

NGÀNH: ĐIỆN
Ngày 15 tháng 07 năm 2025

CÔNG TY CỔ PHẦN NHIỆT ĐIỆN HẢI PHÒNG (UPCOM: HND)

Lê Hữu Sơn

Chuyên viên phân tích

Email: sonlh@fpts.com.vn

Điện thoại: 1900 6446 - Ext : 7585

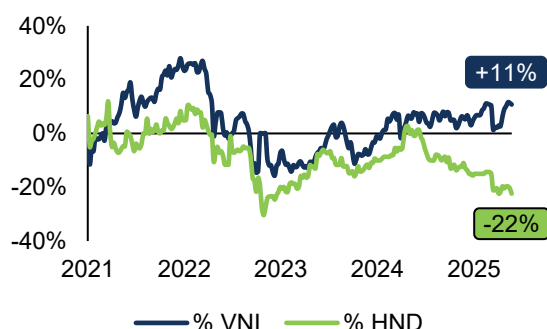
Giá thị trường:
12.000
Khuyến nghị
Giá mục tiêu:
13.100
THEO DÕI
Chênh lệch:
+9,2%

Người phê duyệt báo cáo:

Nguyễn Hữu Thiên Ân

Trưởng nhóm Phân tích cơ bản

Diễn biến VN-Index và giá cổ phiếu HND



Thông tin giao dịch	15/07/2025
Giá hiện tại (VND/cp)	12.000
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	14.500
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	10.400
Số lượng CP niêm yết (triệu cp)	500
Số lượng CP lưu hành (triệu cp)	500
KLGD bình quân 10 ngày (cp)	13.900
% sở hữu nước ngoài	0,02%
Vốn điều lệ (tỷ VND)	5.000
Vốn hóa (tỷ VND)	6.000
P/E trailing 12 tháng (lần)	13,85
EPS trailing 12 tháng (VND/cp)	797

Tổng quan doanh nghiệp	
Tên	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng
Địa chỉ	Thôn Đoàn, Xã Tam Hưng, Huyện Thủy Nguyên, Thành phố Hải Phòng
Doanh thu chính	Sản xuất và kinh doanh điện
Chi phí chính	Chi phí mua than, chi phí khấu hao tài sản cố định
Rủi ro chính	Rủi ro giá than

LỢI NHUẬN CẢI THIẾN NHỜ SẢN LƯỢNG ĐIỆN VÀ QC TĂNG TRONG KHI CHI PHÍ MUA THAN GIẢM

Chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** đối với cổ phiếu HND với mức giá mục tiêu là 13.100 VND/cp, cao hơn 9,2% so với giá đóng cửa ngày 15/07/2025 (dựa trên phương pháp chiết khấu dòng tiền) (*chi tiết*). Nhà đầu tư có thể xem xét mua vào cổ phiếu HND ở giá 10.900 VND/cp với mức sinh lời kỳ vọng đạt 20% nhờ triển vọng lợi nhuận và tỷ suất cổ tức phục hồi trong giai đoạn 2027F – 2030F.

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ: Phục hồi từ 2026F – 2029F do khí hậu thuận lợi

- **Sản lượng điện gặp khó khăn vào năm 2025F, nhưng sau đó sẽ tăng trưởng ổn định trong giai đoạn 2026F – 2029F.** Sản lượng điện sản xuất của HND sẽ giảm 1,3% YoY trong năm 2025F do hiện tượng La Nina làm giảm nhu cầu huy động nhiệt điện, sau đó tăng trưởng bình quân 5,0%/năm trong giai đoạn 2026F – 2029F nhờ: (1) Thời tiết quay về pha trung tính/El Nino; (2) Nhu cầu tiêu thụ điện cho sản xuất và dân dụng tiếp tục tăng (*chi tiết*).
- **Tỷ trọng điện bán qua hợp đồng Qc (có mức giá cao hơn bán trên thị trường cạnh tranh Qm) thấp trong 2025F, sau đó tăng từ 2026F nhờ thời tiết thuận lợi và nhằm đảm bảo nguồn cung.** Trong năm 2025F, tỷ trọng Qc của HND còn thấp (60%) do EVN hạn chế nhu cầu huy động nhiệt điện do sản lượng thủy điện cao trong thời tiết La Nina. Tỷ lệ alpha sau đó tăng dần lên 70 – 75% trong 2026F – 2029F khi: (1) Thời tiết thuận lợi nhờ chuyển sang pha trung tính/El Nino; (2) Tỷ trọng điện tái tạo trong hệ thống tăng, làm tăng sản lượng Qc cho nhiệt điện để đảm bảo nguồn cung (*chi tiết*).
- **Biên lợi nhuận gộp (LNG) đi ngang trong 2025F do La Nina, sau đó phục hồi vào giai đoạn 2026F – 2029F.** Biên LNG của HND chỉ tăng +0,2 đpt trong năm 2025F khi hiện tượng La Nina tiếp diễn khiến sản lượng điện và giá Pm thấp, sau đó tăng bình quân 1,6 đpt/năm trong giai đoạn 2026F – 2027F nhờ giá than giảm và thời tiết thuận lợi khiến sản lượng điện và giá Pm cải thiện. Biên LNG dần thu hẹp trung bình 1,2 đpt/năm trong 2028F – 2030F do hiệu suất nhà máy giảm và giá Pm thu hẹp khi thời tiết quay về pha trung tính/La Nina (*chi tiết*).

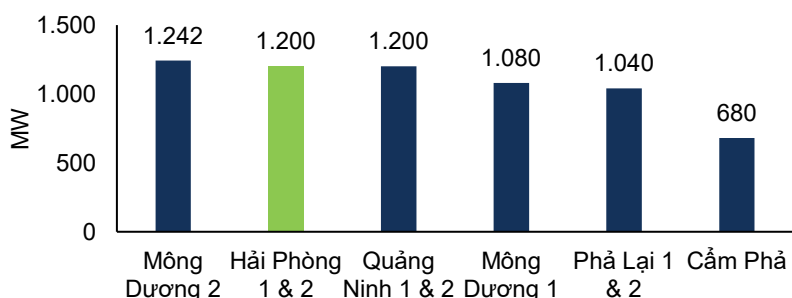
YẾU TỐ THEO DÕI:

- **Biến động giá than.** HND phụ thuộc vào giá than thế giới khi phải nhập khẩu ~40 – 50% tổng sản lượng than tiêu thụ, và chi phí mua than chiếm ~90% tổng chi phí nguồn điện than.

I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

1. Tổng quan doanh nghiệp

HND là nhà máy điện than có công suất lớn thứ 2 miền Bắc



Nguồn: FPTS tổng hợp

HND là nhà máy nhiệt điện than lớn thứ hai tại miền Bắc, loại hình này hiện chiếm 50% tổng công suất đặt trong khu vực này. Các nhà máy nhiệt điện than chủ yếu sử dụng nguồn than trộn (kết hợp giữa than nội địa và than nhập khẩu) làm nhiên liệu đầu vào chính. Điện năng được nhà máy sản xuất ra thông qua hệ thống tuabin hơi, vận hành theo chu trình nhiệt kín sử dụng hơi nước để chuyển đổi nhiệt năng từ nhiên liệu than thành điện ([chi tiết](#)).

Nhu cầu tiêu thụ điện toàn ngành tăng trưởng ổn định, nhưng tỷ trọng điện năng từ HND sẽ giảm dần trong cơ cấu huy động của hệ thống điện quốc gia do bị thay thế bởi các nguồn điện tái tạo theo định hướng chuyển đổi năng lượng. Ngược lại, doanh nghiệp sẽ có cơ hội gia tăng sản lượng điện bán qua hợp đồng PPA (Qc) với mức giá Pc thường cao và ổn định, nhằm đảm bảo an ninh nguồn cung điện khi sản lượng điện từ các nguồn năng lượng tái tạo có tính biến động cao do phụ thuộc lớn vào tình hình thời tiết.

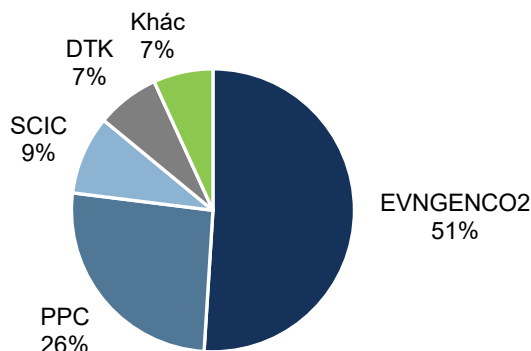
2. Lịch sử hình thành và một số cột mốc phát triển

Năm	Sự kiện
2002	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng được thành lập với tổng vốn điều lệ là 3.000 tỷ VND thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN).
2008	Tăng vốn điều lệ lên mức 5.000 tỷ VND nhằm phục vụ việc đầu tư xây dựng dự án Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 2.
2011	Tổng công suất đạt 600 MW: Tổ máy 1 và 2 của Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 1 bắt đầu hoạt động thương mại (khởi công năm 2005).
2014	Tổng công suất đạt 1.200 MW: Tổ máy 3 và 4 của Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 2 được đưa vào vận hành (khởi công năm 2007).
2016	Cổ phiếu của Công ty cổ phần nhiệt điện Hải Phòng được giao dịch trên sàn chứng khoán UPCoM, với mã cổ phiếu HND.



3. Cơ cấu cổ đông

Cơ cấu cổ đông của HND rất cô đặc (ngày 15/07/2025)



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp

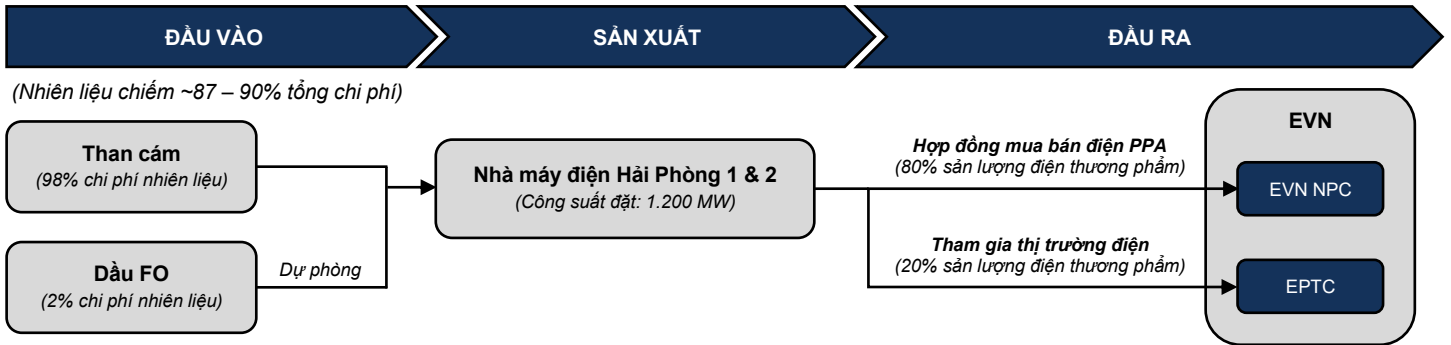
Cơ cấu cổ đông của HND rất cô đặc với 93% cổ phần HND thuộc về các nhà đầu tư tổ chức nhà nước: Công ty mẹ – Tổng Công ty Phát điện 2 (EVNGENCO2) sở hữu 51% cổ phần; CTCP Nhiệt điện Phả Lại (PPC) nắm giữ 26% cổ phần; Tổng Công ty Đầu tư và Kinh doanh Vốn Nhà nước (SCIC) sở hữu 9% cổ phần; Tổng Công ty Điện lực TKV – CTCP (DTK) nắm 7% cổ phần.

Ngoài ra, Ban lãnh đạo của HND hiện chỉ nắm giữ 0,02% cổ phần.

4. Vị thế doanh nghiệp

HND tham gia vào hoạt động sản xuất điện thông qua việc đầu tư, quản lý, và vận hành Nhà máy Nhiệt điện Hải Phòng 1 & 2. Nhà máy sử dụng nhiên liệu than pha trộn giữa nguồn nhập khẩu (chiếm 40 – 50%) và trong nước, cung cấp bởi TKV và Tổng Công ty Đông Bắc. Về mặt kỹ thuật, HND sử dụng than cám 5a.14 (70%) và than cám 6a.14 (30%) – trong đó, than 5a.14 có chất lượng cao hơn khi có nhiệt trị cao và hiệu suất cháy tốt hơn, giúp doanh nghiệp tối ưu chi phí nhiên liệu/kWh điện năng. Phần lớn sản lượng điện nhà máy sản xuất ra (~91%) được bán cho các đơn vị trực thuộc của EVN, còn lại dùng để khởi động các tổ máy hoặc phục vụ cho hoạt động hành chính và sinh hoạt trong công ty.

Chuỗi giá trị hoạt động sản xuất điện của HND



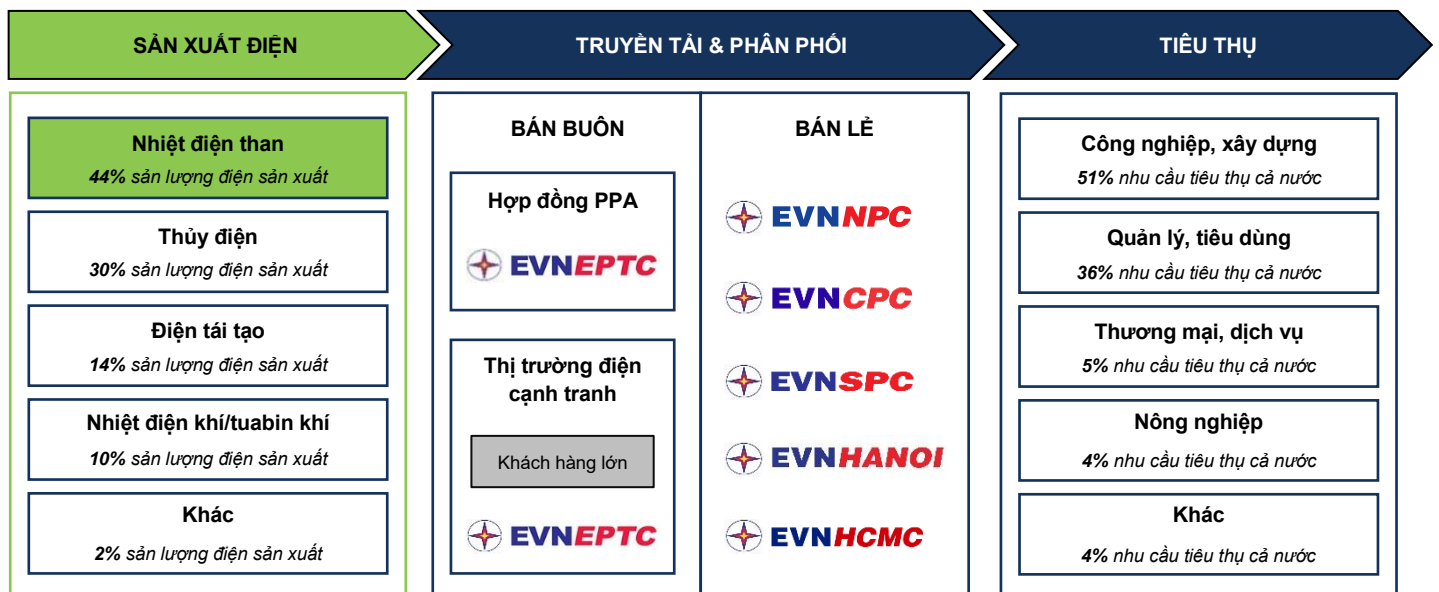
Nguồn: FPTs tổng hợp

Các doanh nghiệp nhiệt điện nằm ở phân khúc thượng nguồn trong chuỗi giá trị ngành điện. Điện năng được các nhà máy nhiệt điện sản xuất ra sau đó sẽ được bán cho các đơn vị thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) theo hai cách chính: (1) Ký hợp đồng mua bán điện dài hạn PPA (Qc) với EVN theo mức giá Pc; (2) Tham gia thị trường phát điện cạnh tranh (Qm), nơi các đơn vị phát điện chào giá bán điện theo cơ chế thị trường (Pm) ([chi tiết](#)).

Các nhà máy nhiệt điện ưu tiên phát điện theo hợp đồng PPA do giá Pc thường cao hơn và đảm bảo lợi nhuận cho đơn vị phát điện do cơ chế điều chỉnh theo các khoản chi phí đầu vào ([chi tiết](#)), trong khi giá Pm phải chịu cạnh tranh từ các nguồn có giá chào thấp (đặc biệt là thủy điện).

Tỷ trọng Qc phân bổ cho nhiệt điện thường biến động theo điều kiện khí hậu. Sản lượng Qc có xu hướng cao trong các năm El Nino (ít mưa, thủy điện thấp) và thấp trong các năm La Nina (nhiều mưa, thủy điện dồi dào) để đảm bảo cân đối nguồn cung.

Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam



Nguồn: FPTs tổng hợp

II. KẾT QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH 5T2025

1. Tiêu thụ toàn ngành điện 5T2025 tăng nhờ sản xuất mở rộng, ngược lại nhiệt điện giảm do cạnh tranh

Nhu cầu tiêu thụ điện cả nước tăng trưởng ổn định trong 5 tháng đầu năm 2025, được thúc đẩy bởi lĩnh vực công nghiệp khi hoạt động sản xuất mở rộng theo đơn hàng xuất khẩu. Tiêu thụ điện ở nhóm dân dụng vẫn duy trì ở mức thấp do thời tiết mát mẻ khi bước vào pha La Nina.

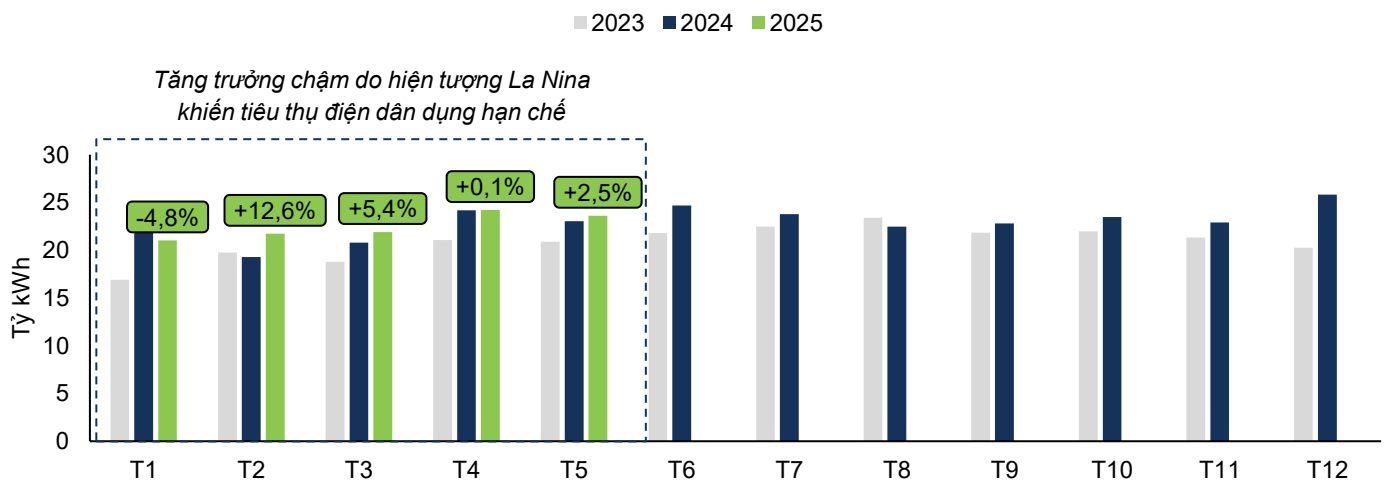
Ngược lại, nhóm nhiệt điện chịu nhu cầu huy động giảm do điều kiện khí hậu kém thuận lợi khi La Nina làm tăng khả năng sản xuất điện của các nguồn thủy điện và tái tạo. Bên cạnh đó, giá Pm trung bình cũng giảm mạnh so với cùng kỳ, do tỷ trọng nhóm nhiệt điện có giá chào cao giảm trong cơ cấu huy động điện năng trên thị trường cạnh tranh.

Dù vậy, nhóm nhiệt điện được hưởng lợi từ nguồn cung và giá than cũng được cải thiện nhờ các đơn vị cung ứng trong nước tăng cường nhập khẩu khi giá than thế giới điều chỉnh giảm (do nhu cầu nhập khẩu than cho phát điện tại các thị trường lớn như Trung Quốc dần suy yếu bởi hiện tượng La Nina và định hướng chuyển đổi sang năng lượng tái tạo).

1.1. Nhu cầu tiêu thụ cả nước tăng trưởng chậm do hiện tượng La Nina khiến tiêu dùng dân dụng hạn chế

Sản lượng điện thương phẩm toàn hệ thống lũy kế 5 tháng đầu năm 2025 tăng +2,8% YoY (ước đạt 113 tỷ kWh) nhờ nhu cầu tiêu thụ điện ở nhóm công nghiệp – xây dựng (chiếm ~55% sản lượng điện tiêu thụ) tích cực khi hoạt động sản xuất mở rộng (IIP 5M2025 tăng 8,8% YoY). Trong khi đó nhu cầu tiêu thụ điện sinh hoạt (~35% sản lượng) hạn chế do ảnh hưởng của hiện tượng La Nina khiến thời tiết còn mát mẻ.

Sản lượng điện thương phẩm tăng trưởng chậm do tiêu dùng dân dụng còn hạn chế



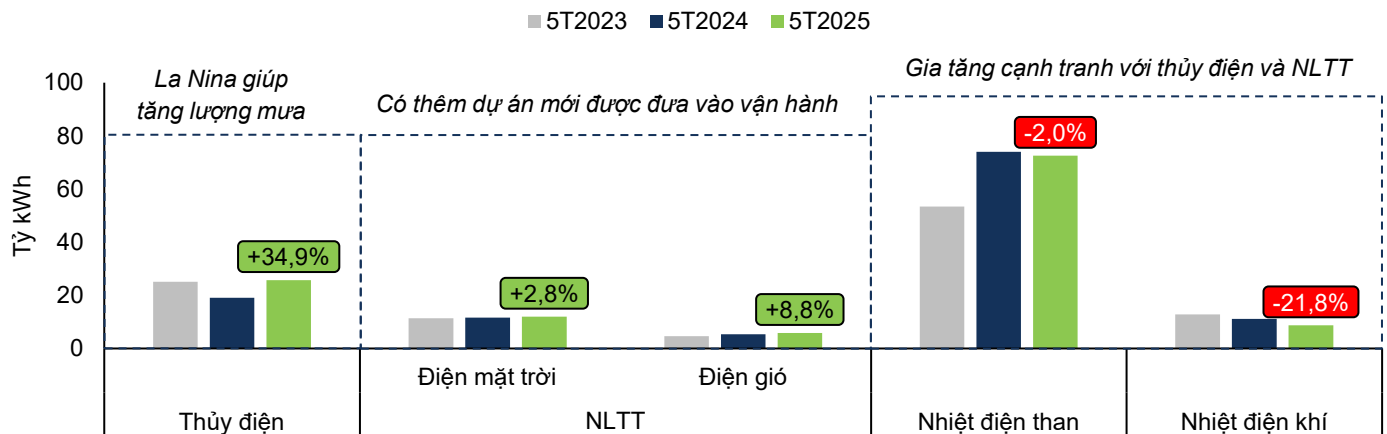
Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, FPTS tổng hợp & ước tính

1.2. Nhu cầu huy động nhiệt điện giảm, tăng trưởng tập trung ở các nguồn thủy điện và tái tạo trong 5T2025

Tăng trưởng sản lượng điện 5 tháng đầu năm 2025 tập trung tăng ở nhóm thủy điện và tái tạo: Sản lượng thủy điện tăng +34,9% YoY nhờ tình hình thủy văn thuận lợi khi thời tiết chuyển sang pha La Nina (gây mưa nhiều) có cường độ yếu, qua đó làm tăng lượng mưa và lưu lượng nước chảy về các hồ thủy điện. Sản lượng các nguồn điện tái tạo khác (điện mặt trời và điện gió) tăng nhẹ +4,7% YoY chủ yếu nhờ có thêm một dự án điện gió được phát điện lên lưới (COD) từ tháng 3/2025.

Các nguồn nhiệt điện gặp khó khăn, với nhiệt điện than -2,0% YoY và nhiệt điện khí -21,8% YoY do gia tăng cạnh tranh từ nguồn thủy điện giá rẻ sau khi thời tiết bước vào pha La Nina. Trong đó, nhiệt điện than có mức giảm nhẹ hơn nhiệt điện khí nhờ: (1) Loại hình này được ưu tiên huy động do có mức giá bán điện rẻ hơn ~22,3%; (2) Sản lượng điện đầu ra của các nhà máy nhiệt điện khí hạn chế do nguồn cung khí suy giảm khi các mỏ khí lớn đến cuối đời khai thác.

Sản lượng điện tập trung tăng trưởng ở nhóm thủy điện và NLTT



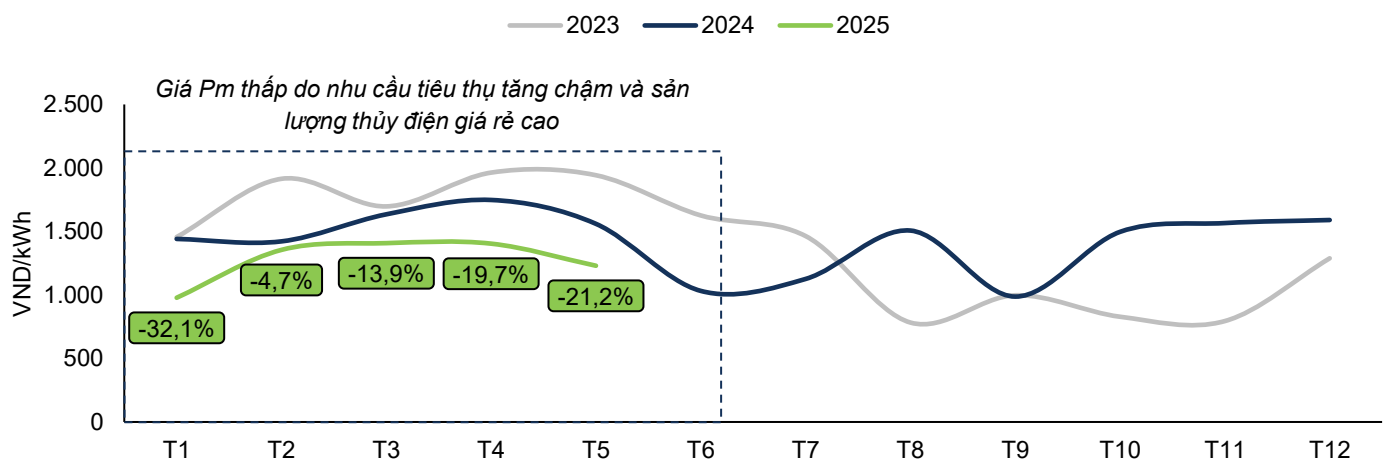
Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, FPTS tổng hợp

1.3. Giá Pm thấp do nhu cầu tăng trưởng chậm làm giảm huy động điện từ các nguồn có giá chào cao

Giá Pm trên thị trường điện cạnh tranh duy trì ở mức thấp trong 5 tháng đầu năm 2025, bình quân giảm -18,3% YoY. Nguyên nhân do: (1) Huy động thấp do nhu cầu tiêu thụ điện tăng chậm; (2) Giá chào của các nhà máy nhiệt điện than (chiếm 36% công suất đặt) giảm theo chi phí nhiên liệu đầu vào; và (3) Tỷ trọng điện năng huy động từ các nhà máy nhiệt điện có giá chào cao trên thị trường cạnh tranh giảm, do sản lượng từ nguồn thủy điện giá rẻ (chiếm 45% công suất đặt trên thị trường) tăng cao nhờ điều kiện thủy văn La Nina thuận lợi.

Mức giá điện bình quân trên hiện thấp hơn 50 – 350 VND/kWh so với giá thành sản xuất của các nhà máy nhiệt điện than. Tuy nhiên, trong thực tế vận hành thì các đơn vị này vẫn có thể duy trì được lợi nhuận khi phát điện trên thị trường cạnh tranh nhờ tập trung chào bán công suất vào các khung giờ cao điểm – thời điểm giá điện trên thị trường cạnh tranh thường xuyên chạm mức trần (cao hơn ~100 – 400 VND/kWh so với giá thành của điện than) do nhu cầu tiêu thụ điện tăng vọt.

Giá Pm bình quân tháng duy trì ở mức thấp trong 5T/2025 do hiện tượng La Nina



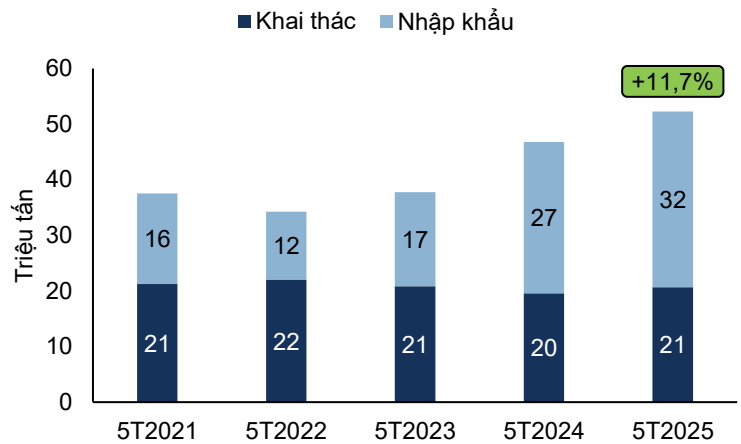
Nguồn: EVNGENCO3, FPTS tổng hợp

1.4. Nguồn cung than lớn nhờ tăng sản lượng nhập khẩu, giá than trộn giảm theo giá than toàn cầu

Nguồn cung than ổn định nhờ sản lượng nhập khẩu lớn và lượng than tồn kho cao.

Nguồn cung than cả nước trong 5 tháng đầu năm 2025 tăng +11,7% YoY (đạt 52 triệu tấn), chủ yếu nhờ sản lượng than nhập khẩu tăng mạnh +16,2% YoY (đạt 32 triệu tấn) khi các nhà cung cấp tranh thủ mua vào trong bối cảnh giá than thế giới giảm. Điều này giúp các đơn vị cung ứng, đặc biệt là TKV và Tổng Công ty Đông Bắc (hai nhà cung cấp than lớn nhất trong nước) hoàn toàn đủ khả năng đáp ứng nhu cầu tiêu thụ than cho sản xuất điện theo đúng cam kết. Theo số liệu từ TKV, sản lượng than cấp cho các nhà máy điện lũy kế 5 tháng đầu năm 2025 vẫn duy trì mức cao, tương đương so với năm 2024 (đạt ~19 triệu tấn) dù thời tiết chuyển sang pha La Nina.

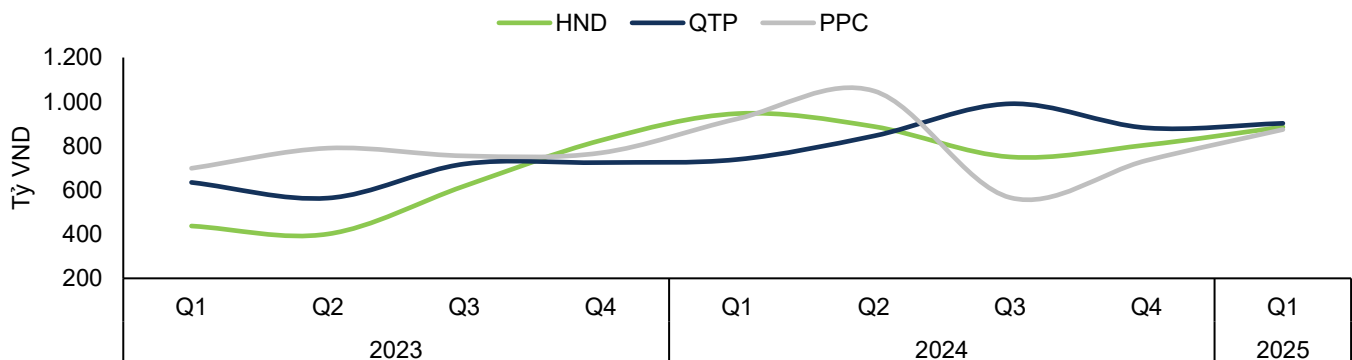
Nguồn cung than trong nước cao nhờ gia tăng nhập khẩu



Nguồn: GSO, Tổng cục Hải quan, FPTS tổng hợp

Việc gia tăng nguồn cung than trong nước tạo cơ hội cho các nhà máy nhiệt điện than cải thiện mức tồn kho, giúp chuẩn bị đủ nguồn nhiên liệu để đáp ứng nhu cầu huy động trong giai đoạn cao điểm mùa khô kéo dài từ tháng 4 – 7/2025.

Tồn kho nhiên liệu của các doanh nghiệp nhiệt điện than dần cải thiện

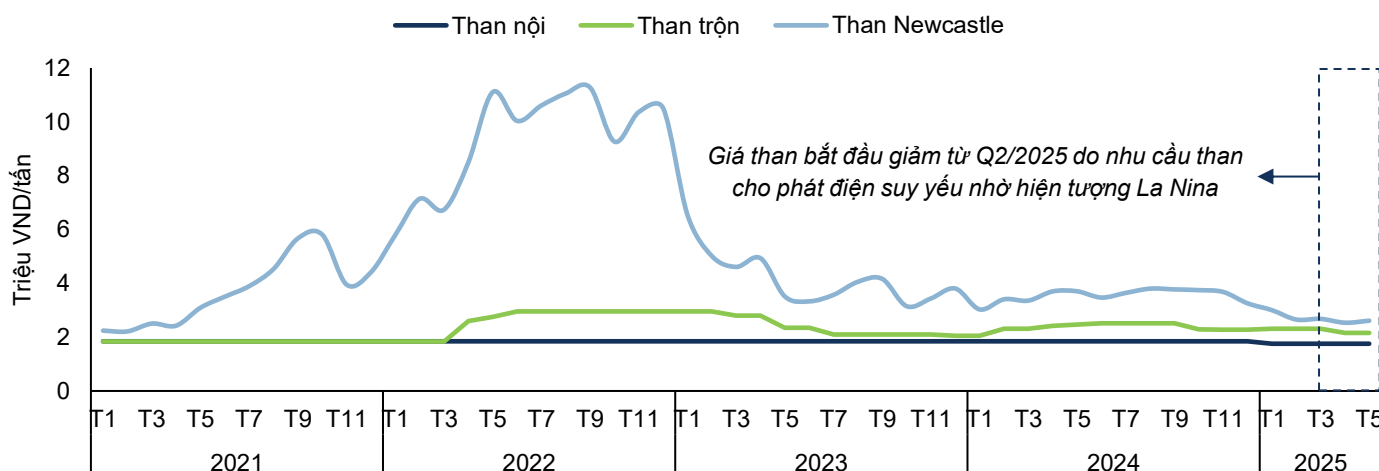


Nguồn: HND, QTP, PPC, FPTS tổng hợp

Giá than đầu vào (85 – 90% chi phí sản xuất điện) giảm nhờ giá than nhập khẩu giảm theo xu hướng toàn cầu.

Giá than đầu vào cho các đơn vị sản xuất điện trong 5 tháng đầu năm 2025 giảm ~2,7% YoY, chủ yếu nhờ giá than trộn (kết hợp giữa than nội địa và than nhập khẩu) điều chỉnh giảm từ Q2/2025 theo xu hướng hạ nhiệt của thị trường than toàn cầu. Nguyên nhân do: (1) Hiện tượng La Nina giúp giảm giá than khi làm hạn chế nhu cầu tiêu thụ than cho phát điện; (2) Nhu cầu nhập khẩu của Trung Quốc (thị trường nhập khẩu than lớn nhất thế giới trong năm 2024) suy yếu khi quốc gia này đẩy mạnh khai thác nguồn năng lượng tái tạo trong nước để giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch, với công suất đặt điện gió và điện mặt trời trong Q1/2025 lần lượt tăng 17,2% & 43,4% so với cùng kỳ. Với bối cảnh này, chúng tôi kỳ vọng các nhà máy nhiệt điện sử dụng tỷ trọng than nhập khẩu cao trong cơ cấu nhiên liệu than đầu vào sẽ được hưởng lợi rõ nét hơn từ đà giảm giá than quốc tế.

Giá than nội địa ngang trong khi giá than nhập khẩu giảm từ quý 2 nhờ nhu cầu suy yếu



Nguồn: Bộ Công Thương, EVNGENCO3, Tổng cục Hải quan, FPTS tổng hợp

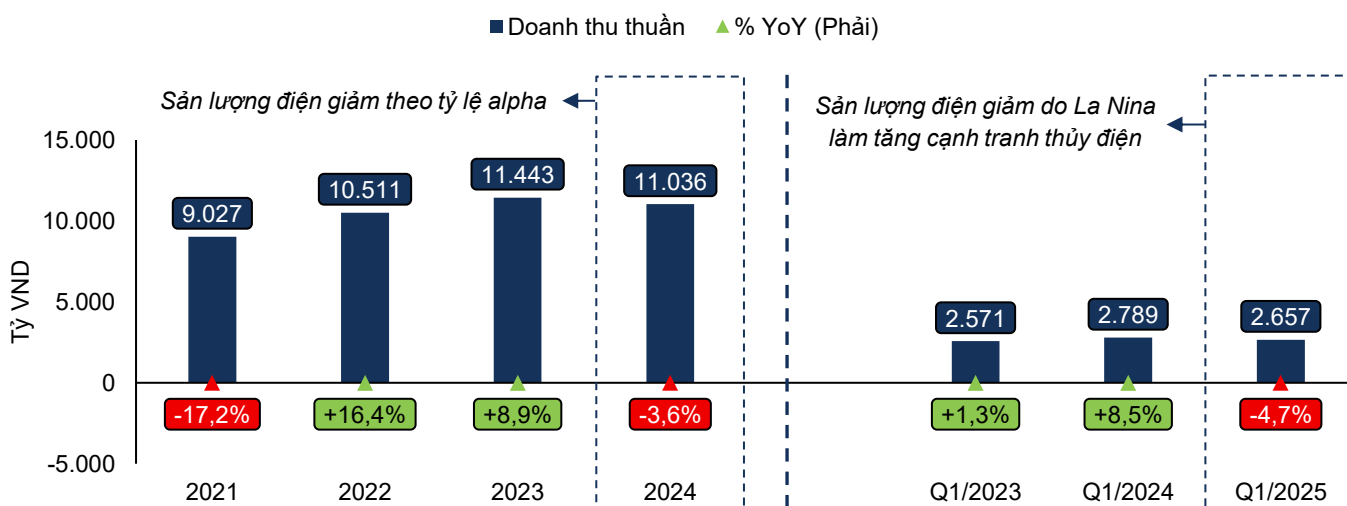
2. Cập nhật HĐKD của HND năm 2024 & Q1/2025: Kém khả quan do gia tăng cạnh tranh với loại hình khác

Hoạt động kinh doanh của HND kém khả quan trong năm 2024, với doanh thu thuần và lợi nhuận gộp lần lượt giảm 3,6% & 36,8% YoY (đạt 11.036 & 407 tỷ VND). Nguyên nhân do: (1) Sản lượng điện đầu ra giảm do Qc¹ thu hẹp theo tỷ lệ alpha² (*chi tiết*) (là xu hướng chung của nhóm nhiệt điện trong năm 2024 khi EVN ưu tiên huy động thủy điện để tối ưu chi phí mua điện), khiến doanh nghiệp phải chuyển qua bán điện lên thị trường cạnh tranh (Qm); (2) Biên lợi nhuận gộp thu hẹp 1,9 đpt so với cùng kỳ (giảm xuống mức 3,7%) do chất lượng than thấp và giá bán trung bình giảm theo tỷ trọng sản lượng Qc.

Xu hướng suy giảm tiếp diễn trong Q1/2025, với doanh thu thuần và lợi nhuận gộp lần lượt giảm 4,7% & 0,7% so với cùng kỳ (đạt 2.657 & 207 tỷ VND) khi: (1) Sản lượng điện giảm do gia tăng cạnh tranh với thủy điện khi thời tiết chuyển sang pha La Nina gây mưa nhiều; (2) Biên lợi nhuận gộp cải thiện nhẹ 0,3 đpt so với cùng kỳ (đạt 7,8%) nhờ tỷ lệ alpha phục hồi giúp doanh nghiệp tăng tỷ trọng Qc có giá bán cao.

KQKD của HND kém khả quan do sản lượng điện giảm khi chịu áp lực cạnh tranh với nguồn điện khác

Doanh thu thuần của HND giai đoạn 2020 – Q1/2025

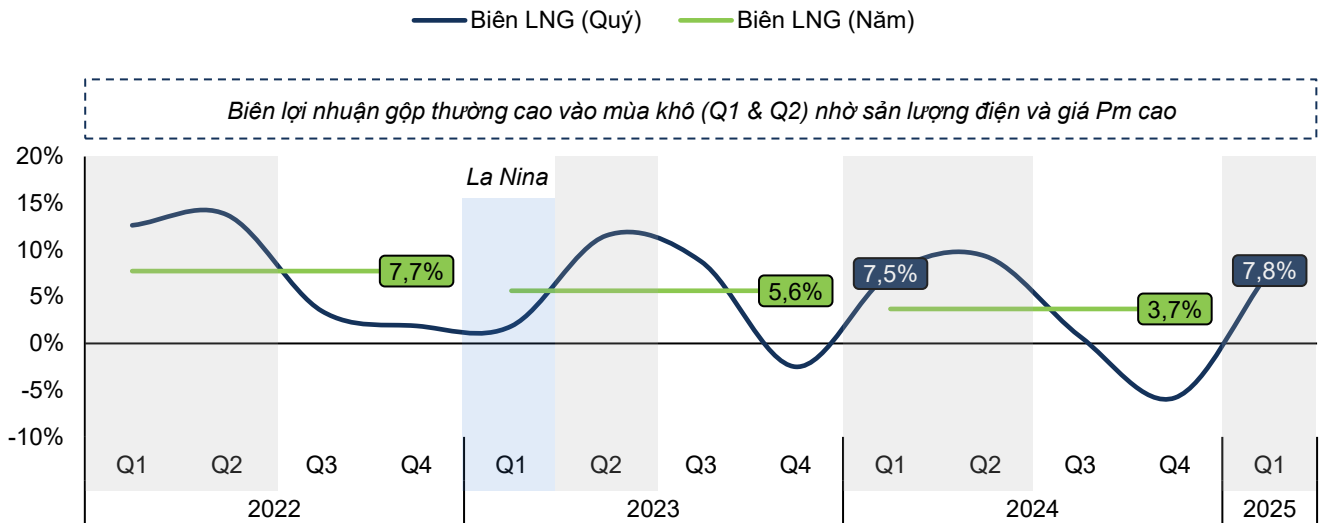


Nguồn: HND, FPTS tổng hợp

¹ Qc: Sản lượng điện năng được bán theo hợp đồng PPA.

² Tỷ lệ alpha (α): Phần trăm sản lượng điện của nhà máy được bán theo hợp đồng PPA, do Bộ Công Thương phê duyệt hoặc được thỏa thuận giữa đơn vị phát điện và EVN.

BLNG năm 2024 giảm do chất lượng than và tỷ lệ alpha thấp, sau đó tăng vào Q1/2025 nhờ tính mùa vụ



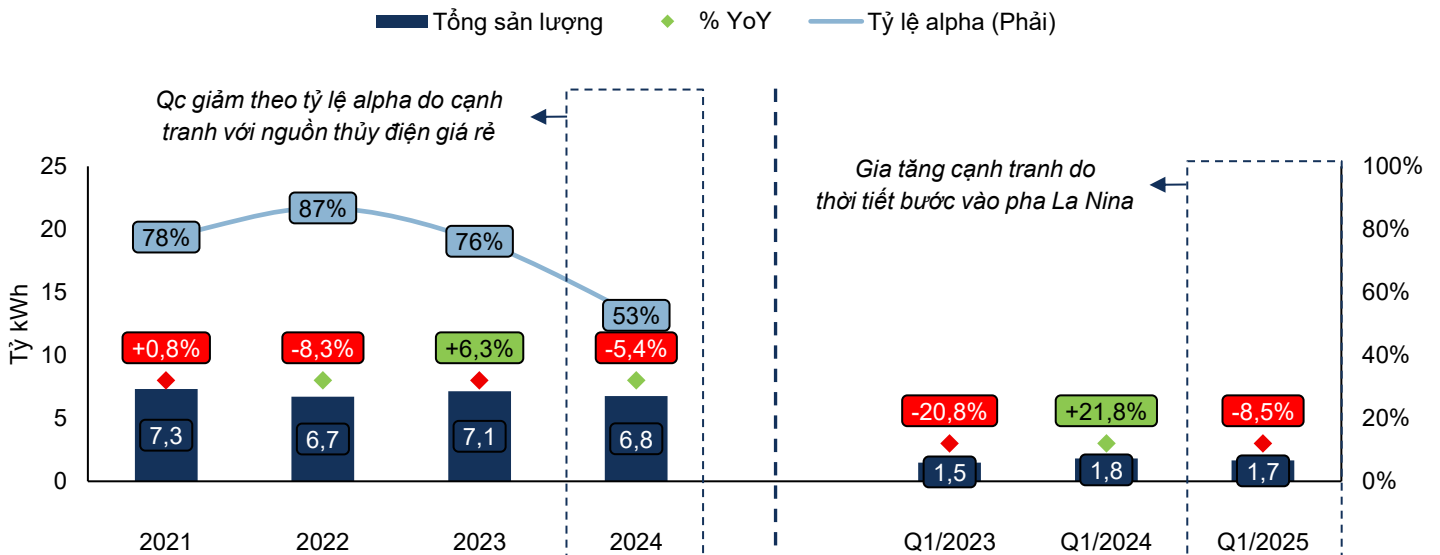
Nguồn: HND, FPTS tổng hợp

2.1. Sản lượng điện giảm do Qc giảm mạnh khiến nhà máy phải chuyển qua bán điện trên thị trường (Qm)

Trong năm 2024, sản lượng điện thương phẩm của HND giảm 5,6% YoY (đạt 6,1 tỷ kWh). Nguyên nhân do: (1) Sản lượng Qc giảm 34,7% YoY (đạt 3,3 tỷ kWh) khi tỷ lệ alpha được giao giảm từ 76% năm 2023 xuống còn 53% trong năm 2024; (2) HND phải tăng cường bán điện qua thị trường cạnh tranh với Qm tăng 87,7% YoY (đạt 2,9 tỷ kWh) – việc này là tiêu cực cho doanh nghiệp nhiệt điện như HND khi sản lượng huy động hạn chế, có tính biến động cao do phụ thuộc lớn vào nhu cầu tiêu thụ theo thời điểm, cộng thêm tỷ lệ sinh lời thấp hơn khi phải chịu áp lực cạnh tranh với các đơn vị chào giá thấp hơn.

Trong Q1/2025, sản lượng điện huy động của HND giảm 8,5% so với cùng kỳ (đạt 1,7 tỷ kWh) do thời tiết chuyển sang La Nina cường độ yếu, khiến: (1) Tiêu thụ điện của nhóm dân dụng (chiếm ~35% sản lượng điện tiêu thụ hàng năm) duy trì ở mức thấp vì khí hậu mát mẻ; (2) Gia tăng áp lực cạnh tranh với nguồn thủy điện có giá bán rẻ hơn.

Sản lượng điện giảm do thời tiết không thuận lợi và gia tăng cạnh tranh với các nguồn điện khác



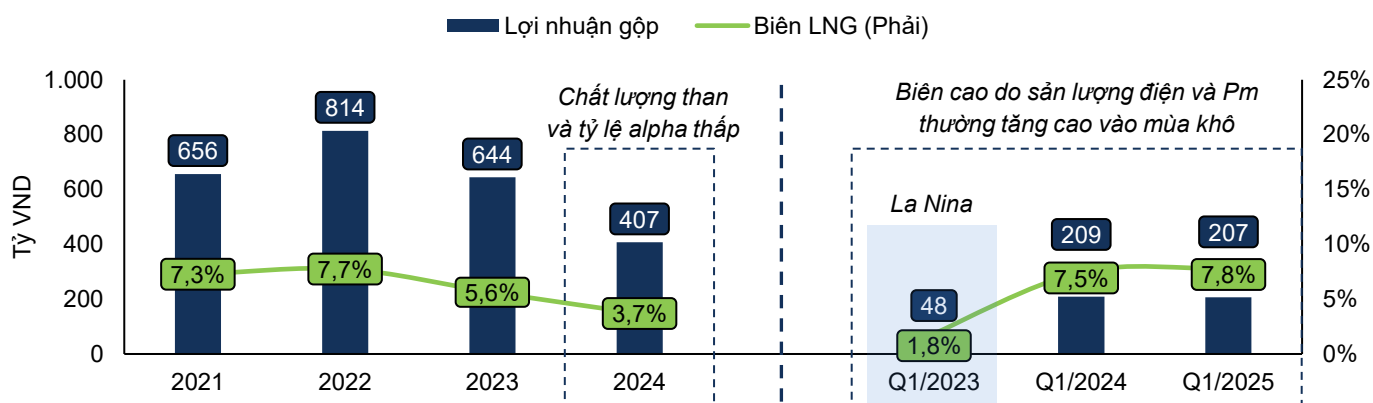
Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & ước tính

2.2. BLNG giảm trong năm 2024 do giá thành cao và tỷ lệ alpha thấp, tăng trong Q1/2025 nhờ alpha cải thiện

Sau khi biên lợi nhuận gộp năm 2024 giảm 1,9 đpt YoY (đạt 3,7%) do chất lượng than và tỷ lệ alpha thấp, thì biên lợi nhuận gộp của HND trong Q1/2025 đã cải thiện 0,3 đpt so với cùng kỳ (đạt 7,8%). Nguyên nhân nhờ chênh lệch giá bán điện bình quân và giá thành sản xuất điện mở rộng 8,7% so với cùng kỳ (đạt 136 VND/kWh) khi: (1) Giá thành điện duy trì mức cao do chất lượng than thấp và giá than tăng nhẹ; (2) Giá bán điện bình quân cải thiện nhờ tỷ trọng điện năng bán theo hợp đồng PPA (Qc) có mức giá Pc cao tăng.

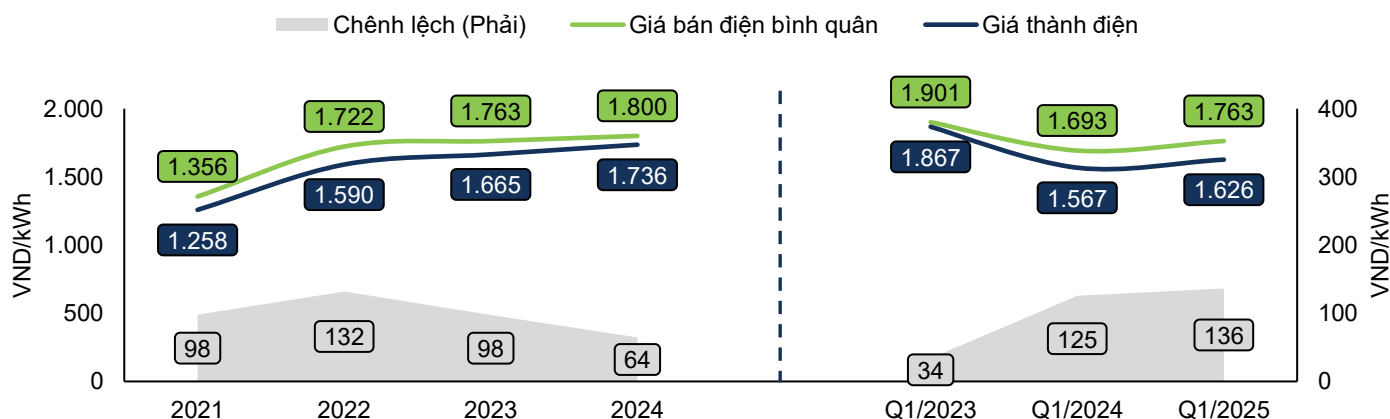
Mức biên cao trong Q1/2025 cũng đến từ đặc tính mùa vụ của các doanh nghiệp nhiệt điện khi: (1) Loại hình này được gia tăng huy động vào giai đoạn mùa khô (Q1 & Q2 hàng năm) nhằm bù đắp sụt giảm sản lượng từ thủy điện; (2) Giá Pm thường cao do tỷ trọng nguồn điện giá chào cao tăng trong cơ cấu điện năng chào bán trên thị trường cạnh tranh.

Lợi nhuận gộp và biên lợi nhuận gộp của HND



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp

Biên chênh lệch giá bán và giá thành điện của HND



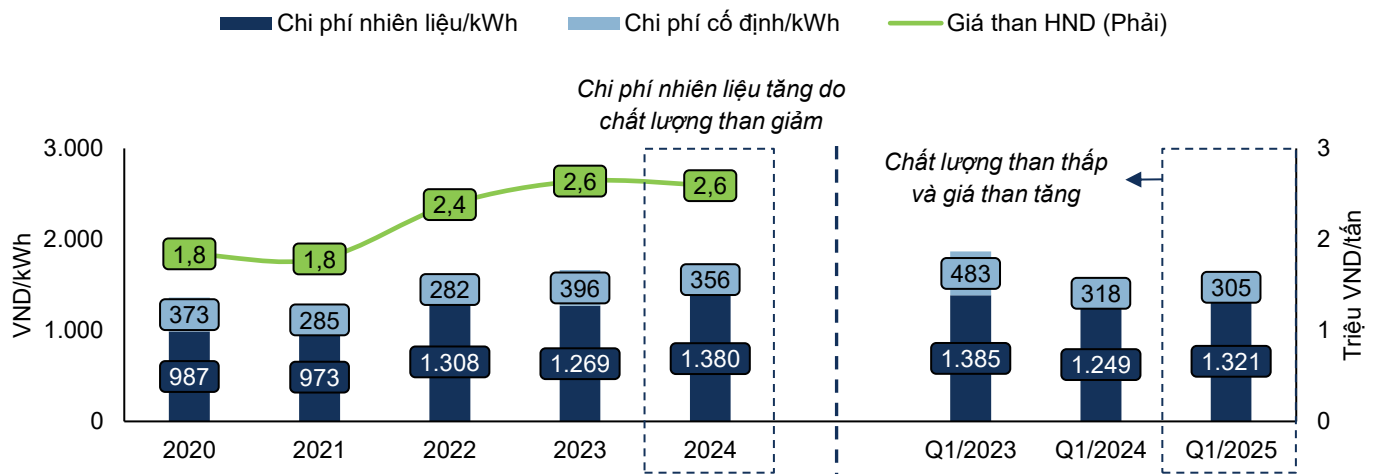
Nguồn: HND, FPTS tổng hợp

(1) Giá thành sản xuất điện tăng theo chi phí nhiên liệu và chất lượng than thấp.

Giá thành sản xuất điện của HND tăng mạnh 4,3% YoY (đạt 1.736 VND/kWh) trong năm 2024. Nguyên nhân đến từ chi phí nhiên liệu tăng 9,0% YoY (đạt 1.522 VND/kWh), do chất lượng than đầu vào suy giảm so với thiết kế kỹ thuật của nhà máy, buộc HND phải tiêu thụ nhiều than hơn để tạo ra cùng một lượng điện năng. Chi phí cố định giảm mạnh 10,3% YoY (đạt 356 VND/kWh) nhờ tài sản máy móc thiết bị tại Nhà máy điện Hải Phòng 1 hoàn tất khấu hao kể từ Q2/2024.

Giá thành điện của doanh nghiệp sau đó tăng 3,8% so với cùng kỳ (đạt 1.626 VND/kWh) trong Q1/2025 do chi phí nhiên liệu tăng 5,8% so với cùng kỳ (đạt 1.321 VND/kWh) khi: (1) Chất lượng than còn thấp; (2) Giá than đầu vào tăng, đến từ việc tỷ trọng than nhập khẩu – vốn có giá mua cao hơn than nội địa – gia tăng trong cơ cấu nguồn cung than trộn của nhà máy. Trong khi đó, chi phí cố định giảm 4,2% so với cùng kỳ (đạt 305 VND/kWh) nhờ phần chi phí khấu hao từ máy móc thiết bị của NMD HP 1 không còn được ghi nhận trong kỳ.

Giá thành điện tăng theo chi phí nhiên liệu do chất lượng than giảm và giá than tăng



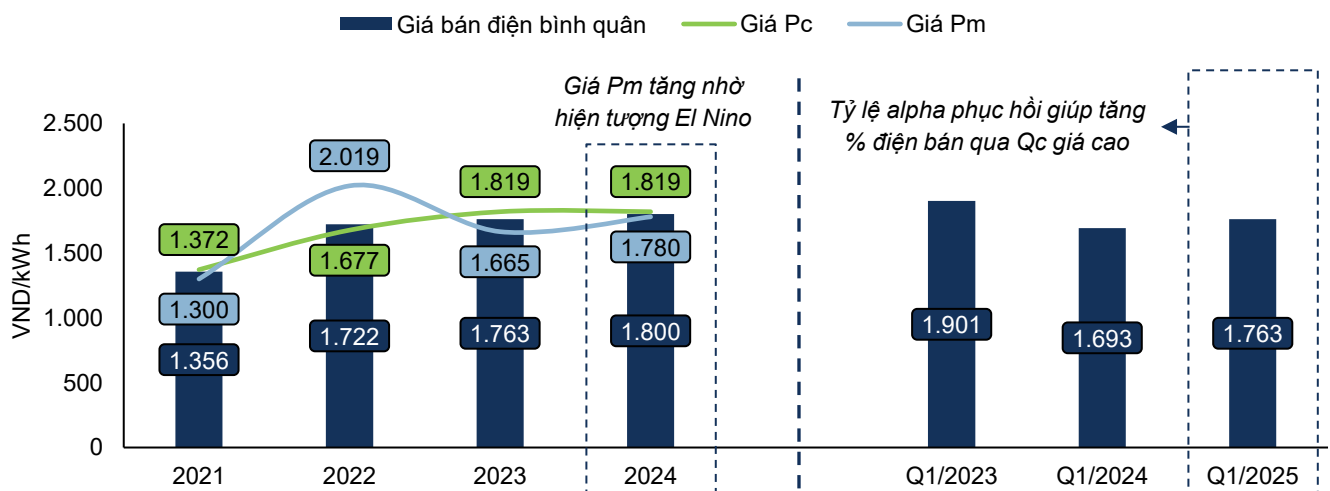
Nguồn: HND, FPTs tổng hợp

(2) Giá bán điện bình quân tăng nhờ điều kiện thời tiết thuận lợi và tỷ lệ alpha cải thiện.

Giá bán điện bình quân của HND tăng 2,1% YoY (đạt 1.800 VND/kWh) trong năm 2024, nhờ giá Pc và Pm đều duy trì ở mức cao: (1) Giá Pc tương đương cùng kỳ, đạt 1.819 VND/kWh do khoản giá biến đổi giảm theo chi phí mua than được bù đắp bởi mức tăng của các thành phần giá biến đổi khác; (2) Giá Pm tăng 6,9% YoY (đạt 1.780 VND/kWh), nhờ thời tiết chuyển qua pha El Nino có khí hậu khô hạn làm giảm sản lượng điện từ thủy điện và thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ điện toàn hệ thống, qua đó giúp gia tăng tỷ trọng huy động các nguồn nhiệt điện có giá bán cao trên thị trường cạnh tranh nhằm đảm bảo an ninh cung ứng điện; (3) Tỷ lệ alpha giảm mạnh từ 76% xuống mức 53%, khiến giá bán điện bình quân tăng chậm do HND phải gia tăng tỷ trọng điện năng bán lên thị trường cạnh tranh với giá Pm thường thấp hơn giá Pc.

Trong Q1/2025, giá bán điện bình quân của HND tăng 4,1% so với cùng kỳ (đạt 1.763 VND/kWh) nhờ đồng thời chịu ảnh hưởng từ: (1) Giá Pc điều chỉnh tăng theo giá than đầu vào; (2) Tỷ trọng sản lượng điện bán theo Qc tăng cao, sản lượng Qm thấp khi hiện tượng La Nina làm suy yếu nhu cầu huy động các nguồn nhiệt điện trên thị trường cạnh tranh, qua đó giúp cải thiện giá bán điện khi giá Pc thường xuyên cao hơn so với giá Pm nhờ không chịu áp lực cạnh tranh với các nhà máy khác.

Cơ cấu giá bán điện bình quân của HND



Nguồn: HND, FPTs tổng hợp & ước tính

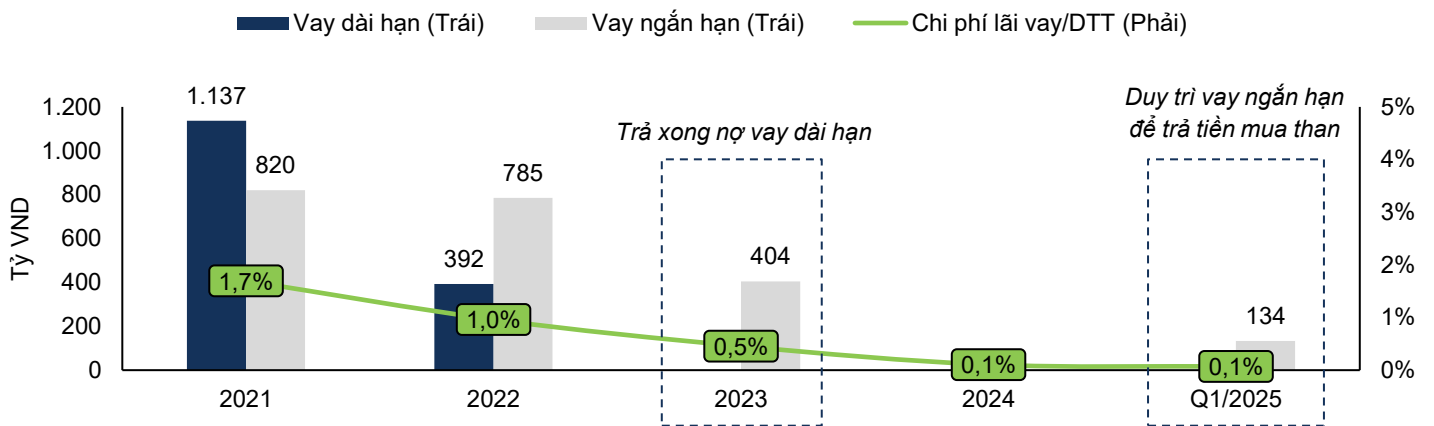
III. CẬP NHẬT TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH

1. Nợ vay thu hẹp giúp giảm áp lực chi phí tài chính và rủi ro tỷ giá

Tổng dư nợ vay của HND đã giảm 96% trong vòng 5 năm, chỉ còn 134 tỷ VND vào cuối Q1/2025. Đáng chú ý, toàn bộ khoản vay dài hạn bằng ngoại tệ được dùng để tài trợ việc xây dựng nhà máy đã được tắt toán từ năm 2023. Hiện HND chỉ duy trì nợ ngắn hạn chủ yếu để trả nợ tiền than khi tiền điện EVN thanh toán cho doanh nghiệp bị chậm trễ.

Tương ứng, chi phí lãi vay của HND cũng thu hẹp đáng kể với tỷ lệ chi phí lãi vay trên doanh thu thuần giảm từ khoảng 2,5% xuống mức 0,1% trong giai đoạn 2020 – Q1/2025. Việc giảm nợ góp phần giúp HND giảm áp lực lên lợi nhuận, cũng như hạn chế rủi ro tỷ giá trong bối cảnh đồng VND có xu hướng mất giá so với USD kể từ năm 2022 trở lại đây.

HND hoàn thành thanh toán nợ vay dài hạn giúp giảm áp lực trả gốc và lãi vay

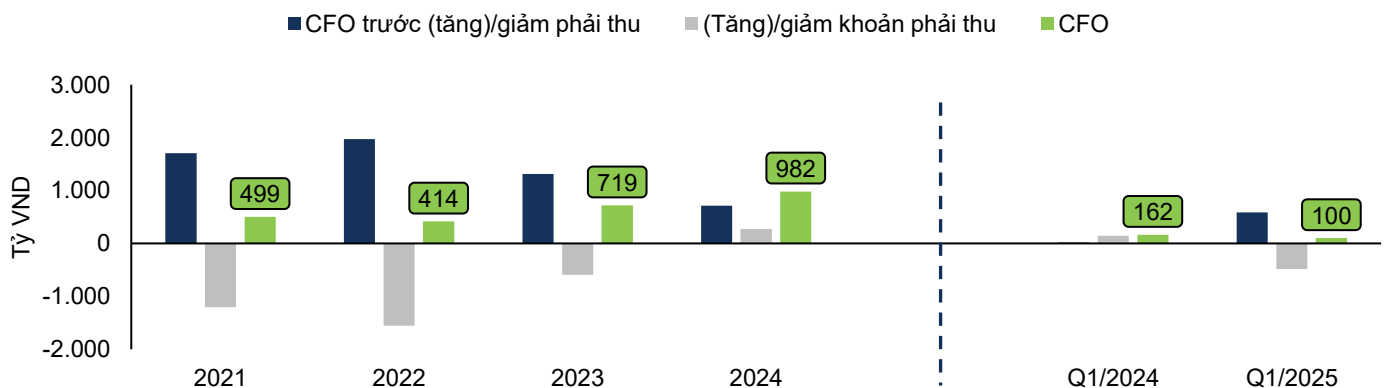


Nguồn: HND, FPTS tổng hợp

2. Dòng tiền CFO luôn dương giúp HND đủ khả năng chi trả chi phí hoạt động dù EVN chậm thanh toán

Dòng tiền kinh doanh (CFO) của HND bị hao hụt do khoản phải thu bình quân ~1.600 tỷ VND trong giai đoạn năm 2014 – 2024 (tương đương ~67% dòng tiền CFO lũy kế giai đoạn này), đến từ việc EVN chậm thanh toán tiền mua điện do đơn vị này bị thiếu hụt dòng tiền khi phải kinh doanh dưới giá vốn. Tuy nhiên, chúng tôi đánh giá HND vẫn sẽ duy trì được khả năng thanh khoản ổn định, nhờ vào: (1) Dòng tiền thuần từ hoạt động kinh doanh (CFO) trong giai đoạn này luôn dương, phản ánh việc doanh nghiệp vẫn đảm bảo chi trả được các khoản chi phí vận hành thiết yếu như nhiên liệu, nhân công, và bảo trì; (2) Áp lực thanh toán lãi vay thấp do đã tắt toán toàn bộ vay dài hạn từ Q2/2023, hiện doanh nghiệp chỉ duy trì nợ ngắn hạn ở mức tối thiểu để phục vụ vốn lưu động; (3) Dự án xử lý khí thải cho hai nhà máy HP 1 & 2 là khoản đầu tư trọng điểm duy nhất trong giai đoạn này, sau đó doanh nghiệp không có kế hoạch phát sinh thêm nhu cầu đầu tư lớn nào khác.

Dòng tiền hoạt động kinh doanh của HND luôn dương dù EVN chậm thanh toán



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp

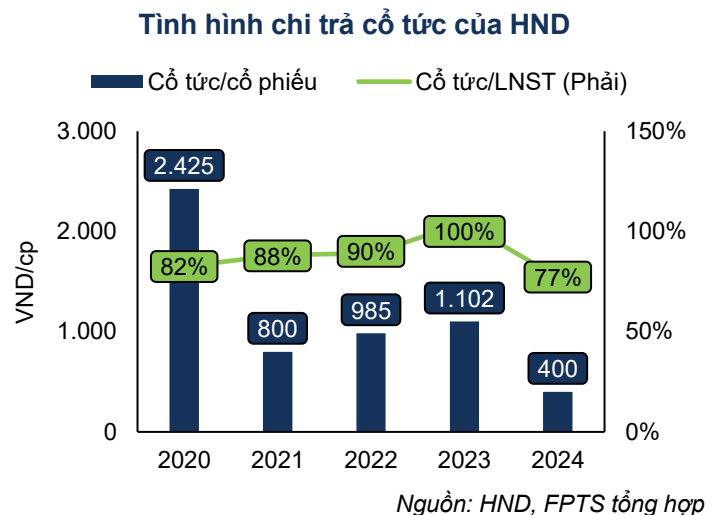
Chúng tôi kỳ vọng tình trạng chậm thanh toán tiền điện từ phía EVN sẽ dần được cải thiện do EVN đã có quyết định về việc tăng 4,8% mức giá bán lẻ điện bình quân lên 2.204 VND/kWh từ tháng 5/2025, giúp cải thiện dòng tiền để thanh toán chi phí mua điện cho các đơn vị phát điện và giảm bớt áp lực tài chính cho EVN sau giai đoạn dài kinh doanh dưới giá vốn.

3. Tỷ lệ chi trả cổ tức giảm trong ngắn hạn để bổ sung vốn cho dự án, kỳ vọng phục hồi kể từ năm 2027F

Tỷ lệ chi trả cổ tức của HND đã giảm từ mức cao 85 – 100% lợi nhuận sau thuế xuống còn 77% trong năm 2024. Nguyên nhân do doanh nghiệp cần giữ lại lợi nhuận để bổ sung nguồn vốn cho dự án nâng cấp hệ thống xử lý khí thải tại hai nhà máy HP 1 & 2.

Chúng tôi dự báo tỷ lệ chi trả cổ tức sẽ tiếp tục duy trì ở mức thấp trong giai đoạn 2025F – 2026F do HND còn thiếu ~367 tỷ VND để hoàn tất đầu tư cho dự án trên.

Mức cổ tức sau đó kỳ vọng sẽ phục hồi về như trước đây kể từ năm 2027F nhờ được hỗ trợ bởi: (1) Lợi nhuận sau thuế dự kiến tăng thêm 200 – 300 tỷ VND nhờ sản lượng điện và biên lợi nhuận cải thiện; (2) Áp lực tài chính thấp do HND đã tắt toán toàn bộ khoản vay dài hạn; (3) Doanh nghiệp chưa có thêm kế hoạch kế hoạch mở rộng hoặc nâng cấp nhà máy nào khác nên sẽ không phát sinh thêm nhu cầu vốn đầu tư lớn trong tương lai.



IV. TRIỂN VỌNG DOANH NGHIỆP

1. Kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2025

HND đặt kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2025 thận trọng với doanh thu và lợi nhuận sau thuế lần lượt giảm 0,9% & 2,7% YoY. Dựa trên kỳ vọng: (1) Sản lượng điện thương phẩm tăng +3,3% YoY nhờ nhu cầu tiêu thụ điện nhóm công nghiệp tăng trưởng theo hoạt động sản xuất & xuất khẩu; (2) Giá bán điện bình quân giảm 4,0% YoY, chủ yếu do hiện tượng La Nina khiến giá Pm giảm khi tỷ trọng thủy điện giá rẻ tăng trong cơ cấu huy động trên thị trường cạnh tranh. Các chỉ tiêu cụ thể như sau:

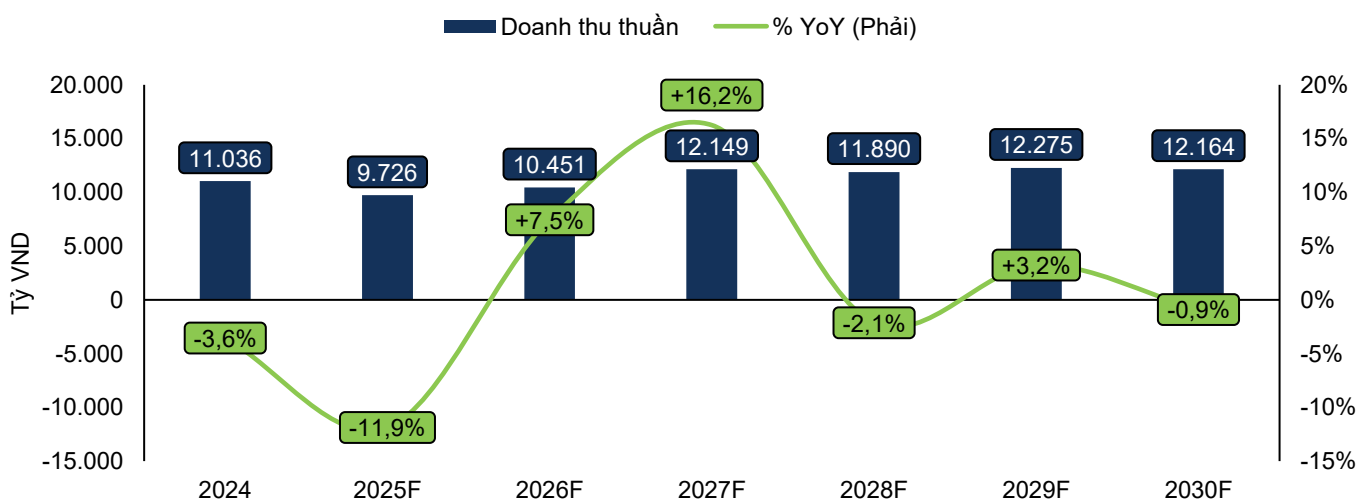
Chỉ tiêu	Kế hoạch 2025	% TH 2024
Sản lượng điện sản xuất	7.002	+3,7%
Sản lượng điện thương phẩm	6.325	+3,3%
Trong đó: Qc	3.655	+13,3%
Tổng doanh thu*	10.945	-0,9%
Trong đó: Doanh thu bán điện	10.932	-0,8%
Tổng chi phí*	10.670	-0,9%
Lợi nhuận sau thuế	251	-2,7%

2. Triển vọng hoạt động kinh doanh giai đoạn 2025F – 2030F

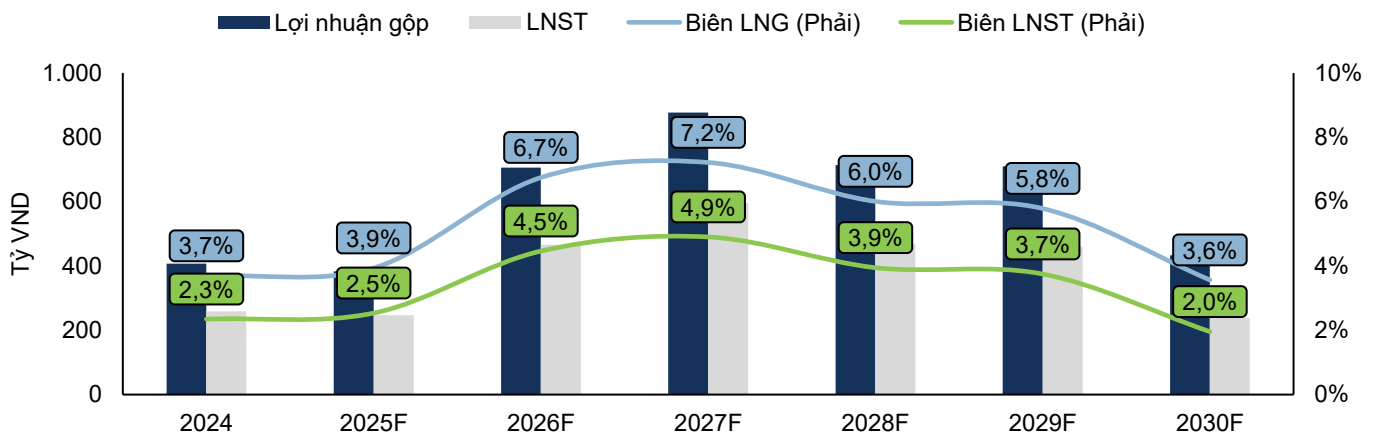
Chúng tôi dự phóng kết quả kinh doanh của HND trong năm 2025F sẽ tiếp tục giảm, với doanh thu thuần giảm 11,9% YoY (đạt 9.726 tỷ VND, hoàn thành 89,0% kế hoạch) và lợi nhuận sau thuế giảm 4,8% YoY (đạt 246 tỷ VND, hoàn thành 98,2% kế hoạch). Nguyên nhân đến từ: (1) Nhu cầu huy động nguồn nhiệt điện giảm khi bước vào hiện tượng La Nina; (2) Biên lợi nhuận gộp cải thiện nhẹ 0,2 đpt YoY (đạt 3,9%) nhờ giá than giảm và giá bán điện bình quân tăng nhờ tỷ lệ alpha phục hồi.

Kết quả kinh doanh dự kiến phục hồi và đạt đỉnh trong năm 2027F nhờ sản lượng điện và Qc tăng cao

Doanh thu thuần của HND giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

Lợi nhuận gộp và lợi nhuận sau thuế của HND giai đoạn 2024 – 2030F


Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

Kết quả kinh doanh của HND dự kiến sẽ tăng trưởng trở lại trong giai đoạn 2026F – 2027F, dựa trên: (1) Sản lượng điện tăng khi thời tiết chuyển sang pha trung tính/El Nino; (2) Biên lợi nhuận gộp mở rộng, lần lượt tăng 2,8 & 0,5 đpt YoY (đạt 6,7% & 7,2%) nhờ giá than giảm và chi phí cố định trung bình giảm khi sản lượng điện tăng, trong khi giá Pm cải thiện khi thời tiết quay về pha trung tính/El Nino. Với triển vọng trên, chúng tôi dự phóng HND sẽ đạt đỉnh kết quả kinh doanh trong năm 2027F, với doanh thu thuần tăng 16,2% YoY (đạt 12.149 tỷ VND) và lợi nhuận sau thuế tăng 27,7% YoY (đạt 595 tỷ VND).

Chúng tôi dự phóng kết quả kinh doanh của HND sẽ thu hẹp dần trong dài hạn, với doanh thu thuần giảm nhẹ 0,9% YoY (đạt 12.164 tỷ VND) và lợi nhuận sau thuế giảm 48,3% YoY (đạt 238 tỷ VND) vào năm 2030F, tương đương CAGR đạt 0,0% & -26,3% giai đoạn 2027F – 2030F. Áp lực đến từ: (1) Sản lượng điện đi ngang do gia tăng cạnh tranh với các dự án điện tái tạo và nhiệt điện mới; (2) Biên lợi nhuận gộp của doanh nghiệp thu hẹp 2,2 đpt YoY (đạt 3,6%) do chi phí nhiên liệu tăng khi hiệu suất chuyển đổi nhiên liệu giảm theo tuổi thọ nhà máy, trong khi giá Pm giảm khi thời tiết quay lại pha trung tính/La Nina.

2.1. Sản lượng điện tăng chậm hơn toàn ngành, được huy động cao vào các năm El Nino (Quay lại)

Chúng tôi kỳ vọng sản lượng điện thương phẩm của HND sẽ tăng trưởng bình quân 3,9%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, mức tăng trưởng này chỉ tương đương một nửa tốc độ tăng bình quân 7,6%/năm của toàn ngành, do tỷ trọng huy động từ HND dự kiến giảm dần trong cơ cấu điện quốc gia khi phải chịu thêm áp lực cạnh tranh từ các dự án điện tái tạo và nhiệt điện mới.

2.1.1. Nhu cầu tiêu thụ điện toàn hệ thống tăng trưởng ổn định nhờ sản xuất và mức sống dân cư cải thiện

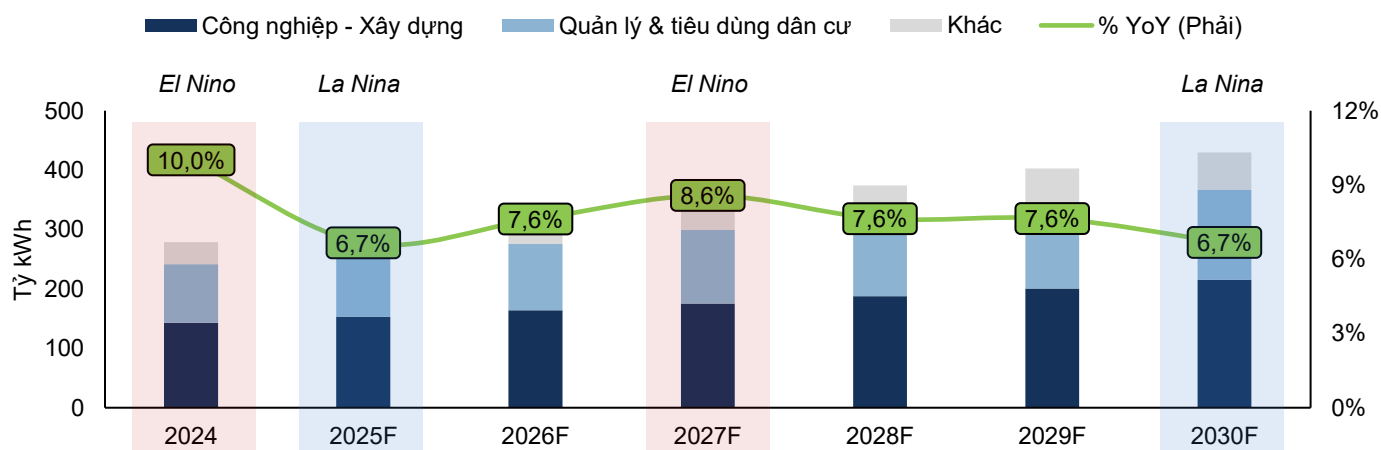
Chúng tôi dự báo nhu cầu tiêu thụ điện toàn hệ thống sẽ tăng trưởng bình quân 7,6%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, dựa trên: (1) Nhu cầu phụ tải nhóm công nghiệp – xây dựng tăng trưởng theo quá trình mở rộng sản xuất và đầu tư cải thiện hạ tầng; (2) Tiêu dùng điện dân dụng tiếp tục mở rộng theo mức sống của người dân, trong đó tốc độ tăng trưởng sản lượng tiêu thụ sẽ cao hơn mức trung bình trong các năm El Nino và thấp hơn trong các năm La Nina.

(1) Nhu cầu điện từ nhóm công nghiệp – xây dựng được kỳ vọng tăng trưởng ổn định ở mức 7,0%/năm, nhờ vào quá trình mở rộng sản xuất trong các ngành chế biến – chế tạo, đầu tư mới tại các khu công nghiệp, và hạ tầng dần được cải thiện khi giải ngân mạnh đầu tư công cho các dự án trọng điểm như cao tốc Bắc – Nam, sân bay Long Thành, và các cụm logistics quy mô lớn. Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện công nghiệp chậm hơn so với mức +10,7% YoY của năm 2024 là do chịu ảnh hưởng tiêu cực từ căng thẳng thương mại Mỹ – Trung, khi việc Mỹ gia tăng thuế quan làm suy giảm sức mua nội địa của quốc gia này, kéo theo sự sụt giảm đơn hàng xuất khẩu từ Việt Nam – đặc biệt trong các ngành thâm dụng lao động như dệt may, đồ gỗ, và điện tử tiêu dùng.

(2) Tiêu thụ điện sinh hoạt dự kiến sẽ tăng trưởng bình quân khoảng 7,4%/năm, phản ánh xu hướng cải thiện thu nhập và mức sống khiến nhu cầu sử dụng điện của người dân tăng theo. Chúng tôi cho rằng dự địa tăng trưởng của nhóm khách hàng này còn rất lớn khi mức tiêu thụ điện bình quân đầu người tại Việt Nam hiện chỉ đạt ~2.700 kWh/năm – tương đương 43% so với mức trung bình của các nước trong khu vực. Chu kỳ thời tiết cũng ảnh hưởng đến nhu cầu dân dụng, với mức tăng trưởng cao hơn bình quân trong các năm El Nino nắng nóng (+10,6% YoY) và thấp hơn trong các năm La Nina (+5,1% YoY) có khí hậu mát mẻ do mưa nhiều.

Nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng ổn định theo hoạt động sản xuất và mức sống dân cư

Cơ cấu sản lượng điện thương phẩm toàn hệ thống



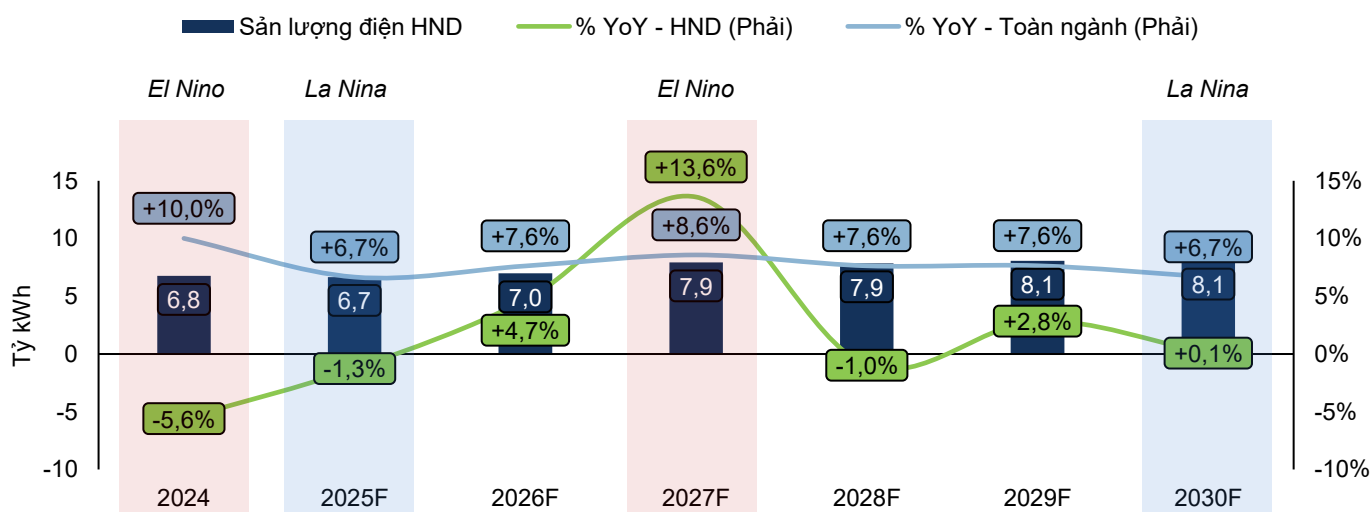
Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp & dự phóng

2.1.2. Sản lượng HND tăng chậm do cạnh tranh, tỷ lệ alpha tăng từ 2026F nhờ thời tiết & đảm bảo nguồn cung

Chúng tôi kỳ vọng sản lượng điện của HND sẽ tăng trưởng bình quân 3,9%/năm, thấp hơn mức 7,6%/năm của toàn ngành trong giai đoạn 2025F – 2030F do cạnh tranh từ các dự án năng lượng tái tạo và nhiệt điện mới.

Nguyên nhân do tỷ trọng điện năng từ HND dự kiến giảm bình quân ~0,1 đpt/năm trong cơ cấu huy động điện toàn ngành khi phải chịu thêm áp lực cạnh tranh từ các dự án mới. Bên cạnh đó, sản lượng điện của HND có xu hướng biến động mạnh theo chu kỳ khí hậu El Nino/La Nina, trong đó mức huy động tăng cao vào các năm El Nino nhằm bù đắp thiếu hụt sản lượng từ nguồn điện khác và giảm vào các năm La Nina do bị thay thế bởi các nguồn điện có giá bán rẻ hơn.

Sản lượng điện sản xuất của HND tăng trưởng chậm hơn so với toàn ngành do áp lực cạnh tranh

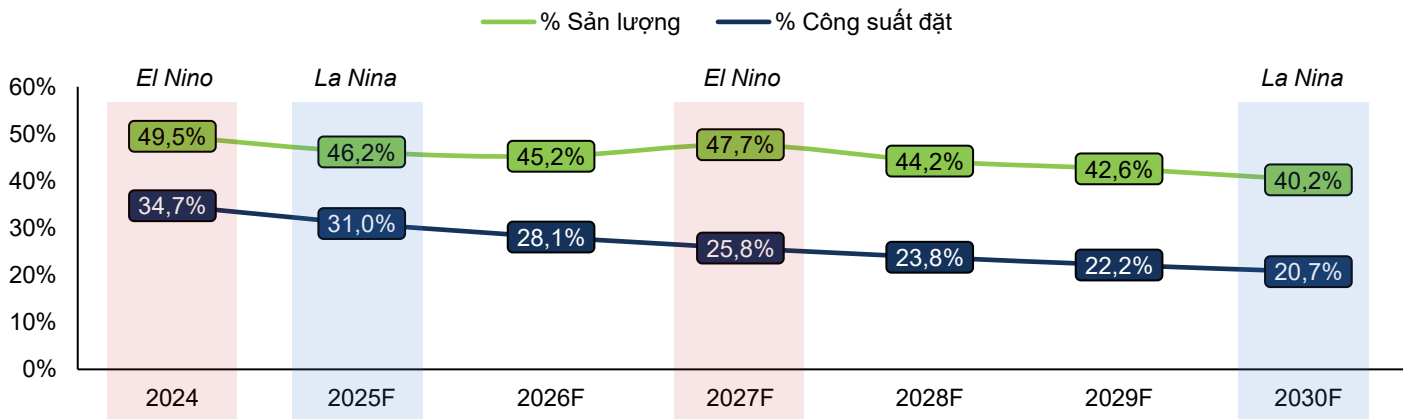


Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

Dự báo chu kỳ khí hậu El Nino/La Nina trong giai đoạn 2025F – 2030F được chúng tôi xây dựng dựa trên mô hình dự báo của Trung tâm Dự báo Khí hậu (CPC/IRI) kết hợp với dữ liệu khí hậu trong quá khứ, nhằm đánh giá chính xác hơn tác động của điều kiện thời tiết đến mức độ huy động thực tế của HND theo từng năm cụ thể.

(1) Cạnh tranh từ nguồn điện tái tạo: Tỷ trọng sản lượng điện từ các nhà máy nhiệt điện than truyền thống (trong đó có HND) sẽ dần thu hẹp bình quân 1,5 đpt/năm, trong đó tăng 2,5 đpt vào các năm El Nino và giảm 2,4 – 3,3 đpt vào các năm La Nina. Nguyên nhân do định hướng ưu tiên phát triển các nguồn năng lượng tái tạo để giảm phát thải từ nhiên liệu hóa thạch theo Quy hoạch điện VIII điều chỉnh. Mục tiêu đặt ra là nâng tỷ trọng công suất đặt của nhóm tái tạo lên mức 38% tổng công suất toàn hệ thống trong giai đoạn 2025F – 2030F, tương ứng CAGR ~14,0%/năm. Các dự án năng lượng tái tạo này sẽ được ưu tiên huy động trước các nguồn nhiệt điện trong thứ tự vận hành nhờ có mức phát thải và chi phí biên gần như bằng 0, qua đó làm giảm không gian huy động của nhiệt điện than.

Tỷ trọng huy động nhiệt điện than trong hệ thống giảm dần do cạnh tranh với NLTT



Nguồn: EVN, Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, FPTs tổng hợp & dự phóng

(2) Áp lực cạnh tranh nội bộ trong nhóm nhiệt điện than: Tỷ lệ huy động của HND trong tổng sản lượng điện than dự kiến giảm bình quân 0,03 đpt/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F. Nguyên nhân do quy hoạch dự kiến bổ sung thêm ~1 GW công suất đặt từ các dự án nhiệt điện than mới trong giai đoạn này (tương đương CAGR ~0,8%/năm). Việc đưa vào vận hành các nhà máy mới làm gia tăng cạnh tranh nội bộ trong nhóm nhiệt điện than, khiến các nhà máy cũ như HND gặp khó khăn trong việc duy trì tỷ trọng huy động như hiện tại.

2.1.3. Tỷ lệ alpha của HND phục hồi từ năm 2026F nhờ thời tiết thuận lợi và đảm bảo cung ứng điện (Quay lại)

Chúng tôi kỳ vọng tỷ lệ alpha của HND sẽ cải thiện nhẹ lên mức 60% trong năm 2025F, nhằm hỗ trợ EVN đảm bảo nguồn cung điện ổn định trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ điện tiếp tục tăng trưởng. Tỷ lệ này thấp so với mức 75 – 90% của giai đoạn trước do: (1) Tỷ trọng điện mua theo giá Pc từ các nguồn nhiệt điện – vốn thường có mức giá cao hơn mặt bằng giá Pm trên thị trường cạnh tranh – bị hạn chế do EVN đang cần tối ưu chi phí mua điện nhằm cải thiện tình hình tài chính sau thời gian dài kinh doanh dưới giá vốn; (2) Hiện tượng La Nina làm giảm nhu cầu phân bổ sản lượng Qc cho các nhà máy nhiệt điện có giá chào cao như HND.

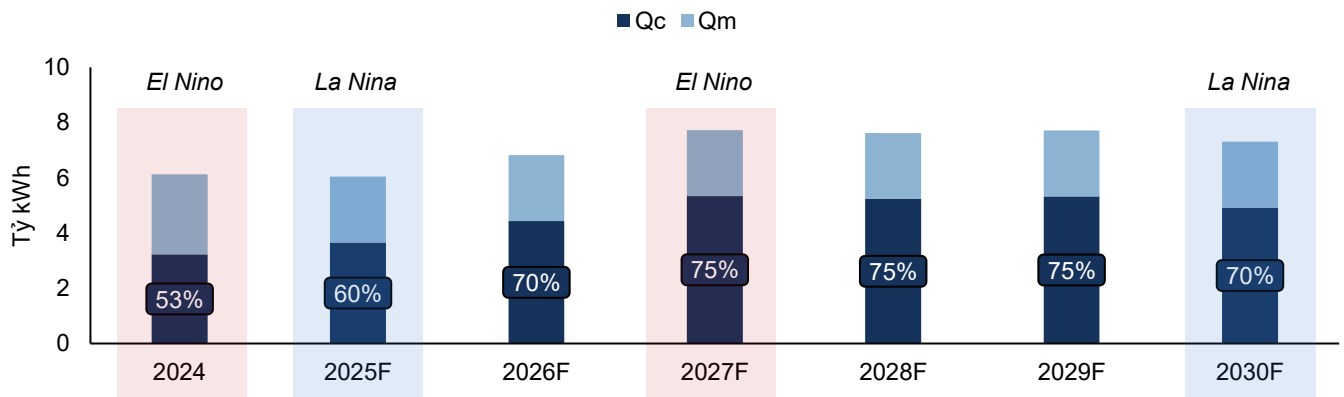
Tỷ lệ alpha sau đó sẽ phục hồi về mức 70 – 75% trong giai đoạn 2026F – 2027F, nhờ: (1) Nhu cầu tiêu thụ điện toàn hệ thống tiếp tục tăng trưởng ổn định; (2) Huy động các nguồn nhiệt điện phục hồi để bù đắp suy giảm sản lượng từ các nguồn điện khác khi thời tiết quay về pha trung tính/El Nino.

Mức alpha sau đó duy trì ổn định ở mức 75% trong giai đoạn 2028F – 2029F nhằm đảm bảo an ninh cung ứng và ổn định vận hành lưới điện bằng cách đảm bảo sản lượng điện Qc ổn định từ các nhà máy nhiệt điện chạy nền³ như HND, trong bối cảnh tỷ trọng điện tái tạo có tính biến động cao do phụ thuộc vào điều kiện thời tiết trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc ngày càng cao.

³ Nhiệt điện chạy nền: Các nhà máy nhiệt điện được thiết kế để vận hành liên tục ở công suất cao, nhằm đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện cơ bản, ổn định của hệ thống điện quốc gia.

Tỷ lệ alpha dự kiến giảm xuống mức 70% trong năm 2030F do gia tăng cạnh tranh với thủy điện khi thời tiết kỳ vọng chuyển sang pha La Nina.

Tỷ lệ alpha của HND dần phục hồi và duy trì ổn định nhằm đảm bảo cung ứng điện



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

3. Biên lợi nhuận gộp phục hồi trong trung hạn nhờ huy động tăng khi thời tiết chuyển pha [\(Quay lại\)](#)

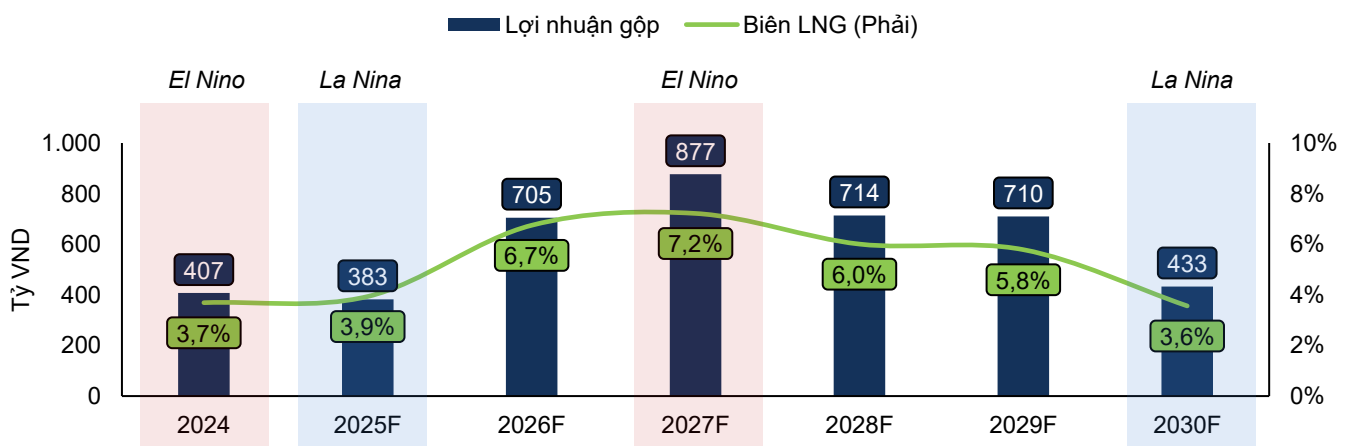
Chúng tôi kỳ vọng biên lợi nhuận gộp của HND tăng nhẹ 0,2 đpt YoY (đạt mức 3,9%) trong năm 2025F khi chênh lệch giữa giá bán và giá thành sản xuất điện của HND duy trì ở mức thấp, đạt 61 VND/kWh (-5,6% YoY). Nguyên nhân đến từ: (1) Giá thành điện giảm nhờ chi phí nhiên liệu theo theo giá than đầu vào; (2) Giá bán điện bình quân giảm do giá Pc điều chỉnh giảm theo giá than và giá Pm giảm khi thời tiết chuyển sang pha La Nina.

Biên lợi nhuận gộp sau đó sẽ dần mở rộng 2,8 đpt YoY (đạt 6,7%) trong năm 2026F và tăng 0,5 đpt YoY (đạt 7,2%) vào năm 2027F, nhờ biên chênh lệch giá bán và giá thành lần lượt tăng lên mức 108 & 119 VND/kWh (tương ứng tăng 79,0% & 9,6% YoY). Nguyên nhân do: (1) Giá thành sản xuất điện duy trì mức thấp, đến từ kỳ vọng giá than tiếp tục giảm và hiệu quả phân bổ chi phí được cải thiện nhờ sản lượng điện phục hồi; (2) Giá bán điện phục hồi, nhờ giá Pm tăng cao khi thời tiết quay về pha trung tính/El Nino.

Biên lợi nhuận gộp dự kiến thu hẹp trở lại trong dài hạn, giảm 2,2 đpt YoY (đạt 3,6%) trong năm 2030F khi: (1) Giá thành điện tăng trở lại, do chi phí nhiên liệu tăng khi hiệu suất chuyển đổi nhiên liệu của nhà máy giảm dần theo tuổi thọ vận hành; (2) Giá bán điện bình quân suy yếu, do giá Pm giảm trong bối cảnh thời tiết bước vào pha trung tính/La Nina.

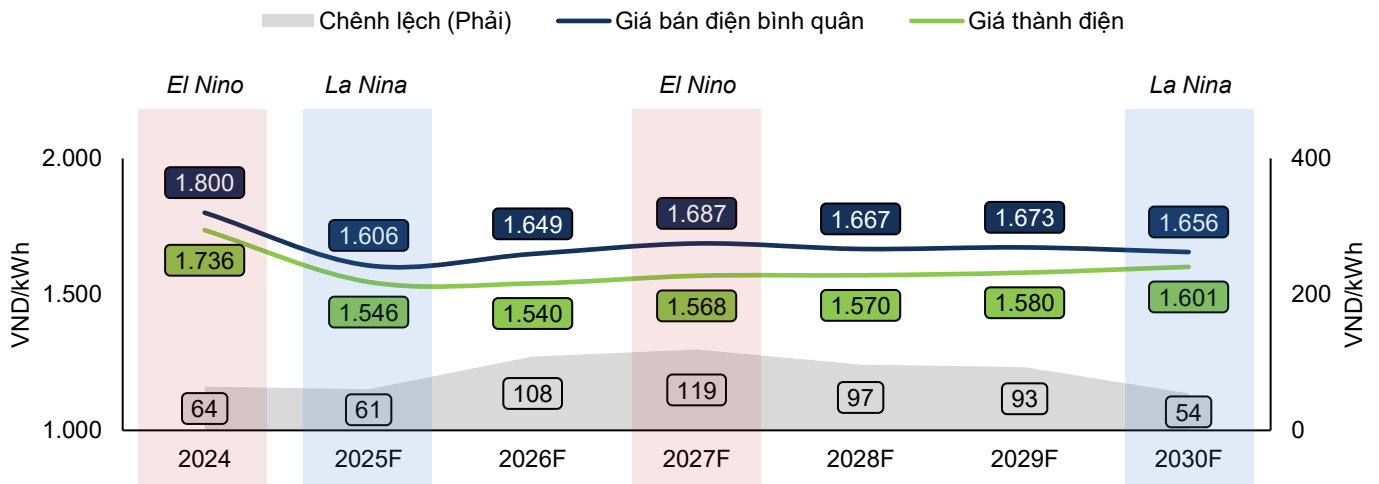
Biên lợi nhuận gộp mở rộng trong trung hạn nhờ El Nino giúp giá Pm tăng và chi phí phân bổ/kWh giảm

Diễn biến lợi nhuận gộp và biên lợi nhuận gộp của HND giai đoạn 2024 – 2030F



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

Chênh lệch giá bán và giá thành mở rộng trong giai đoạn 2026F – 2029F nhờ sản lượng điện tăng



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

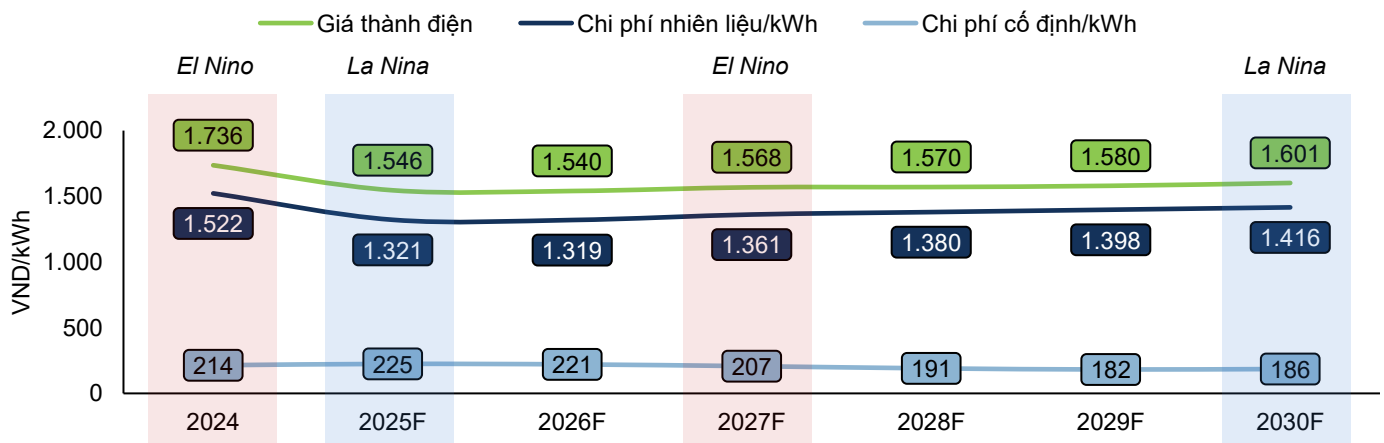
3.1. Giá thành điện giảm trong ngắn hạn nhờ than hạ nhiệt, tăng trở lại từ 2027F do hiệu suất nhà máy giảm

Giá thành sản xuất điện của HND dự kiến giảm mạnh 11,0% YoY trong năm 2025F (đạt 1.546 VND/kWh) nhờ: (1) Chi phí nhiên liệu giảm 13,2% YoY (đạt 1.321 VND/kWh), nhờ giá than đầu vào hạ nhiệt theo xu hướng thị trường than toàn cầu, ước giảm 11,9% YoY (đạt 2,3 triệu VND/tấn); (2) Chi phí cố định tăng 4,9% YoY (đạt 225 VND/kWh), do sản lượng điện của doanh nghiệp giảm theo nhu cầu huy động chung nhóm nhiệt điện do giá tăng cạnh tranh với các nguồn điện giá rẻ khi thời tiết bước vào pha La Niña.

Giai đoạn 2026F – 2027F, giá thành sản xuất điện lần lượt giảm 0,3% YoY và tăng 1,8% YoY (đạt 1.540 và 1.568 VND/kWh), nhờ: (1) Chi phí nhiên liệu giảm 0,1% & tăng 3,2% YoY (đạt 1.319 & 1.361 VND/kWh), phản ánh giá than duy trì mức thấp -1,8% YoY (đạt 2,2 triệu VND/tấn) và hiệu suất chuyển đổi nhiên liệu suy giảm ~2,1 đpt/năm tương tự như các năm trước đây do ảnh hưởng của hao mòn thiết bị, buộc nhà máy phải tiêu tốn nhiều than hơn để sản xuất cùng một đơn vị điện năng; (2) Chi phí cố định thu hẹp 1,7 & 6,2% YoY (đạt 207 & 221 VND/kWh) nhờ sản lượng điện đầu ra phục hồi trở lại khi điều kiện khí hậu thuận lợi nhờ quay về pha trung tính/El Niño.

Chúng tôi kỳ vọng giá thành điện dần tăng trở lại trong giai đoạn 2028F – 2030F, tăng 0,1% – 2,1% so với năm 2027F (đạt 1.570 – 1.601 VND/kWh). Nguyên nhân do chi phí nhiên liệu tiếp tục tăng cao 1,4% – 4,0% so với năm 2027F (đạt 1.380 – 1.416 VND/kWh) khi hiệu suất chuyển đổi nhiên liệu của nhà máy tiếp tục suy giảm ~2,3 đpt/năm. Ngược lại, chi phí cố định dự kiến giảm mạnh 8,0% – 10,4% so với năm 2027F (giảm 20 – 30 VND/kWh) đến từ việc tài sản máy móc thiết bị của Nhà máy điện HP2 hoàn tất khấu hao.

Giá thành điện duy trì mức thấp nhờ giá than giảm và máy móc hết khấu hao

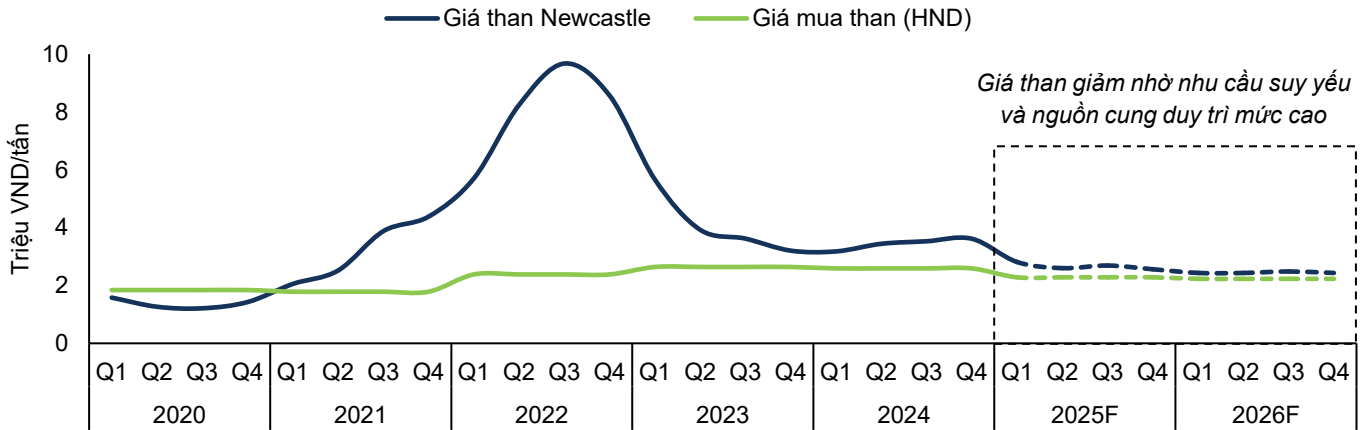


Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

(1) Giá than đầu vào dự kiến giảm nhờ nhu cầu suy yếu và nguồn cung duy trì ở mức cao.

Chúng tôi kỳ vọng giá mua than của HND trong giai đoạn 2025F – 2026F sẽ tiếp tục giảm lần lượt 11,9% & 2,3% YoY (đạt 2,3 & 2,2 triệu VND/tấn) nhờ thành phần giá than nhập khẩu trong nguồn cung than trộn của HND dự kiến sẽ hạ nhiệt theo diễn biến chung của thị trường than toàn cầu, với nhu cầu tiêu thụ than cho phát điện suy yếu trong khi sản lượng vẫn duy trì mức cao.

Chi phí mua than của HND kỳ vọng tiếp tục giảm theo giá than thế giới

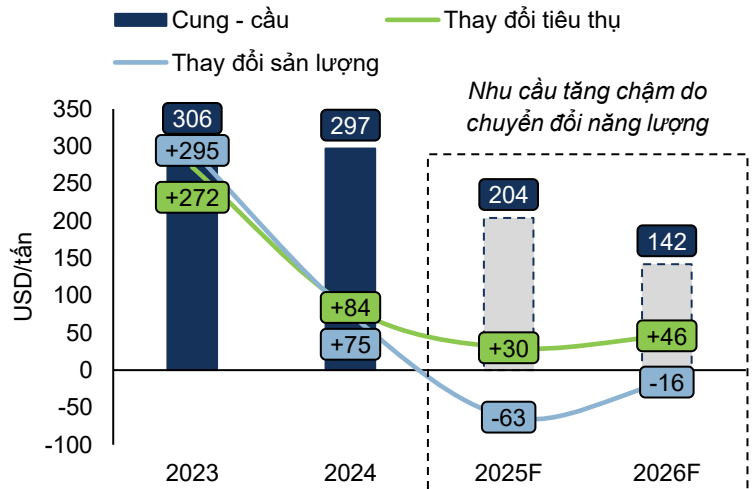


Nguồn: HND, World Bank, FPTs tổng hợp & dự phóng

Nhu cầu tiêu thụ than toàn cầu có xu hướng suy yếu dần, do quá trình chuyển dịch sang năng lượng tái tạo đang được thúc đẩy mạnh mẽ tại các thị trường lớn như Trung Quốc, Mỹ, và EU. Nhiều quốc gia đang ưu tiên thay thế nguồn điện từ than bằng điện gió, mặt trời, và thủy điện nhằm thực hiện các cam kết phát thải ròng bằng 0.

Nguồn cung than quốc tế vẫn tiếp tục duy trì ở mức cao, tạo ra áp lực giảm giá từ phía cung. Các nước xuất khẩu than lớn như Indonesia, Úc, và Nga vẫn đang đẩy mạnh sản xuất thông qua chính sách khuyến khích khai thác và ưu đãi thuế, nhằm mục đích tối ưu hóa doanh thu trước khi các chính sách chuyển đổi năng lượng toàn cầu (thay thế các nguồn năng lượng hóa thạch bằng năng lượng tái tạo) dần siết chặt.

Dư thừa nguồn cung làm giảm giá than quốc tế

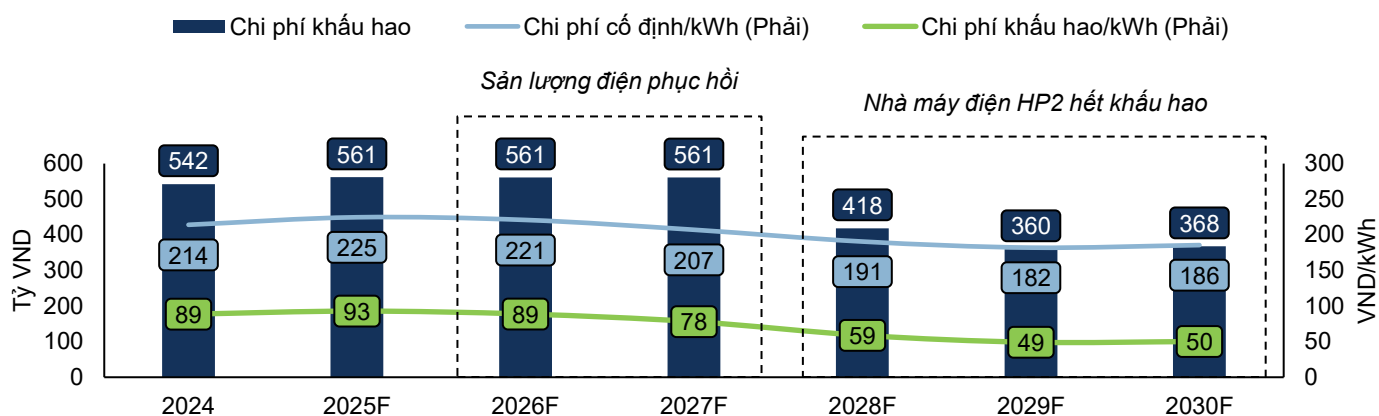


Nguồn: IEA, World Bank, FPTs tổng hợp & dự phóng

(2) Chi phí cố định giảm kể từ năm 2028F nhờ tài sản máy móc thiết bị hết khấu hao.

Từ năm 2028F, chúng tôi dự báo chi phí khấu hao phân bổ trên mỗi kWh điện của HND sẽ bắt đầu thu hẹp 24,7 – 35,7% so với năm 2027F (giảm 20 – 30 VND/kWh). Nguyên nhân đến từ việc tài sản máy móc thiết bị của Nhà máy điện HP2 – ước tính chiếm khoảng 33% tổng chi phí khấu hao hàng năm của HND trong năm 2024 – sẽ hoàn tất chu kỳ khấu hao vào thời điểm này.

Chi phí khấu hao trên mỗi kWh điện duy trì ở mức thấp kể từ năm 2028F



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

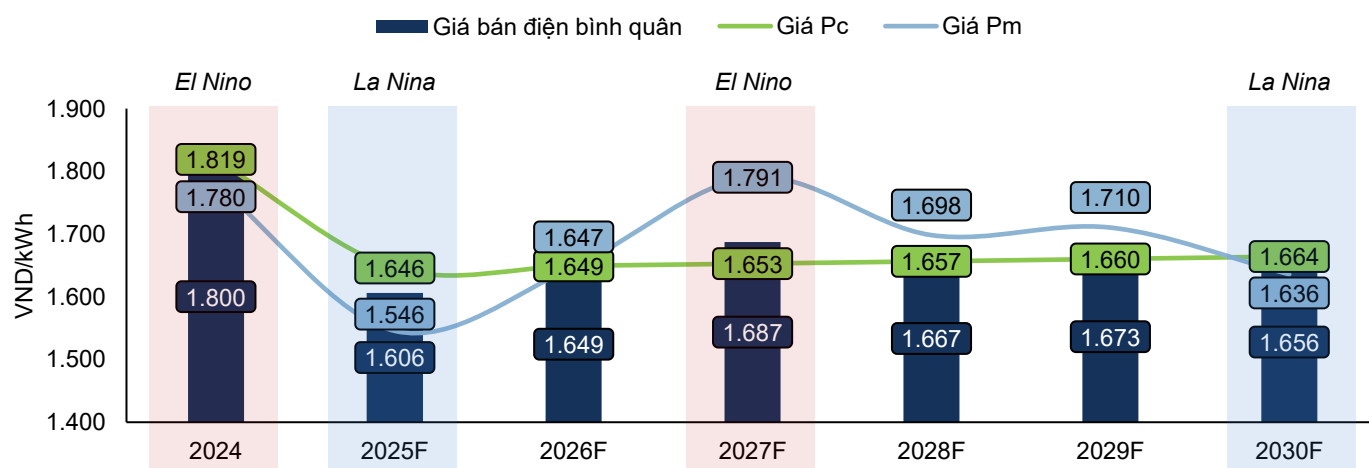
3.2. Giá bán điện giảm trong 2025F do La Nina, phục hồi từ 2026F nhờ Pm tăng khi thời tiết thuận lợi trở lại

Giá bán điện bình quân của HND dự kiến giảm 10,8% YoY (đạt 1.606 VND/kWh) trong năm 2025F do: (1) Giá Pm ước tính giảm 13,1% YoY (đạt 1.546 VND/kWh), do giá chào của các nhà máy nhiệt điện giảm 9,7% YoY theo xu hướng hạ nhiệt của chi phí nhiên liệu và tỷ trọng huy động nguồn điện giá rẻ tăng khi điều kiện khí hậu đi vào pha La Nina; (2) Giá Pc dự kiến giảm 9,5% YoY (đạt 1.646 VND/kWh), do thành phần chi phí biến đổi giảm theo giá than đầu vào.

Chúng tôi kỳ vọng giá bán điện bình quân sau đó sẽ hồi phục, lần lượt tăng 2,6% & 2,3% YoY (đạt 1.649 & 1.687 VND/kWh) trong giai đoạn 2026F – 2027F. Động lực tăng trưởng đến từ: (1) Giá Pm lần lượt cải thiện 6,6% & 8,7% YoY (đạt 1.647 & 1.791 VND/kWh) nhờ tỷ trọng huy động các nguồn nhiệt điện có giá chào cao trên thị trường cạnh tranh tăng để bù đắp thiếu hụt nguồn cung điện khi thời tiết quay về pha trung tính/El Nino; (2) Giá Pc duy trì mức thấp, tăng nhẹ 0,2% YoY (lần lượt đạt 1.649 & 1.653 VND/kWh) chủ yếu nhờ tăng trưởng ở các khoản chi phí biến đổi khác như nhiên liệu dầu và trượt giá chi phí bảo dưỡng sửa chữa, trong khi chi phí biến đổi than vẫn giữ ổn định theo giá than.

Giá bán điện sau đó thu hẹp nhẹ trong giai đoạn 2028F – 2030F, giảm 0,9 – 1,9% (đạt 1.656 – 1.673 VND/kWh) so với năm 2027F khi: (1) Giá Pm giảm 4,5% – 8,6% so với năm 2027F (đạt 1.636 – 1.710 VND/kWh) do thời tiết chuyển từ pha El Nino về lại trung tính/La Nina, được bù đắp một phần nhờ xu hướng giá chào từ các nguồn nhiệt điện tăng 1,5%/năm nhằm đảm bảo lợi nhuận khi chi phí nhiên liệu tăng; (2) Giá Pc tiếp tục duy trì ở mức thấp theo giá than đầu vào, tăng nhẹ 0,2% – 0,7% so với năm 2027F (đạt 1.657 – 1.664 VND/kWh) nhờ điều chỉnh theo chi phí nhân công và sửa chữa bảo dưỡng.

Giá bán điện của HND phục hồi kể từ 2026F nhờ thời tiết thuận lợi khiến giá Pm tăng



Nguồn: HND, FPTS tổng hợp & dự phóng

V. ĐỊNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ

Chúng tôi định giá cổ phiếu HND theo phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF và dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu FCFE với trọng số 50 : 50. Theo đó, mức giá mục tiêu dựa trên giá trị bình quân của hai phương pháp là 13.100 VND/cp, cao hơn 9,2% so với mức giá đóng cửa ngày 15/07/2025. Do đó, chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** đối với cổ phiếu HND cho thời điểm hiện tại ([Quay lại trang 1](#)). Nhà đầu tư có thể bán cổ phiếu HND ở thời điểm hiện tại do kết quả kinh doanh kém quả quan và tỷ suất cổ tức thấp trong năm 2025F. Nhà đầu tư có thể xem xét mua vào cổ phiếu HND ở giá 10.900 VND/cp với mức sinh lời kỳ vọng đạt 20% nhờ triển vọng lợi nhuận và tỷ suất cổ tức phục hồi trong giai đoạn 2027F – 2030F.

Chúng tôi chưa đưa dự án nâng cấp hệ thống xử lý khí thải cho hai nhà máy điện HP 1 & 2 vào trong dự phóng do: (1) Chưa có đủ thông tin chi tiết về cơ sở điều chỉnh giá Pc, hiện HND vẫn đang đàm phán mức tăng thành phần giá cố định để có thể thu hồi được các khoản chi phí đầu tư dự án; (2) Chúng tôi cho rằng dự án này sẽ không ảnh hưởng nhiều đến định giá của HND, khi mức tăng giá cố định sẽ phải giúp HND thu hồi được các khoản chi phí đầu tư này để doanh nghiệp có thể bắt đầu thi công dự án.

Phương pháp	Kết quả	Trọng số
Phương pháp chiết khấu dòng tiền		
Dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF	13.110	50%
Dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu FCFE	13.110	50%
Bình quân giá các phương pháp (VND/cp)	13.100	

CÁC GIẢ ĐỊNH THEO PHƯƠNG PHÁP CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

Giả định mô hình	Giá trị	Giả định mô hình	Giá trị
WACC	12,37%	Phần bù rủi ro thị trường	9,87%
Chi phí sử dụng nợ	5,7%	Hệ số beta không đòn bẩy	0,94x
Chi phí sử dụng VCSH	12,80%	Tăng trưởng dài hạn	1,50%
Lãi suất phi rủi ro kỳ hạn 10 năm	3,08%	Thời gian dự phóng	6 năm

KẾT QUẢ ĐỊNH GIÁ THEO PHƯƠNG PHÁP CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

Tổng hợp định giá FCFF	Giá trị
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền doanh nghiệp (tỷ VND)	6.522
(+) Tiền mặt (tỷ VND)	33
(-) Nợ ngắn hạn và dài hạn (tỷ VND)	0
Giá trị vốn chủ sở hữu (tỷ VND)	6.555
Số cổ phiếu lưu hành (triệu cổ phiếu)	500
Giá mục tiêu (VND/cp)	13.110
Tổng hợp định giá FCFE	Giá trị
Giá trị hiện tại của dòng tiền vốn chủ sở hữu (tỷ VND)	6.555
Giá mục tiêu (VND/cp)	13.110

TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH DỰ PHÓNG

HĐKD (tỷ VND)	2024A	2025F	2026F	2027F
Doanh thu thuần	11.036	9.726	10.451	12.149
Giá vốn hàng bán	-10.629	-9.343	-9.745	-11.272
Lợi nhuận gộp	407	383	705	877
Chi phí bán hàng	0	0	0	0
Chi phí quản lý DN	-107	-95	-102	-117
Lợi nhuận thuần HĐKD	300	288	604	759
(Lỗ)/lãi HĐTC	-16	-14	-1	5
Lợi nhuận khác	0	0	0	1
Lợi nhuận trước thuế, lãi vay	284	274	603	765
Chi phí lãi vay	-12	-10	-20	-22
Lợi nhuận trước thuế	273	264	582	743
Thuế TNDN	-14	-26	-116	-149
Lợi nhuận sau thuế	259	237	466	594
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0	0
LNST của cổ đông CT Mẹ	259	237	466	594
EPS (đ)	844	432	770	893
EBITDA	831	840	1.169	1.331
Khấu hao	547	566	566	566
Tăng trưởng doanh thu	-4%	-12%	7%	16%
Tăng trưởng LN HĐKD	-44%	-4%	110%	26%
Tăng trưởng EBIT	-45%	-4%	120%	27%
Tăng trưởng EPS	-4%	-49%	78%	16%
Chỉ số khả năng sinh lời	2024A	2025F	2026F	2027F
Tỷ suất lợi nhuận gộp	3,7%	3,9%	6,7%	7,2%
Tỷ suất LNST	2,3%	2,4%	4,5%	4,9%
ROE DuPont	4,4%	4,1%	7,6%	9,4%
ROA DuPont	3,5%	3,3%	6,0%	7,4%
Tỷ suất EBIT/doanh thu	2,6%	2,8%	5,8%	6,3%
LNTT / EBIT	95,9%	96,4%	96,6%	97,1%
LNST/LNTT	94,9%	90,0%	80,0%	80,0%
Vòng quay tổng tài sản	149,1%	134,7%	135,4%	151,4%
Đòn bẩy tài chính	126,1%	124,3%	126,1%	126,8%
Chỉ số hiệu quả vận hành	2024A	2025F	2026F	2027F
Thời gian luân chuyển tiền	73,72	76,64	71,16	66,74
Số ngày phải thu	90,33	94,31	89,57	82,14
Số ngày tồn kho	28,10	29,57	27,10	25,80
Số ngày phải trả	44,71	47,24	45,52	41,19
COGS / Hàng tồn kho	12,79	11,60	13,76	15,26
Chỉ số TK/đòn bẩy TC	2024A	2025F	2026F	2027F
CS thanh toán hiện hành	2,83	2,79	3,22	3,34
CS thanh toán nhanh	2,19	2,34	2,77	2,85
CS thanh toán tiền mặt	0,03	0,67	1,05	1,16
CS thanh toán nhanh	2,19	2,34	2,77	2,85
CS thanh toán tiền mặt	0,03	0,67	1,05	1,16
Nợ / Tài sản	0,18	0,21	0,20	0,22
Nợ / Vốn CSH	0,22	0,27	0,26	0,28
Nợ ngắn hạn / Vốn CSH	0,22	0,26	0,26	0,28
Nợ dài hạn / Vốn CSH	0,00	0,00	0,00	0,00
Khả năng TT lãi vay	24,63	27,50	29,62	34,15

CDKT (tỷ VND)	2024A	2025F	2026F	2027F
Tài sản				
Tiền và tương đương	33	1.042	1.708	2.024
Các khoản phải thu	2.554	2.473	2.657	2.811
Hàng tồn kho	806	708	739	854
Tài sản ngắn hạn khác	148	130	136	157
Tổng tài sản ngắn hạn	3.541	4.353	5.240	5.846
Tài sản CDHH	3.192	2.697	2.135	1.587
<i>Nguyên giá</i>	22.215	22.286	22.290	22.308
<i>Khấu hao lũy kế</i>	-19.023	-19.589	-20.155	-20.721
Đầu tư tài chính dài hạn	1	1	1	1
Tài sản dài hạn khác	202	178	191	222
Xây dựng cơ bản dở dang	45	228	412	412
Tổng tài sản dài hạn	3.440	3.104	2.739	2.221
Tổng Tài sản	6.980	7.457	7.978	8.068
Nợ & Vốn chủ sở hữu	0	0	0	0
Vay và nợ ngắn hạn	0	349	364	422
Các khoản phải trả	1.229	1.190	1.241	1.303
Quỹ khen thưởng	22	20	21	24
Nợ ngắn hạn	1.251	1.559	1.626	1.749
Vay và nợ dài hạn	0	0	0	0
Phải trả dài hạn khác	6	5	6	6
Nợ dài hạn	6	5	6	6
Tổng nợ	1.257	1.564	1.632	1.756
Vốn góp chủ sở hữu	5.000	5.500	6.050	6.655
Thặng dư	197	197	197	197
LN chưa phân phối	116	-172	-280	-943
Các khoản khác	410	368	380	403
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0	0
Vốn chủ sở hữu	5.723	5.893	6.347	6.312
Tổng cộng nguồn vốn	6.980	7.457	7.978	8.068
Lưu chuyển tiền tệ	2024A	2025F	2026F	2027F
Tiền đầu năm	38	33	1.042	1.708
Lợi nhuận sau thuế	250	237	466	594
Khấu hao	547	566	566	566
Dự phòng	0	0	0	0
Thay đổi vốn lưu động và điều chỉnh khác	186	110	-193	-279
Tiền từ hoạt động KD	982	913	839	881
Thanh lý tài sản cố định	0	0	0	0
Chi mua sắm TSCĐ	-33	-254	-188	-17
Các HĐ đầu tư khác	5	0	0	0
Tiền từ HĐ đầu tư	-28	-254	-188	-17
Thay đổi nợ	-404	349	15	57
Tăng (giảm) vốn	0	0	0	0
Cổ tức đã trả	-551	0	0	-605
Các hoạt động TC khác	0	0	0	0
Tiền từ hoạt động TC	-955	349	15	-548
Tổng lưu chuyển tiền tệ	0	1.009	666	316
Chênh lệch tỷ giá	0	0	0	0
Tiền cuối năm	33	1.042	1.708	2.024

VI. PHỤ LỤC

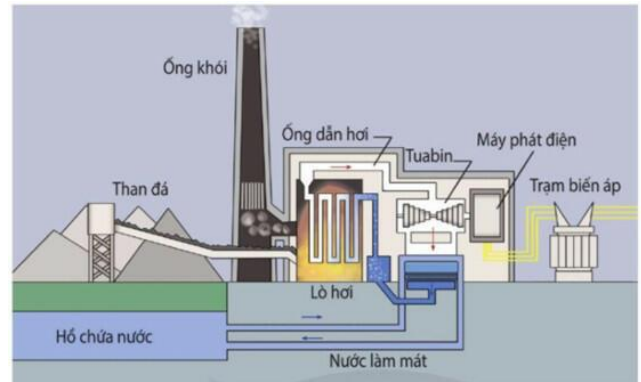
PHỤ LỤC 1: TỔNG QUAN VẬN HÀNH NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THAN

(Quay lại)

Nhà máy nhiệt điện than hoạt động dựa trên chu trình nhiệt Rankine, trong đó nhiệt năng sinh ra từ quá trình đốt cháy than được chuyển hóa tuần tự thành cơ năng và cuối cùng là điện năng. Hệ thống phát điện bao gồm ba bộ phận chính:

(1) Lò hơi đốt than để tạo ra nhiệt, làm nóng dòng nước tuần hoàn; (2) Tuabin hơi biến năng lượng nhiệt thành cơ năng bằng để hơi nước có áp suất cao làm quay cánh quạt; (3) Máy phát điện có trục quay nối với tuabin, qua đó tạo ra dòng điện. Dòng điện này sau đó được tăng áp thông qua máy biến áp và đưa lên lưới điện quốc gia.

Sơ đồ cấu tạo nhà máy nhiệt điện than



Nguồn: FPTS tổng hợp

PHỤ LỤC 2: CƠ CHẾ HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN PPA CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN

❖ Nguyên tắc giá hợp đồng mua bán điện (Pc)

(Quay lại)

Các nguyên tắc xác định giá Pc được quy định trong [Thông tư 16/2025/TT-BCT](#). Theo đó, giá Pc được xây dựng nhằm đảm bảo cho Chủ đầu tư nhà máy thu hồi được các chi phí hợp lý trong suốt vòng đời kinh tế của dự án và đạt được mức tỷ suất sinh lời nội bộ (IRR) không vượt quá 12%.

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

Công thức xác định giá Pc được quy định trong [Thông tư 16/2025/TT-BCT](#), cụ thể như sau:

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

Trong đó: FC: Giá cố định.

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

VC: Giá biến đổi.

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

Tổng mức đầu tư	Đời sống kinh tế	Điện năng phát bình quân nhiều năm	Tỷ lệ điện tự dùng
Bao gồm toàn bộ chi phí liên quan đến việc đầu tư của đơn vị phát điện, tính từ điểm đấu nối của nhà máy điện.	Nhiệt điện than: 20 năm. Tuabin khí CTHH: 25 năm. Thủy điện: 40 năm.	Nhiệt điện: Xác định theo công suất đầu cực theo thiết kế được duyệt và Tmax ⁴ của nhà máy điện. Thủy điện: Xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt.	Là giá trị nhỏ hơn của giá trị được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt của nhà máy điện hoặc xác định theo tài liệu kỹ thuật.

⁴ 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 6.500 giờ với nhiệt điện than và 6.000 giờ với nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp.

Thời gian trích khấu hao từng nhóm TSCĐ	Tỷ lệ vốn chủ sở hữu và vốn vay	Lãi suất vay vốn	Thuế
Xác định dựa trên thời gian trích khấu hao của từng nhóm tài sản cố định theo khung thời gian trích khấu hao quy định.	Được xác định trên căn cứ quyết định phê duyệt dự án đầu tư và thực tế huy động vốn cho dự án tại thời điểm đàm phán.	Căn cứ vào hợp đồng vay vốn và các văn bản tài liệu giữa chủ đầu tư và tổ chức tín dụng hoặc ngân hàng cho vay.	Xác định theo quy định của pháp luật liên quan.
Giá vận hành & bảo dưỡng (FOMC): Giúp chủ đầu tư thu hồi các chi phí liên quan đến vận hành và bảo dưỡng nhà máy, bao gồm nhân công, chi phí sửa chữa lớn, và một số chi phí khác. FOMC thường sẽ được xác định trong năm cơ sở, sau đó được điều chỉnh theo tỷ lệ lạm phát hoặc mức lương tối thiểu trong các năm tiếp theo. Giá biến đổi (VC): Giúp chủ đầu tư thu hồi chi phí biến đổi, trong đó phần lớn là chi phí nhiên liệu. Cấu thành của VC được quy định trong Thông tư 07/2024/TT-BCT, bao gồm các thành phần sau:			

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

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

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

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

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

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

I: Số năm vận hành của nhà máy.

k_{HS} : Hệ số suy giảm công suất (%).

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

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

([Quay lại](#))

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

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

$$Qc = \alpha * AGO$$

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

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

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

(EGO) của các nhà máy điện. Dựa trên các kết quả mô phỏng đó, NSMO sẽ xác định AGO của nhà máy theo công thức sau:

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

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

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

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

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

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

PHỤ LỤC 3: CƠ CHẾ CHÀO GIÁ VÀ HUY ĐỘNG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH

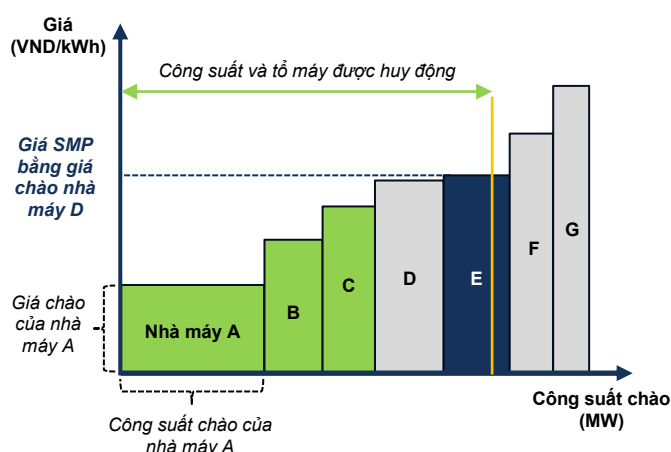
(Quay lại)

Trong mô hình thị trường điện hiện tại, chỉ các nhà máy điện – bên bán – mới được phép chào giá. Cơ chế chào giá được áp dụng theo nguyên tắc **dựa trên chi phí (cost-based pricing)**. Các nhà máy điện được quy định mức giá chào trong khoảng từ giá sàn (0 – 1 VND/kWh) đến giá trần, với mức giá trần được xác định dựa trên chi phí biến đổi đối với các nhà máy nhiệt điện và giá trị nước⁵ với các nhà máy thủy điện.

NSMO sẽ tính toán và lập lịch huy động các nhà máy điện dựa trên bản chào giá của các tổ máy, dự báo phụ tải hệ thống và các ràng buộc vận hành. Việc huy động tuân theo nguyên tắc **tối thiểu hóa chi phí mua điện** trong từng chu kỳ giao dịch. Theo đó, các nhà máy có giá chào thấp sẽ được huy động trước, sau đó đến các nhà máy có giá chào cao hơn, cho đến khi đáp ứng đủ nhu cầu tiêu thụ điện của hệ thống.

Đơn vị sau đó sẽ công bố lịch huy động cho ngày tiếp theo trước 16h hàng ngày sau khi hoàn tất tính toán. Trong ngày giao dịch, NSMO sẽ liên tục cập nhật, điều chỉnh và công bố lịch huy động trước mỗi chu kỳ giao dịch, nhằm đảm bảo hệ thống vận hành hiệu quả và đáp ứng chính xác nhu cầu tiêu thụ điện thực tế.

Lập lịch huy động trên thị trường điện



Nguồn: FPTs tổng hợp

⁵ Giá trị nước: Mức giá biên kỳ vọng tính toán cho lượng nước tích trong các hồ thủy điện khi được sử dụng để phát điện thay thế cho các nguồn nhiệt điện (VND/kWh).

Tuyên bố miễn trách nhiệm

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

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

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

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

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

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

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Trụ sở chính

Số 52 Đường Lạc Long Quân, Phường
Tây Hồ, Thành phố Hà Nội.
ĐT: 1900 6446
Fax: (84.24) 3 773 9058

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

Tầng 3, Tòa nhà 136-138 Lê Thị Hồng
Gấm, Phường Bến Thành, Thành phố Hồ
Chí Minh.
ĐT: 1900 6446
Fax: (84.28) 6 291 0607

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

100 Quang Trung, Phường Hải Châu,
Thành phố Đà Nẵng.
ĐT: 1900 6446
Fax: (84.236) 3553 888