu hụt nguồn cung nhiên liệu:** Thiếu hụt nguồn cung nhiên liệu là rủi ro lớn nhất đối với hoạt động kinh doanh của POW, khi phần lớn công suất đến từ các nhà máy điện khí. Đối với các nhà máy sử dụng khí nội địa, sản lượng khai thác từ các bể Nam Côn Sơn, Cửu Long và PM3-Cà Mau đang có xu hướng suy giảm theo thời gian. Trong khi đó, Nhơn Trạch 3&4 phụ thuộc hoàn toàn vào LNG nhập khẩu thông qua Kho LNG Thị Vải, do đó bất kỳ sự cố kỹ thuật vận chuyển hoặc gián đoạn chuỗi cung ứng quốc tế đều có thể ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng vận hành của nhà máy.
- (2) Giá LNG tăng cao làm giảm khả năng huy động của Nhơn Trạch 3&4:** Trong bối cảnh giá LNG chịu tác động bởi các yếu tố địa chính trị, chi phí phát điện của các nhà máy LNG thường cao hơn đáng kể so với thủy điện, nhiệt điện than và điện khí sử dụng nguồn khí nội địa. Điều này khiến Nhơn Trạch 3&4 gặp bất lợi trong thị trường phát điện cạnh tranh và có thể không được NSMO ưu tiên huy động khi chi phí biên cao hơn các nguồn điện khác, khiến sản lượng điện thực tế phát lên lưới có thể thấp hơn đáng kể so với sản lượng điện hợp đồng Qc được phân bổ.
- (3) Rủi ro sự cố kỹ thuật:** phần lớn các nhà máy điện khí hiện hữu của POW đã vận hành từ 10-15 năm và bắt đầu bước vào giai đoạn lão hóa thiết bị. Các sự cố như hỏng tua-bin khí, lỗi hệ thống điều khiển, suy giảm hiệu suất hoặc hỏng hóc thiết bị phụ trợ có thể khiến nhà máy phải dừng vận hành ngoài kế hoạch, làm giảm sản lượng huy động và phát sinh chi phí sửa chữa lớn. Bên cạnh rủi ro phát sinh sự cố ngoài kế hoạch, năm 2026 cũng là năm POW thực hiện nhiều hạng mục bảo dưỡng lớn đối với các nhà máy hiện hữu như cụm Cà Mau 1&2, Vũng Áng 1 hay Hòa Na và Nậm Nơn cũng bước vào kỳ tu sửa. Sự gián đoạn sản xuất có thể khiến hiệu suất các nhà máy ở mức thấp hơn.



Phụ lục: Dự phóng kết quả kinh doanh POW

Báo cáo kết quả kinh doanh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026F
Doanh số thuần	29,732	24,561	28,224	28,329	30,306	34,306	50,849
Giá vốn hàng bán	(25,152)	(22,021)	(24,498)	(25,625)	(28,308)	(29,828)	(45,496)
Lãi gộp	4,580	2,540	3,726	2,704	1,998	4,479	5,353
Thu nhập tài chính	440	690	445	544	566	1,032	1,195
Chi phí tài chính	(999)	(653)	(592)	(730)	(845)	(1,034)	(1,832)
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh	44	22	53	40	42	5	-
Chi phí bán hàng	(35)	(9)	-	-	-	(2)	-
Chi phí quản lý doanh nghiệp	(1,174)	(131)	(868)	(1,268)	(878)	(1,246)	(1,557)
Lãi/(lỗ) từ hoạt động kinh doanh	2,855	2,459	2,765	1,290	883	3,234	3,160
Thu nhập khác, ròng	20	(120)	44	152	500	0	1,600
Lãi/(lỗ) ròng trước thuế	2,875	2,339	2,809	1,442	1,383	3,234	4,760
Chi phí thuế thu nhập doanh nghiệp	(212)	(287)	(256)	(159)	(172)	(227)	(363)
Lãi/(lỗ) thuần sau thuế	2,663	2,052	2,553	1,283	1,211	3,007	4,396
Lợi ích của cổ đông thiểu số	298	254	492	245	100	580	849
Lợi nhuận của Cổ đông của Công ty mẹ	2,365	1,799	2,061	1,038	1,112	2,427	3,548

Nguồn: Haseco ước tính

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN HẢI PHÒNG

Trụ sở chính:

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP. Hải Phòng

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP. Hồ Chí Minh



Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin, tuyên bố, dự báo và dự đoán trong báo cáo này, bao gồm cả các ý kiến đã thể hiện, được dựa trên các nguồn thông tin mà Haseco cho là đáng tin cậy, tuy nhiên Haseco không đảm bảo sự chính xác và đầy đủ của các thông tin này.

Báo cáo không có bất kỳ thông tin nhạy cảm về giá chưa công bố nào. Các ý kiến thể hiện trong báo cáo này được đưa ra sau khi đã được xem xét kỹ càng và cẩn thận và dựa trên thông tin tốt nhất chúng tôi được biết, và theo ý kiến cá nhân của chúng tôi là hợp lý trong các trường hợp tại thời điểm đưa ra báo cáo. Các ý kiến thể hiện trong báo cáo này có thể thay đổi bất kỳ lúc nào mà không cần thông báo.

Báo cáo này không và không nên được giải thích như một lời đề nghị hay lời kéo để đề nghị mua hay bán bất cứ chứng khoán nào. Haseco và các công ty con và/ hoặc các chuyên viên, giám đốc, nhân viên của Haseco và công ty con có thể có vị thế hoặc có thể ảnh hưởng đến giao dịch chứng khoán của các công ty được đề cập trong báo cáo này và có thể cung cấp dịch vụ hoặc tìm kiếm để cung cấp dịch vụ ngân hàng đầu tư cho các công ty đó.

Báo cáo này không được sử dụng dưới bất kỳ mục đích thương mại nào, và không được công bố công khai trên báo chí hay bất kỳ phương tiện nào khác nếu không được sự đồng ý của Haseco. Người dùng có thể trích dẫn hoặc trình chiếu báo cáo cho các mục đích phi thương mại. Haseco có thể có thỏa thuận cho phép sử dụng cho mục đích thương mại hoặc phân phối lại báo cáo với điều kiện người dùng trả phí cho Haseco.

Haseco không chịu trách nhiệm đối với bất kỳ thiệt hại trực tiếp hay thiệt hại do hậu quả phát sinh từ việc sử dụng báo cáo này hay nội dung báo cáo này. Việc sử dụng bất kỳ thông tin, tuyên bố, dự báo, và dự đoán nào trong báo cáo này sẽ do người dùng tự quyết định và tự chịu rủi ro.



Công ty cổ phần Chứng khoán Hải Phòng

Người bạn tin cậy của nhà đầu tư

TRỤ SỞ CHÍNH

Số 7 Lô 28A đường Lê Hồng Phong,
Phường Gia Viên, TP.Hải Phòng
T: (0225) 3842.335
F: (0225) 3746.266
Email: dvkh@haseco.vn
Website: www.haseco.vn

CHI NHÁNH HÀ NỘI

Tầng 2, số 163 Bà Triệu,
Phường Hai Bà Trưng, TP. Hà Nội
T: (024) 3574.7020
F: (024) 3574.7019

CHI NHÁNH TP. HỒ CHÍ MINH

Số 328 Võ Văn Kiệt, Phường
Cầu Ông Lãnh, TP Hồ Chí Minh
T: (028) 3920.7800
Fax: (028) 3920.7825