

CTCP NHIỆT ĐIỆN PHẢ LẠI (HSX: PPC)

Phan Huy Tùng

Chuyên viên tư vấn đầu tư

Email: Tungph2@fpts.com.vn

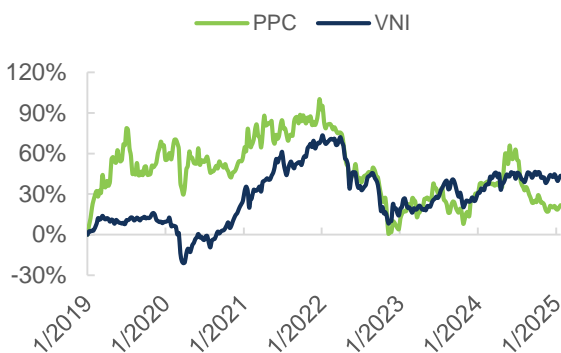
Điện thoại: 1900 6446

Người phê duyệt báo cáo:

Bùi Đức Duy

Trưởng phòng tư vấn đầu tư

Biến động giá cổ phiếu PPC & VNIndex



Thông tin giao dịch	27/03/2025
Giá hiện tại (VNĐ/cp)	11.700
Giá cao nhất 52 tuần (VNĐ/cp)	15.849
Giá thấp nhất 52 tuần (VNĐ/cp)	10.855
Số lượng CP niêm yết (Triệu cp)	326,23
Số lượng CP lưu hành (Triệu cp)	320,61
KLGD BQ 30 ngày (cp/ngày)	339.290
Tỷ lệ sở hữu nước ngoài (%)	9,0%
Vốn hóa (tỷ VNĐ)	3.767
EPS Trailing 12 tháng (VNĐ/cp)	1.323
P/E Trailing 12 tháng	8,9x

Tổng quan doanh nghiệp

Tên	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Phả Lại
Địa chỉ	Phường Phả Lại, Thành phố Chí Linh, Hải Dương
HĐKD chính	Sản xuất điện
Chi phí chính	Nguyên liệu than
Rủi ro chính	Rủi ro thời tiết; Quy định về chính sách môi trường, sự cố nhà máy

Giá ngày 27/03/2025 (đồng/cp): 11.700

Giá mục tiêu (đồng/cp): 13.950

Tăng/(Giảm): +19,2%

Khuyến nghị

MUA

SẢN LƯỢNG ĐIỆN PHỤC HỒI ỔN ĐỊNH SAU KHẮC PHỤC SỰ CỐ KỸ THUẬT

Chúng tôi tiến hành định giá lần đầu cổ phiếu PPC – CTCP Nhiệt điện Phả Lại (HSX) bằng phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do, xác định giá mục tiêu là **13.950 đồng/cp**, cao hơn **19,2%** so với giá đóng cửa tại ngày 27/03/2025. Do đó, chúng tôi khuyến nghị **MUA** đối với cổ phiếu PPC dựa trên kết quả định giá và triển vọng đầu tư như sau.

TRIỂN VỌNG ĐẦU TƯ

- Nhu cầu tiêu thụ điện dự báo vẫn ở mức cao, trong khi miền Bắc thiếu điện, đảm bảo duy trì sản lượng cao cho PPC.** Theo Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII, trong kịch bản tiêu chuẩn, nhu cầu tiêu thụ điện dự báo tăng trưởng khoảng 10%/năm giai đoạn 2025-2030. Ngoài ra, Miền Bắc có nguy cơ thiếu điện do hạn chế về tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo trong khi nhu cầu dự báo tăng 10,5% nhưng nguồn cung chỉ tăng 4,3%/năm. ([Chi tiết](#))
 - PPC khắc phục xong sự cố, sản lượng điện phục hồi ổn định.** Giai đoạn 2020-2023, nhiều tổ máy liên tục gặp sự cố kỹ thuật, khiến nhà máy phải tạm dừng hoạt động. Sau quá trình khắc phục, đến tháng 09/2024, tất cả các tổ máy vận hành bình thường, giúp sản lượng điện dần phục hồi ổn định. ([Chi tiết](#))
 - Dòng tiền cải thiện nhờ khoản đầu tư dài hạn.** PPC đầu tư 2.500 tỷ đồng vào các công ty ngành điện, chủ yếu HND và QTP. Giai đoạn 2020-2024, khoản đầu tư mang lại cổ tức tiền mặt 300 tỷ đồng/năm, tương đương với tỷ suất sinh lời 11,8%/năm. Trong khi đó, dòng tiền tự do (FCF) chỉ đạt 100 tỷ đồng/năm, thấp hơn đáng kể so với dòng tiền từ cổ tức được nhận. ([Chi tiết](#))
- #### YẾU TỐ THEO DÕI
- Tình hình thủy văn.** Hiện tại, thủy điện chiếm 43% tổng công suất điện tại miền Bắc, và được ưu tiên huy động do chi phí thấp, nên khi mưa ít, huy động nhiệt điện tăng; ngược lại khi mưa nhiều, sản lượng nhiệt điện giảm. ([Chi tiết](#))
 - Chính sách về môi trường.** Nhiệt điện than chịu áp lực lớn từ các quy định về phát thải khí và bụi, có thể làm tăng chi phí tuân thủ hoặc dẫn đến nguy cơ bị siết chặt vận hành, đặc biệt là những nhà máy có tuổi thọ vận hành cao như PPC. ([Chi tiết](#))

I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

1. Giới thiệu công ty



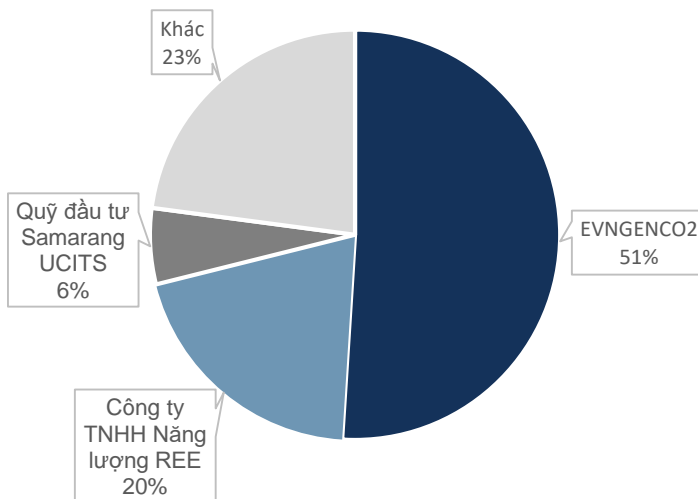
Công ty Cổ phần Nhiệt điện Phả Lại (HSX: PPC) được thành lập vào 26/04/1982. Đây là nhà máy điện có công suất lớn đầu tiên được xây dựng ở miền Bắc sau giai đoạn thống nhất đất nước 1975, giữ vai trò quan trọng trong việc đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng cho việc phục hồi và phát triển kinh tế đất nước.

2. Lịch sử hình thành

- **1982:** Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại được thành lập theo quyết định của Bộ Điện lực và hạch toán phụ thuộc Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (EVN).
- **Giai đoạn 1983 - 1986:** 04 tổ máy thuộc Nhà máy Phả Lại 1 lần lượt được đưa vào vận hành với công suất thiết kế là 440 MW
- **Giai đoạn 2001 - 2002:** 02 tổ máy thuộc Nhà máy Phả Lại 2 được đưa vào vận hành với công suất thiết kế là 600 MW
- **2005-2006:** Cổ phần hóa, chính thức chuyển thành CTCP Nhiệt điện Phả Lại (PPC), được niêm yết trên sàn chứng khoán HOSE, mã cổ phiếu là PPC.

3. Cơ cấu cổ đông cổ đặc

Cơ cấu cổ đông (27/03/2025)



Nguồn: PPC

Cơ cấu cổ đông của PPC cô đặc.

Công ty Cổ phần Nhiệt điện Phả Lại là công ty con của Tổng Công ty Phát điện 2, tổ chức đang nắm giữ 51% cổ phần. EVNGENCO2 là một trong những Tổng công ty thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), hoạt động trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh điện năng tại Việt Nam.

Cổ đông lớn thứ 2 là Công ty TNHH Năng lượng REE, nắm giữ 20% cổ phần. Đây là công ty con của CTCP Điện lạnh REE, một tập đoàn đa ngành, tập trung mạnh vào đầu tư vào các công ty sản xuất điện tại Việt Nam.

Quỹ đầu tư Samarang Ucits đã đầu tư vào PPC từ năm 2017, hiện đang nắm giữ 6% cổ phần.

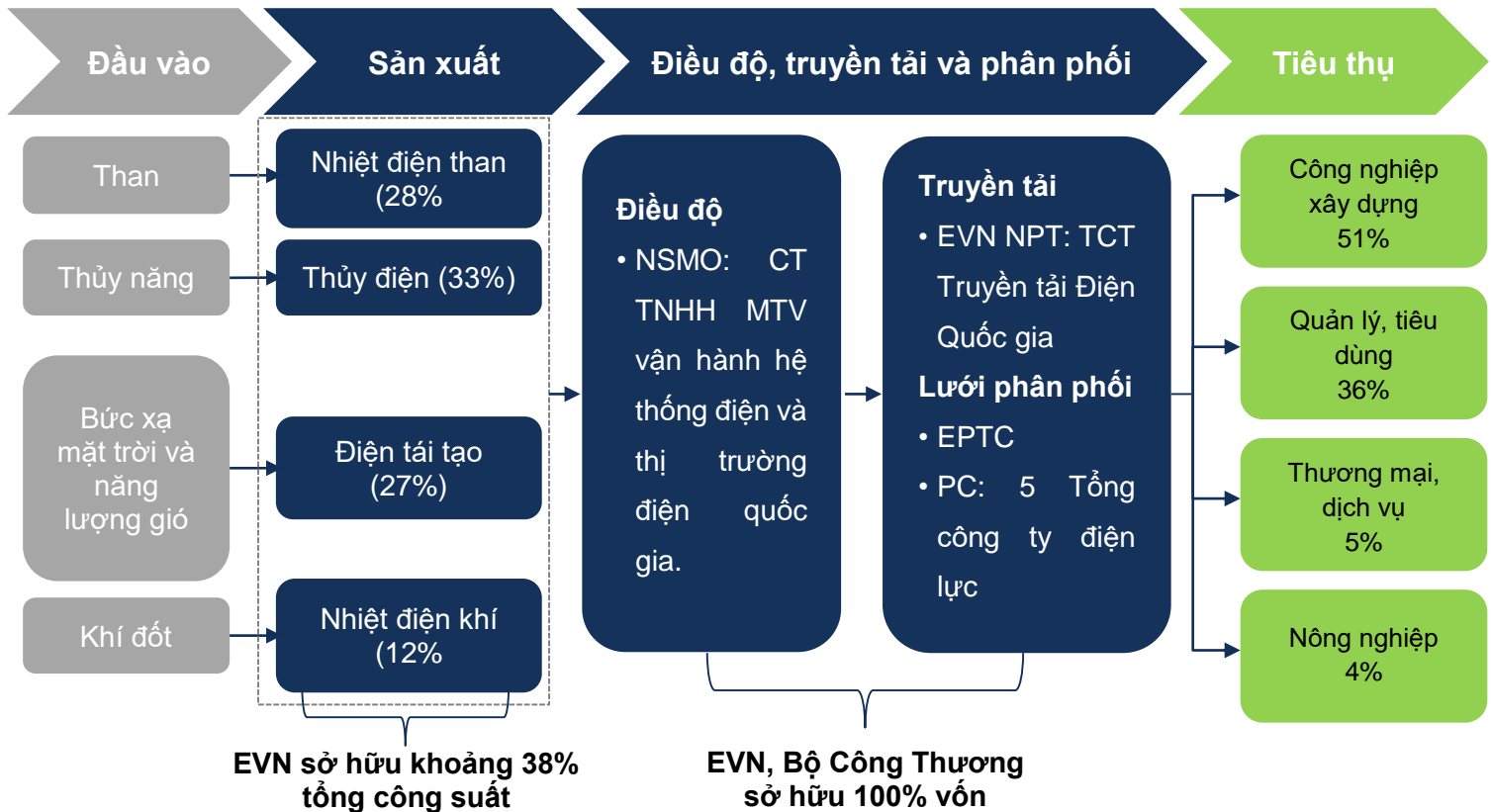
4. Thông tin về công ty con và công ty liên kết

Tên đơn vị	Mối quan hệ	Vốn điều lệ (tỷ đồng)	Tỷ lệ sở hữu (%)
Công ty Nhiệt điện Hải Phòng	Công ty liên kết	5.000	25%

Nguồn: PPC

II. TỔNG QUAN NGÀNH

1. Chuỗi giá trị ngành điện: Đầu tư tư nhân gia tăng trong khâu sản xuất điện, EVN và Bộ Công Thương kiểm soát các khâu còn lại.



Nguồn: FPTS tổng hợp

1.1. EVN, Bộ Công Thương sở hữu 100% vốn ở khâu điều độ và truyền tải - phân phối – bán lẻ.

Chuỗi giá trị ngành điện được chia thành các khâu: (1) phát điện; (2) điều độ (3) Truyền tải, phân phối và bán lẻ.

Khâu phát điện, theo báo cáo thường niên của EVN năm 2023, tỷ trọng công suất lắp đặt thuộc sở hữu tư nhân đã tăng lên từ 22% (năm 2018) lên 42% (năm 2023), chủ yếu tập trung điện tái tạo (điện gió và điện mặt trời). Tuy nhiên, phần lớn dự án được phát triển theo cơ chế FIT¹ (Feed In Tariff) với hợp đồng mua bán điện (PPA) và được bao tiêu toàn bộ sản lượng bởi EVN, do đó các dự án này không tham gia thực sự vào thị trường điện cạnh tranh.

Khâu điều độ hệ thống và vận hành thị trường điện do NSMO (Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia) quản lý, đơn vị trực thuộc Bộ Công Thương. Trước đây, NSMO có tên là Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia (A0) và thuộc Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (EVN). Từ ngày 01/08/2024, NSMO được chuyển sang Bộ Công Thương. Với vai trò là đơn vị vận hành thị trường điện, NSMO có trách nhiệm lập kế hoạch huy động nguồn điện, do đó sản lượng huy động của các nhà máy điện chịu ảnh hưởng trực tiếp từ kế hoạch này.

Khâu truyền tải, phân phối và bán lẻ được nắm giữ 100% vốn cổ phần bởi các đơn vị trực thuộc EVN, giúp cho EVN kiểm soát hoàn toàn hoạt động mua bán điện. Điều này cho phép EVN chi phối giá mua điện từ các đơn vị sản xuất, đồng thời tạo lợi thế đàm phán mạnh nhờ vai trò là bên mua duy nhất. Do đó, EVN có ảnh hưởng trực tiếp đến biên lợi nhuận và khả năng sinh lời của các nhà máy điện. ([Chi tiết](#))

¹ Giá FIT (Feed-in Tariff) là mức giá cố định mà Chính phủ quy định để khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo, nhằm đảm bảo doanh thu ổn định, giảm rủi ro tài chính. EVN có trách nhiệm mua toàn bộ sản lượng điện phát ra từ dự án với giá cố định trong một khoảng thời gian dài (thường là 20 năm).

1.2. EVN kiểm soát phần lớn quá trình mua buôn điện, tạo lợi thế trong đàm phán giá mua điện.

Cơ chế bán điện của các nhà máy điện. Giá bán điện của các nhà máy điện được áp dụng hai mức: giá theo hợp đồng mua bán điện (PPA) và giá trên thị trường điện cạnh tranh. Trong đó, EVN chủ yếu mua điện thông qua hợp đồng mua bán điện PPA. Giá trong hợp đồng mua bán điện (PPA) được xác định thông qua đàm phán với EVN, nhưng sức mạnh đàm phán của các đơn vị phát điện thường yếu vì cơ chế giá do EVN và Bộ Công Thương quyết định. Dù vậy, mức giá hợp đồng mua bán điện (PPA) luôn đảm bảo doanh nghiệp có lợi nhuận, với tỷ suất sinh lời nội bộ (IRR) không vượt quá 12%.

Ngoài ra, các nhà máy tham gia thị trường điện cạnh tranh có thể bán một phần sản lượng theo giá trên thị trường cạnh tranh, được xác định bởi cung cầu. Tuy nhiên, phần sản lượng này chỉ chiếm khoảng 10-30% tổng sản lượng nhà máy, nên không mang lại nhiều ý nghĩa kinh tế. Hơn nữa, giá trên thị trường cạnh tranh bị giới hạn bởi mức giá trần (SMP) do EVN quy định.

1.3. Sản lượng điện huy động của các nhà máy phụ thuộc vào nhu cầu phụ tải nhưng chịu tác động lớn từ quá trình lập kế hoạch vận hành của NSMO.

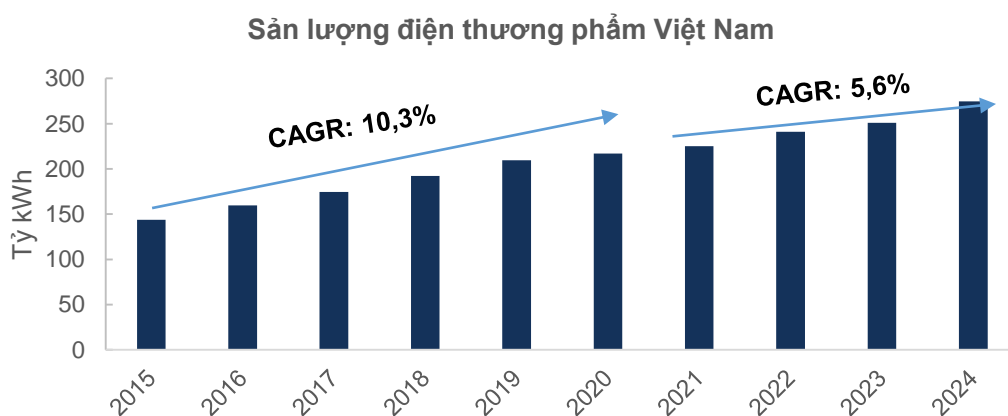
Tổng sản lượng điện huy động được quyết định bởi nhu cầu thị trường, khi phụ tải tăng, cần huy động nhiều hơn và ngược lại. Nhưng sản lượng điện của từng nhà máy điện được quyết định bởi **quá trình chào giá của nhà máy và quá trình lập lịch điều độ bởi NSMO**. Sản lượng điện được huy động dựa vào giá chào của các nhà máy từ thấp đến cao để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ. Cơ chế chào giá tại Việt Nam hiện tại là chào giá dựa vào chi phí biến đổi của các doanh nghiệp điện.

Nhưng chịu tác động lớn từ quá trình lập kế hoạch vận hành của NSMO. Quá trình lập kế hoạch vận hành có ảnh hưởng tới sản lượng điện của các nhà máy, thông qua việc phân bổ sản lượng theo hợp đồng (Qc). Việc phân bổ Qc sẽ có ảnh hưởng tới chiến lược chào giá của nhà máy, do Qc có vai trò quan trọng tới hiệu quả kinh tế của các nhà máy, đặc biệt đối với nhiệt điện. Các nhà máy điện sẽ cố gắng chào giá bám sát theo Qc được phân bổ và chỉ phát điện trên thị trường cạnh tranh khi giá thị trường cao hơn chi phí biến đổi. ([Chi tiết cơ chế huy động điện](#))

2. Tình hình cung cầu điện: Miền Bắc đối diện với nguy cơ thiếu điện

2.1. Nguồn cầu: tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện cao và ổn định

Sản lượng điện tiêu thụ của Việt Nam có tốc độ tăng trưởng cao trong 10 năm qua. Tổng sản lượng điện tiêu thụ của Việt Nam luôn duy trì ở mức cao, đạt 10,3%/năm giai đoạn 2015-2020 và 5,6% trong giai đoạn 2021-2024, cao hơn mức trung bình thế giới 2,4% cùng giai đoạn.

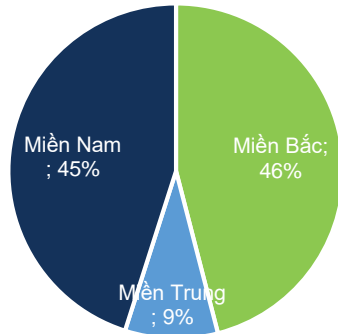


Nguồn: EVN, FPTIS tổng hợp

Tăng trưởng tiêu thụ điện chậm lại trong những năm gần đây đến từ ảnh hưởng của dịch Covid – 19 kéo theo sau là sự suy giảm kinh tế thế giới và Việt Nam. Việt Nam đang là nước có sản lượng điện lớn thứ 2 Đông Nam Á (sau Indonesia) và lớn thứ 20 thế giới.

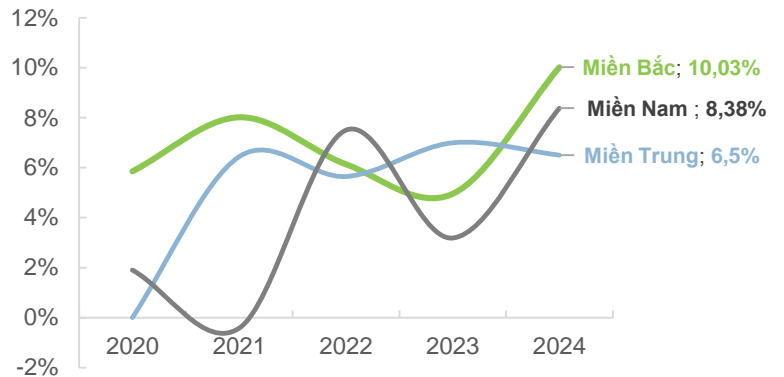
Tăng trưởng tiêu thụ điện miền Bắc là lớn nhất cả nước. Miền Bắc là khu vực có sản lượng tiêu thụ điện cao nhất cả nước, chiếm 46% tổng điện tiêu thụ. Đây cũng là khu vực có tốc độ tăng trưởng nhanh nhất, với tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) trong 5 năm qua đạt 7%, cao hơn so với miền Trung (5%) và miền Nam (4%). Tốc độ tăng trưởng cao tại miền Bắc có được nhờ vào sự phát triển kinh tế nhanh chóng, đặc biệt là lĩnh vực công nghiệp tại khu vực này.

Cơ cấu tiêu thụ điện năm 2024



Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

Tăng trưởng tiêu thụ điện theo miền

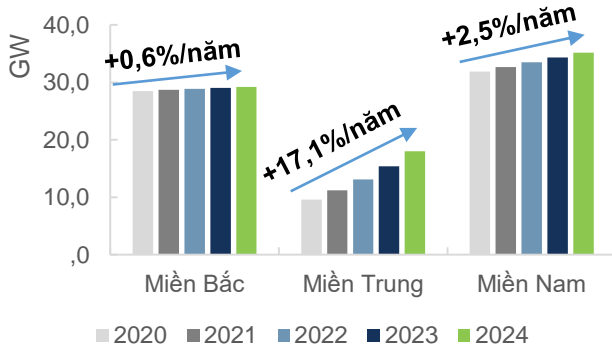


Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

2.2. Nguồn cung: Miền Bắc đối mặt với nguy cơ thiếu điện.

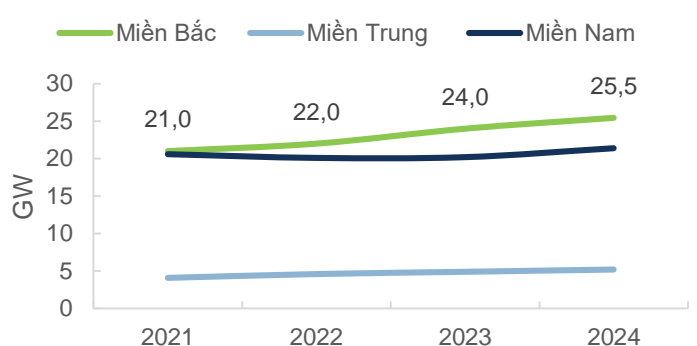
Tốc độ tăng trưởng nguồn điện tại Miền Bắc là thấp nhất. Giai đoạn 2020-2024, tốc độ tăng trưởng nguồn điện tại miền Bắc thấp nhất trong 3 miền, với mức tăng không đáng kể. Theo số liệu của Đề án Điều chỉnh QHĐ VIII, tăng trưởng công suất nguồn điện tại miền Bắc trong giai đoạn 2020-2024 chỉ đạt 0,6%/năm, thấp hơn nhiều so với miền Trung (17,1%/năm) và miền Nam (2,1%/năm).

Tăng trưởng công suất theo miền



Nguồn: Đề án ĐC QHĐ VIII và FPTS ước tính

Công suất phụ tải đỉnh (Pmax) theo miền



Nguồn: Đề án ĐC QHĐ VIII

Miền Bắc đang đối diện với nguy cơ thiếu điện. Trong năm 2024, công suất phụ tải đỉnh (Pmax) tại miền Bắc là 25,45 GW. Hệ thống điện khu vực này phụ thuộc chủ yếu vào thủy điện (chiếm 46% tổng công suất) và nhiệt than (chiếm 50% tổng công suất). Theo khuyến nghị của IEA (International Energy Agency – tổ chức nghiên cứu năng lượng), để đảm bảo an toàn vận hành, hệ thống cần có tỷ lệ dự phòng từ 15-20%, theo đó tổng công suất lắp đặt cần thiết cho miền Bắc là 29,3 – 30,5 GW. Tổng công suất đặt của miền Bắc hiện tại chỉ đạt 29,2 GW, trong khi Pmax của miền Bắc thường rơi vào giai đoạn cao điểm nắng nóng, cũng là thời điểm cuối mùa khô, khi đó công suất khả dụng của nguồn thủy điện suy giảm đáng kể dẫn đến tình trạng thiếu điện tại miền Bắc. Tình trạng thiếu điện tại miền Bắc càng trở nên nghiêm trọng hơn vào các năm El nino, khi lượng mưa giảm khiến nguồn cung điện từ nguồn thủy điện giảm mạnh.

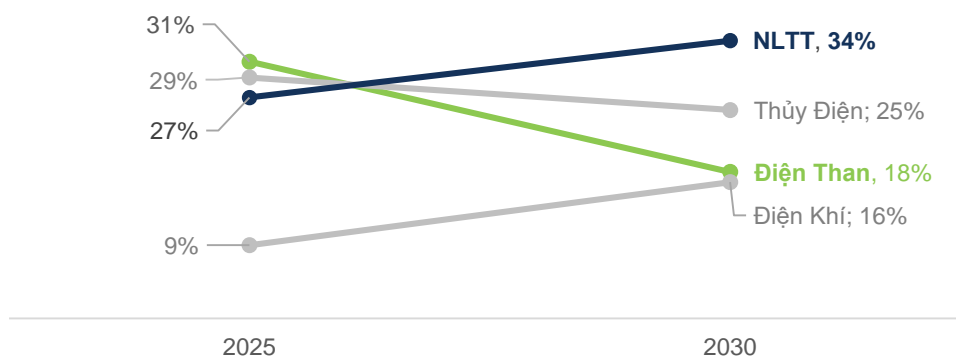
3. Nhiệt điện than đang dần thu hẹp dư địa phát triển

3.1. Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII hạn chế phát triển nhiệt điện than, định hướng phát triển mạnh điện tái tạo

Theo Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII được hội đồng thẩm định thông qua ngày 19/02/2025, nhiệt điện than đang dần thu hẹp dư địa phát triển do vấn đề phát thải gây ô nhiễm môi trường và xu hướng giảm dần sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch. Tổng công suất nhiệt điện than dự kiến đạt khoảng 27,4 GW vào năm 2025 (chiếm 31% tổng công suất) và tăng lên 31 GW vào năm 2030 (chiếm 18% tổng công suất), theo đó tốc độ tăng trung bình chỉ đạt 2,4% mỗi năm. Nguyên nhân tốc độ tăng trưởng thấp do giai đoạn 2025-2030, Chính phủ hạn chế cấp phép mới và chỉ có 07 dự án nhiệt điện than tiếp tục triển khai, chủ yếu theo hình thức BOT. Ngoài ra, sau năm 2030, không cấp phép xây dựng thêm các nhà máy mới và đến năm 2050, đóng dần các nhà máy nhiệt điện than cũ, chuyển dần sang công nghệ sạch hơn.

Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII, định hướng phát triển mạnh năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện). Dự kiến, công suất nguồn điện tái tạo đạt 23,68 GW (chiếm 27% tổng công suất) vào năm 2025 và 58,86 GW (chiếm 34% tổng công suất) vào năm 2030. Điện gió (trên bờ, gần bờ) và điện mặt trời là hai nguồn trọng tâm phát triển, với tốc độ tăng trưởng trung bình lần lượt là 32,5%/năm và 12,8%/năm giai đoạn 2025-2030. Công suất điện gió dự kiến 6,2 GW năm 2025 lên 25,8 GW năm 2030, trong khi điện mặt trời tăng từ 16,6 GW lên 30,4 GW trong cùng kỳ.

Cơ cấu nguồn điện giai đoạn 2025-2030



Nguồn: Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII

3.2. Nhiệt điện than chịu áp lực từ các chính sách môi trường

Siết chặt các thông số ô nhiễm môi trường. Là nguồn phát thải khí CO₂, SO₂, NO_x, bụi mịn... lớn nhất trong các loại hình sản xuất điện, nhiệt điện than đứng trước yêu cầu cấp bách về giảm phát thải để đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng "0" (Net Zero Emissions²) vào năm 2050. Ngày 30/12/2024, Bộ Tài nguyên và Môi trường ban hành Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí thải công nghiệp QCVN 19:2024/BTNMT, đặt ra các giá trị giới hạn nghiêm ngặt hơn đối với các thông số ô nhiễm như SO₂, NO_x, CO₂ và bụi mịn so với các quy định trước đó, trong đó áp dụng đối với các doanh nghiệp nhiệt điện than.

Chính sách môi trường có thể làm cho các nhà máy nhiệt điện phải tăng chi phí tuân thủ hoặc có nguy cơ siết chặt vận hành. Nghị định 06/2022/NĐ-CP và Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII yêu cầu các nhà máy nhiệt điện than thực hiện kiểm kê khí nhà kính, xây dựng lộ trình cắt giảm phát thải và từng bước chuyển đổi công nghệ theo hướng sử dụng nhiên liệu phát thải thấp hơn như sinh khối, LNG hoặc amoniac.

² Net Zero Emissions (phát thải ròng bằng 0): Là trạng thái mà lượng khí nhà kính phát thải vào khí quyển được cân bằng lượng khí nhà kính bị loại bỏ khỏi khí quyển trong một khoảng thời gian nhất định. Net Zero là mục tiêu chính của thỏa thuận Paris 2015, nhằm hạn chế sự nóng lên toàn cầu. Việt Nam chính thức cam kết đạt Net Zero vào năm 2050 tại ngày 01/11/2021.

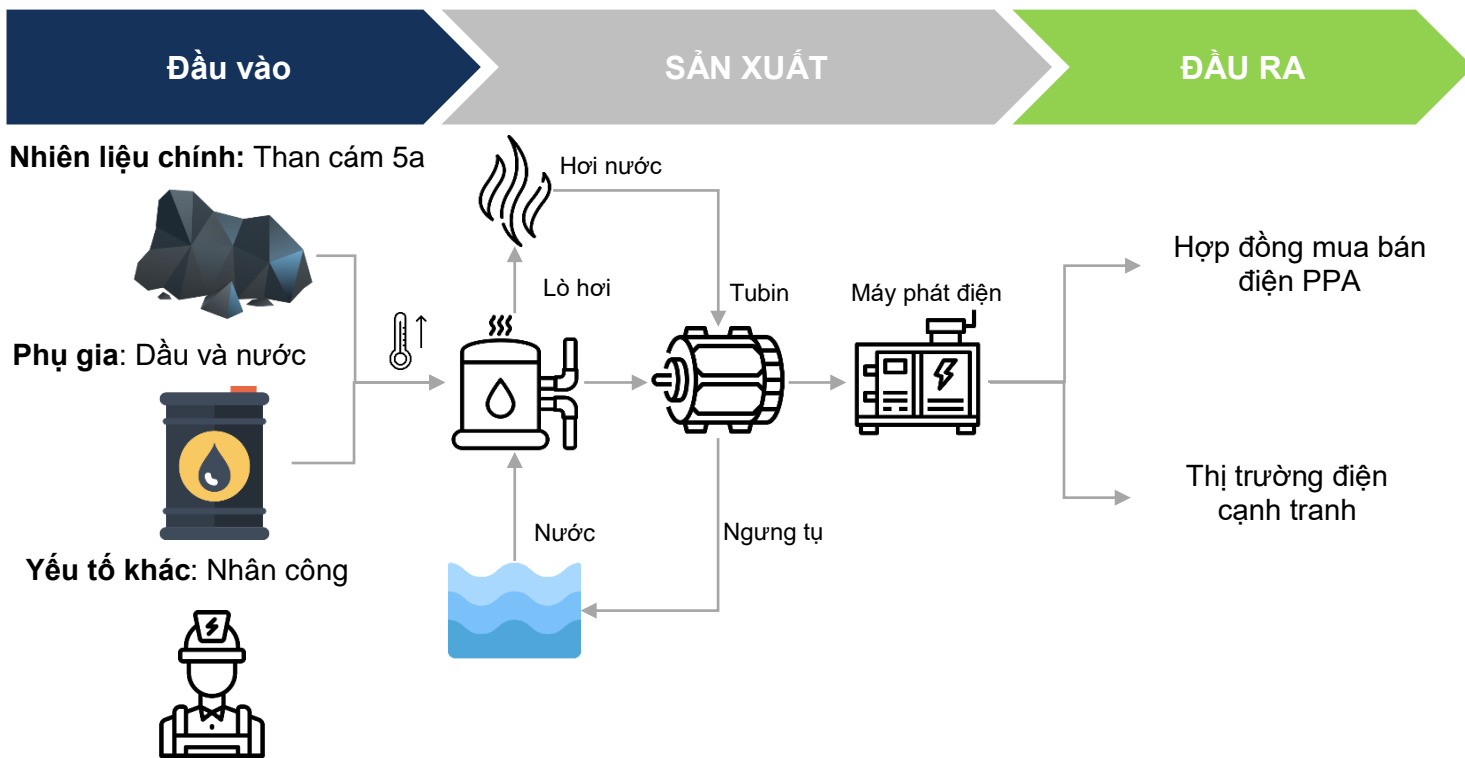
Đồng thời, theo Nghị định 06/2022/NĐ-CP, Việt Nam sẽ thí điểm vận hành thị trường giao dịch tín chỉ carbon vào năm 2025-2027, và dự kiến vận hành thị trường chính thức vào năm 2028.

Cũng theo Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII, các nhà máy vận hành trên 20 năm bắt buộc phải chuyển dịch sang sử dụng nhiên liệu sinh khối hoặc LNG, ammoniac sau năm 2030, với tỷ lệ khởi điểm từ 20%, sau đó tiến tới 100% nhiên liệu sạch. Sau năm 2050 các nhà máy nhiệt điện than có tuổi thọ vận hành trên 40 năm sẽ được xem xét dừng hoạt động nếu không thể chuyển đổi nhiên liệu hoặc áp dụng các biện pháp giảm phát thải hiệu quả.

Những yêu cầu trên và các quy định khắt khe về tiêu chuẩn phát thải của Chính phủ trong tương lai, có thể làm gia tăng chi phí phát thải của doanh nghiệp. Đồng thời, doanh nghiệp sẽ phải đầu tư công nghệ kiểm soát ô nhiễm môi trường hiện đại hơn hoặc nâng cấp hệ thống xử lý khí thải để đáp ứng quy định mới. ([Quay lại luận điểm đầu tư](#))

III. PHÂN TÍCH HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

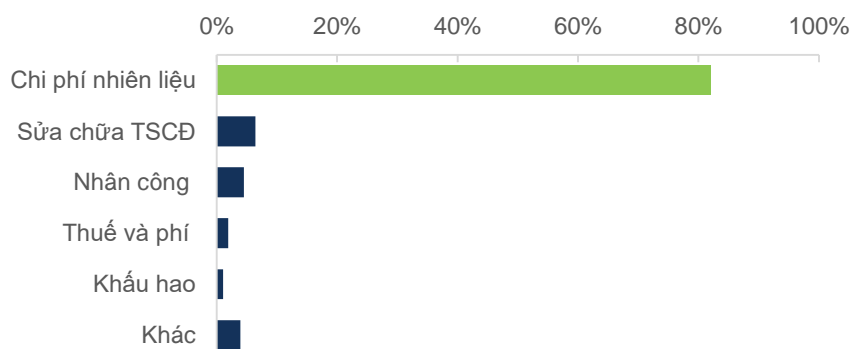
Chuỗi giá trị sản xuất điện của PPC



Nguồn: FPTIS tổng hợp

Đầu vào: Chi phí nhiên liệu chiếm tỷ trọng lớn nhất, chiếm 82,1% trong cơ cấu chi phí sản xuất kinh doanh. Trong đó, than là nhiên liệu chính (chiếm 95% chi phí nhiên liệu) phụ vụ cung cấp nhiệt năng cho quá trình sản xuất điện. Các nhiên liệu phụ như dầu FO, hóa chất, đá vôi được sử dụng để tăng hiệu suất đốt.

Cơ cấu chi phí sản xuất của PPC



Nguồn: PPC

Chi phí khấu hao chiếm tỷ trọng thấp, chiếm 1% trong cơ cấu chi phí do các nhà máy của PPC đã hết khấu hao từ năm 2016. Ngoài ra, do các nhà máy đã cũ, nên doanh nghiệp phải chi khoảng 350 tỷ đồng mỗi năm cho việc bảo dưỡng và sửa chữa lớn máy móc, chiếm khoảng 6,4% trong cơ cấu chi phí sản xuất kinh doanh.

Sản xuất: Quy trình sản xuất điện của PPC tương tự các doanh nghiệp trong ngành nhiệt điện than, bao gồm các công đoạn chính: **(1)** Than cùng với các nhiên liệu phụ gia (dầu F0, đá vôi...) được đốt trong lò hơi để đạt đến mức nhiệt độ và áp suất đủ lớn; **(2)** Nước từ sông Thái Bình được dẫn vào lò hơi chuyển thành hơi nước và dẫn sang tuabin hơi; **(3)** Hơi nước có áp suất cao sẽ làm Tuabin hơi quay. Tuabin quay làm cho máy phát điện hoạt động và tạo ra điện năng.

Đầu ra: Khoảng 90,6% sản lượng điện sản xuất được bán cho EVN theo 02 hình thức: Hợp đồng mua bán điện (PPA) và thị trường điện cạnh tranh. Sản lượng còn lại (9,4%) được sử dụng tại nhà máy, phục vụ trong quá trình khởi động các tổ máy hoặc các hoạt động hành chính, sinh hoạt.

1. Đầu vào: Được đảm bảo ổn định bởi Tập đoàn Công nghiệp Than – Khoáng sản Việt Nam (TKV) và Tổng công ty Đông Bắc

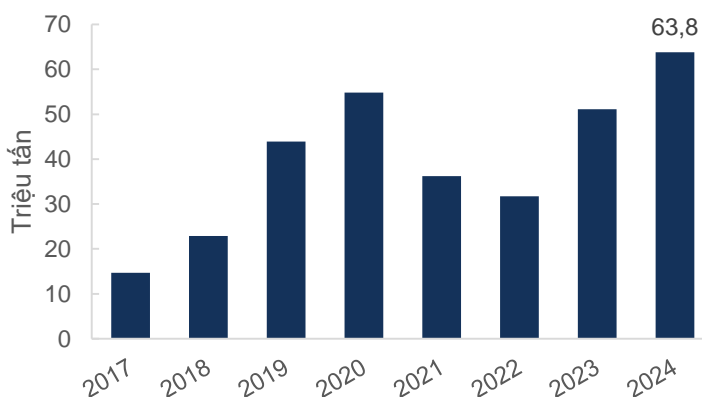
Các nhà máy của PPC sử dụng nhiên liệu than cám anthracite loại 5 (than cám 5a, 5b). Đây là loại than được khai thác phổ biến tại Việt Nam nên các nhà máy được thiết kế để tận dụng nguồn than này. Tuy nhiên, do nguồn than nội địa dần thiếu hụt, PPC phải chuyển sang sử dụng loại than trộn, pha trộn giữa than nội địa và than nhập khẩu (Á bitum hoặc bitum). Nguồn cung cấp được đảm bảo bởi Tập đoàn Công nghiệp Than – Khoáng sản Việt Nam (TKV) và Tổng công ty Đông Bắc.

Từ tháng 9/2023, EVN đã ký thỏa thuận hợp tác dài hạn với TKV và Tổng Công ty Đông Bắc về cung cấp than dài hạn cho các nhà máy điện. Theo thỏa thuận, từ năm 2024, hai đơn vị này cam kết đáp ứng đủ nhu cầu than cho các nhà máy nhiệt điện của EVN/GENCO. Các tiêu chí về khối lượng, chất lượng, tiến độ cung cấp... sẽ được thống nhất hàng năm của từng thành viên thuộc EVN/GENCO. Theo đó, PPC sẽ ký kết hợp đồng mua bán than hàng năm với TKV và Tổng công ty Đông Bắc để đảm bảo cung ứng đủ than phục vụ cho hoạt động sản xuất điện của doanh nghiệp. Mức tiêu thụ nay dao động khoảng 2-3 triệu tấn than/năm.

Giải pháp trộn than để đảm bảo nguồn cung cho các nhà máy nhiệt điện. Trước đây, các nhà máy nhiệt điện than miền Bắc chủ yếu sử dụng than Anthracite khai thác từ bể than Đông Bắc, Quảng Ninh. Tuy nhiên, trữ lượng than khai thác ngày càng suy giảm hoặc khó khăn trong việc khai thác. Điều này khiến nguồn cung than anthracite nội địa suy giảm và không đủ để đáp ứng nhu cầu cho các nhà máy nhiệt điện. Để khắc phục tình trạng này và đảm bảo nguồn cung ổn định, TKV và Tổng Công ty Đông Bắc đã nhập khẩu các loại than như than á bitum và bitum, sau đó trộn với than anthracite nội địa.

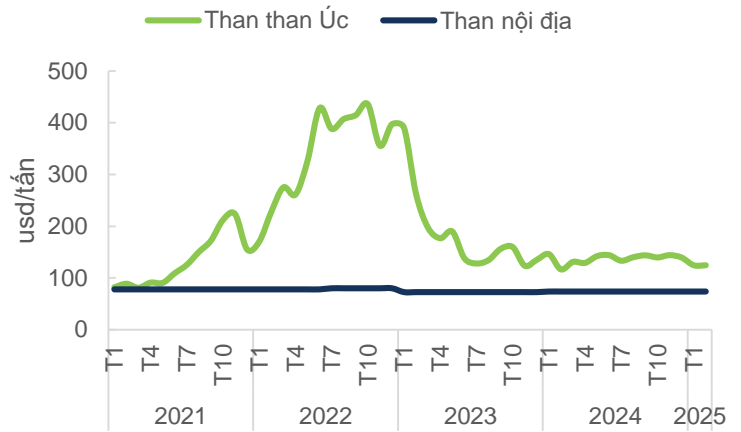
Tỷ lệ trộn giữa than nội địa và nhập khẩu thường được điều chỉnh tùy theo đặc tính kỹ thuật của từng nhà máy nhiệt điện. Việc trộn than không chỉ giúp đảm bảo nguồn cung ổn định mà còn cải thiện đốt cháy của lò hơi, do than nhập khẩu thường có hàm lượng bốc cao hơn, dễ dàng hơn so với than anthracite.

Sản lượng than nhập khẩu của Việt Nam 2017-2024



Nguồn: Cục Hải quan, FPTIS tổng hợp

Việc sử dụng than trộn làm tăng chi phí sản xuất cho nhà máy nhiệt điện, do giá than thế giới thường biến động và cao hơn so với than nội địa, trong khi giá than nội địa tương đối ổn định. Năm 2022, giá than thế giới tăng mạnh do cuộc xung đột Nga – Ukraine, gây ra khủng hoảng năng lượng tại Châu Âu. Điều này khiến nhu cầu nhập khẩu than từ Úc, Indonesia, Nam Phi tăng cao. Đồng thời, Trung Quốc cũng gia tăng nhập khẩu than Úc, dẫn đến giá than lên mức cao kỷ lục. Từ cuối năm 2023 đến nay, giá than thế giới giảm trở lại và ổn định do kinh tế toàn cầu suy giảm, nhu cầu giảm và nguồn cung phục hồi.

Biến động giá than nhập khẩu và nội địa


Nguồn: Word bank, Bộ Công Thương, FPTS tổng hợp

Mặc dù giá than thế giới biến động, nhưng điều này không ảnh hưởng nhiều đến lợi nhuận của doanh nghiệp. Sản lượng điện bán ra của nhà máy nhiệt điện phần lớn được bán theo hợp đồng mua bán điện (PPA), chiếm khoảng 80 - 90% sản lượng thương phẩm. Giá bán hợp đồng mua bán điện được xác định theo công thức: Chi phí cố định (FC) + Chi phí biến đổi (VC), trong đó thành phần giá biến đổi (VC) được điều chỉnh hàng tháng dựa trên giá nhiên liệu đầu vào của nhà máy. Do đó, PPC ít chịu rủi ro từ biến động giá đối với các yếu tố đầu vào kể trên.

2. Sản xuất: Hoạt động sản xuất hiệu quả thấp

2.1. Nhà máy cũ và xuống cấp, dẫn đến hiệu quả sản xuất thấp

PPC sở hữu hai nhà máy với tổng công suất là 1.040 MW. Cả hai nhà máy đều sử dụng công nghệ lò hơi đốt than phun (PC) ([chi tiết tại phụ lục](#)), với thông số hơi cận tới hạn tương tự như hầu hết các nhà máy nhiệt điện hiện tại. Tuy nhiên, do hai nhà máy điện có tuổi thọ vận hành lâu năm, Phả Lại 1 đã hoạt động 40 năm, và Phả Lại 2 vận hành 25 năm, trong khi tuổi thọ tiêu chuẩn của nhà máy nhiệt điện than là 30 năm. Do đó, các dây chuyền sản xuất đã cũ và hoạt động kém hiệu quả, đặc biệt là nhà máy Phả Lại 1. Hiện tại, hiệu suất chung³ (hiệu suất chuyển đổi năng lượng) của nhà máy Phả Lại 1 và Phả Lại 2 lần lượt là 30% và 38% thấp hơn so với các doanh nghiệp nhiệt điện than trong khu vực. Hiệu suất hao nhiệt tinh của hai nhà máy cũng cao hơn so với các doanh nghiệp cùng ngành trong khu vực.

Công nghệ một số các nhà máy

Nhà máy	Công nghệ	Thông số hơi	Hiệu suất thiết kế	Hiệu suất hao nhiệt tinh (KJ/KWh)	Tỷ lệ điện tự dùng	Loại than sử dụng	Tuổi thọ vận hành
Hải Phòng (HND)	Lò than phun	170 Bar	40,34%	10,722	8,93%	Than cám 5a, 6a	15 năm
Quảng Ninh (QTP)	Lò than phun	170 Bar	>39%	10,771	9,45%	Than cám 5b,	14 năm
Phả Lại 1 (PPC)	Lò than phun	100 Bar	28-30%	14,181	9,7%	Than cám 5a, 5b	40 năm
Phả lại 2 (PPC)	Lò than phun	170 Bar	38%	11,019			25 năm
Cẩm Phả (NCP)	Lò CFB	167 Bar	39,5%	n/a	11,92%	Than cám 6b	15 năm
Ninh Bình (NBP)	Lò than phun	100 Bar	28-30%	n/a		Than cám	50 năm

Nguồn: FPTS tổng hợp

³ Hiệu suất chung (hiệu suất chuyển đổi năng lượng): là tỷ lệ giữa năng lượng đầu ra hữu ích so với năng lượng đầu vào trong một quá trình chuyển đổi năng lượng.

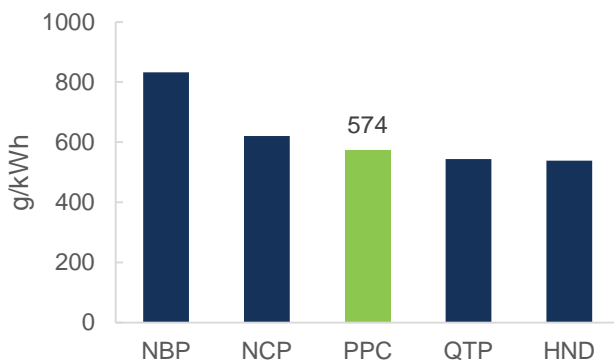
2.2. Hiệu suất thấp, đẩy chi phí sản xuất của doanh nghiệp lên cao.

Hiệu suất hoạt động của các nhà máy điện chủ yếu phụ thuộc phần lớn vào **(1)** tuổi thọ vận hành; **(2)** công nghệ lò hơi, **(3)** nhiên liệu sử dụng.

- **Về tuổi thọ vận hành:** PPC là nhà máy có tuổi thọ vận hành cao, cụ thể Phả Lại 1 và Phả Lại 2 đã hoạt động lần lượt 40 năm và 24 năm, tuổi thọ nhà máy của PPC cao hơn nhiều so với HND, QTP và NCP (~15 năm) và chỉ thấp hơn so với NCP (50 năm)
- **Về công nghệ:** PPC sử dụng công nghệ lò than phun (PC) tương tự như HND, QTP, NBP và khác với công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) của NCP. Nhìn chung, công nghệ lò PC sẽ có hiệu suất cao hơn so với lò CFB. Tuy nhiên, nhà máy của PPC được xây dựng từ lâu, sử dụng công nghệ cũ hơn nên hiệu suất thiết kế kém hơn so với HND, QTP và thậm chí thấp hơn so với lò CFB của NCP.
- **Về nhiên liệu sử dụng:** PPC sử dụng các loại than 5a, 5b có chất lượng và giá thành nhỉnh hơn một chút so với QTP (sử dụng 5b) và HND (dùng than 5a và 6a). Các nhà máy này do sử dụng công nghệ lò PC nên có yêu cầu cao về nhiên liệu đầu vào hơn so với công nghệ lò CFB của NCP. Lò CFB có thể sử dụng loại than xấu, chất lượng kém, có chứa nhiều tạp chất như 6b đang được sử dụng bởi NCP.

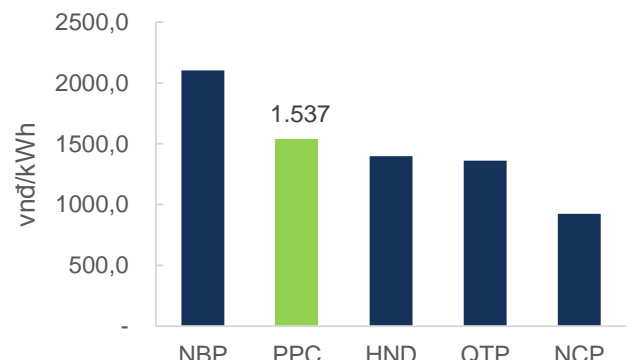
Nhìn chung, suất hao nhiên liệu và chi phí nhiên liệu bình quân của PPC cao hơn so với các doanh nghiệp nhiệt điện than trong khu vực. Nguyên nhân chủ yếu hiệu suất nhà máy ở mức thấp, do nhà máy được đầu tư từ lâu và sử dụng nhiên liệu than đầu vào có chất lượng cao hơn.

Suất tiêu hao than một số nhà máy nhiệt điện than năm 2023



Nguồn: FPTS tổng hợp

Chi phí nhiên liệu bình quân một số nhà máy nhiệt điện than năm 2023

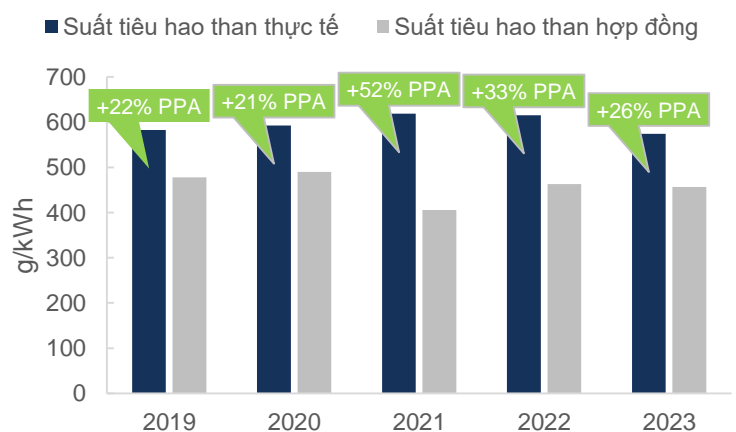


Nguồn: FPTS tổng hợp

Nhà máy vận hành thiếu hiệu quả do đó giá hợp đồng PPA không đủ bù đắp toàn bộ chi phí nhiên liệu.

Suất tiêu hao than là chỉ tiêu quan trọng, ảnh hưởng trực tiếp đến tỷ lệ chi phí biến đổi được chuyển vào giá phát điện hợp đồng PPA đối với các nhà máy nhiệt điện than (**chi tiết**). Nếu suất tiêu hao than thực tế vượt mức quy định, lợi nhuận doanh nghiệp sẽ bị ảnh hưởng do giá hợp đồng không đủ bù đắp toàn bộ chi phí nhiên liệu than, vốn chiếm tỷ trọng cao trong giá vốn sản xuất, buộc doanh nghiệp phải tự chi trả phần chi phí phát sinh thêm.

Suất tiêu hao than của PPC



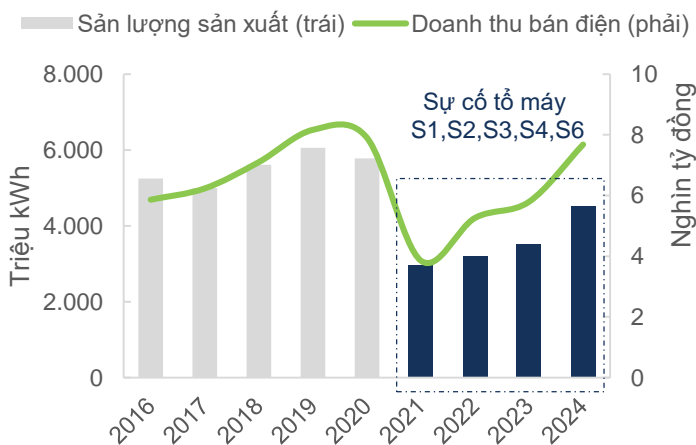
Nguồn: PPC, FPTS tổng hợp & ước tính

2.3. Sự cố nhà máy ảnh hưởng đến sản lượng sản xuất

Giai đoạn 2021-2024, Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại liên tục gặp sự cố kỹ thuật, ảnh hưởng nghiêm trọng đến sản lượng sản xuất. Đặc biệt, tổ máy S6 thuộc nhà máy Phả Lại 2 phải dừng hoạt động năm 2021 do sự cố tua-bin và máy phát, chỉ hoàn thành sửa chữa và vận hành lại vào tháng 9/2023. Ngoài ra, các tổ máy S1, S2, S3, S4 của nhà máy Phả Lại 1 cũng nhiều lần gặp sự cố và phải tạm dừng hoạt động, do hao mòn thiết bị, đặc biệt là hệ thống lọc bụi, lò hơi và tua-bin. Việc dừng máy kéo dài khiến sản lượng điện suy giảm, chi phí sửa chữa và bảo trì tăng dẫn đến chi phí cố định bình quân của doanh nghiệp biến động và tăng đáng kể trong giai đoạn này.

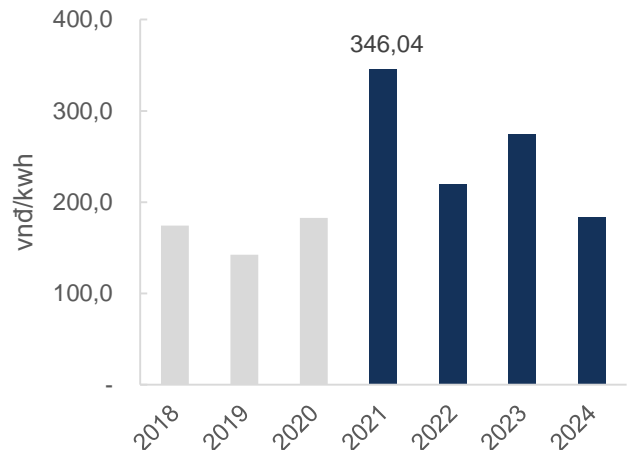
Sau quá trình khắc phục sự cố, đến tháng 09/2024, toàn bộ tổ máy đã quay lại vận hành bình thường, giúp sản lượng điện dần phục hồi ổn định trở lại.

Sản lượng và doanh thu của PPC



Nguồn: BCTN PPC

Chi phí cố định bình quân của PPC



Nguồn: BCTC PPC

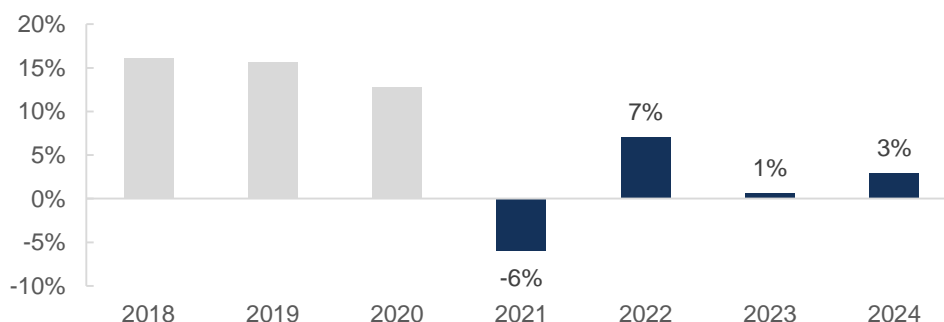
2.4. PPC chịu áp lực từ các chính sách môi trường.

Nhà máy điện của PPC đã vận hành lâu năm, hệ thống thiết bị xuống cấp, đặc biệt là hệ thống lọc bụi không còn đảm bảo tiêu chuẩn. Do đó, nhà máy không đáp ứng các quy định về phát thải môi trường. Vì vậy, tháng 07/2023, một số tổ máy của PPC buộc ngừng hoạt động 12 tháng để khắc phục sự cố.

Như đã đề cập trong phần [Nhiệt điện than chịu áp lực từ chính sách môi trường](#), để thực hiện cam kết “Net Zero” vào năm 2050, Chính phủ sẽ tiếp tục ban hành các quy định ngày càng khắt khe về phát thải khí và bụi. Điều này có thể khiến PPC đối mặt với chi phí tuân thủ gia tăng đáng kể hoặc dẫn đến nguy cơ bị siết chặt vận hành nếu không đáp ứng được yêu cầu.

Biên lợi nhuận gộp giai đoạn 2021-2024 biến động và giảm mạnh do hai nguyên nhân chính. Thứ nhất, nhà máy vận hành lâu năm khiến hiệu suất hoạt động suy giảm, làm tăng chi phí sản xuất. **Thứ 2**, nhà máy cũ dẫn đến hao mòn các thiết bị gây gián đoạn hoạt động, dẫn đến sự suy giảm sản lượng.

Biên lợi nhuận gộp của PPC



Nguồn: BCTC PPC

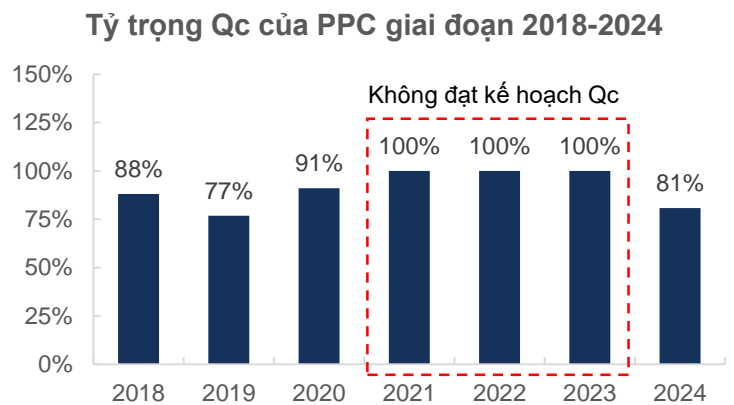
3. Đầu ra: Hợp đồng PPA đóng vai trò quan trọng, hoạt động kinh doanh phụ thuộc vào tình hình thủy văn.

3.1. Hợp đồng PPA đóng vai trò quan trọng

Khoảng 80 - 90% sản lượng điện thương phẩm của PPC được bán theo hợp đồng PPA. Toàn bộ sản lượng điện thương phẩm của các nhà máy điện được bán cho EVN theo hai phương thức: (1) Sản lượng được bán theo hợp đồng PPA; (2) Sản lượng bán trên thị trường điện cạnh tranh. Trong hợp đồng PPA, PPC cam kết bán sản lượng điện (Qc) cho EVN và phần sản lượng này được mua với giá (Pc) theo thỏa thuận giữa hai bên. Giá Pc được xác định theo cơ chế chuyển giao chi phí, trong đó nhà máy phát điện được phép tính các khoản chi phí đầu tư, nhiên liệu, vận hành và bảo dưỡng vào giá bán điện, đảm bảo khả năng thu hồi vốn và duy trì hoạt động. Đối với các nhà máy nhiệt điện than, hợp đồng PPA thường giới hạn tỷ suất sinh lời nội bộ (IRR) tối đa 12%.

Trong khi đó, giá bán điện trên thị trường cạnh tranh (Pm) biến động theo quy luật cung cầu và bị giới hạn mức giá trần (SMP). Do đó, nhà máy luôn ưu tiên đảm bảo sẵn sàng phát đủ để được nhận thanh toán phần sản lượng chắc chắn này mà không bị ảnh hưởng bởi giá thị trường điện hoặc tình trạng dư thừa công suất. Sản lượng Qc được giao dựa trên kế hoạch vận hành của NSMO và tỷ lệ sản lượng thanh toán theo hợp đồng (tỷ lệ α) do ERAV công bố. ([Chi tiết: Phụ lục](#))

Giai đoạn 2021-2023, PPC chỉ đạt 85-90% kế hoạch sản lượng Qc được giao, nguyên nhân do một số tổ máy phải dừng hoạt động gián đoạn do sự cố về kỹ thuật.



Nguồn: BCTN PPC, FPTS tổng hợp

Hợp đồng PPA giúp PPC giảm phần lớn rủi ro biến động giá nhiên liệu. Giá Pc trong hợp đồng mua bán điện PPA được xác định theo công thức:

$$P_c = FC + VC = FC_{VĐT} + FC_{FOM} + VC$$

Giá biến đổi (VC) trong hợp đồng dùng để chi trả các chi phí biến đổi đầu vào cho PPC. Các chi phí đó bao gồm: Chi phí nhiên liệu chính (than), chi phí nhiên liệu phụ, chi phí vận chuyển nhiên liệu nói chung.

Giá VC được tính theo suất tiêu hao và giá bán của từng loại nhiên liệu và được điều chỉnh hàng tháng dựa trên biến động giá của nhiên liệu đó. Do đó, các loại nhiên liệu dù biến động (tăng/giảm) chỉ làm ảnh hưởng tới doanh thu mà không làm ảnh hưởng lợi nhuận phần sản lượng bán theo hợp đồng PPA.

Giá cố định (FC) được thiết kế để bù đắp chi phí cố định của nhà máy điện, bao gồm chi phí khấu hao và bảo dưỡng. Giá hợp đồng PPA gồm 2 thành phần chính là $FC_{VĐT}$ và FC_{FOM} . Thành phần $FC_{VĐT}$ dùng để chi trả cho chi phí xây dựng nhà máy, FC_{FOM} dùng để chi trả liên quan đến chi phí sửa chữa lớn và chi phí nhân công ([Chi tiết](#))

Hợp đồng mua bán điện của PPC đã được ký lại: Đối với nhà máy Phả Lại 1 hợp đồng mua bán điện giai đoạn 2024-2027 đã được ký kết với bên mua điện. Đối với nhà máy Phả Lại 2 hợp đồng mua bán điện đã được ký lại với bên mua bán điện đến hết năm 2031.

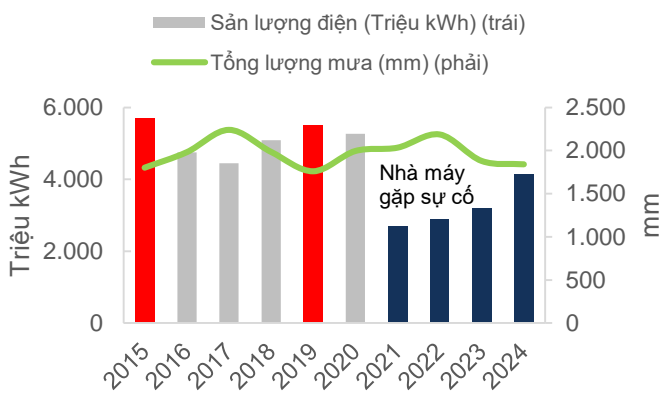
3.2. Hoạt động kinh doanh phụ thuộc vào tình hình thủy văn

Hệ thống Việt Nam phụ thuộc vào nguồn thủy điện. Các nhà máy thủy điện hiện đóng góp 33% tổng công suất trong hệ thống điện toàn quốc. Đặc biệt ở miền Bắc, thủy điện chiếm 43% công suất trong khu vực. Nhờ có giá thành rẻ nhất trong số các loại hình phát điện tại Việt Nam nên các nhà máy thủy điện luôn được ưu tiên huy động trước so với các nguồn điện khác.

Sản lượng điện huy động của nhà máy nhiệt điện chịu ảnh hưởng từ tình hình thủy văn trong năm. Khí hậu tại Việt Nam chịu ảnh hưởng khá lớn bởi hiện tượng El nino/La nina. Trong những năm xảy ra hiện tượng El nino, thời tiết trở lên khô nóng và lượng mưa sụt giảm đáng kể. Vì vậy, những năm El nino xảy ra, các nhà máy thủy điện thường thiếu nước để phát điện, khi đó EVN phải tăng cường huy động điện từ nhiệt điện.

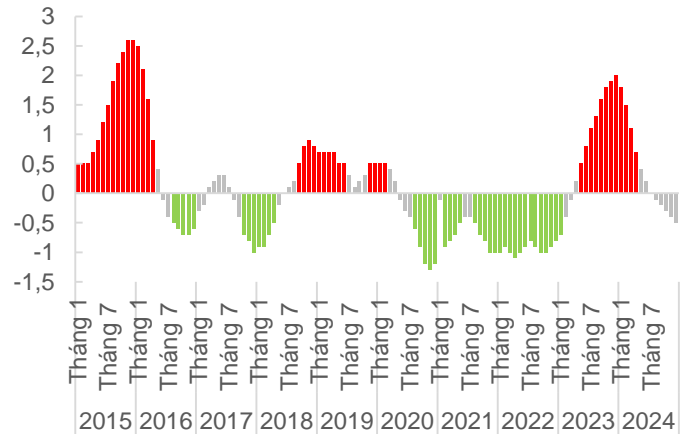
Năm 2015, 2019, thời tiết khô hạn giúp PPC đạt sản lượng điện cao, tiệm cận mức vận hành tối đa. Tổng số giờ vận hành của nhà máy trong hai năm này lần lượt là 6.000 giờ và 5.800 giờ, so với mức vận hành trung bình theo thiết kế của một nhà máy nhiệt điện than chỉ khoảng 6.500 giờ (Tmax). Tuy nhiên, giai đoạn 2021-2024, do sự cố nhà máy, sản lượng của PPC không còn phản ánh rõ mối tương quan với điều kiện thủy văn như các năm trước.

Biến động sản lượng điện của PPC theo lượng mưa



Nguồn: PPC, FPTS tổng hợp

Các đợt EL Nino/La Nina



Nguồn: NOAA Climate Prediction Center

Trạng thái trung tính (ENSO-Neutral) sẽ duy trì phần lớn thời gian trong năm 2025. Theo dữ liệu của Trung tâm khí tượng thủy văn, hiện tượng La nina đang suy yếu những tháng đầu năm 2025 và dự kiến sẽ chuyển sang trạng thái trung tính (ENSO – Neutral) trong khoảng thời gian từ tháng 3 đến tháng 5 năm 2025, với xác suất 55-65%. Trạng thái trung tính này nhiều khả năng sẽ duy trì trong những tháng còn lại của năm 2025.

IV. PHÂN TÍCH TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH

1. Khoản đầu tư tài chính dài hạn – Động lực chính cho lợi nhuận.

Khoản đầu tư tài chính dài hạn của PPC đóng vai trò quan trọng trong việc tạo ra dòng tiền ổn định, đặc biệt trong những giai đoạn hoạt động sản xuất kinh doanh gặp nhiều khó khăn. Giai đoạn 2019-2024, dòng tiền tự do (FCF) của công ty đạt 103 tỷ đồng/năm, trong khi lợi nhuận từ hoạt động tài chính trung bình lên đến 300 tỷ đồng/năm, cao gấp 3 lần FCF. Tại ngày 31/12/2024, tổng giá trị đầu tư tài chính dài hạn của PPC đạt khoảng 2.500 tỷ đồng, chiếm 46% tổng tài sản, chủ yếu là vốn góp vào các doanh nghiệp ngành điện. Trong đó, đầu tư vào công ty liên kết HND chiếm 1.451 tỷ đồng (57%) và QTP chiếm 817,3 tỷ đồng (32%).

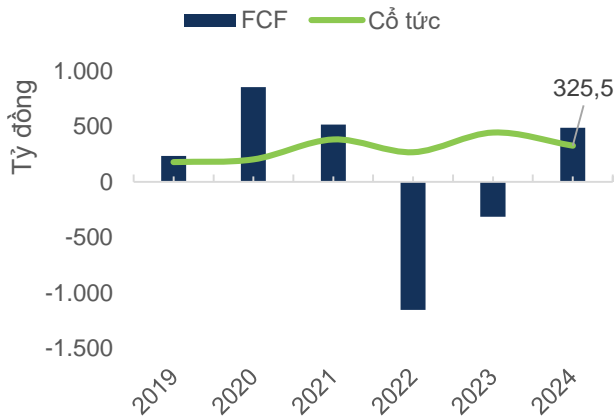
Danh mục đầu tư tài chính dài hạn của PPC

STT	Công ty	Vốn góp (tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)	Tỷ lệ sở hữu	Ngành nghề
1	Công ty Nhiệt điện Hải phòng	1,451	57%	25,97%	Sản xuất điện
2	Công ty Nhiệt điện Quảng Ninh	817,3	32%	16,35%	Sản xuất điện
3	Công ty Cổ phần phát triển Điện lực Việt Nam	100,0	4%	10,61%	Sản xuất điện
4	Công ty Cổ phần EVN Quốc tế	70,8	3%	19,3%	Sản xuất điện
5	Công ty Cổ phần Thủy điện Buôn Đôn	50,25	2%	15%	Sản xuất điện
6	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Bà Rịa	46,5	2%	1%	Sản xuất điện

Nguồn: PPC, FPTS tổng hợp

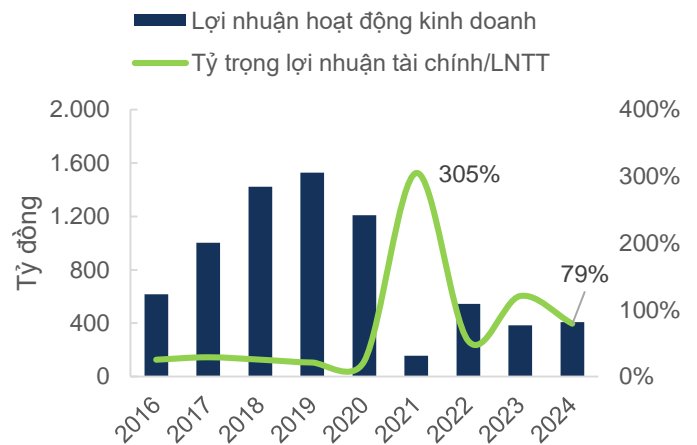
Lợi nhuận từ hoạt động tài chính chủ yếu đến từ khoản cổ tức tiền mặt mà PPC được chia từ các công ty nhận vốn góp, tương đương 300 tỷ đồng/năm, tương đương suất sinh lời trung bình trên vốn đầu tư là 11,83%. Đáng chú ý, 90% cổ tức đến từ 2 khoản đầu tư chính là HND và QTP. Khoản lợi nhuận này đã giúp PPC duy trì được lợi nhuận và tránh thua lỗ trong những năm khó khăn khi nhà máy gặp sự cố.

Tương quan dòng tiền FCF và cổ tức được nhận



Nguồn: PPC

Tỷ trọng lợi nhuận tài chính

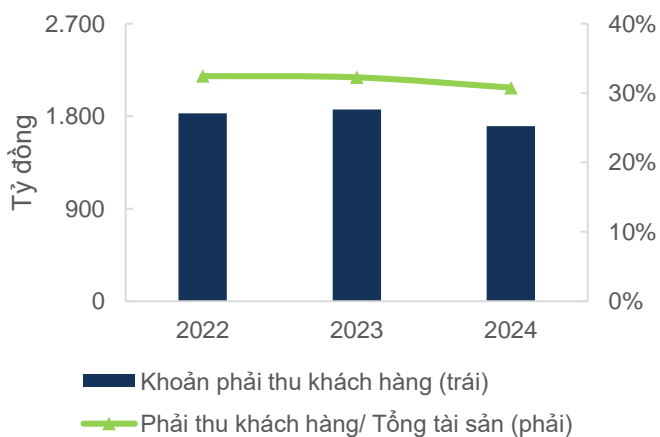


Nguồn: BCTC PPC

2. Phải thu cao – doanh nghiệp bị chiếm dụng vốn từ EVN và các bên liên quan.

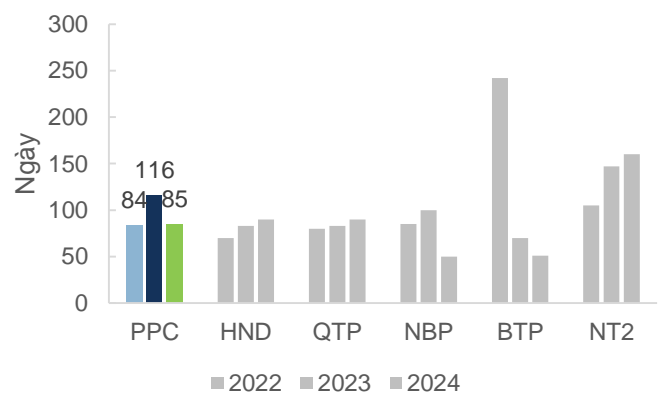
Khoản phải thu khách hàng tại ngày 31/12/2024 là 1.700 tỷ đồng, tương đương 30% trong tổng tài sản. Khoản phải thu khách hàng chủ yếu từ khách hàng EVN và các thành viên thuộc EVN. Đây cũng là đặc trưng của ngành điện Việt Nam do EVN đang nắm giữ vị thế độc quyền trong việc mua điện nên họ có sức mạnh lớn để có thể chiếm dụng vốn từ các doanh nghiệp phát điện. Các doanh nghiệp nhiệt điện đều có khoản phải thu lớn với số ngày phải thu bình quân cao, khoảng 80-100 ngày.

Phải thu khách hàng của PPC



Nguồn: BCTC PPC

Số ngày phải thu khách hàng bình quân



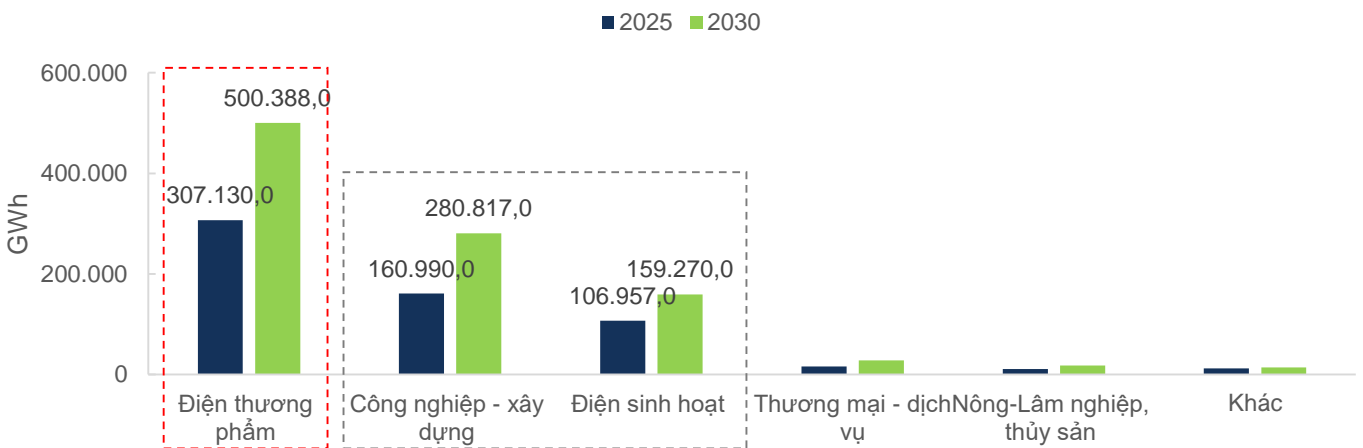
Nguồn: FPTTS tổng hợp

VI. TRIỂN VỌNG & YẾU TỐ THEO DÕI

1. Nhu cầu tiêu thụ điện duy trì ở mức cao, trong khi miền Bắc đối mặt với tình trạng thiếu điện, đảm bảo duy trì sản lượng cao cho PPC và HND,QTP

Dự báo tiêu thụ điện toàn quốc vẫn tiếp tục tăng trưởng cao trong giai đoạn 2025-2030. Theo số liệu của Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII được Hội đồng thẩm định thông qua vào ngày 19/02/2025, nhu cầu tiêu thụ điện dự kiến sẽ tăng trưởng trung bình 10,5% mỗi năm giai đoạn 2025 – 2030, nhờ nền kinh tế mở rộng với tốc độ GDP tăng 7,5-8%/năm. Động lực đến từ: **(1)** Nhu cầu điện trong lĩnh vực Công nghiệp – Xây dựng gia tăng do dòng vốn FDI sản xuất đổ vào Việt Nam khi các nhà máy tiếp tục dịch chuyển khỏi Trung Quốc để tránh hàng rào thuế quan trong Cuộc cạnh tranh chiến lược Mỹ - Trung, kéo theo nhu cầu điện tại các khu công nghiệp và nhà máy tăng cao. **(2)** tiêu thụ điện sinh hoạt tiếp tục tăng nhờ mức sống ngày càng cải thiện

Dự báo tiêu thụ điện giai đoạn 2025-2030



Nguồn: Đề án QHĐ VIII ĐC

Miền Bắc có nguy cơ thiếu điện do hạn chế về tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo. Theo số liệu QHĐ VIII ĐC, dự báo nguy cơ thiếu điện tại miền Bắc dự kiến vẫn tiếp diễn, và có thể trở lên nghiêm trọng hơn. Triển vọng tăng trưởng nguồn điện tại miền Bắc kém khả quan nhất trong cả 3 miền do: (1) các nguồn điện chính là thủy điện và nhiệt điện than đều đã đạt giới hạn phát triển và (2) Tiềm năng để phát triển các nguồn điện được định hướng phát triển là điện tái tạo và nhiệt điện khí LNG còn hạn chế. ([Quay lại](#))

	miền Bắc		miền Trung		miền Nam	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Phụ tải đạt đỉnh (Pmax)	28.728	47.372	3.681	5.862	25.628	40.838
Công suất khả dụng đáp ứng	29.539	51.832	6.862	10.679	27.011	53.244
Công suất khả dụng cần thiết (tỷ lệ dự phòng 15%)	33.037	54.478	4.233	6.741	29.472	46.964
Công suất đáp ứng/ công suất khả dụng cần thiết	89%	95%	162%	158%	92%	113%

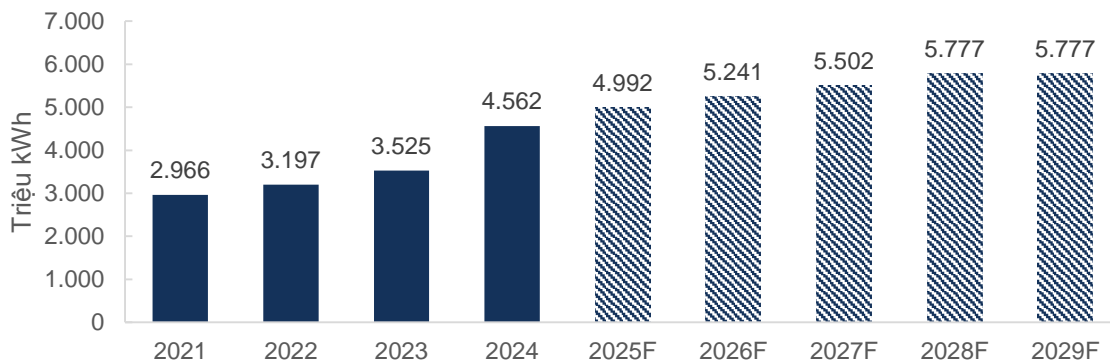
Nguồn: Đề án QHĐ VIII ĐC

2. PPC khắc phục xong sự cố, sản lượng điện phục hồi ổn định

Như đã đề cập ở sản xuất, giai đoạn 2020-2023, tổ máy S1,S2,S3,S4,S6 liên tục gặp sự cố kỹ thuật và không đảm bảo tiêu chuẩn về môi trường về bụi và khí thải, khiến nhà máy nhiều lần tạm dừng hoạt động. Sau quá trình khắc phục, đến tháng 09/2024, tất cả các tổ máy vận hành bình thường, giúp sản lượng điện trở lại ổn định.

Bên cạnh đó, như đã phân tích ở [Phần 1](#), nhu cầu tiêu thụ điện cả nước được dự báo sẽ tiếp tục tăng trưởng ở mức cao. Trong giai đoạn 2025-2030, miền Bắc phụ thuộc vào thủy điện và nhiệt điện vậy chung tối ước tính sản lượng phục hồi trung bình 5 -7% mỗi năm ([Quay lại](#))

Sản lượng thương phẩm của PPC



3. Dòng tiền cải thiện nhờ khoản đầu tư dài hạn

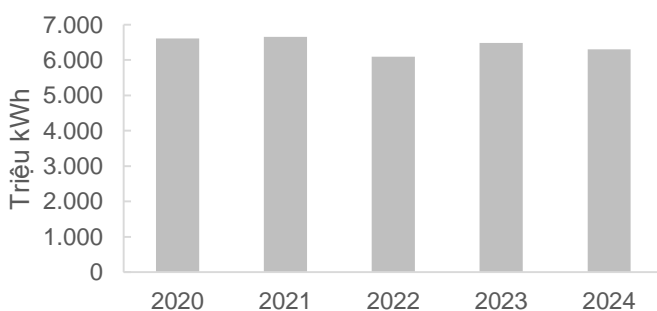
Như đã đề cập phần [Phân tích tài chính](#), PPC đầu tư dài hạn 2.500 tỷ đồng vào các công ty ngành điện, trong đó góp vốn vào HND và QTP chiếm 89% khoản đầu tư và đóng góp 90% tổng cổ tức tiền mặt được nhận hàng năm.

HND và QTP là 2 doanh nghiệp có hoạt động sản xuất ổn định. HND và QTP là hai công ty nhiệt điện than có công suất lớn ở miền Bắc, với công suất thiết kế mỗi công ty đạt 1.200 MW, xếp thứ 2 trong khu vực.

Đặc điểm của các nhà máy nhiệt điện than là có thể duy trì được một mức công suất ổn định trong thời gian dài. Tuy nhiên, chi phí khởi động lại các tổ máy lại rất lớn và khả năng điều chỉnh công suất thiếu linh hoạt. Do đó, thông thường các nhà máy điện than sẽ được bố trí chạy nền⁴ trong hệ thống phụ tải. Các nhà máy điện than thường có mức hệ số công suất⁵ cao (thường từ 70-80%).

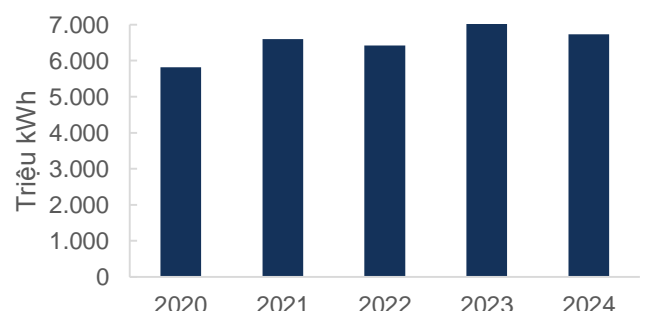
Các nhà máy điện của HND và QTP có tuổi thọ vận hành khoảng 15-16 năm trong khi tuổi thọ thiết kế của nhà máy nhiệt điện than tiêu chuẩn là 30 năm. Ngoài ra, các nhà máy được bảo dưỡng thường xuyên nên vẫn hoạt động tương đối ổn định, ít xảy ra sự cố.

Sản lượng thương phẩm của HND 2020-2024



Nguồn: HND

Sản lượng thương phẩm của QTP 2020-2024



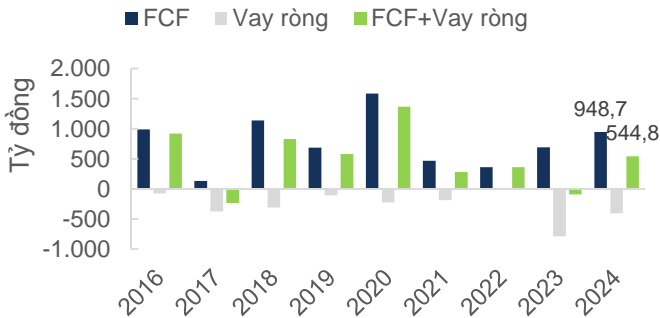
Nguồn: QTP

HND và QTP hoàn tất nợ vay, động lực tăng cổ tức tiền mặt. HND đã gần hoàn tất việc trả nợ từ năm 2023, trong khi dư nợ vay của QTP tại ngày 31/12/2024 là 192,7 tỷ đồng, tương đương 2,6% tổng tài sản. Điều này giúp bảng cân đối kế toán của hai doanh nghiệp trở nên an toàn và giảm áp lực chi phí tài chính.

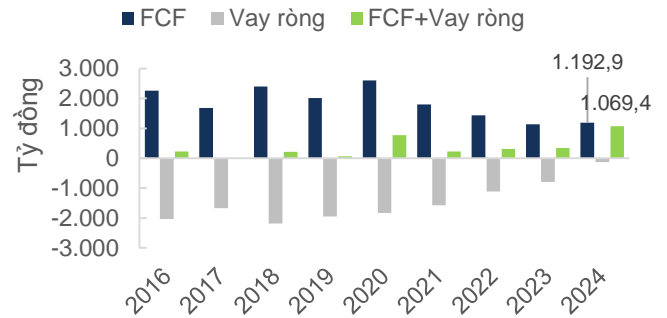
Giai đoạn 2016-2024, dòng tiền tự do (FCF) của HND trung bình khoảng 780 tỷ đồng/năm, tương đương 1.560 đồng/cổ phiếu. Trong khi đó, dòng tiền FCF của QTP đạt khoảng 1.800 tỷ đồng, tương đương 4.000 đồng/cổ phiếu. Tuy nhiên, trong giai đoạn này, dòng tiền FCF hầu hết là để tập trung trả nợ dài hạn và ngắn hạn.

⁴ Tổ máy chạy nền: Tổ máy chạy liên tục để đáp ứng phần nền của phụ tải (có hệ số tải trung bình năm trên 60%)

⁵ Hệ số công suất: Tỷ lệ giữa tổng sản lượng thực phát và sản lượng đạt được nếu chạy tối đa công suất suốt cả năm

Dòng tiền tự do và trả nợ của HND giai đoạn 2016-2024


Nguồn: HND

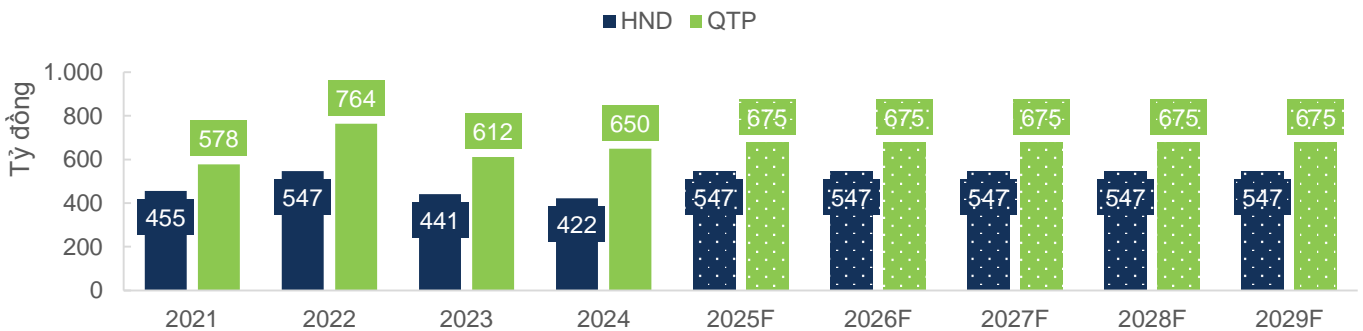
Dòng tiền tự do và trả nợ vay của QTP 2016-2024


Nguồn: QTP

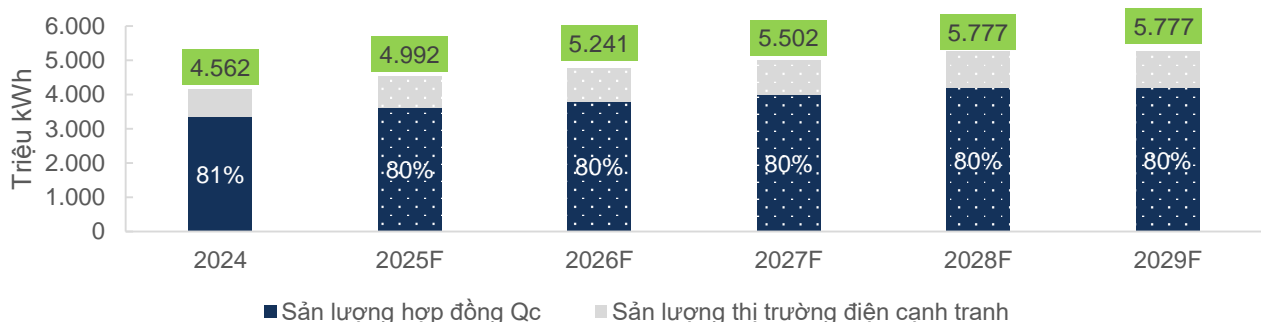
Như đã phân tích [Phần 1](#), nhu cầu tiêu thụ điện được dự báo duy trì ở mức cao, trong khi miền Bắc vẫn đối mặt với tình trạng thiếu điện. Điều này giúp sản lượng điện của HND và QTP duy trì ổn định ở mức cao. Do đó chúng tôi giả định hoạt động sản xuất của hai doanh nghiệp tiếp tục ổn định trong giai đoạn 2025-2030.

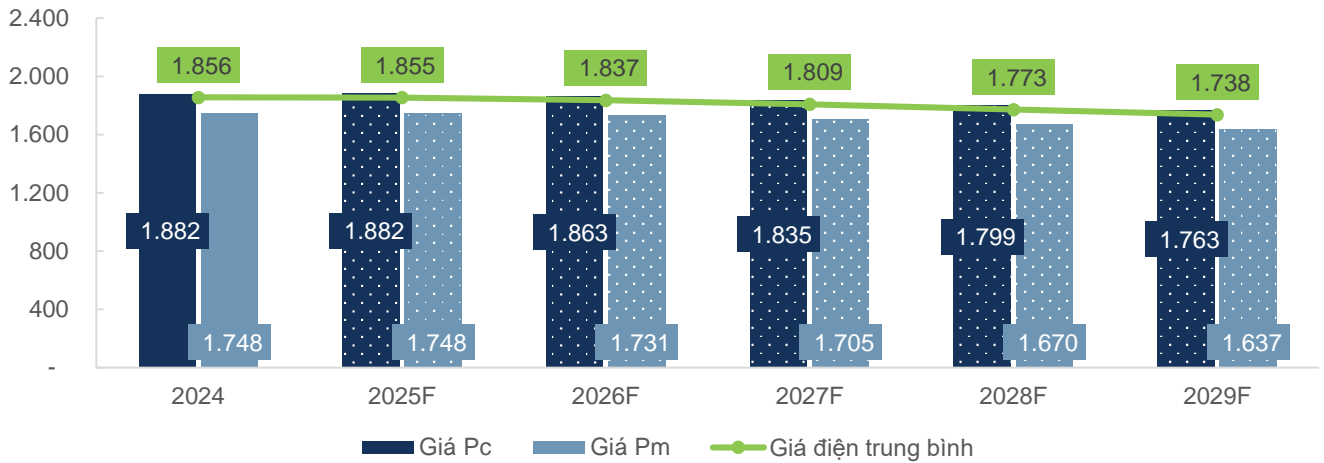
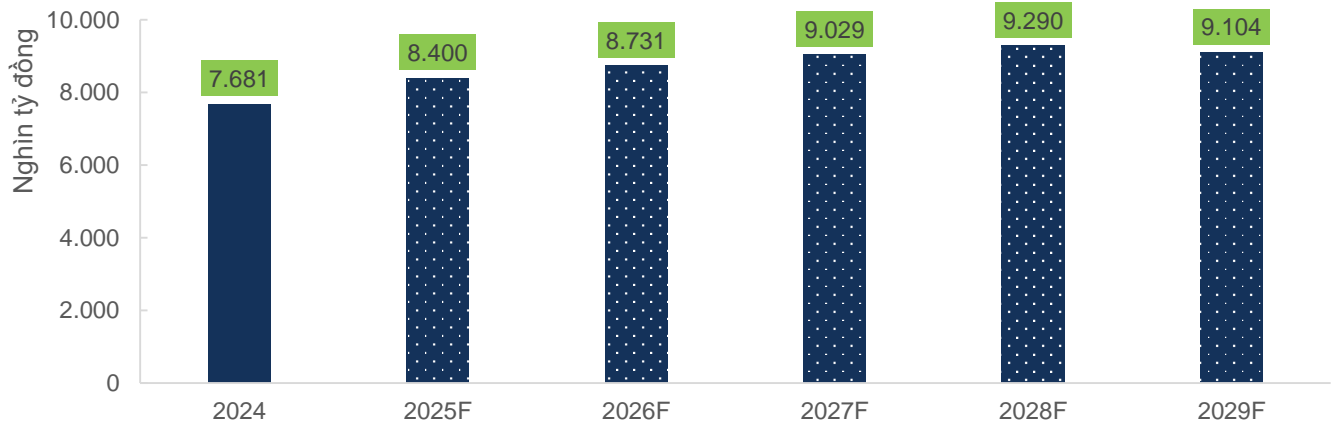
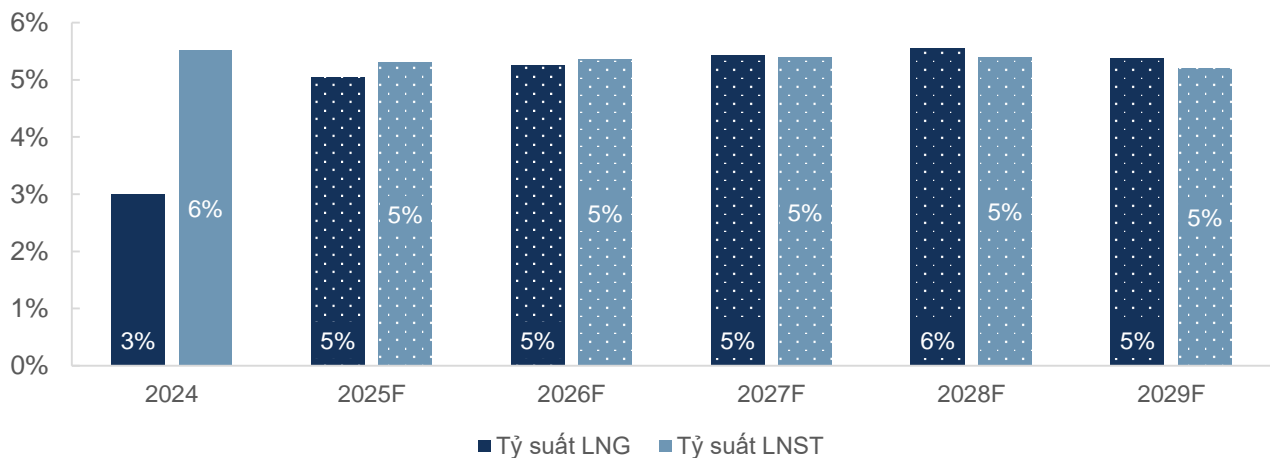
Hiện tại, HND và QTP hiện không có kế hoạch mở rộng hay đầu tư thêm nhà máy mới. Vì vậy, chúng tôi giả định dòng tiền tự do (FCF) sẽ xấp xỉ lợi nhuận sau thuế, sau khi trích lập 10% vào quỹ khen thưởng phúc lợi, còn lại sẽ được dùng để chi trả cổ tức bằng tiền mặt.

Chúng tôi ước tính lợi nhuận sau thuế của HND, QTP giai đoạn 2025-2029 lần lượt 550 tỷ đồng, và 675 tỷ đồng. Theo đó, tổng cổ tức được nhận từ 2 doanh nghiệp ước khoảng 230 tỷ đồng, đóng góp 90% dòng tiền từ cổ tức được nhận ([Quay lại](#))

Dự phóng lợi nhuận sau thuế của HND và QTP

VII. TỔNG HỢP KẾT QUẢ KINH DOANH DỰ PHÓNG

Chúng tôi đưa ra dự phóng về hoạt động kinh doanh của PPC trong giai đoạn 2025-2029F như sau:

Sản lượng điện thương phẩm và giá bán điện
Dự phóng sản lượng điện thương phẩm của PPC


Dự phóng giá bán điện của PPC

Doanh thu và tỷ suất lợi nhuận gộp, tỷ suất lợi nhuận sau thuế
Dự phóng doanh thu của PPC

Dự phóng tỷ suất LNG, tỷ suất LNST của PPC


Chúng tôi đưa ra các dự phóng về PPC trong giai đoạn 2025-2029F dựa trên các giả định chính sau

Chỉ tiêu	Giả định
Sản lượng bán điện	<p>Năm 2015: Chúng tôi dự báo sản lượng thương phẩm năm 2025 của PPC đạt 4.528 triệu kWh, tương đương 4.800 giờ vận hành. Dự báo này dựa trên các giả định sau:</p> <ul style="list-style-type: none"> Nhu cầu tiêu thụ điện năm 2025 dự kiến vẫn ở mức cao, tăng 8% - 10% so với năm trước. Số giờ vận hành tương đương năm 2017, do dự báo thời tiết nhiều khả năng sẽ ở pha trung tính (ENSO-NEUTRAL), giống với điều kiện năm 2017 <p>Giai đoạn 2026F-2029F: Chúng tôi dự báo sản lượng điện của PPC trong giai đoạn 2026F - 2029F sẽ đạt 4.700 - 5.240 triệu kWh, tương đương 5.000 - 5.500 giờ vận hành/năm. Dự báo này chúng tôi loại bỏ yếu tố biến động thời tiết theo từng năm và dựa trên các giả định sau</p> <ul style="list-style-type: none"> Nhu cầu phụ tải dự kiến tăng 10% mỗi năm Miền Bắc có nguy cơ thiếu điện, do đó nhiệt điện than vẫn đóng vai trò quan trọng trong bối cảnh hạn chế phát triển năng lượng tái tạo (NLTT) Số giờ vận hành dự kiến tương đương với các năm có pha thời tiết trung tính và La Niña nhẹ trong giai đoạn 2016 - 2019.
	<p>Giá hợp đồng mua bán điện (Pc): Chúng tôi kỳ vọng giá Pc sẽ tương đối ổn định, với biến động chủ yếu đến từ giá nhiên liệu than. Cụ thể:</p> <ul style="list-style-type: none"> Giá cố định: PPC đã ký lại hợp đồng mua bán điện cho Nhà máy Phả Lại 1 giai đoạn 2024 - 2027, trong khi Nhà máy Phả Lại 2 có hợp đồng mua bán điện kéo dài đến năm 2031. Ngoài ra, các nhà của PPC đã hết khấu hao từ năm 2016, chi phí cố định chủ yếu đến từ chi phí bảo dưỡng, sửa chữa. Giá biến đổi: <ul style="list-style-type: none"> Dự báo giá than nhập khẩu sẽ ổn định trong năm 2025 Giai đoạn 2026 - 2029, giá than có thể giảm nhẹ 1-2% nhờ nguồn cung ổn định, trong khi nhu cầu có xu hướng giảm do các chính sách cắt giảm sản lượng sử dụng than trong sản xuất nhằm hạn chế khí thải ra môi trường <p>Giá điện thị trường cạnh tranh (Pm): Dự kiến đạt 1.748 đồng/kWh trong năm 2025, ngang với mức giá trần do Bộ Công Thương quy định</p> <p>Năm 2026-2029: giá Pm dự kiến sẽ giảm 1-2%, dựa trên kỳ vọng giá chào của các nguồn nhiệt điện trên thị trường cạnh tranh tăng/giảm theo chi phí nhiên liệu.</p>
Giá bán điện	<p>Chi phí nhiên liệu: Chúng tôi giả định giá than sẽ ổn định trong năm 2025 và sẽ giảm nhẹ 1-2% trong giai đoạn 2026 – 2029 do nguồn cung ổn định, trong khi nhu cầu có xu hướng giảm do xu hướng cắt giảm sản lượng sử dụng than trong sản xuất để giảm khí thải môi trường.</p>
Chi phí hoạt động	<p>Chi phí cố định. Chi phí cố định bình quân giai đoạn 2025-2029 được ước tính vào khoảng 130-140 đồng/kWh, thấp hơn đáng kể so với mức 240 đồng/kWh trong giai đoạn 2020-2024, khi nhà máy gặp sự cố. Sự sụt giảm này được dựa trên các giả định sau:</p> <ul style="list-style-type: none"> Chi phí sửa chữa lớn và bảo trì giảm 50% so với mức đỉnh điểm trong hai năm nhà máy gặp sự cố nghiêm trọng nhất. Không phát sinh thêm chi phí khắc phục sự cố Sản lượng điện phục hồi, giúp phân bổ chi phí cố định trên sản lượng lớn hơn, qua đó giảm chi phí bình quân trên mỗi kWh.

VIII. ĐỊNH GIÁ & KHUYẾN NGHỊ

Bằng phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do, chúng tôi khuyến nghị **MUA** với cổ phiếu PPC với mức giá mục tiêu là **13.950 VNĐ/cp**, cao hơn **19,2%** so với mức giá đóng cửa ngày 27/03/2025.

Kết quả định giá:

STT	Phương pháp định giá chiết khấu dòng tiền	Kết quả (VNĐ/cp)	Trọng số
1	Dòng tiền tự do chủ sở hữu (FCFE)	13.945	50%
2	Dòng tiền tự do doanh nghiệp (FCFF)	13.955	50%
Bình quân giá các phương pháp (VNĐ/cp)		13.950	

Các giả định theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

Giả định mô hình	Giả định mô hình	Giả định mô hình	Giả định mô hình
WACC	10,5%	Phần bù rủi ro	9,38%
Chi phí sử dụng nợ	0%	Hệ số Beta đòn bẩy	0.8
Chi phí sử dụng VCSH	10,5%	Tăng trưởng dài hạn	0.5%
Lãi suất phi rủi ro 10 năm	3,0 %	Thời gian dự phóng	5 năm

Tổng hợp kết quả định giá

Tổng hợp định giá FCFF	Giá trị
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền doanh nghiệp (tỷ VNĐ)	4.548,57
(+) Tiền mặt (tỷ VNĐ)	0
(-) Nợ ngắn hạn và dài hạn (tỷ VNĐ))	0
Giá trị vốn chủ sở hữu (tỷ VNĐ)	4.548,57
Số cổ phiếu lưu hành (triệu)	326.23
Giá mục tiêu (VNĐ/cp)	13.945
Tổng hợp định giá FCFE	Giá trị
Giá trị hiện tại của dòng tiền vốn chủ sở hữu (tỷ VNĐ)	4.552,6
Giá mục tiêu (VNĐ/cp)	13.955

TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH DỰ PHÓNG
Đơn vị: Tỷ đồng

HĐKD	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	8,5	7.681	8.400	8.731
- Giá vốn hàng bán	5.777	7.451	7.976	8.272
Lợi nhuận gộp	36	230	424	459
- Chi phí bán hàng	-	-	-	-
- Chi phí quản lí DN	-117	-146	-146	-154
Lợi nhuận thuần HĐKD	-80	84	278	305
- (Lỗ)/lãi HĐTC	466	324	250	249
- Lợi nhuận khác	-2	27	29	31
Lợi nhuận trước thuế, lãi vay	383	435	557	585
- Chi phí lãi vay	(0)	(0)	(0)	(0)
Lợi nhuận trước thuế	382	434	557	584
- Thuế TNDN	-2	-10	-111	-117
LNST công ty mẹ	380	424	445	467
EPS (đ/cp)	1.186	-	1.366	1.432

Chỉ tiêu	2023	2024	2025F	2026F
Tỷ suất lợi nhuận gộp	0,6%	3,0%	5,1%	5,3%
Tỷ suất LNST	6,5%	5,5%	5,3%	5,4%
ROE DuPont	7,6%	8,9%	9,7%	10,1%
ROA DuPont	6,7%	7,5%	7,9%	8,1%
Tỷ suất EBIT/doanh thu	6,6%	5,7%	6,6%	6,7%
LNST/EBIT	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%
LNST / LNTT	99,4%	97,6%	80,0%	80,0%
Vòng quay tổng tài sản	1,0	1,4	1,5	1,5
Đòn bẩy tài chính	1,1	1,2	1,2	1,2

Chỉ tiêu	2023	2024	2025F	2026F
Chỉ số thanh toán hiện hành	3,8	2,7	2,9	2,9
Chỉ số thanh toán nhanh	2,9	2,0	2,1	2,1
Chỉ số thanh toán tiền mặt	0,2	0,0	0,1	0,0
Nợ / Tài sản	0,1	0,2	0,2	0,2
Nợ / VCSH	0,2	0,2	0,2	0,2
Nợ ngắn hạn / VCSH	0,2	0,2	0,2	0,2
Nợ dài hạn / VCSH	0,0	0,0	0,0	0,0
Khả năng trả lãi vay	911,6	905,7	1160	1219

CĐKT	2023	2024	2025F	2026F
Tài sản				
+ Tiền và đầu tư TC ngắn hạn	123,5	25,5	59,6	51,4
+ Các khoản phải thu	1.978,0	1.837,0	2.009,0	2.105,6
+ Hàng tồn kho	709,1	682,3	839,5	870,7
+ Tài sản ngắn hạn khác	118,6	185,5	185,5	185,5
Tổng tài sản ngắn hạn	2.929,2	2.730,3	3.093,6	3.213,2
+ Nguyên giá tài sản CĐHH	13.670,5	13.675,3	13.675,3	13.675,3
+ Khấu hao lũy kế	-	-	-	-
+ Giá trị còn lại tài sản CĐHH	13.397,4	13.455,9	13.507,4	13.554,4
+ Đầu tư tài chính dài hạn	2.500,1	2.497,4	2.497,4	2.497,4
+ Tài sản dài hạn khác	50,0	60,5	60,5	60,5
Tổng tài sản dài hạn	2.848,7	2.800,9	2.749,5	2.702,4
Tổng tài sản	5.777,9	5.531,2	5.843,1	5.915,6
Nợ & VCSH				
+ Các khoản phải trả	745,1	985,5	1.054,9	1.094,1
+ Vay và nợ ngắn hạn	0	0	0	0
+ Quỹ khen thưởng phúc lợi	22,0	26,7	29,2	30,3
Nợ ngắn hạn	767,1	1.012,2	1.084,1	1.124,5
+ Vay và nợ dài hạn	0	0	0	0
Nợ dài hạn	0	0	0	0
Tổng nợ	767,1	1.012,2	1.084,1	1.124,5
+ Thặng dư	11,7	11,7	11,7	11,7
+ Vốn điều lệ	3.262,4	3.262,4	3.262,4	3.262,4
+ LN chưa phân phối	906,4	373,3	613,2	645,4
Vốn chủ sở hữu	5.010,8	4.519,0	4.759,0	4.791,1
Tổng cộng nguồn vốn	5.777,9	5.531,2	5.843,1	5.915,6

Chỉ tiêu	2023	2024	2025F	2026F
Số ngày phải thu	125,73	90,64	83,56	86,00
Số ngày tồn kho	38,08	34,08	34,82	37,73
Số ngày phải trả	42,14	42,39	46,69	47,41
Số ngày chuyển đổi tiền mặt	121,67	82,34	71,69	76,32
Giá vốn hàng bán / Hàng tồn kho	11,6	10,5	11,7	9,9

IX. PHỤ LỤC

Phụ lục 1: So sánh các loại hình công nghệ

	Lò PC – Cận tới hạn	Lò PC – Siêu tới hạn	Lò CFB
Các nhà máy sử dụng	- Hải Phòng, Quảng Ninh, Phả Lại, Mông Dương, Thái Bình.	Vĩnh Tân 1, Vĩnh Tân 4, Vĩnh Tân 4 MR, Duy Hải 3 MR	Quảng Trị 1, Na Dương, Cao Ngạn, Cẩm Phả
Đặc điểm	- Hiệu suất chuyển đổi năng lượng thấp nên suất tiêu hao năng lượng cao hơn - Được thiết kế sử dụng than antracite nội địa - Phát thải cao do hiệu suất thấp và hầu hết là nhà máy cũ	- Hiệu suất nhà máy cao nên ít tiêu hao nhiên liệu hơn. - Đa số sử dụng than bitum/á bitum nhập khẩu. - Phát thải thấp hơn nhờ hiệu suất cao và than bitum ít tạo ra tro xỉ hơn.	- Dùng thông số cận tới hạn, hiệu suất thấp hơn so với lò PC. - Dùng để đốt các loại than xấu, chất lượng kém. - Phát thải thấp do có thể đốt cháy kiệt nhiên liệu, kể cả than xấu nhiều tạp chất.
Ưu điểm	- Công nghệ đơn giản, dễ tiếp cận - Áp suất và nhiệt độ lò hơi thấp nên chỉ cần sử dụng vật liệu thông thường - Chi phí đầu tư rẻ hơn	- Hiệu suất nhà máy cao, tiết kiệm được nhiên liệu - Sử dụng ít nhiên liệu hơn, nên giảm được khí phát thải	
Nhược điểm	- Hiệu suất nhà máy thấp nên chi phí nhiên liệu trung bình cao	- Công nghệ phức tạp - Đòi hỏi vật liệu có khả năng chịu nhiệt, chịu áp suất cao - Chi phí đầu tư tốn kém hơn	

[\(Quay lại\)](#)

Phụ lục 2: Chuỗi giá trị ngành điện

EVN và Bộ Công Thương sở hữu 100% vốn ở khâu điều độ và truyền tải, phân phối, bán lẻ .

Khâu điều độ và truyền tải được 02 đơn vị trực thuộc EVN và Bộ Công Thương sở hữu 100% vốn cổ phần (đảm nhiệm với 2 nhiệm vụ khác nhau.

- o **Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO, trước đây là A0)** trực thuộc Bộ Công Thương, đóng vai trò quản lý và vận hành hệ thống điện Việt Nam. Trung tâm chịu trách nhiệm điều độ, đảm bảo cân bằng cung – cầu điện, tối ưu hóa sản xuất và truyền tải điện trên toàn quốc. Ngoài ra, NSMO còn giám sát an ninh hệ thống, phối hợp với các đơn vị để duy trì sự ổn định và an toàn lưới điện.
- o **Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPT)** là đơn vị thuộc sở hữu của EVN, đảm nhiệm 02 chức năng chính: **(1)** Truyền tải điện từ nhà máy tới 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.

Khâu phân phối và bán lẻ bao gồm 06 đơn vị thuộc EVN sở hữu 100% cổ phần bao gồm Công ty mua bán điện (EPTC) và 05 Tổng công ty điện lực (PC).

- o **EPTC vẫn đang là đơn vị mua điện chính trên thị trường.** Các PC mua điện theo giá bán buôn nội bộ. Mỗi PC sẽ quản lý hệ thống lưới điện phân phối tại khu vực và đồng thời thực hiện chức năng bán lẻ điện theo biểu giá điện do Nhà nước quy định cho khách hàng tại khu vực mình quản lý. Các PC không có quyền tự quyết định giá bán lẻ điện. Giá bán lẻ điện tại Việt Nam do EVN ban hành và có sự quản lý từ Bộ Công Thương và Bộ Tài chính và Thủ tướng.
- o **Để chuẩn bị cho việc hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM), EVN đang có kế hoạch cổ phần hóa và giảm sở hữu tại khâu bán lẻ điện.** Hiện tại EVN đã bắt đầu tách bạch chi phí và tổ chức của khâu phân phối và khâu bán lẻ điện để chuẩn bị cho quá trình cổ phần hóa. Theo thông tin từ EVN thì trong tương lai, Nhà nước sẽ chỉ nắm giữ trên 50 - 65% vốn điều lệ của lĩnh vực kinh doanh bán lẻ điện, tuy nhiên EVN chưa có kế hoạch cụ thể về tiến độ cổ phần hóa này. [\(quay lại tổng quan ngành\)](#)

Phụ lục 3: Cơ chế vận hành thị trường điện cạnh tranh

❖ Lập kế hoạch vận hành

Trước mỗi năm/tháng/tuần thì NSMO sẽ dự báo, tính toán và lập kế hoạch vận hành của cả thị trường điện. Kế hoạch vận hành có nhiều nội dung quan trọng ảnh hưởng tới hoạt động vận hành và tới doanh thu, lợi nhuận của các nhà máy điện tham gia thị trường, trong đó quan trọng nhất là việc **xác định sản lượng hợp đồng (Qc)**.

Các nội dung quan trọng trong kế hoạch vận hành thị trường điện

Kế hoạch năm	Kế hoạch tháng	Kế hoạch tuần
<ul style="list-style-type: none"> Dự báo phụ tải năm, tính toán giá trị nước và phân loại tổ máy, tính toán sản lượng kế hoạch của các nhà máy Công bố tỷ lệ Alpha, xác định sản lượng hợp đồng năm (Qc) và phân bổ Qc vào các tháng cho các nhà máy điện Lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất và xác định giá CAN Xác định giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện 	<ul style="list-style-type: none"> Dự báo phụ tải tháng, tính toán giá trị nước và phân loại tổ máy Điều chỉnh Qc tháng và phân bổ vào các chu kỳ Điều chỉnh giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện 	<ul style="list-style-type: none"> Cập nhật và tính toán lại giá trị nước, mực nước giới hạn của các hồ chứa thủy điện Xác định sản lượng Qc tuần và phân bổ Qc vào các chu kỳ cho các nhà máy thủy điện có hồ điều tiết từ 2 ngày đến 1 tuần

❖ Cơ chế chào giá và huy động

Lập lịch huy động: NSMO sẽ tính toán và lập lịch huy động các nhà máy điện, căn cứ trên bản chào giá của các tổ máy, dự báo phụ tải hệ thống điện và có xét đến các ràng buộc vận hành hệ thống điện. Việc lập lịch huy động dựa trên **nguyên tắc tối thiểu hóa chi phí mua điện cho từng chu kỳ giao dịch**. Các nhà máy điện sẽ được huy động lần lượt từ nhà máy có giá chào thấp đến cao cho đến khi đủ đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện.

Sau khi tính toán, NSMO sẽ công bố lịch huy động ngày tới trước 16h hàng ngày. Trong ngày giao dịch, NSMO cũng sẽ tính toán lại, điều chỉnh và công bố lịch huy động trước mỗi chu kỳ giao dịch.

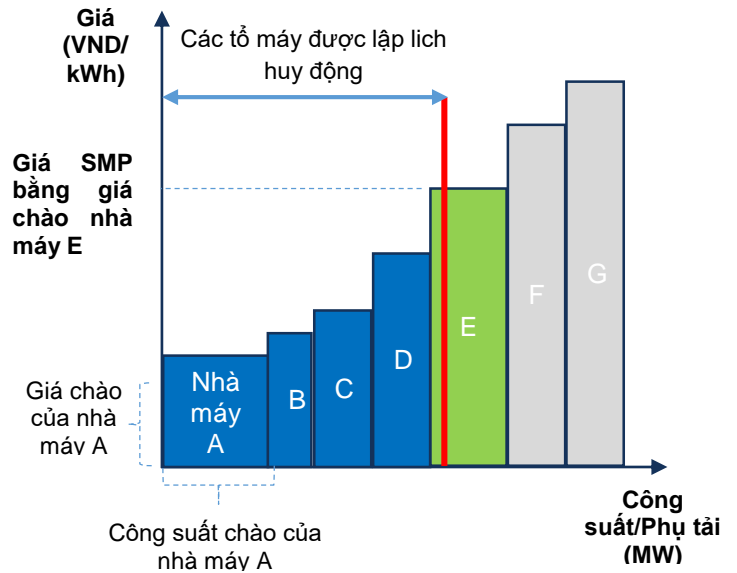
Điều độ thời gian thực: Trong chu kỳ giao dịch, NSMO sẽ vận hành thị trường căn cứ theo lịch huy động. Chu kỳ giao dịch của thị trường trong giai đoạn hiện tại đang là 30 phút.

Trong thực tế, phụ tải và công suất nguồn có thể sai lệch so với dự báo, ngoài ra tình trạng nghẽn lưới truyền tải có thể diễn ra. Lúc đó, NSMO sẽ can thiệp vào thị trường, điều chỉnh công suất các nhà máy và sử dụng các dịch vụ phụ trợ để đảm bảo hệ thống vận hành an toàn.

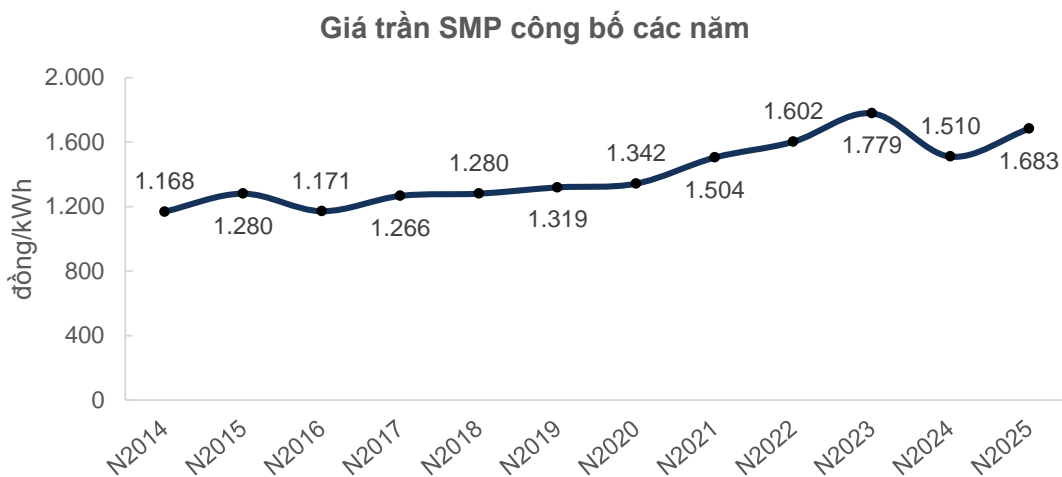
Xác định giá thị trường: Các nhà máy tham gia thị trường sẽ được áp dụng chung một mức giá bán điện trên thị trường. Mức giá này gọi là SMP và được tính bằng giá chào của tổ máy cuối cùng được huy động (tổ máy có giá chào cao nhất). SMP cũng bị giới hạn bởi một mức giá trần, do NSMO tính toán và công bố hàng năm.

Do giá chào của các nhà máy dựa theo chi phí biến đổi, thị trường điện có thêm một mức giá công suất (CAN) để các nhà máy thu hồi chi phí cố định. Ngoài ra, còn một số thành phần khác chiếm tỷ trọng nhỏ và tính toán khá phức tạp nên chúng tôi không đề cập trong báo cáo.

Mức giá toàn phần mà tất cả các nhà máy điện tham gia thị trường nhận được theo công thức đơn giản là: **FMP = SMP + CAN**.



Mức giá trần SMP qua các năm



Nguồn: NSMO, ERAV, FPTTS tổng hợp

[\(Quay lại tổng quan ngành\)](#)

Phụ lục 4: Cơ chế hợp đồng mua bán điện PPA cho các nhà máy điện

❖ Nguyên tắc xác định sản lượng hợp đồng Qc

Sản lượng trong hợp đồng mua bán điện (PPA) cần được xác định đầu tiên là Qc năm. Sau đó, sản lượng Qc năm sẽ được phân bổ vào các tháng, sau đó tiếp tục phân bổ đến từng chu kỳ giao dịch. Hiện nay, các quy định về Qc đã được mở hơn, cho phép các bên có thể tự thỏa thuận, đàm phán các điều khoản về sản lượng Qc.

Nguyên tắc xác định sản lượng Qc được quy định trong các thông tư 21/2024/TT-BCT và thông tư 24/2019/TTBCT. Trong đó, sản lượng hợp đồng năm của nhà máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

$$Qc = \alpha \times AGO$$

Trong đó α : Là tỷ lệ sản lượng thanh toán hợp đồng

AGO: Sản lượng điện kế hoạch năm của nhà máy

Xác định AGO: AGO của nhà máy được NSMO xác định trong Kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới. Trong bản Kế hoạch này, NSMO sẽ mô phỏng thị trường điện trong năm tới, từ đó tính toán sản lượng điện dự kiến (EGO) của các nhà máy điện. NSMO sẽ xác định AGO dựa theo công thức sau:

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

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

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

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

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

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

Xác định tỷ lệ α : Trước đây, Cục Điều tiết Điện lực có trách nhiệm tính toán và công bố tỷ lệ α cho các nhà máy điện theo loại hình công nghệ. Từ năm 2019, Thông tư 24/2019/TT-BCT đã sửa đổi các quy định và cho phép bên mua và bán điện tự thỏa thuận, thống nhất tỷ lệ α . Tuy nhiên, tỷ lệ này vẫn bị giới hạn trong khoảng 60-100%.

[\(Quay lại\)](#)

❖ Nguyên tắc xác định giá Pc

Các nguyên tắc xác định giá Pc được quy định trong Thông tư 07/2024/TT-BCT. Trong đó, giá Pc được xây dựng trên cơ sở là giúp cho Chủ đầu tư nhà máy thu hồi được các chi phí hợp lý trong suốt vòng đời kinh tế và đạt được mức tỷ suất sinh lời nội bộ IRR không vượt quá 12%.

Nhìn chung, giá Pc giúp cho các nhà máy điện đảm bảo được dòng tiền và hạn chế được rất nhiều rủi ro. Ngoài rủi ro về giá điện trên thị trường cạnh tranh, nhà máy còn tránh được các rủi ro về giá nhiên liệu, lạm phát, tỷ giá, ... Công thức xác định giá Pc được quy định trong Thông tư 07/2024/TT-BCT, cụ thể như sau:

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

Trong đó: FC: giá cố định

FOMC: giá vận hành và bảo dưỡng

VC: giá biến đổi

Giá cố định (FC): Giá cố định giúp cho chủ đầu tư thu hồi được các chi phí cố định khi đầu tư xây dựng nhà máy. Trên cơ sở phân tích tài chính dự án, hai bên sẽ thống nhất mức giá FC bình quân cho cả vòng đời của nhà máy. Hai bên có thể áp dụng luôn mức FC này cho toàn bộ vòng đời hoặc có thể quy đổi thành giá cố định từng năm. Sau khi quy đổi, giá điện trong các năm đầu (thường gọi là profile) sẽ cao hơn để chủ đầu tư thực hiện nghĩa vụ chi trả nợ vay, sau đó sẽ giảm xuống khi trả hết nợ vay. Một số thông số để tính toán FC được quy định bao gồm:

Tổng mức đầu tư	Thời sống kinh tế	Điện năng phát bình quân nhiều năm	Tỷ lệ điện tự dùng
Bao gồm toàn bộ chi phí liên quan đến việc đầu tư của đơn vị phát điện, tính từ điểm đấu nối của nhà máy điện.	Nhiệt điện than: 20 năm. Tuabin khí CTHH: 25 năm. Thủy điện: 40 năm.	Nhiệt điện: Xác định theo công suất đầu cực theo thiết kế được duyệt và Tmax ⁶ của nhà máy điện. Thủy điện: Xác định theo	Là giá trị nhỏ hơn của giá trị được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt của nhà máy điện hoặc xác định theo tài liệu kỹ thuật.

⁶ Tmax: Số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều năm của nhà máy, xác định theo thiết kế được duyệt nhưng không thấp hơn 6.000 giờ với nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp và 6.500 giờ với nhiệt điện than.

thiết kế cơ sở được duyệt.

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

Giá vận hành và bảo dưỡng (FOMC): Giúp chủ đầu tư thu hồi các chi phí vận hành và bảo dưỡng, bao gồm chi phí nhân công, chi phí sửa chữa lớn và một số chi phí khác. FOMC thường xác định trong năm cơ sở, sau đó sẽ điều chỉnh theo tỷ lệ lạm phát hoặc theo mức lương tối thiểu trong các năm tiếp theo.

Giá biến đổi (VC): Giúp chủ đầu tư thu hồi được chi phí biến đổi, trong đó chủ yếu là chi phí nhiên liệu. Cấu thành của VC được quy định trong Thông tư 07/2024/TT-BCT như sau:

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

VC sẽ được điều chỉnh hàng tháng theo biến động giá của các loại nhiên liệu, do đó giúp cho nhà máy hạn chế được rủi ro về giá nhiên liệu. Giá biến đổi được điều chỉnh dựa theo giá nhiên liệu và suất hao nhiệt để nhà máy có động lực cải thiện suất hao nhiệt và không sử dụng lãng phí nhiên liệu, cụ thể:

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

Trong đó:

- HR: Suất hao nhiệt thỏa thuận theo hợp đồng
- K_{HR} : Hệ số quy đổi suất hao nhiệt về điều kiện thực tế
- $P_{\text{Nhiên liệu chính}}$: giá nhiên liệu chính trong tháng
- I: số thứ tự năm vận hành nhà máy
- K_{HS} : Tỷ lệ suy giảm hiệu suất

[\(Quay lại\)](#)

Tuyên bố miễn trách nhiệm

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

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

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

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

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

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**Trụ sở chính**

Số 52 Lạc Long Quân, Phường Bưởi,
Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.24) 3773 9058

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**Chi nhánh Tp. Hồ Chí Minh**

Tầng 3, 136 – 138 Lê Thị Hồng Gấm,
Phường Nguyễn Thái Bình, Quận 1,
TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.28) 6291 0607

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**Chi nhánh Tp. Đà Nẵng**

Số 100 Quang Trung, Phường Thạch
Thang, Quận Hải Châu, Tp. Đà Nẵng,
Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.23) 6355 3888