

ĐIỆN

Báo cáo ngành



PHẦN 1: Đầu tư cho tăng trưởng

- Ngành điện Việt Nam đang trong giai đoạn cải cách quan trọng với mục tiêu tái kích hoạt một chu kỳ đầu tư công suất mới, đảm bảo được mục tiêu kép vừa đáp ứng đủ nguồn cung năng lượng cho phát triển và vừa đảm bảo các cam kết cao về môi trường.
- Trong dòng hải lưu chuyển dịch năng lượng, chúng tôi tin rằng tiềm năng phát triển NLTT là rất lớn, đi cùng với đó là sự cần thiết của điện khí như là một nguồn điện nền dần thay thế cho điện than và nhu cầu đầu tư hạ tầng lưới điện để đáp ứng công suất hệ thống ngày càng mở rộng.
- Báo cáo chuyên sâu ngành Điện của chúng tôi sẽ bao gồm hai phần, trong đó **Phần 1 sẽ đề cập đến bức tranh triển vọng toàn ngành**, và **Phần 2 sẽ đi sâu vào phân ngành NLTT**.

Luân điểm đầu tư

Năng lượng là nền tảng cho chu kỳ tăng trưởng mới

Nhu cầu điện tại Việt Nam sẽ bước vào giai đoạn tăng trưởng mạnh, là nền tảng cho chu kỳ tăng trưởng kinh tế của đất nước. Dòng vốn FDI tập trung vào những ngành công nghiệp sản xuất công nghệ cao và trung tâm dữ liệu sẽ là động lực thúc đẩy chính cho tăng trưởng điện. Bên cạnh đó, quá trình đô thị hóa, thu nhập cải thiện và xu hướng điện hóa giao thông, dịch vụ cũng sẽ góp phần thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ điện. Bối cảnh đó nêu bật lên tính cấp thiết của việc đầu tư công suất nguồn điện mới tại Việt Nam để đảm bảo nguồn cung điện cho tăng trưởng.

Cải cách cơ chế để tái kích hoạt chu kỳ đầu tư nguồn điện mới

Ngành điện đang tiếp tục quá trình cải cách cơ chế để theo đuổi mục tiêu kép, vừa đảm bảo nguồn cung điện cho phát triển và vừa đáp ứng các cam kết về môi trường. Nghị quyết 70/NQ-TW đã nhấn mạnh nhu cầu cải cách chính sách để thúc đẩy đầu tư vào công suất điện mới như điện khí LNG và NLTT. Chúng tôi kỳ vọng rằng những cải cách sâu rộng này sẽ mở ra một chu kỳ đầu tư công suất mới.

Chuyển dịch năng lượng là xu thế tất yếu trong dài hạn

Việt Nam có tiềm năng phát triển NLTT rất lớn, nhờ sự kết hợp giữa nhu cầu tăng nhanh, lợi thế tài nguyên và xu hướng chuyển dịch năng lượng. QHĐ 8 cũng đặt mục tiêu rất tham vọng cho phát triển NLTT với mục tiêu NLTT sẽ trở thành nguồn điện chiếm tỷ trọng lớn nhất (40-47%) trong cơ cấu hệ thống vào năm 2030. Bên cạnh đó, điện khí/LNG cũng sẽ ngày càng đóng vai trò quan trọng, dần thay thế điện than để trở thành nguồn điện nền cho hệ thống.

Chúng tôi ưa thích REE, POW và PC1 cho câu chuyện phát triển của ngành

Trong phạm vi TTCK, chúng tôi ưa thích những cổ phiếu có dư địa tăng trưởng công suất đi cùng với xu hướng chuyển dịch năng lượng như REE (cho NLTT), POW (cho điện LNG) và PC1 cho câu chuyện đầu tư hạ tầng.

Nút thắt cho sự phát triển ngành điện

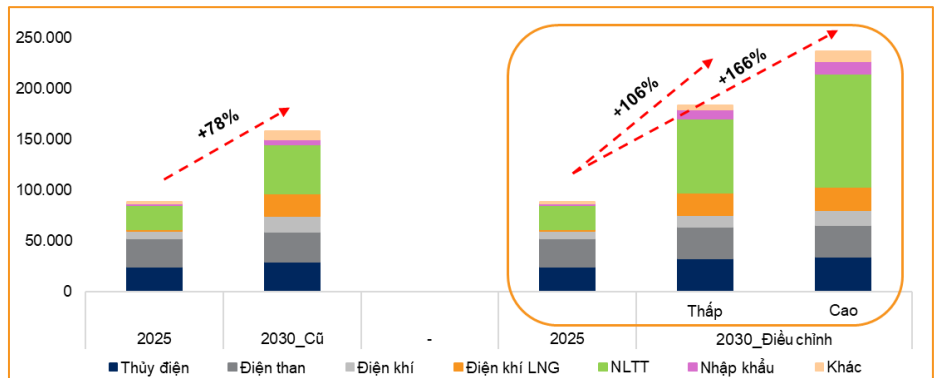
Bên cạnh những rủi ro ngoại sinh liên quan đến biến động giá cả và nguồn cung nguyên liệu đầu vào, ngành điện Việt Nam vẫn còn tồn tại những nút thắt nội tại cần được tháo gỡ để khơi thông nguồn lực cho sự phát triển ngành điện tại Việt Nam trong thời gian tới, như khung cơ chế (như DPPA, Qc...) cần có tính áp dụng thực tế cao hơn và giải quyết nút thắt hạ tầng lưới điện truyền tải.

Chuyên viên Phân tích:



Hai Nguyen Ngoc

hai.nguyennhoc2@vndirect.com.vn



Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

MỤC LỤC

PHẦN 1: NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM – ĐẦU TƯ CHO TĂNG TRƯỞNG.....	5
A. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM.....	5
I. Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam.....	5
1. PHÁT ĐIỆN: Đà tăng công suất giảm tốc sau giai đoạn bùng nổ NLTT 6	
2. TRUYỀN TẢI & PHÂN PHỐI – BÁN LẺ: EVN đóng vai trò then chốt trong chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam	11
3. TIÊU THỤ: Nhu cầu phụ tải tăng nhanh cùng chiều với sự tăng trưởng của nền kinh tế	16
II. Cấu trúc thị trường điện & Cơ chế huy động trên thị trường.....	21
1. “Thị trường bán buôn điện cạnh tranh” tại Việt Nam vẫn ở mức độ chưa hoàn chỉnh.....	21
2. Cơ chế huy động nguồn điện: Phụ thuộc nhiều vào cơ chế phân bổ sản lượng theo hợp đồng (Qc).....	22
3. Cơ chế giá bán điện: Giá trên thị trường điện cạnh tranh (FMP) không có quá nhiều ý nghĩa	23
III. EVN và vai trò “chủ đạo” trong chuỗi giá trị ngành điện	24
1. Với vai trò tối quan trọng trong chuỗi giá trị ngành.....	24
2. ... Hiệu quả hoạt động và sức khỏe tài chính của EVN sẽ ảnh hưởng đáng kể sự phát triển của ngành điện tại Việt Nam	25
IV. Khung pháp lý, cơ chế chính sách và quy hoạch phát triển ngành điện 27	
I. Nghị quyết 70/NQ-TW: Định hướng phát triển năng lượng sạch và điện khí/LNG để đảm bảo an ninh năng lượng cho phát triển	27
II. Nghị quyết 253/QH15: Thể chế hóa định hướng của NQ 70/NQ-TW 28	
III. Quy hoạch điện 8 điều chỉnh: Mở ra dư địa tăng trưởng rất lớn cho đầu tư nguồn điện, đặc biệt là NLTT	29
IV. Cơ chế DPPA: Mục tiêu giải quyết nút thắt trong vấn đề độc quyền mua bán điện, nhưng khả năng thực thi vẫn đang gặp trở ngại	30
V. Thí điểm Cơ chế giá điện hai thành phần: Hướng đi nhằm giải quyết tình trạng bù chéo giá điện.....	31
B. TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN: Kỳ vọng vào một chu kỳ đầu tư nguồn điện mới	33
I. Nhu cầu điện sẽ tiếp tục tăng trưởng trong dài hạn để phục vụ cho mục tiêu tăng trưởng GDP cao	33
II. Nguy cơ thiếu điện cục bộ vẫn hiện hữu, nhấn mạnh sự cần thiết của đầu tư công suất nguồn điện mới	33
III. Những nỗ lực trong việc cải cách cơ chế, chính sách kỳ vọng sẽ mở ra một chu kỳ đầu tư nguồn điện mới.....	34
IV. Nhu cầu phát triển nguồn điện là cấp thiết để đáp ứng tăng trưởng tiêu thụ 35	
1. ĐIỆN KHÍ/LNG: Định hướng là nguồn điện nền quan trọng trong giai đoạn chuyển tiếp.....	36
2. NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO: Nhiều không gian phát triển trong dài hạn 39	

3.	THỦY ĐIỆN: Đã phát triển gần tới giới hạn tiềm năng.....	41
4.	ĐIỆN THAN: Không được phát triển sau năm 2030 để đáp ứng cam kết môi trường.....	43
C.	NHỮNG NÚT THẮT CẦN THÁO GỠ ĐỂ TÁI KÍCH HOẠT CHU KỲ ĐẦU TƯ MỚI	46
I.	Khung pháp lý cơ bản đã hoàn thiện, nhưng vẫn cần những cơ chế có “tính áp dụng” cao hơn.....	46
II.	Nút thắt hạ tầng truyền tải vẫn là điểm nghẽn có thể ảnh hưởng đến sự phát triển của lĩnh vực NLTT.....	46
D.	CƠ HỘI ĐẦU TƯ: Chúng tôi ưa thích các DN hưởng lợi từ câu chuyện đầu tư ngành điện	48

DANH MỤC VIẾT TẮT

BOT	Build - Operation - Transfer
CfD (Contract for Difference)	Hợp đồng chênh lệch
CGM (Competitive Generation Market)	Thị trường phát điện cạnh tranh
COD (Commercial Operation Date)	Ngày vận hành thương mại
DPPA (Direct Power Purchase Agreement)	Hợp đồng mua bán điện trực tiếp
FiT (Feed-in Tariff)	Biểu giá điện hỗ trợ
FMP (Full Market Price)	Giá thị trường điện toàn phần
IPP (Independent Power Producer)	Nhà máy điện độc lập
IRENA	Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế
LNG (Liquefied Natural Gas)	Khí thiên nhiên hóa lỏng
NLTT	Năng lượng tái tạo
NOAA	Cơ quan Quản lý Khí quyển và Đại dương Quốc gia (Hoa Kỳ)
NSMO	Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia
NSO	Cục thống kê
PC (Power Corporation)	Công ty điện lực
Qc	Sản lượng điện năng qua hợp đồng
SMHP (Small & Medium Hydropower Plant)	Thủy điện vừa và nhỏ
TTCK	Thị trường chứng khoán

PHẦN 1: NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM – ĐẦU TƯ CHO TĂNG TRƯỞNG

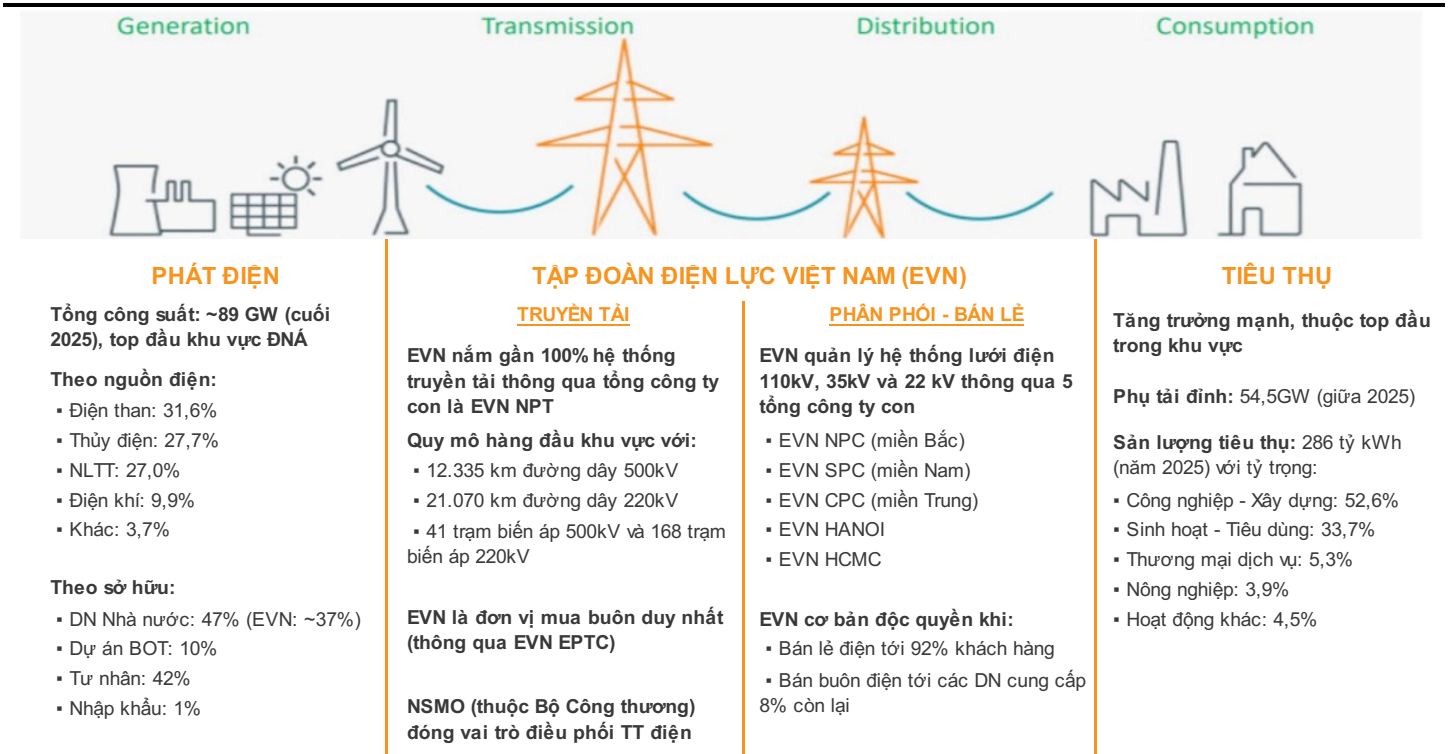
A. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

Ngành điện Việt Nam giữ vai trò then chốt trong phát triển kinh tế - xã hội, là hạ tầng năng lượng trọng yếu bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia. Từ một hệ thống nhỏ lẻ với công suất đặt chỉ ~15 MW vào năm 1954, ngành điện đã phát triển mạnh mẽ trong hơn nửa thế kỷ qua. Đến năm 2025, tổng công suất nguồn điện của Việt Nam đã đạt ~89 GW, đưa Việt Nam nằm trong top hai hệ thống điện lớn nhất khu vực Đông Nam Á, bên cạnh Indonesia. Sản lượng điện thương phẩm đạt gần 290 tỷ kWh, tăng gấp hơn 15 lần so với đầu những năm 2000, tương đương tốc độ tăng trưởng trung bình khoảng 8–10%/năm.

Ngành điện Việt Nam hiện đang bước vào giai đoạn chuyển đổi quan trọng, hướng tới đa dạng hóa nguồn cung, giảm phụ thuộc vào than, và tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo, đồng thời cải thiện hiệu quả vận hành, cơ chế giá và khả năng thu hút vốn tư nhân. Đây là nền tảng để đảm bảo an ninh năng lượng phục vụ cho tăng trưởng kinh tế, ổn định kinh tế vĩ mô, và hướng đến mục tiêu “Net Zero” vào năm 2050.

I. Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam

Hình 1: Chuỗi giá trị ngành Điện tại Việt Nam



Nguồn: IEX, EVN, VNDIRECT RESEARCH

Tương tự các quốc gia trên thế giới, chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam cũng bao gồm 3 phân khúc chính:

- **Thượng nguồn:** Các nhà máy phát điện,
- **Trung nguồn:** Truyền tải và Phân phối – bán lẻ
- **Hạ nguồn:** Hộ tiêu thụ điện.

Đặc thù của ngành điện Việt Nam là **tính độc quyền tự nhiên** (là một hình thức của độc quyền, xuất hiện do tính kinh tế nhờ quy mô) ở khâu truyền tải và phân

phối, với **Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)** hiện đang nắm giữ vai trò trung tâm, chi phối phần lớn hoạt động truyền tải, phân phối và mua/bán điện trên TT.

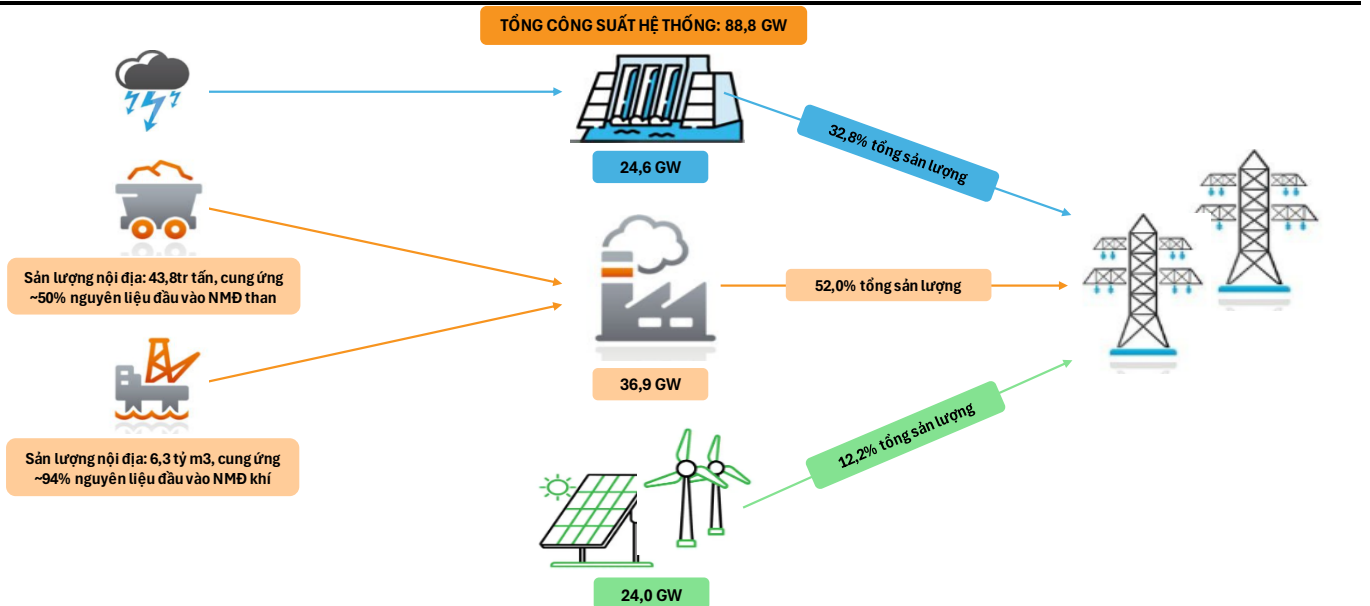
Trong khi đó, thị trường phát điện được từng bước tự do hóa theo lộ trình hình thành thị trường điện cạnh tranh (gồm các cấp độ: thị trường phát điện cạnh tranh – thị trường bán buôn điện cạnh tranh – thị trường bán lẻ điện cạnh tranh). Hiện khâu phát điện đã có sự tham gia ngày càng lớn của khu vực tư nhân và nhà đầu tư nước ngoài, thông qua các dự án BOT, IPP, và Năng lượng tái tạo. Tính đến cuối năm 2025, khu vực kinh tế tư nhân đã đóng góp 52% tổng công suất lắp đặt hệ thống so với mức khiêm tốn là 15% vào năm 2011.

Ở phía hạ nguồn, Việt Nam là quốc gia ghi nhận tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện hàng đầu khu vực, theo đà tăng trưởng nền kinh tế. Tiêu thụ điện cuối năm 2025 ghi nhận mức 288 tỷ kWh, gấp hơn 3 lần so với năm 2011.

1. PHÁT ĐIỆN: Đà tăng công suất giảm tốc sau giai đoạn bùng nổ NLTT

Cơ cấu phát điện tại Việt Nam hiện đang dựa trên ba loại hình nguồn điện chính: Thủy điện – Nhiệt điện (than và khí) – NLTT. Trong đó, với lợi thế nguồn tài nguyên thiên nhiên sẵn có (than đá và khí đốt) cũng như tiềm năng thủy năng lớn, thủy điện và nhiệt điện đóng vai trò chủ chốt trong hệ thống điện tại Việt Nam từ những năm sơ khởi. Cùng với sự xuất hiện và bùng nổ của NLTT trong giai đoạn 2019-21, tỷ trọng đóng góp của thủy điện và nhiệt điện đã có sự suy giảm, nhưng vẫn là trụ cột chính đóng góp lần lượt 27,7%/41,6% tổng công suất lắp đặt hệ thống vào năm 2025.

Hình 2: Hệ thống điện tại Việt Nam hiện dựa trên 3 trụ cột chính là: Thủy điện – Nhiệt điện – NLTT (số liệu năm 2025)



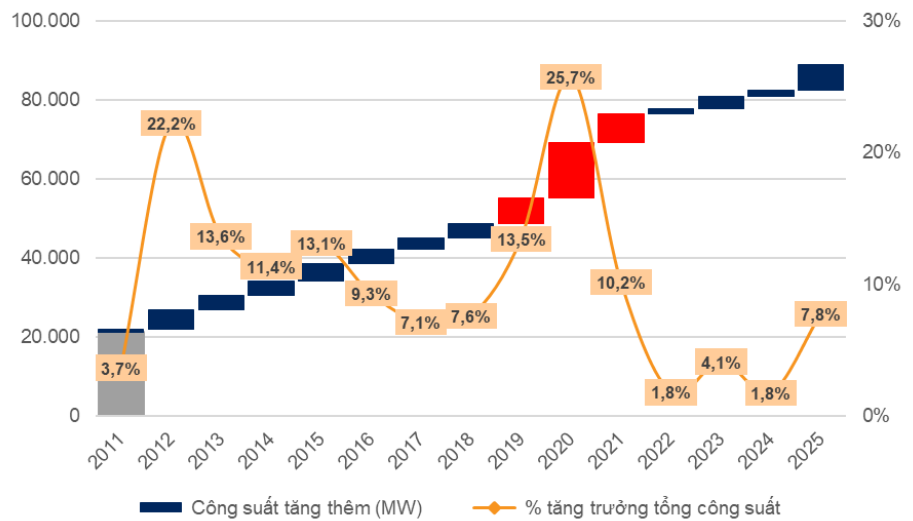
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

1.1. Công suất hệ thống ghi nhận sự tăng trưởng mạnh mẽ, nhưng có sự chững lại sau giai đoạn bùng nổ NLTT năm 2019-2021

Hệ thống điện Việt Nam ghi nhận sự tăng trưởng công suất lắp đặt mạnh mẽ, đạt ~82,4 GW vào cuối năm 2024, gấp 3,7 lần so với quy mô hệ thống năm 2011, trở thành 1 trong 2 nước dẫn đầu khu vực ĐNÁ.

- **Giai đoạn trước năm 2019 ghi nhận sự tăng trưởng nhanh từ mức nền thấp.** Công suất nguồn điện tăng trưởng nhanh, trung bình đạt ~12-14%/năm trong giai đoạn 2011-15, trước khi duy trì ổn định quanh 7-9%/năm trong giai đoạn 2016-18 nhờ nhiều dự án thủy điện lớn (như Sơn La, Huội Quảng – Bản Chát) và nhiệt điện than đi vào vận hành.
- Công suất điện đã **bùng nổ mạnh mẽ trong giai đoạn 2019-2021** nhờ sự bùng nổ đầu tư vào lĩnh vực NLTT theo sau cơ chế FIT. Trong đó, năm 2020 ghi nhận mức tăng lớn nhất cả về quy mô công suất tăng thêm và tốc độ tăng trưởng. Con số kỷ lục hơn 14GW công suất mới (+25,6% svck), chủ yếu là NLTT, được đưa vào vận hành khi các dự án NLTT chạy đua COD để được hưởng ưu đãi giá FIT. Tuy nhiên, sự bùng nổ quá nóng vượt ngoài quy hoạch cũng đã gây nên tình trạng quá tải lưới truyền tải tại khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nguyên, dẫn đến việc phải cắt giảm công suất (curtailment) bắt buộc.

Hình 3: Công suất lắp đặt toàn hệ thống đã tăng gần 4 lần kể từ năm 2011, trong đó có giai đoạn bùng nổ công suất 2019-22 nhờ chính sách ưu đãi phát triển NLTT



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

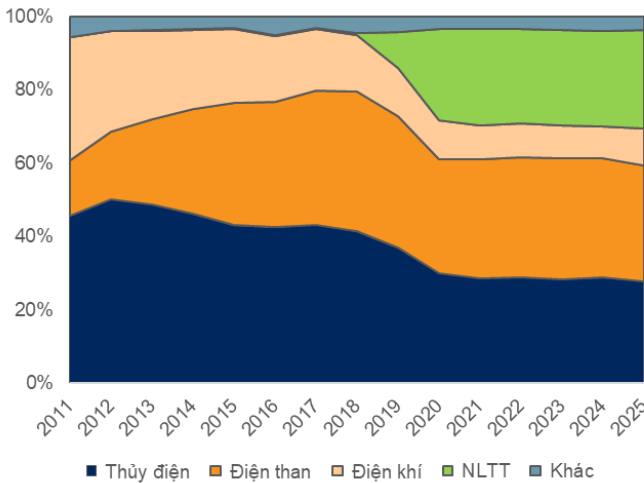
- **Giai đoạn 2022–2024:** Việt Nam đã trải qua **giai đoạn trì trệ** với rất ít công suất mới được đưa vào vận hành. Tốc độ tăng trưởng giảm mạnh, về mức trung bình 2,6%/năm. Nguyên nhân đến từ việc thiếu cơ chế sau FIT, chậm ban hành cơ chế đấu thầu/khung giá mới, cũng như thiếu tiến triển trong việc ban hành các cơ chế phù hợp cho các dự án nhiệt điện lớn, đặc biệt là điện khí LNG. Giai đoạn này cũng phản ánh khoảng trễ chính sách và chuyển dịch mô hình phát triển, từ mở rộng quy mô sang tái cơ cấu nguồn và tăng hiệu quả vận hành để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện tiếp tục gia tăng.
- Bức tranh công suất ngành điện chỉ bắt đầu có sự chuyển biến tích cực trong **năm 2025** (+6,4 GW; +7,8% svck) khi Việt Nam chính thức ban hành một số cơ chế quan trọng như khung giá phát điện, cơ chế cam kết sản lượng cho điện LNG – dù chưa thực sự hấp dẫn. Tuy nhiên, công suất mới phần lớn đến từ các dự án bị treo trong chu kỳ đầu tư trước (do thiếu cơ chế xử lý) như các dự án NLTT chuyển tiếp (~2,5 GW) và nhà máy điện LNG NT3&4 (1,6 GW).

1.2. Vai trò của khu vực kinh tế tư nhân ngày càng gia tăng, đi cùng sự chuyển dịch cơ cấu nguồn điện

Hệ thống nguồn điện Việt Nam không chỉ mở rộng nhanh về quy mô mà còn chuyển dịch mạnh về cơ cấu loại hình nguồn và chủ thể sở hữu theo hướng “*xanh hơn và xã hội hóa hơn*”.

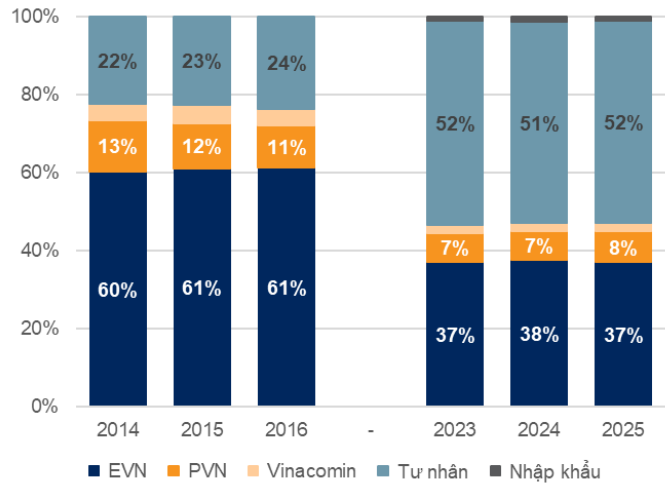
- Về **cơ cấu loại hình nguồn**, tỷ trọng thủy điện giảm dần từ mức trên 50% năm 2011 xuống còn khoảng 28% vào năm 2024, do hạn chế về tiềm năng phát triển mới và biến động thủy văn. Trong khi đó, nhiệt điện than từng giữ vai trò chủ đạo trong giai đoạn 2015–2020, nay đang dần chững lại trước áp lực chuyển dịch năng lượng và cam kết giảm phát thải. Ngược lại, NLTT – gồm điện mặt trời và điện gió – đã tăng mạnh từ gần như bằng 0 năm 2017 lên hơn 25% tổng công suất vào năm 2024, trở thành trụ cột mới trong cơ cấu nguồn. Điện khí (cả khí tự nhiên và LNG) vẫn có vai trò quan trọng trong việc ổn định hệ thống, nhưng tăng trưởng chậm do chậm trễ trong triển khai các dự án điện khí nội địa và LNG lớn.
- Về **cơ cấu sở hữu**, dù vẫn giữ vai trò chủ đạo nhưng đóng góp của các doanh nghiệp nhà nước trong lĩnh vực phát điện cho thấy xu hướng giảm dần, đặc biệt là EVN từ 60% công suất nguồn năm 2014 xuống chỉ còn 37% vào năm 2024. Ngược lại, khu vực tư nhân đã nổi lên mạnh mẽ, chiếm tới hơn 50% công suất phát điện, cho thấy quá trình xã hội hóa mạnh mẽ trong đầu tư vào ngành điện thông qua các cơ chế khuyến khích đầu tư như FIT cho năng lượng tái tạo và BOT cho nhiệt điện, và cơ chế hợp đồng CfD cho các IPP.

Hình 4: Tỷ trọng công suất từng loại hình điện qua các năm



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 5: Tỷ trọng công suất nguồn theo chủ sở hữu. Vai trò của khối tư nhân có sự gia tăng mạnh trong những năm qua



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Nhìn chung, bức tranh phát điện Việt Nam đang chuyển từ mô hình tập trung – độc quyền nhà nước sang đa dạng hóa cả về loại hình nguồn điện và chủ thể đầu tư. Sự thay đổi này góp phần nâng cao hiệu quả huy động vốn xã hội, giảm gánh nặng đầu tư công, và tạo nền tảng cho thị trường điện cạnh tranh. Tuy nhiên, đi kèm với đó là thách thức lớn về điều độ hệ thống, quy hoạch lưới truyền tải phù hợp, và hoàn thiện khung pháp lý để bảo đảm cân bằng giữa mục tiêu thị trường và an ninh năng lượng quốc gia.

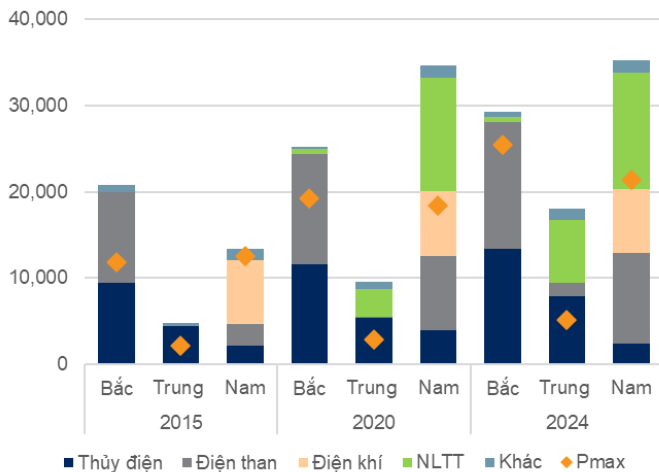
1.3. Sự phân hóa cơ cấu nguồn điện rõ nét theo vùng miền nêu bật nhu cầu đẩy mạnh đầu tư hệ thống truyền tải và nguồn linh hoạt

Cơ cấu nguồn điện Việt Nam thể hiện sự phân hóa rõ nét giữa ba miền, phản ánh sự đặc thù về nguồn tài nguyên, vị trí địa lý, địa hình và định hướng phát triển hệ thống điện từng khu vực.

- Ở **miền Bắc**, thủy điện và điện than giữ vai trò chủ đạo, chiếm đến 95% tổng công suất năm 2024. Nhờ địa hình đồi núi cao và hệ thống sông ngòi dày đặc, miền Bắc tập trung phần lớn các nhà máy thủy điện lớn nhất cả nước, đơn cử như Hòa Bình và Sơn La. Các nhà máy nhiệt điện quy mô lớn như Quảng Ninh, Hải Phòng và Thái Bình, cũng tập trung ở đây nhờ lợi thế gần nguồn than và hạ tầng truyền tải mạnh. Tỷ trọng NLTT còn thấp, do hạn chế về bức xạ và quỹ đất phù hợp.
- Ngược lại, **miền Trung** có cơ cấu cân bằng giữa thủy điện (44%) và NLTT (41%), nhờ lợi thế tự nhiên về địa hình và tiềm năng bức xạ mặt trời, gió ven biển. Đây là vùng có nhiều trung tâm NLTT quy mô lớn (như Ninh Thuận, Bình Thuận và Tây Nguyên) và tập trung rất nhiều dự án thủy điện vừa và nhỏ.
- **Miền Nam** là khu vực có hệ thống nguồn điện đa dạng và cân đối nhất. Đặc biệt, miền Nam là nơi tập trung các trung tâm điện khí chính của cả nước nhờ trữ lượng lớn dầu khí tập trung ở vùng biển ngoài khơi phía Nam (các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, PM3 – Cà Mau). NLTT cũng chiếm tỷ trọng cao (38%) nhờ lợi thế về gió ven biển ở khu vực Tây Nam Bộ. Ngược lại, với đặc điểm địa hình tương đối bằng phẳng, thủy điện ít được phát triển ở khu vực phía Nam.

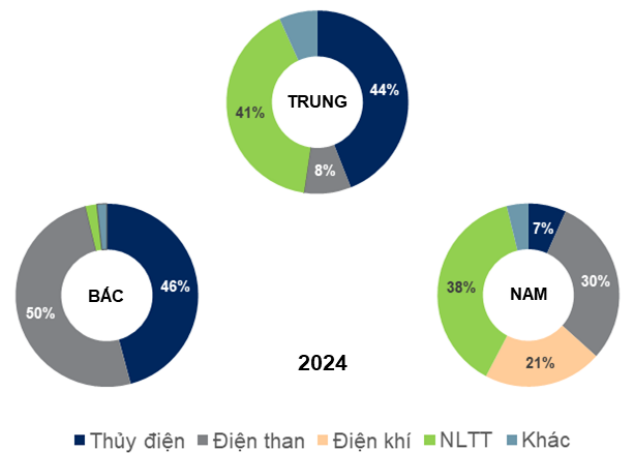
Tuy nhiên, sự phân hóa theo vùng miền trong bối cảnh hạ tầng truyền tải Bắc – Trung – Nam chưa đáp ứng được tốc độ tăng trưởng công suất mới, đặc biệt là NLTT khiến hệ thống đối mặt với rủi ro kép: thừa công suất cục bộ (NLTT miền Trung) nhưng thiếu điện ở các khu vực phụ tải lớn như phía Bắc trong những năm nắng nóng, khô hạn. Do đó, việc đẩy mạnh đầu tư vào lưới điện truyền tải liên vùng, hệ thống lưu trữ và nguồn linh hoạt (như điện khí/LNG, pin lưu trữ) là nhu cầu cấp thiết để đảm bảo an ninh năng lượng trong thời gian tới.

Hình 6: Biến động công suất các loại hình nguồn điện theo từng vùng miền (MW)



Nguồn: THUYẾT MINH QHĐ8, EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 7: Tỷ trọng công suất theo từng loại nguồn điện tại mỗi vùng miền



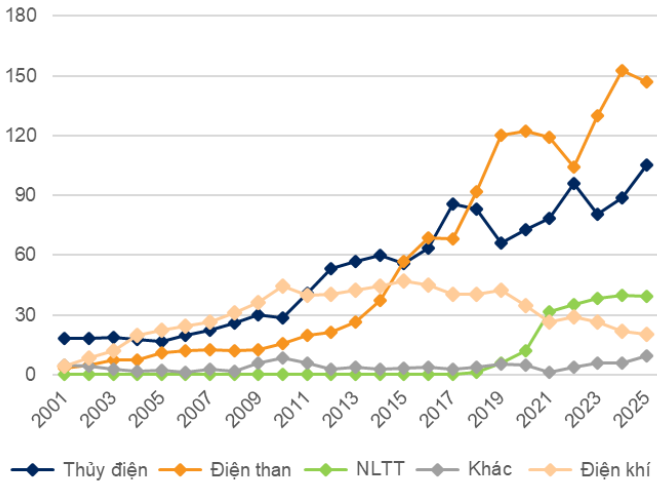
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

1.4. Sản lượng NLTT gia tăng đáng kể, nhưng thủy điện và điện than vẫn đóng vai trò chính trong cơ cấu sản lượng phát điện

Cùng với sự gia tăng công suất lắp đặt, sản lượng phát điện cũng ghi nhận sự tăng trưởng vượt bậc, tăng gấp 3 lần lên mức 322 tỷ kWh vào năm 2025 so với năm 2011. Trong đó, cơ cấu sản lượng phát điện của Việt Nam trong hai thập kỷ qua phản ánh rõ nét quá trình chuyển dịch năng lượng và thay đổi vai trò giữa các loại hình nguồn.

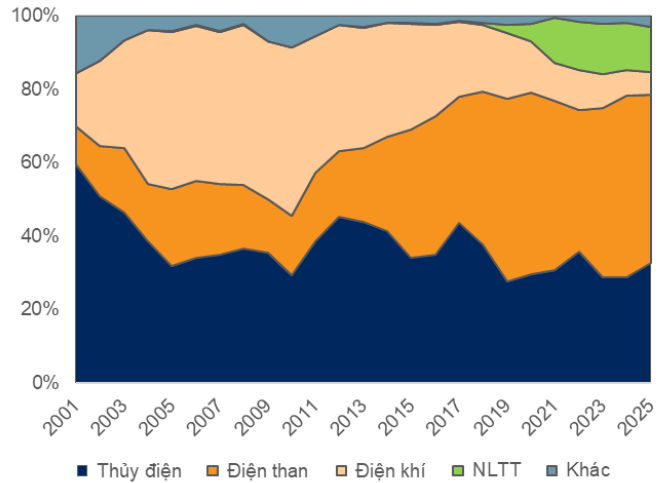
Thủy điện, dù không còn là nguồn điện chiếm ưu thế áp đảo, vẫn là nguồn đóng góp trọng yếu trong cơ cấu phát điện tại Việt Nam nhờ lợi thế về giá và tính thân thiện môi trường. Do giới hạn về tiềm năng thủy văn và sự gia tăng nhanh nhu cầu điện, tỷ trọng thủy điện giảm dần kể từ năm 2011, và hiện đang đóng góp gần 30% cơ cấu sản lượng phát điện tại Việt Nam

Hình 8: Sản lượng điện theo từng loại hình (tỷ kWh)



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 9: Tỷ trọng sản lượng theo từng loại hình



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Từ 2011 đến 2019, **hiệu điện than** dần vươn lên trở thành nguồn phát điện lớn nhất với sản lượng tăng gần 5 lần lên mốc 120 tỷ kWh, đóng góp ~50% tổng sản lượng điện quốc gia. Đây là giai đoạn Việt Nam khai thác mạnh các dự án điện than quy mô lớn như Vũng Áng, Mông Dương, Duyên Hải và Vĩnh Tân. Sau năm 2020-21 sụt giảm do ảnh hưởng của dịch Covid và sự bùng nổ NLTT, sản lượng điện than tiếp tục gia tăng trở lại trong giai đoạn 2022-24, cho thấy rằng Việt Nam vẫn đang phụ thuộc nhiều vào nguồn nhiệt điện than để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng trong bối cảnh đầu tư công suất điện bị đình trệ.

Năng lượng tái tạo – chủ yếu là điện mặt trời và điện gió – tăng trưởng bùng nổ sau năm 2019, khi cơ chế giá FIT ưu đãi được áp dụng. Sản lượng NLTT từ mức gần như không đáng kể trước 2018 đã tăng lên khoảng 40 tỷ kWh năm 2024, chiếm 13% tổng sản lượng phát điện. Ở chiều ngược lại, vai trò của **điện khí** có sự sụt giảm đáng kể khi tỷ trọng đóng góp giảm mạnh từ mức 30-35% về 7-8% của hiện tại (22 tỷ kWh năm 2024), chủ yếu do nguồn khí tự nhiên trong nước suy giảm nhanh và việc chậm trễ triển khai các dự án điện khí mới (gồm cả LNG và khí nội địa).

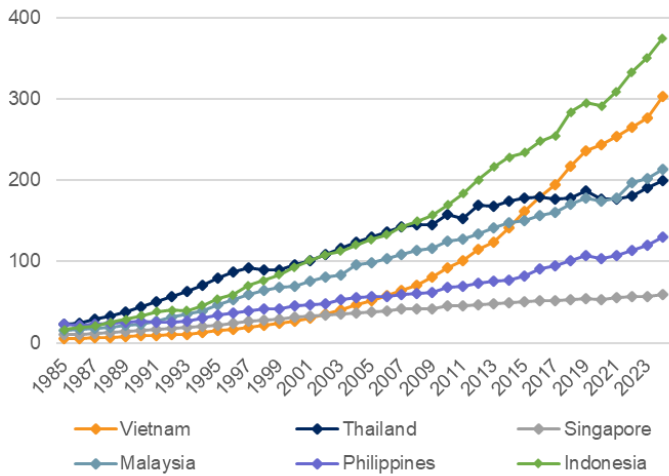
Chúng tôi nhận thấy xu hướng dài hạn ngành điện Việt Nam vẫn đang chuyển từ hệ thống phụ thuộc thủy điện – than sang hệ thống đa dạng hơn, với vai trò ngày càng lớn của NLTT và điện khí/LNG trong tương lai. Tuy nhiên, để hiện thực hóa mục tiêu này, Việt Nam cần đầu tư mạnh vào hạ tầng truyền tải, cơ chế lưu trữ điện cũng như có cơ chế huy động phù hợp cho các loại hình nhiệt điện chi phí cao và cải cách thị trường điện cạnh tranh, nhằm đảm bảo tính ổn định và hiệu quả của hệ thống trong bối cảnh tỷ trọng NLTT ngày càng cao.

1.5. Tốc độ phát triển nguồn cung dẫn đầu khu vực Đông Nam Á, nhưng dư địa tăng trưởng vẫn còn rất lớn

Việt Nam hiện là quốc gia có tốc độ tăng trưởng sản lượng điện nhanh nhất Đông Nam Á, với mức tăng trưởng kép 11% trong ba thập kỷ qua. Sản lượng điện năm 2025 đã vượt mức 320 tỷ kWh, đưa Việt Nam đứng thứ hai khu vực,

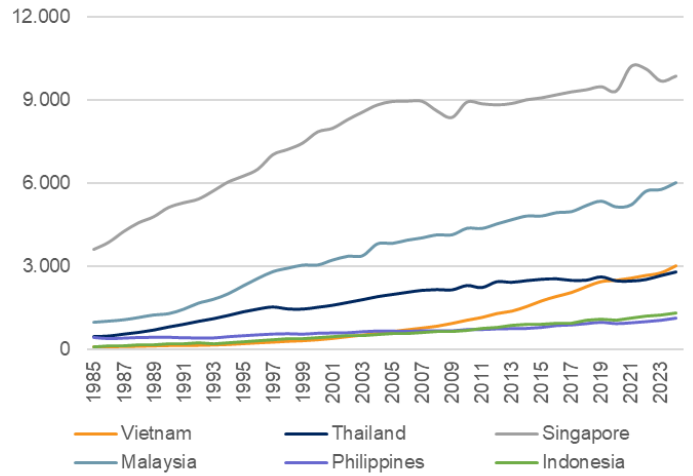
chỉ sau Indonesia. Mức tăng này phản ánh sự bùng nổ công nghiệp, đô thị hóa nhanh, và tăng trưởng kinh tế liên tục trên 6%/năm trong suốt ba thập kỷ qua.

Hình 10: Việt Nam có tốc độ tăng trưởng sản lượng điện cao nhất trong khu vực (tỷ kWh)



Nguồn: ENERGY INSTITUTE, VNDIRECT RESEARCH

Hình 11: Sản lượng điện bình quân đầu người cũng ghi nhận tốc độ tăng ấn tượng, hiện tương đương Thái Lan và ở vị trí thứ 3 khu vực



Nguồn: ENERGY INSTITUTE, WB, VNDIRECT RESEARCH

Tuy nhiên, dù mức sản lượng điện bình quân đầu người cũng đã có sự tăng trưởng vượt bậc (đạt ~3.000 kWh, tương đương Thailand) nhưng vẫn thuộc nhóm trung bình trong khu vực, thấp hơn đáng kể so với Malaysia (~6.000 kWh) và Singapore (~9.000 kWh). Điều đó cho thấy dư địa tăng trưởng sản lượng điện tại Việt Nam vẫn còn rất lớn, đặc biệt khi quá trình công nghiệp tiếp tục diễn ra mạnh mẽ và tỷ trọng điện trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng ngày càng tăng (điện khí hóa giao thông, sản xuất, và dịch vụ).

So với các nước trong khu vực, Việt Nam đang ở vị thế thuận lợi để thu hút đầu tư năng lượng mới, nhờ tiềm năng tăng trưởng nhu cầu cao (8-10%/năm), hơn nhiều so với Thái Lan (~3-4%) hay Malaysia (~4-5%), chính sách chuyển dịch năng lượng rõ ràng (giảm dần than, tăng khí/LNG và NLTT), cùng cam kết Net Zero. Tuy nhiên, để hiện thực hóa tiềm năng đó, Việt Nam cần giải quyết các nút thắt liên quan đến hạ tầng và thể chế trong việc phát triển nguồn điện.

2. TRUYỀN TẢI & PHÂN PHỐI – BÁN LẺ: EVN đóng vai trò then chốt trong chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam

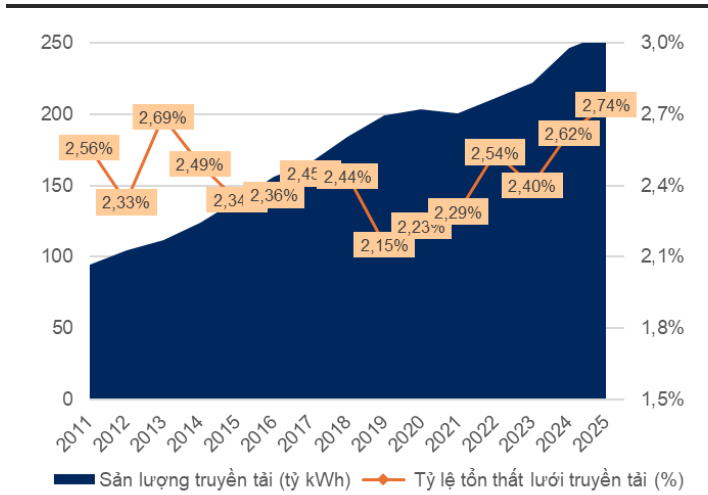
2.1. TRUYỀN TẢI: Hệ thống chịu áp lực mở rộng từ nhu cầu tăng trưởng và bùng nổ nguồn NLTT

Hệ thống truyền tải điện của Việt Nam hiện vẫn đang trong giai đoạn phát triển và đóng vai trò xương sống trong việc đảm bảo cung cấp điện ổn định cho nền kinh tế. Về cơ bản, EVN hiện nắm độc quyền khâu truyền tải điện tại Việt Nam, thông qua Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) – công ty con 100% vốn, với mạng lưới đường dây 500 kV và 220 kV liên tục được đầu tư mở rộng trong những năm qua nhằm đáp ứng tốc độ tăng trưởng nhanh của nhu cầu tiêu thụ điện và nhu cầu truyền tải từ các vùng có nguồn phát dư thừa sang khu vực có phụ tải lớn (như các cụm công nghiệp ở khu vực miền Nam và miền Bắc).

2.1.1. Sản lượng và quy mô hệ thống truyền tải tăng trưởng cùng với sự gia tăng nhu cầu tiêu thụ điện

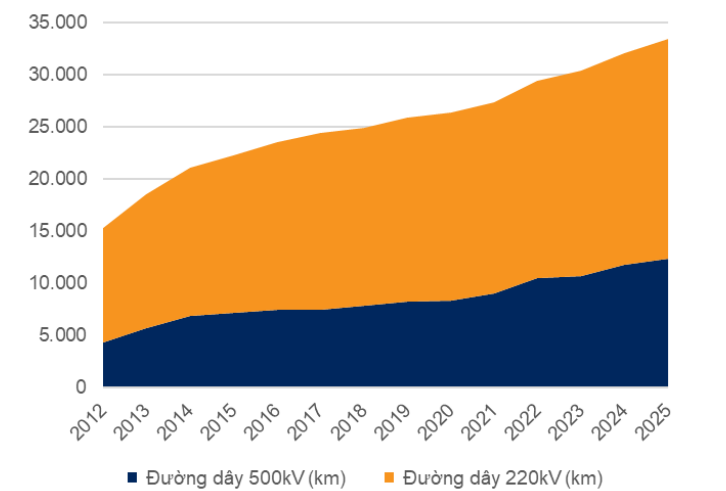
Tổng sản lượng truyền tải điện có sự biến thiên cùng chiều với tăng trưởng tiêu thụ điện năng. Nhìn chung, sản lượng truyền tải đã liên tục tăng trưởng kể từ 2011 đến, trừ giai đoạn 2021-22 do ảnh hưởng của dịch Covid. Năm 2024, tăng trưởng sản lượng truyền tải đã trở lại mức 2 chữ số, đạt ~11% svck, thể hiện rõ quy mô và cường độ vận hành ngày càng cao của hệ thống. Tỷ lệ tổn thất truyền tải của Việt Nam trong giai đoạn gần đây dao động quanh mức 2,2–2,6%, tương đối ổn định so với quy mô và đặc thù phân tán cũng như chiều dài của hệ thống lưới điện Việt Nam.

Hình 12: Sản lượng truyền tải và tỷ lệ tổn thất điện năng



Nguồn: EVNNPT, VNDIRECT RESEARCH

Hình 13: Hệ thống đường dây truyền tải điện Việt Nam hiện do EVNNPT quản lý và vận hành



Nguồn: EVNNPT, VNDIRECT RESEARCH

Quy mô hệ thống truyền tải cũng có sự tăng trưởng tương ứng để đáp ứng nhu cầu truyền tải ngày càng tăng. Tổng chiều dài đường dây 500kV và 220kV ghi nhận mức tăng trưởng kép lần lượt là 8,3% và 5,2% trong giai đoạn 2012-25, trong đó đường dây 500kV có sự tăng trưởng mạnh hơn 2 chữ số trong năm 2022 và 2024 khi 2 dự án thành phần thuộc đường dây 500kV mạch 3 đi vào hoạt động.

Tuy nhiên, một vấn đề đáng lưu ý đối với hệ thống truyền tải là tuổi thọ thiết bị và hạ tầng đã cao ở nhiều khu vực, đặc biệt là hệ thống đường dây và trạm biến áp được xây dựng từ những năm 90. Sự xuống cấp này làm gia tăng nguy cơ sự cố, chi phí bảo trì và giảm độ tin cậy cung cấp điện. Yếu tố thời tiết cực đoan và biến đổi khí hậu cũng gây rủi ro đáng kể: bão, sạt lở đất và ngập lụt ngày càng thường xuyên ảnh hưởng đến hành lang truyền tải, nhất là các khu vực miền Trung và Tây Bắc.

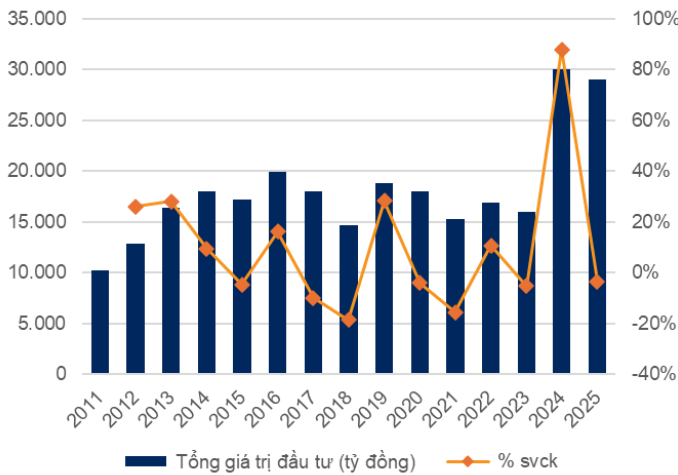
2.1.2. Áp lực đầu tư là rất lớn trong bối cảnh nhu cầu tăng nhanh và sự bùng nổ công suất NLTT

Cùng với sự tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ, sự bùng nổ công suất NLTT cũng là thách thức mới đối với hệ thống truyền tải. Điện gió và điện mặt trời có tính biến động lớn, gây khó khăn cho công tác điều độ, cân bằng công suất và duy trì ổn định hệ thống. Sự mất cân đối giữa tốc độ phát triển nguồn điện, tăng trưởng nhu cầu giữa các vùng và hạ tầng truyền tải đã tạo ra nhiều “nút thắt” công suất, đặc biệt tại các khu vực có mật độ dự án NLTT cao như Ninh Thuận, Bình Thuận hay Tây Nguyên, gây nên tình trạng cắt giảm công suất làm ảnh hưởng đến hiệu quả đầu tư và an ninh cung cấp điện. Do đó, nhu cầu truyền tải liên miền được dự báo sẽ tăng nhanh. Bên cạnh xu hướng truyền tải Trung – Nam, xu hướng truyền tải Trung – Bắc sẽ đóng vai trò chủ đạo trong thời gian tới để giảm

thiếu rủi ro thiếu điện tại phía Bắc. Theo QHĐ 8 điều chỉnh, truyền tải Trung - Bắc dự kiến tăng từ 17 tỷ kWh năm 2030 lên 135 tỷ kWh năm 2050.

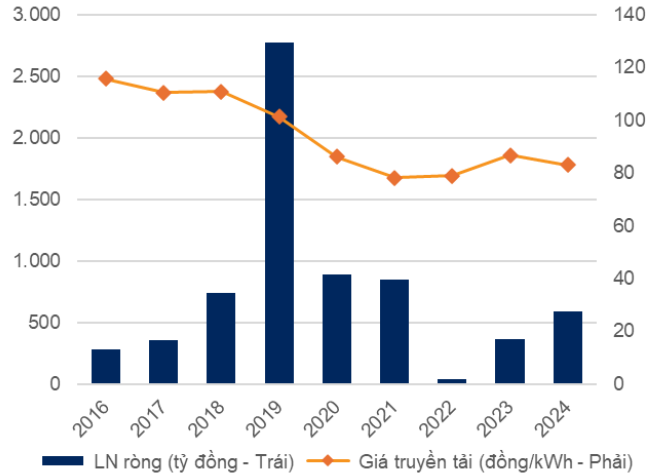
Từ năm 2015 đến nay, EVN duy trì tổng mức đầu tư trung bình ~15.000 tỷ/năm cho việc đầu tư lưới điện truyền tải, trong đó năm 2024 giá trị đầu tư tăng vọt hơn 80% svck lên con số kỷ lục 30.000 tỷ khi EVNNPT triển khai dự án 500kV mạch 3 Quảng Trạch – Phối Nối (capex ~22.300 tỷ). Trong năm 2025, EVNNPT tiếp tục đầu tư và đưa vào vận hành dự án đường dây 500kv Lào Cai – Vĩnh Yên (capex ~7.400 tỷ). Điều này cho thấy nhu cầu đầu tư lưới điện cũng như áp lực vốn lên EVN là rất lớn trong những năm gần đây và cả tương lai.

Hình 14: EVNNPT duy trì tổng mức đầu tư ở mức cao trong nhiều năm, đặc biệt là năm 2024-25. Điều này cũng tạo áp lực tài chính lên DN khi EVNNPT hiện đang phải trả ~ 3.000 tỷ lãi vay mỗi năm



Nguồn: EVNNPT, MOIT, VNDIRECT RESEARCH

Hình 15: Giá truyền tải chịu sự quản lý của nhà nước và đang ở mức tương đối thấp, ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động cũng như năng lực thu xếp vốn của EVNNPT



Nguồn: EVNNPT, VNDIRECT RESEARCH

Tuy nhiên, **đầu tư lưới điện tại Việt Nam nhìn chung vẫn gặp nhiều khó khăn**. Bên cạnh vấn đề giải phóng mặt bằng, việc giá truyền tải điện chịu sự kiểm soát chặt của cơ quan quản lý và đang duy trì ở mức thấp (do Bộ Công thương phê duyệt và hiện đang ở mức 83 đồng/kWh, chiếm ~4% giá bán lẻ điện bình quân) ảnh hưởng đáng kể đến hiệu quả hoạt động của EVNNPT, qua đó cũng ảnh hưởng đến năng lực thu xếp vốn cho đầu tư. Mức giá thấp khiến hiệu quả đầu tư không cao, đặc biệt là với những dự án giải tỏa công suất NLTT do tính thiếu ổn định, dao động công suất/điện áp lớn nhưng số giờ vận hành lại thấp của loại hình điện này. Điều này đặt ra thách thức lớn trong việc huy động nguồn lực (kể cả cả tư nhân) cho việc mở rộng và hiện đại hóa hệ thống truyền tải trong bối cảnh nhu cầu điện tiếp tục tăng cao.

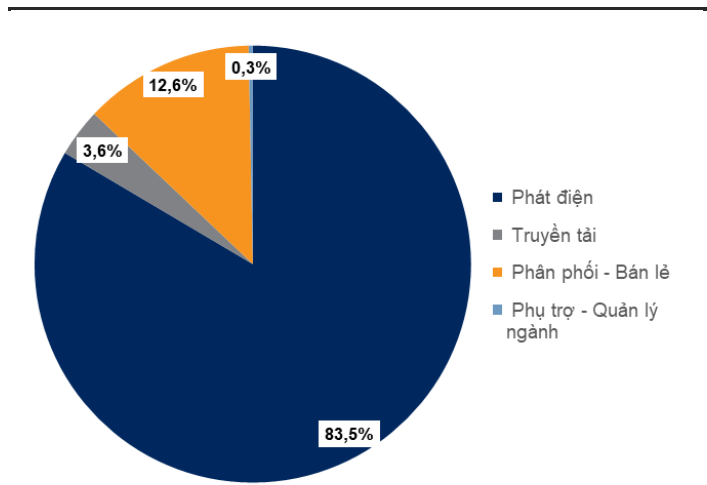
2.2. PHÂN PHỐI – BÁN LẺ: EVN về cơ bản vẫn gần như nắm độc quyền thông qua năm tổng công ty con

2.2.1. EVN gần như nắm độc quyền tự nhiên khâu phân phối điện

Khâu **phân phối – bán lẻ điện** tại Việt Nam hiện đóng vai trò trọng yếu trong chuỗi giá trị ngành điện, chiếm ~12,6% tổng chi phí sản xuất kinh doanh điện và là mắt xích trực tiếp kết nối giữa hệ thống truyền tải quốc gia và người tiêu dùng cuối cùng. Hệ thống lưới phân phối hiện chủ yếu ở cấp trung áp 110 kV, 22 kV và hạ áp 0,38 kV, với mật độ cao tại đô thị nhưng còn thiếu đồng bộ ở vùng sâu, vùng xa. Hiện nay, EVN và 5 tổng công ty thành viên (PC) đang tạo nên cấu trúc gần như độc quyền tự nhiên trên thị trường phân phối, bao phủ toàn quốc và giúp EVN đảm bảo quản lý thống nhất, vận hành an toàn

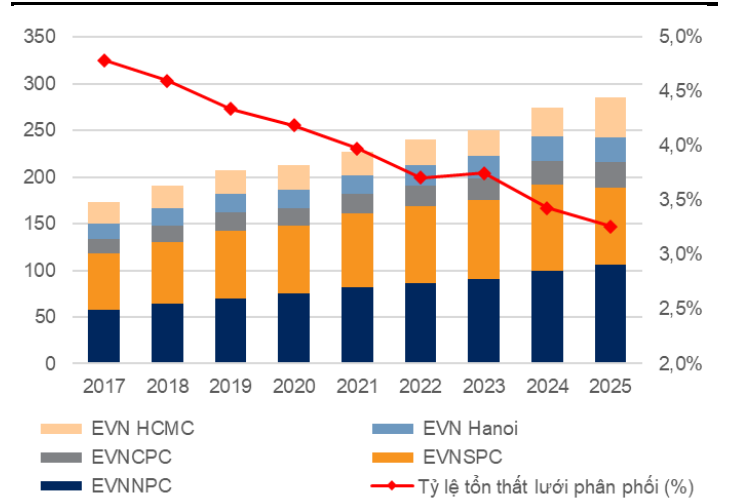
Việc áp dụng các chỉ số vận hành quốc tế như SAIDI (thời gian mất điện trung bình) và SAIFI (tần suất mất điện trung bình) đã giúp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, giảm sự cố và cải thiện trải nghiệm khách hàng. Tỷ lệ tổn thất điện năng khâu phân phối đã giảm liên tục từ gần 5% năm 2017 xuống còn khoảng 3,3% năm 2025. Tuy nhiên, khâu phân phối – bán lẻ vẫn bộc lộ nhiều điểm yếu và rủi ro cấu trúc. Cơ chế độc quyền dọc và chịu sự điều tiết của EVN khiến các tổng công ty phân phối chưa thực sự có động lực cạnh tranh về chi phí hay chất lượng dịch vụ. Mức biên lợi nhuận thấp do giá bán lẻ chịu quản lý chặt, trong khi giá điện đầu vào biến động mạnh, khiến hiệu quả tài chính của EVN và các đơn vị thành viên bị ảnh hưởng. Ngoài ra, chênh lệch chi phí phân phối giữa các vùng miền – đặc biệt ở khu vực nông thôn, miền núi – khiến EVN phải thực hiện cơ chế bù chéo nội bộ để đảm bảo giá điện đồng nhất trên toàn quốc.

Hình 16: Tỷ trọng cơ cấu chi phí sản xuất kinh doanh điện năm 2024



Nguồn: EVN, NSO, VNDIRECT RESEARCH

Hình 17: Sản lượng điện của các Tổng công ty và tỷ lệ tổn thất lưới điện phân phối (tỷ kWh – %)



Nguồn: EVN, NSO, VNDIRECT RESEARCH

2.2.2. Giá bán lẻ điện Việt Nam chịu sự điều tiết của Nhà nước khiến giá điện chưa phản ánh đúng, đủ các biến động thị trường

Cơ chế giá bán lẻ điện tại Việt Nam hiện vẫn do Nhà nước quản lý và điều tiết tập trung, đóng vai trò là công cụ ổn định kinh tế vĩ mô và đảm bảo an sinh xã hội. Theo khung pháp lý hiện hành, giá điện được Bộ Công Thương phê duyệt dựa trên cơ cấu chi phí toàn hệ thống (phát điện – truyền tải – phân phối – phụ trợ) và được EVN thực hiện bán lẻ tới các nhóm khách hàng khác nhau (sinh hoạt, sản xuất, kinh doanh, hành chính – sự nghiệp...).

Cơ cấu giá điện mang tính bậc thang lũy tiến đối với hộ sinh hoạt – khuyến khích tiết kiệm điện nhưng cũng gây tranh cãi về tính công bằng, đặc biệt đối với nhóm hộ tiêu thụ trung bình khá (khoảng 300–500 kWh/tháng). Đối với doanh nghiệp, giá điện được chia theo thời gian sử dụng (giờ cao điểm, bình thường, thấp điểm), giúp điều tiết phụ tải hệ thống nhưng cũng phản ánh chi phí vận hành còn cứng nhắc và thiếu linh hoạt theo vùng.

Hình 18: Biểu giá điện bán lẻ hiện hành theo từng nhóm đối tượng

STT	Nhóm đối tượng khách hàng	Giá (đồng/kWh)	STT	Nhóm đối tượng khách hàng	Giá (đồng/kWh)
1	Giá bán lẻ điện cho sinh hoạt		2	Giá bán lẻ điện cho ngành sản xuất (*)	
1.1	Giá bán lẻ điện sinh hoạt			Giờ bình thường	1.811 - 1.987
	Bậc 1: Cho kWh từ 0 - 50	1.984		Giờ thấp điểm	1.146 - 1.300
	Bậc 2: Cho kWh từ 51 - 100	2.050		Giờ cao điểm	3.266 - 3.640
	Bậc 3: Cho kWh từ 101 - 200	2.380			
	Bậc 4: Cho kWh từ 201 - 300	2.998	3	Giá bán lẻ điện cho kinh doanh (*)	
	Bậc 5: Cho kWh từ 301 - 400	3.350		Giờ bình thường	2.887 - 3.152
	Bậc 6: Cho kWh từ 401 trở lên	3.460		Giờ thấp điểm	1.609 - 1.918
1.2	Giá bán lẻ điện sinh hoạt dùng công tơ thẻ trả trước	2.909		Giờ cao điểm	5.025 - 5.422

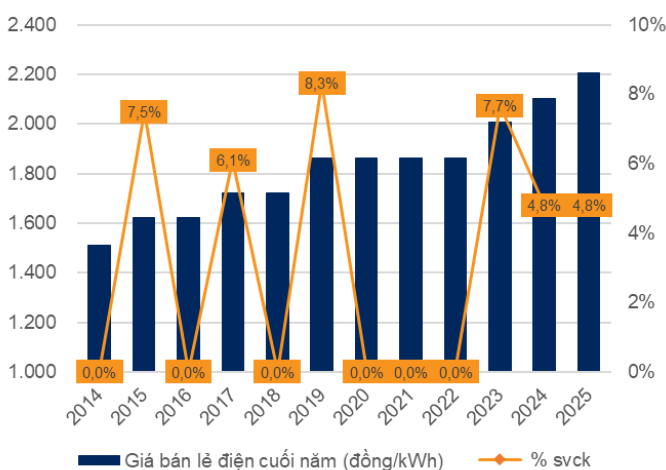
(*) giá bán biến động theo cấp điện áp từ dưới 6 kV đến trên 22 kV
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hiện nay, giá bán lẻ điện bình quân tại Việt Nam được điều chỉnh theo **Nghị định số 72/2025/NĐ-CP của Chính phủ**, cho phép EVN được tự điều chỉnh trong biên độ nhất định kèm theo các điều kiện, cụ thể như sau:

- Giảm từ 1%: EVN có trách nhiệm điều chỉnh giảm giá bán lẻ.
- Tăng từ 2-5%: EVN được điều chỉnh tăng sau khi Bộ Công thương ra **soát và cho ý kiến**.
- Tăng từ 5-10%: EVN được điều chỉnh tăng sau khi Bộ Công thương **chấp thuận**.
- Tăng trên 10%: Bộ Công thương ra soát **báo cáo Chính phủ** cho ý kiến.

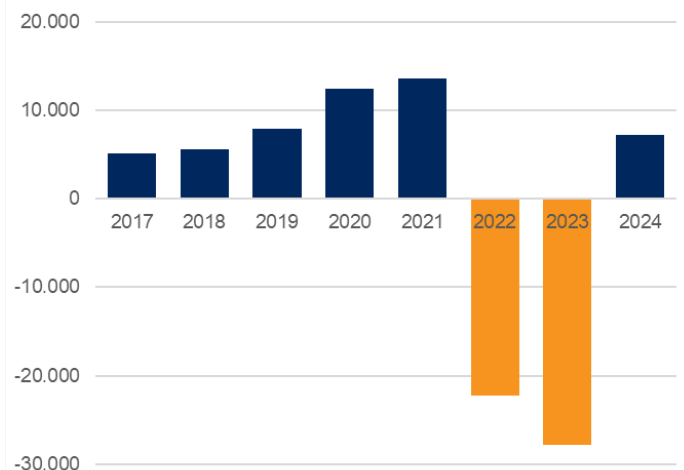
Cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ tùy được nói lỏng ra đôi chút so với quá khứ nhưng vẫn đang chịu sự kiểm soát chặt chẽ của Nhà nước. Đây vừa là lợi thế, vừa là rào cản khi nó giúp kiểm soát lạm phát và ổn định xã hội, nhưng lại tạo sức ép cho EVN trong cân đối tài chính và đầu tư, nhất là trong những thời điểm thị trường có sự biến động bất thường. Đơn cử như giai đoạn 2021-22, mặc dù chi phí đầu vào tăng vọt trên toàn cầu nhưng Việt Nam đã không điều chỉnh tăng giá điện để hỗ trợ nền kinh tế phục hồi sau dịch Covid-19. Đây là tác nhân chính gây nên khoản lỗ kỷ lục của EVN trong năm 2023-24 (lũy kế ~50.000 tỷ đồng).

Hình 19: Giá bán lẻ điện bình quân đã không được điều chỉnh trong suốt 2020-22 dù giá nhiên liệu đầu vào tăng vọt do khủng hoảng Ukraine...



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 20: ... khiến EVN ghi nhận khoản lỗ ròng kỷ lục trong năm 2022-23 (tỷ đồng)



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Trên bình diện khu vực, giá điện Việt Nam vẫn ở mức thấp hơn đáng kể. Theo thống kê của Global Petrol Prices, giá điện bình quân ở Việt Nam giai đoạn 2023-25 là 7,8 UScent/kWh, thấp hơn so với Indonesia (9,2 cent/kWh) hay Thailand (12,7 cent/kWh). Mức giá thấp giúp ổn định chi phí sản xuất, hỗ trợ tăng trưởng công nghiệp và thu hút FDI. Tuy nhiên, do giá điện hiện chưa phản ánh đầy đủ chi phí thực tế và rủi ro thị trường, nên cơ chế thu hút đầu tư tư nhân vào hạ tầng phân phối – bán lẻ còn hạn chế. Trong khi các nước ASEAN đã tiến tới TT điện bán lẻ cạnh tranh một phần hoặc hoàn toàn (như Singapore, Philippines), Việt Nam vẫn trong giai đoạn “chuẩn bị hạ tầng thị trường”. Việc chậm tách bạch giữa khâu phân phối và bán lẻ khiến cơ chế định giá chưa minh bạch, khó hình thành tín hiệu thị trường thực sự cho cả bên mua lẫn bên bán.

Hình 21: Giá bán lẻ điện tại Việt Nam so với các quốc gia trong khu vực

	Giá điện bình quân năm 2023-25 (cents/kWh)	Thu nhập mỗi giờ (USD)	Sức mua (Thu nhập/Giá điện)
Vietnam	7,8	0,54	6,9
Thailand	12,7	0,84	6,6
Philippines	20,3	0,45	2,2
Singapore	23,4	10,35	44,2
Malaysia	4,9	1,35	27,6
Indonesia	9,2	0,56	6,1
Thế giới	16,5	1,56	9,5

Nguồn: Global Petrol Prices, WB, VNDIRECT RESEARCH

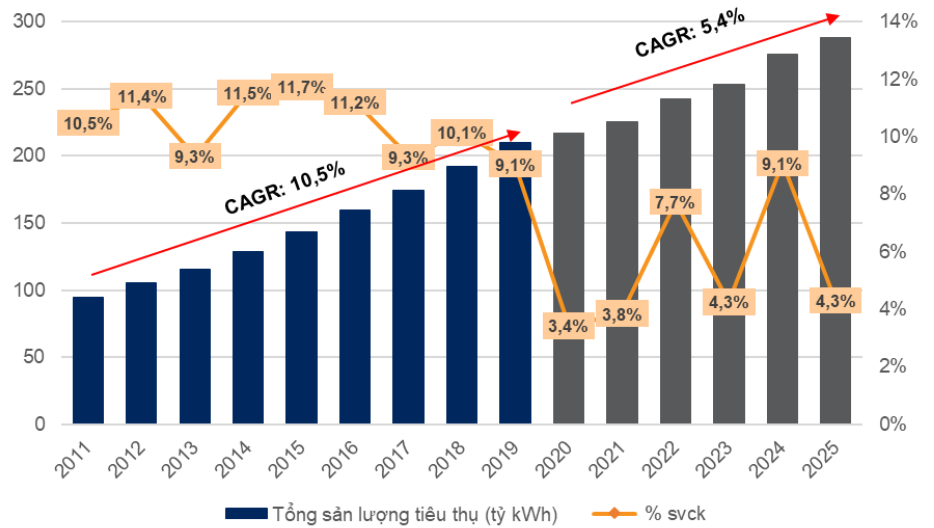
Để tiến tới thị trường điện cạnh tranh bán lẻ sau 2025, Việt Nam cần từng bước tự do hóa giá điện, áp dụng biểu giá linh hoạt theo vùng, theo giờ và theo loại khách hàng, đồng thời cho phép các nhà cung cấp điện tư nhân được tham gia trực tiếp thị trường. Đây sẽ là bước ngoặt giúp khâu phân phối – bán lẻ điện hoạt động hiệu quả hơn, minh bạch hơn và phản ánh đúng giá trị kinh tế của năng lượng trong giai đoạn chuyển dịch năng lượng hiện nay.

3. TIÊU THỤ: Nhu cầu phụ tải tăng nhanh cùng chiều với sự tăng trưởng của nền kinh tế

3.1. Tiêu thụ điện liên tục tăng trưởng kể từ năm 2011, nhưng có sự giảm tốc đáng kể từ sau dịch Covid-19

Tiêu thụ điện năng tại Việt Nam trong hơn một thập kỷ qua thể hiện xu hướng tăng trưởng mạnh mẽ, song hành với quá trình công nghiệp hóa và quy mô nền kinh tế mở rộng. Giai đoạn 2011–2019, tiêu thụ điện ghi nhận tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) hai chữ số ở mức 10,5%, phản ánh nhu cầu điện bùng nổ từ các khu công nghiệp, khu chế xuất và các hoạt động sản xuất phục vụ xuất khẩu. Tuy nhiên, bước sang giai đoạn 2020–2024, tốc độ tăng trưởng đã bị chậm lại còn khoảng 5,7%, chủ yếu do tác động của đại dịch COVID-19 khiến sản xuất gián đoạn và nhu cầu điện công nghiệp suy giảm. Dù vậy, sau khi nền kinh tế phục hồi, tăng trưởng tiêu thụ điện năm 2024 đã quay lại mức 9,2%, cho thấy xu hướng phục hồi rõ rệt và báo hiệu nhu cầu điện sẽ tiếp tục tăng trưởng tích cực khi Việt Nam đang đặt mục tiêu tăng trưởng GDP cao trong những năm tới.

Hình 22: Tăng trưởng tiêu thụ điện tại Việt Nam từ năm 2011

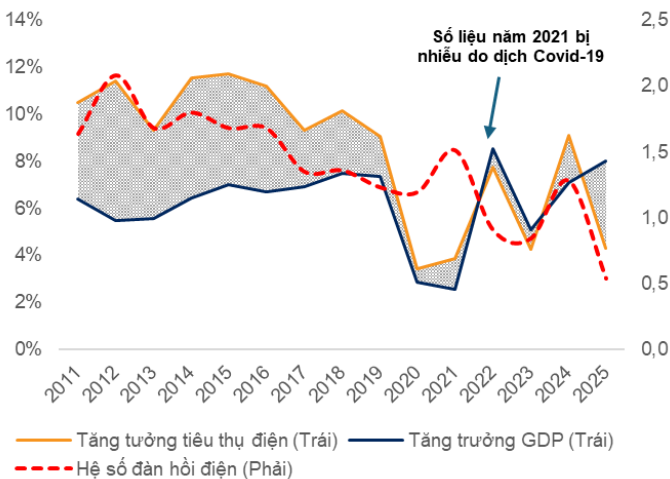


Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

3.2. Sản xuất công nghiệp và điện hóa nền kinh tế là động lực thúc đẩy tăng trưởng chính

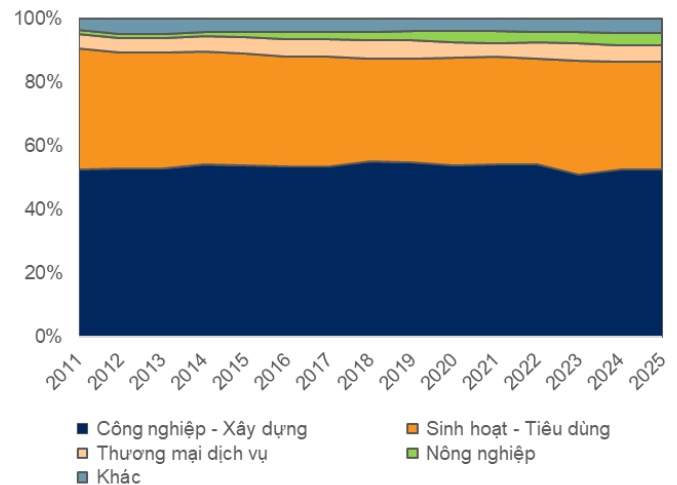
Tại Việt Nam, tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện tại Việt Nam có xu hướng biến động đồng pha với tăng trưởng GDP. Giai đoạn 2011–2018, tốc độ tăng tiêu thụ điện thường cao hơn tăng trưởng GDP, với hệ số đàn hồi điện duy trì quanh mức 1,5–2,0, phản ánh đặc trưng của một nền kinh tế đang bước vào giai đoạn công nghiệp hóa mạnh mẽ với các ngành công nghiệp thâm dụng điện. Tuy nhiên, từ năm 2019, hệ số đàn hồi có xu hướng giảm dần, chủ yếu do ảnh hưởng của đại dịch COVID-19 cùng với việc cải thiện hiệu suất năng lượng trong một số ngành nghề. Đáng chú ý, năm 2025 cho thấy một hiện tượng đáng chú ý khi hệ số đàn hồi điện giảm sâu về mức dưới 1, mà có thể đến từ tổng hòa của nhiều yếu tố đặc thù trong năm như động lực tăng trưởng đến từ đầu tư công, sự cải thiện trong hiệu suất sử dụng năng lượng, yếu tố thời tiết và sự phát triển của điện mái nhà tự sản tự tiêu. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng biến động bất thường trong đơn lẻ một năm chưa phải là yếu tố đáng lo ngại và hệ số đàn hồi điện sẽ quay về mức 1-1,5 trong những năm tới.

Hình 23: Hệ số đàn hồi điện (Tăng trưởng tiêu thụ điện / Tăng trưởng GDP) từ năm 2012 đến nay



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 24: Cơ cấu tiêu thụ điện tại Việt Nam



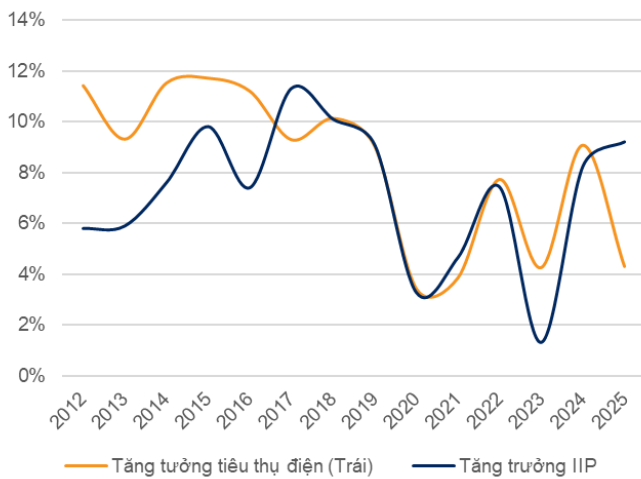
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Về cơ cấu tiêu thụ, ngành công nghiệp – xây dựng vẫn chiếm tỷ trọng chủ đạo, khoảng 55–60% tổng sản lượng điện, khẳng định vai trò của khu vực sản xuất

trong nền kinh tế. Trong khi đó, nhu cầu sinh hoạt – tiêu dùng dân cư chiếm khoảng 30% và có xu hướng tăng dần cùng với tốc độ đô thị hóa, mở rộng tầng lớp trung lưu và gia tăng sở hữu thiết bị điện gia dụng. Các nhóm thương mại – dịch vụ và nông nghiệp chiếm tỷ trọng nhỏ hơn, song cũng có sự tăng trưởng, phản ánh sự dịch chuyển cơ cấu kinh tế theo hướng tiêu dùng và dịch vụ cũng như xu hướng điện khí hóa ngành nông nghiệp.

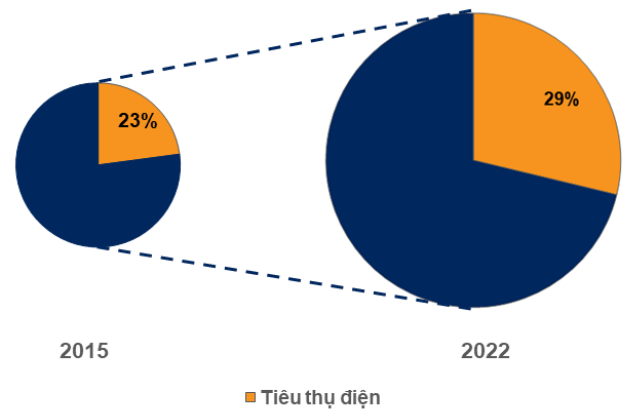
Trong đó, tăng trưởng tiêu thụ điện có **mối tương quan chặt chẽ nhất với chỉ số sản xuất công nghiệp (IIP)**. Khi sản xuất công nghiệp tăng mạnh – như giai đoạn 2015–2018 hay trong năm 2024 – mức tiêu thụ điện cũng tăng tương ứng, phản ánh rõ nét vai trò chi phối của khu vực chế biến, chế tạo và xuất khẩu trong tổng nhu cầu điện quốc gia. Ngược lại, các giai đoạn giảm tốc của IIP (2020–2021) kéo theo mức tăng trưởng tiêu thụ điện sụt giảm, đặc biệt tại các khu công nghiệp lớn. Điều này cho thấy tiêu thụ điện không chỉ là hệ quả của tăng trưởng kinh tế mà còn là chỉ báo quan trọng cho sức khỏe của khu vực sản xuất.

Hình 25: Tăng trưởng tiêu thụ điện có mối tương quan cao với tăng trưởng chỉ số sản xuất công nghiệp (IIP)



Nguồn: EVN, NSO, VNDIRECT RESEARCH

Hình 26: Tỷ lệ tiêu thụ điện / Tổng tiêu thụ năng lượng ngày càng tăng cho thấy xu hướng điện hóa nền kinh tế rõ nét tại Việt Nam



Nguồn: EVN, NSO, VNDIRECT RESEARCH

Bên cạnh công nghiệp, các yếu tố như đô thị hóa, gia tăng thu nhập bình quân, mở rộng lĩnh vực thương mại – dịch vụ và xu hướng điện hóa trong giao thông, hạ tầng cũng đang góp phần thúc đẩy tiêu thụ điện. **Tỷ lệ tiêu thụ điện năng trong tổng tiêu thụ năng lượng** của Việt Nam đã tăng từ 23% năm 2015 lên 29% năm 2022, phản ánh xu hướng điện hóa nền kinh tế ngày càng rõ nét. Điện năng đang dần thay thế các dạng năng lượng truyền thống như than, dầu hay sinh khối trong các hoạt động sản xuất và sinh hoạt. Xu hướng này không chỉ khẳng định vai trò trung tâm của điện trong cơ cấu tiêu thụ năng lượng quốc gia, mà còn cho thấy tiềm năng nhu cầu điện sẽ tiếp tục tăng nhanh hơn so với tổng năng lượng tiêu thụ, đặc biệt khi Việt Nam hướng tới mục tiêu giảm phụ thuộc nhiên liệu hóa thạch và phát triển NLTT trong thời gian tới.

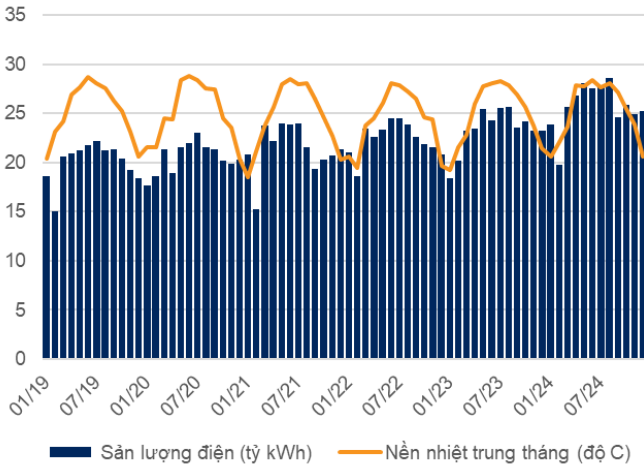
3.3. Điều kiện thời tiết cũng là một yếu tố có tác động đáng kể đến tăng trưởng tiêu thụ điện năng

Thời tiết cũng là một yếu tố có tác động đáng kể đến nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam. Số liệu trong giai đoạn 2019-24 cho thấy sản lượng điện tiêu thụ theo tháng có xu hướng biến động cùng chiều với nền nhiệt trung bình, thể hiện rõ vào các tháng mùa hè – khi nhiệt độ tăng, nhu cầu sử dụng thiết bị làm mát khiến sản lượng điện tăng vọt cũng như tỷ lệ hao hụt điện năng tăng lên.

Ngoài ra, khi nhìn rộng ra trên phạm vi trung bình năm, chúng tôi cũng nhận thấy rằng tăng trưởng tiêu thụ điện năng có mối tương quan rõ nét với sự thay

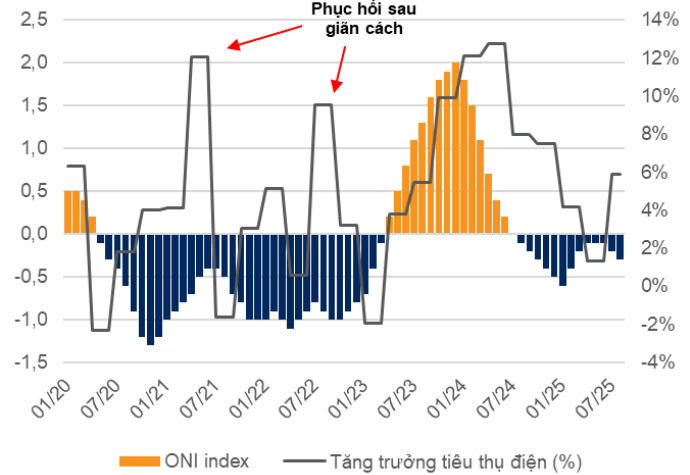
đổi của các hình thái thời tiết (chu kỳ ENSO). Tăng trưởng tiêu thụ điện thường có xu hướng tăng mạnh ở những giai đoạn pha El Nino chiếm ưu thế khi thời tiết có xu hướng khô hạn hơn và nền nhiệt trung bình tăng cao (và ngược lại với chu kỳ La Nina). Giai đoạn từ cuối năm 2023 đến giữa năm 2024 là một chu kỳ El Nino mạnh, và đây cũng là một động lực khiến cho tiêu thụ điện tăng trưởng mạnh trong cùng kỳ.

Hình 27: Sản lượng tiêu thụ điện (theo tháng) có sự biến thiên cùng chiều với nền nhiệt độ trung bình tháng



* tính theo mức bình quân nhiệt độ tại 1 số trạm quan trắc trên cả nước
Nguồn: EVN, NSO, VNDIRECT RESEARCH

Hình 28: Tăng trưởng tiêu thụ điện thường có xu hướng tăng mạnh khi hình thái El Nino chiếm ưu thế và ngược lại



* $ONI > 0,5$: El Nino / $ONI < -0,5$: La Nina
Nguồn: EVN, NOAA, VNDIRECT RESEARCH

Trong bối cảnh nhiệt độ toàn cầu ngày càng ấm lên và hình thái El Nino cực đoan (El Nino mạnh) thường có tỷ lệ xuất hiện cao hơn so với La Nina, nhu cầu điện có khả năng tăng nhanh hơn thông thường ở một số thời điểm nhất định, gây ra rủi ro cho hệ thống điện khi mà thời tiết khô nóng cũng sẽ ảnh hưởng tiêu cực đến nguồn cung thủy điện. Do đó, biến đổi khí hậu dự kiến sẽ làm gia tăng thêm áp lực lên hệ thống, nhấn mạnh sự cần thiết phải tăng cường tính linh hoạt và tính ổn định của nguồn cung hệ thống điện.

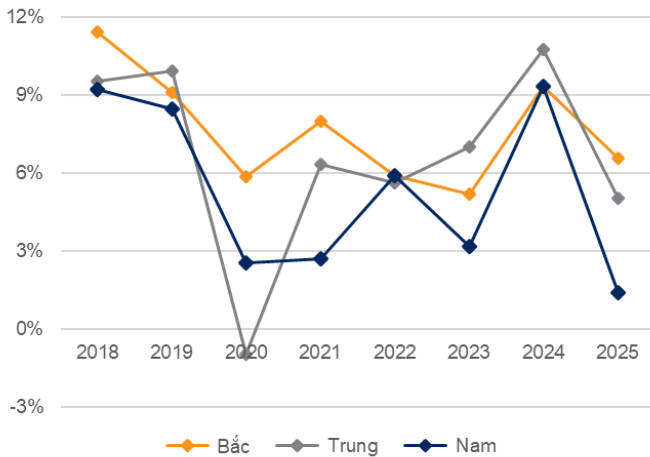
3.4. Miền Bắc có tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện cao nhất cả nước, được thúc đẩy bởi sự phát triển các trung tâm công nghiệp lớn

Trong giai đoạn 2018–2024, miền Bắc liên tục duy trì tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện cao nhất cả nước, trung bình đạt khoảng 8–10%/năm, đặc biệt bùng nổ trở lại sau giai đoạn chững lại năm 2020. Xu hướng này được thúc đẩy mạnh mẽ bởi quá trình công nghiệp hóa nhanh, sự mở rộng của các khu công nghiệp lớn tại Bắc Ninh, Thái Nguyên, Hải Phòng và Quảng Ninh và làn sóng đầu tư FDI vào lĩnh vực điện tử – chế biến chế tạo. Ngược lại, khu vực miền Nam – dù vẫn là trung tâm kinh tế lớn – lại ghi nhận đà tăng trưởng chậm hơn, phần nào cho thấy sự chững lại trong nhu cầu điện dân dụng và công nghiệp sau giai đoạn mở rộng mạnh trước 2018.

Song song với đó, cơ cấu tiêu thụ điện cũng có sự dịch chuyển rõ rệt. Miền Bắc hiện đã vươn lên trở thành khu vực tiêu thụ điện lớn nhất cả nước, với tỷ trọng điện tiêu thụ tăng từ 41% năm 2015 lên khoảng 46% năm 2024, vượt miền Nam (giảm còn 45%) để trở thành vùng có nhu cầu điện lớn nhất cả nước.

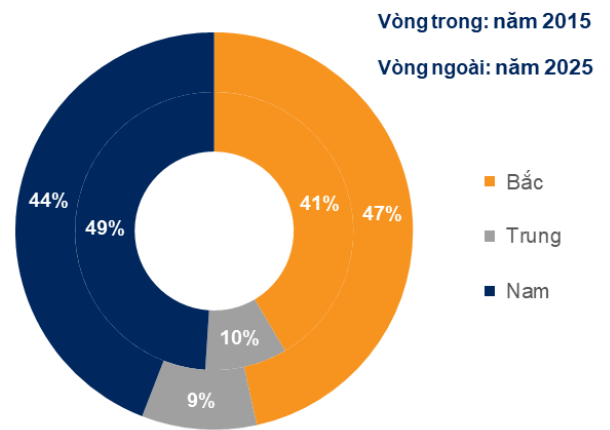
Sự chuyển biến này đến từ xu hướng dịch chuyển trọng tâm tiêu thụ điện từ Nam ra Bắc, gắn liền với việc hình thành các trung tâm sản xuất – công nghiệp – logistics quy mô lớn tại khu vực phía Bắc. Đây cũng là tín hiệu quan trọng cho công tác quy hoạch nguồn và lưới điện, đặc biệt về phân bổ công suất và năng lực truyền tải Bắc – Nam trong giai đoạn tới.

Hình 29: Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện tại mỗi vùng miền từ năm 2018 đến nay



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 30: Miền Bắc đã vươn lên trở thành khu vực tiêu thụ điện lớn nhất cả nước



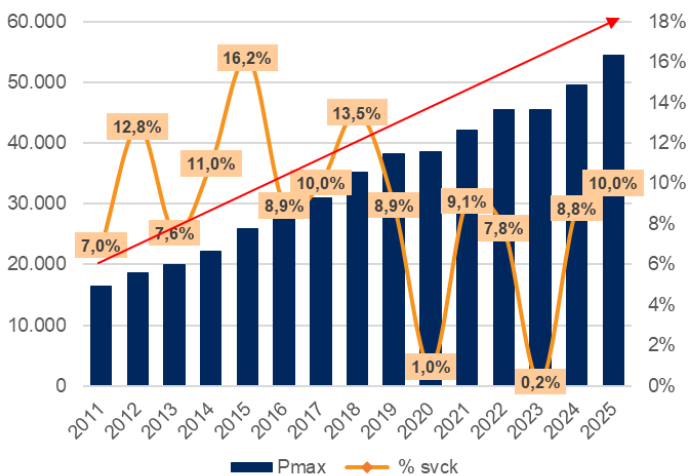
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

3.5. Phụ tải đỉnh liên tục tăng khiến rủi ro thiếu điện cục bộ luôn hiện hữu

Phụ tải đỉnh (Pmax) của Việt Nam đã tăng liên tục trong hơn một thập kỷ qua, phản ánh nhu cầu điện ngày càng cao từ sản xuất công nghiệp và sinh hoạt. Giai đoạn 2011–2019, Pmax tăng trung bình khoảng 10%/năm, và dù chịu ảnh hưởng của đại dịch, tốc độ này vẫn duy trì quanh mức 7–10%/năm trong những năm gần đây. Pmax hiện đã ghi nhận mức kỷ lục là 54,5 GW vào tháng 8/2025, tăng 10% so với năm 2024.

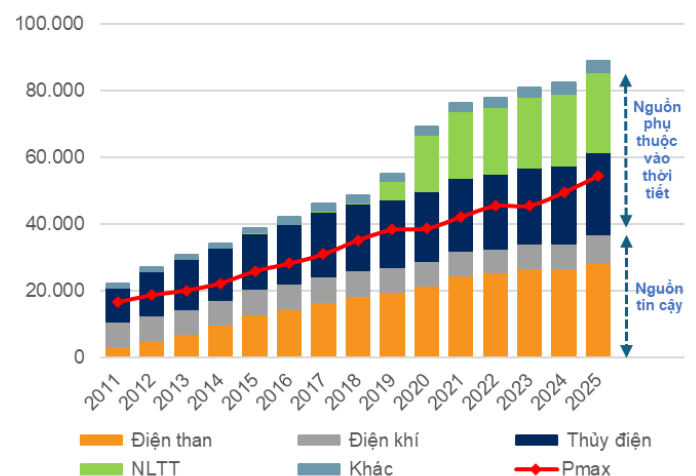
Một vấn đề đáng lưu ý là công suất phụ tải đỉnh đang ngày càng tiệm cận tổng công suất khả dụng của hệ thống. Dù tổng công suất lắp đặt tăng mạnh nhờ sự bùng nổ của NLTT, nhưng đặc tính không ổn định của nguồn gió và mặt trời khiến khả năng đáp ứng phụ tải đỉnh là rất hạn chế. Do đó, với hơn một nửa công suất thiết kế phụ thuộc vào điều kiện thời tiết, Việt Nam vẫn phải đối mặt với nguy cơ thiếu điện cục bộ trong thời gian cao điểm của mùa nóng (chủ yếu là những năm hiện tượng El Nino chiếm ưu thế), đặc biệt là ở miền Bắc, nơi hệ thống điện phụ thuộc rất lớn vào nguồn thủy điện.

Hình 31: Phụ tải đỉnh (Pmax) liên tục tăng và thiết lập kỷ lục mới trong năm 2025 (MW)



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 32: Rủi ro thiếu điện cục bộ ở một vài thời điểm vẫn hiện hữu khi phần lớn công suất hệ thống phụ thuộc vào điều kiện thời tiết (MW)



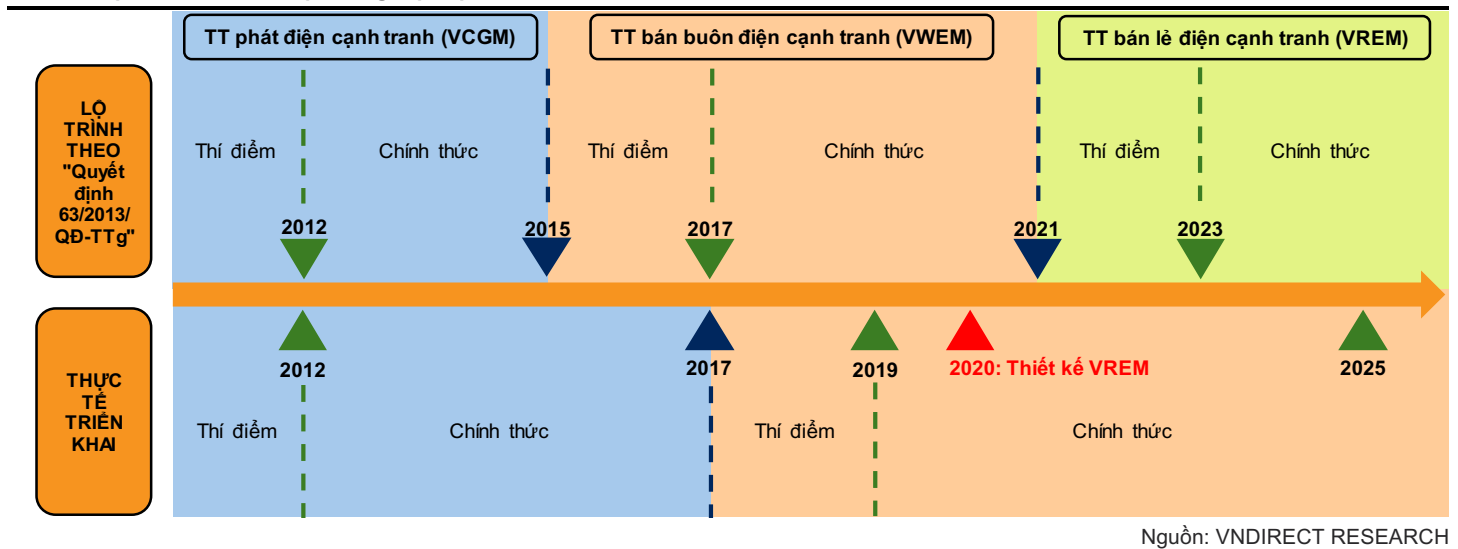
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Do đó, Việt Nam cần đầu tư nhiều hơn vào các nguồn điện đáng tin cậy như điện khí (trong bối cảnh điện than gặp rào cản môi trường) hoặc tăng mạnh thêm các nguồn phụ thuộc vào thời tiết để nới rộng hơn nữa khoảng cách giữa tổng công suất thiết kế của hệ thống và công suất đỉnh tiềm năng, giúp đảm bảo an ninh năng lượng trong giai đoạn tới.

II. Cấu trúc thị trường điện & Cơ chế huy động trên thị trường

Theo lộ trình tại Quyết định 63/2013/QĐ-TTg, thị trường điện Việt Nam được thiết kế phát triển theo ba cấp độ: thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM), thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) và cuối cùng là thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM) từ năm 2023. Tuy nhiên, thực tế triển khai cho thấy tiến độ có độ trễ so với kế hoạch và hiện Việt Nam vẫn đang nằm trong giai đoạn “Thị trường bán buôn điện cạnh tranh”, được vận hành chính thức từ năm 2019.

Hình 33: Lộ trình triển khai thị trường điện cạnh tranh



1. “Thị trường bán buôn điện cạnh tranh” tại Việt Nam vẫn ở mức độ chưa hoàn chỉnh

Thị trường điện Việt Nam áp dụng mô hình thị trường điều độ điện tập trung toàn phần với hình thức chào giá theo chi phí biến đổi (Cost-based Gross Pool). Hiện này, 5 PC thuộc EVN trở thành các đơn vị mua buôn cũng với Công ty Mua bán điện (EPTC), thay vì EVN mua tập trung như trước. Các nhà máy điện chào giá trên thị trường, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0) xác định giá giao ngay (spot price) theo từng chu kỳ vận hành, và các bên thanh toán thông qua cơ chế hợp đồng chênh lệch (CfD) để hạn chế rủi ro biến động giá.

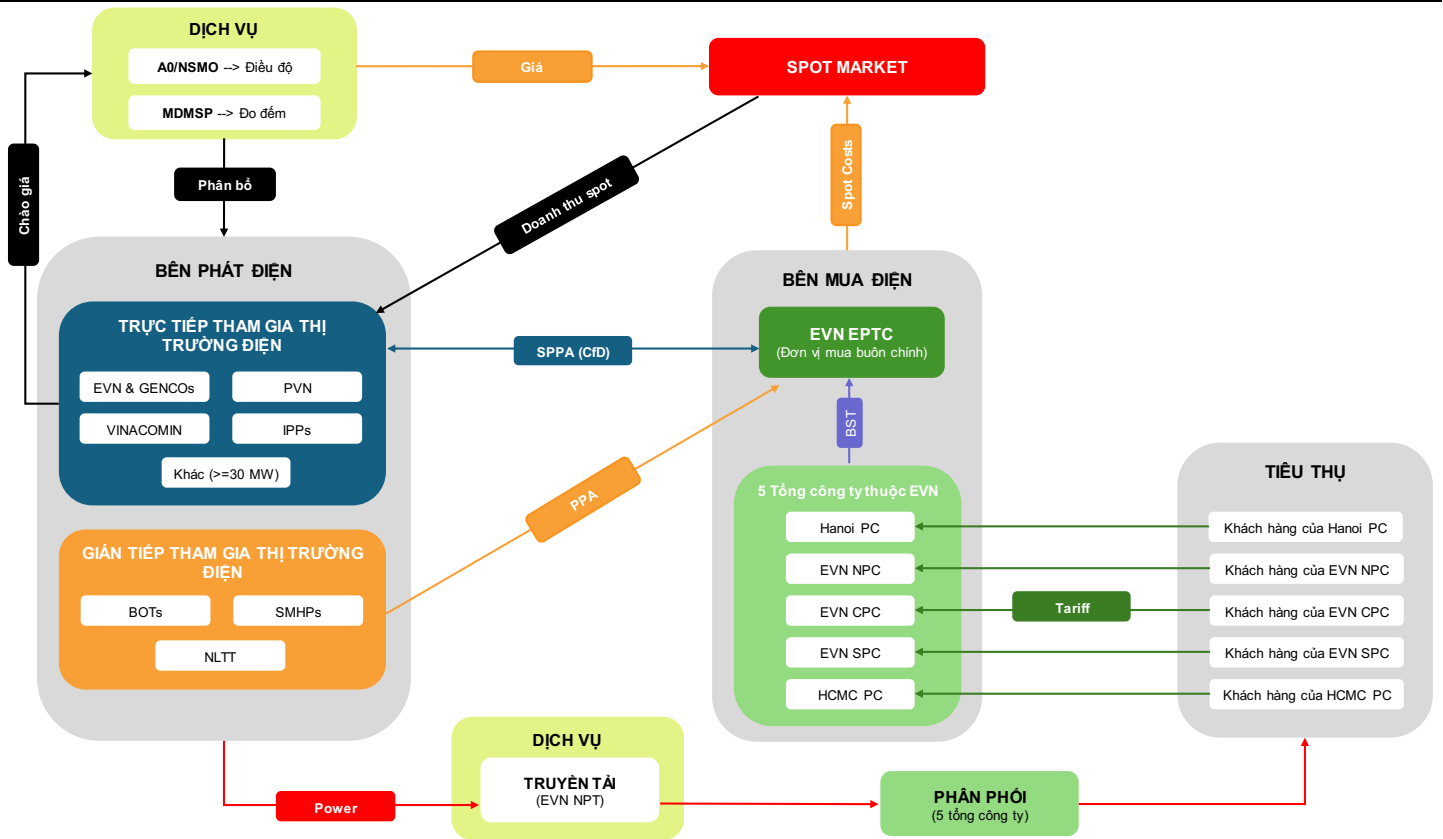
Theo quy định của Thông tư 21/2024/TT-BCT, các đơn vị sau có trách nhiệm tham gia thị trường điện, bao gồm:

- **Đơn vị phát điện:** Tất cả các nhà máy điện tại Việt Nam đều phải tham gia thị trường điện dưới hai hình thức:
 - **Tham gia gián tiếp:** thủy điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy NLTT, nhà máy BOT (còn hiệu lực hợp đồng, dự điện khí nội có cam kết bao tiêu khí và các thủy điện nhỏ cơ chế chi phí tránh được.

- **Tham gia trực tiếp:** các nhà máy điện công suất trên 30MW, các nhà máy NLTT, BOT hết hợp đồng và các nhà máy NLTT theo cơ chế DPPA.
- **Đơn vị mua buôn điện:** Công ty Mua bán điện (EPTC) và 5 PC thuộc EVN, trong đó EPTC hiện vẫn là đơn vị mua buôn chính và bán lại cho 5 PC theo cơ chế giá nội bộ (BST).
- **Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện:** NSMO (trước đây là A0)
- **Đơn vị truyền tải điện:** EVNNPT
- **Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)**

Trong khi đã đạt nhiều tiến bộ về tính minh bạch và cạnh tranh trong khâu phát điện, tính thị trường của thị trường bán buôn điện tại Việt Nam nhìn chung vẫn còn hạn chế và chưa hoàn chỉnh do về bản chất cả 6 đơn vị mua buôn điện hiện này đều trực thuộc EVN.

Hình 34: Cấu trúc thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam hiện nay



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

2. Cơ chế huy động nguồn điện: Phụ thuộc nhiều vào cơ chế phân bổ sản lượng theo hợp đồng (Qc)

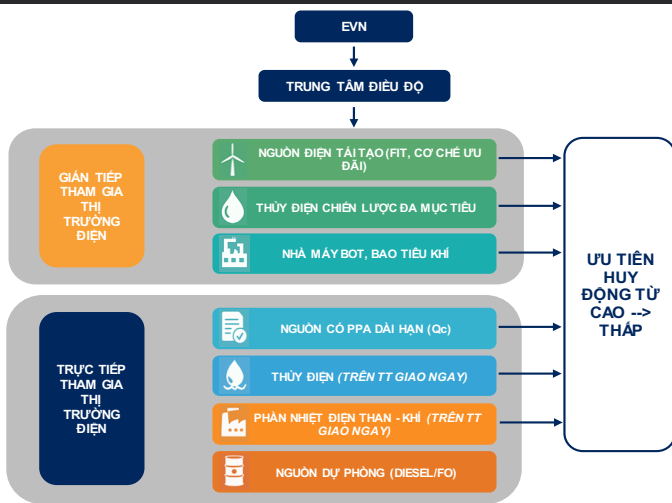
Cơ chế huy động điện tại Việt Nam hiện nay được vận hành theo mô hình kết hợp giữa cơ chế thị trường (*TT giao ngay*) và cơ chế điều tiết hành chính (*theo hợp đồng dài hạn, phân bổ Qc*), do Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia (A0) – thuộc NSMO – đảm nhiệm.

Về nguyên tắc, việc huy động được thực hiện dựa trên loại hình hợp đồng PPA và cơ chế tham gia thị trường của từng nhà máy, với mục tiêu chính là đảm bảo

cân bằng giữ an ninh cung ứng, ổn định tần số hệ thống, hiệu quả kinh tế và nghĩa vụ ràng buộc trong các hợp đồng mua bán điện dài hạn

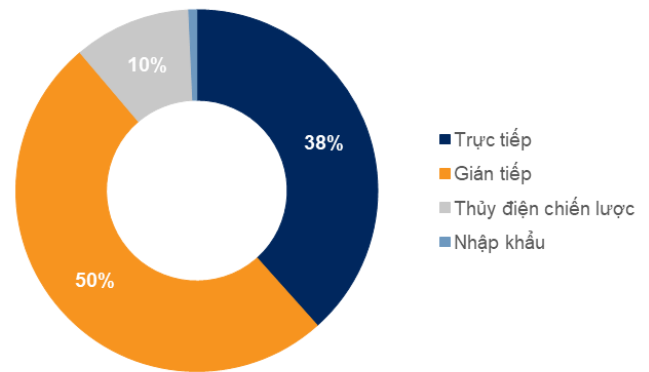
- Các **nhà máy gián tiếp tham gia thị trường** sẽ được ưu tiên huy động theo các cam kết sản lượng và giá đã ký trong các PPA.
- Các **nhà máy trực tiếp tham gia thị trường** sẽ chào giá lên thị trường. Nhưng trong thực tế, các nhà máy này sẽ được phân bổ sản lượng hợp đồng (Qc) theo kế hoạch vận hành định kỳ của NSMO (thường theo tháng, quý hoặc bán niên). Tỷ lệ Qc hiện đang được quy định ở mức không cao hơn 100% và không thấp hơn 60%. Theo đó, các nhà máy điện tham gia thị trường nhìn chung sẽ chào giá bám sát Qc được phân bổ, và chỉ phát thêm điện lên thị trường giao ngay khi giá giao ngay cao hơn chi phí biến đổi của nhà máy.

Hình 35: Thứ tự ưu tiên huy động nguồn điện tại Việt Nam



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 36: Cơ cấu tham gia thị trường điện (tỷ trọng theo công suất)



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Mặc dù cơ chế thị trường phát điện cạnh tranh đã được vận hành ổn định, song tỷ trọng công suất thực sự tham gia chào giá vẫn còn thấp do nhiều nguồn điện vẫn chịu ràng buộc hợp đồng dài hạn hay cơ chế FIT. Hiện chỉ có ~109 nhà máy tham gia TT điện cạnh tranh, chiếm ~38% tổng công suất hệ thống. Kết hợp với tỷ lệ huy động theo kế hoạch ở mức cao, **thị trường điện Việt Nam nhìn chung vẫn đang vận hành thiên về cơ chế điều tiết hành chính**. Cơ chế này tuy giúp đảm bảo an ninh hệ thống, nhưng cũng tạo ra thách thức về tính cạnh tranh, làm giảm vai trò điều tiết giá của thị trường giao ngay.

3. Cơ chế giá bán điện: Giá trên thị trường điện cạnh tranh (FMP) không có quá nhiều ý nghĩa

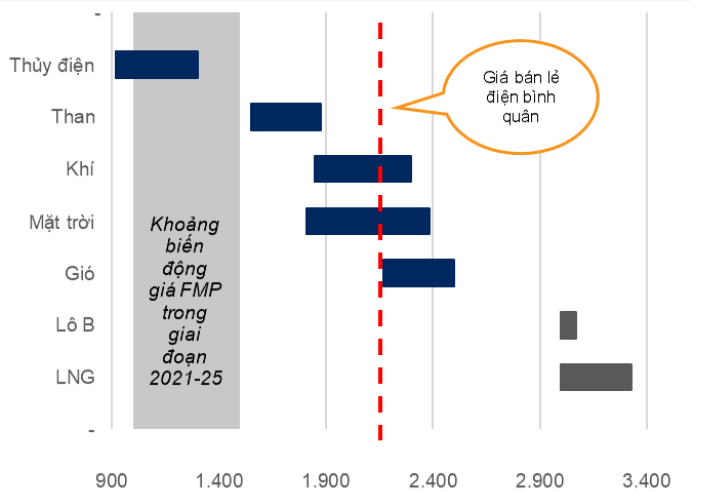
Trong khi các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện sẽ có cơ chế giá riêng cho từng dự án tùy thuộc vào các PPA đã ký kết, các nhà máy tham gia thị giá giao ngay sẽ ký hợp đồng thanh toán sai khác (CfD) với EVN. Về bản chất, **CfD** là một dạng **hợp đồng bù trừ giá** giữa bên phát điện và bên mua điện, trong đó nếu giá giao ngay (Ps) cao hơn giá hợp đồng (Pc), bên phát điện sẽ hoàn trả phần chênh lệch cho bên mua, và ngược lại, nếu giá thị trường thấp hơn, bên mua sẽ bù phần chênh lệch cho nhà máy.

$$\text{Tổng doanh thu} = (P_s \times Q_m) + (P_c - P_s) \times Q_c$$

Ps: giá TT giao ngay
Pc: giá hợp đồng
Qm: tổng sản lượng phát điện
Qc: sản lượng hợp đồng
(Pc – Ps) × Qc: Khoản sai khác CfD

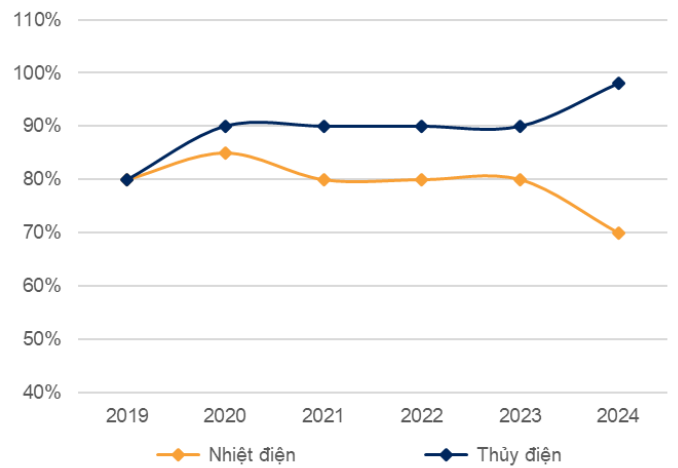
Thực tế hiện này, với đặc thù pha trộn giữa nhiều loại hợp đồng và tỷ trọng sản lượng huy động theo kế hoạch ở mức cao, giá spot thường không phản ánh đầy đủ chi phí biên thực tế của hệ thống. Dữ liệu theo hình 39 cho thấy, khung giá biến động của giá FMP có khoảng cách khá lớn so với chi phí phát điện của các loại hình nguồn điện, trừ thủy điện. Trong thực tế, các nhà máy nhiệt điện thường chỉ phát điện lên TT cạnh tranh vào những thời điểm giá spot cao hơn biến phí nhà máy để tối ưu hóa hiệu suất.

Hình 37: So sánh chi phí phát điện các loại nguồn điện và giá bán lẻ điện bình quân hiện nay



*Chi phí phát điện chiếm ~ hơn 80% tổng giá thành sản xuất điện
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 38: Tỷ lệ Qc qua các năm



Nguồn: EVN, ERAV, VNDIRECT RESEARCH

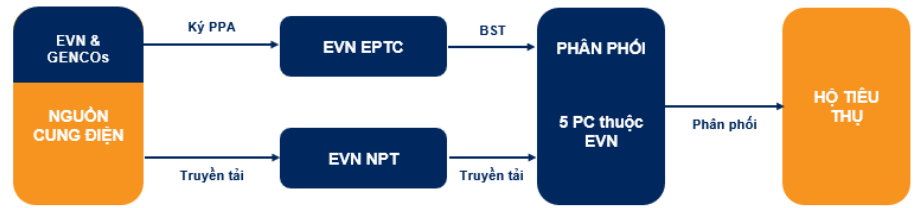
Nhìn chung, cơ chế CfD giúp EVN kiểm soát và ổn định giá mua điện và giảm rủi ro cho nhà đầu tư, nhưng đồng thời làm giảm tính cạnh tranh ngắn hạn và khiến giá điện thị trường chưa hoàn toàn phản ánh quy luật cung – cầu. Trong giai đoạn tới, khi tỷ trọng nguồn điện tham gia trực tiếp thị trường tăng lên và các cơ chế FIT/BOT dần hết hiệu lực, CfD sẽ vẫn là công cụ trung gian quan trọng nhưng cần được điều chỉnh linh hoạt hơn để phù hợp với thị trường bán buôn và bán lẻ cạnh tranh trong tương lai.

III. EVN và vai trò “chủ đạo” trong chuỗi giá trị ngành điện

1. Với vai trò tối quan trọng trong chuỗi giá trị ngành....

Nhìn lại tóm tắt chuỗi giá ngành điện Việt Nam một lần nữa để thấy, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) giữ vai trò trung tâm và then chốt trong toàn bộ hệ thống điện quốc gia, vừa là đơn vị chủ đạo sản xuất – truyền tải – phân phối điện, vừa là công cụ điều tiết và thực thi chính sách phát triển năng lượng của Nhà nước với vai trò là bên mua điện (ví dụ như chính sách phát triển NLTT – cơ chế giá FIT...).

Hình 39: Vai trò của EVN trong hệ thống điện quốc gia tại Việt Nam



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hiện EVN cùng các tổng công ty phát điện trực thuộc (GENCOs) đóng góp hơn 37% tổng công suất nguồn điện và ~43% tổng sản lượng phát điện toàn hệ thống. Trong khi đó, các đơn vị thành viên khác của EVN cũng gần như nắm độc quyền trong việc đàm phán, ký kết hợp đồng mua bán điện (PPA) với các nhà máy (EVN EPTC) và truyền tải, phân phối điện đến hộ tiêu thụ (EVNNPT và 5 tổng công ty –PC). Cấu trúc này, cộng với bối cảnh ngành điện vẫn chịu sự điều tiết hành chính cao của nhà nước, cho thấy EVN là mắt xích trung tâm kết nối toàn bộ chuỗi giá trị điện lực – từ phát điện đến tiêu thụ tại Việt Nam, và năng lực tài chính, vận hành của EVN cũng sẽ đóng vai trò then chốt trong sự phát triển của ngành.

2. ... Hiệu quả hoạt động và sức khỏe tài chính của EVN sẽ ảnh hưởng đáng kể sự phát triển của ngành điện tại Việt Nam

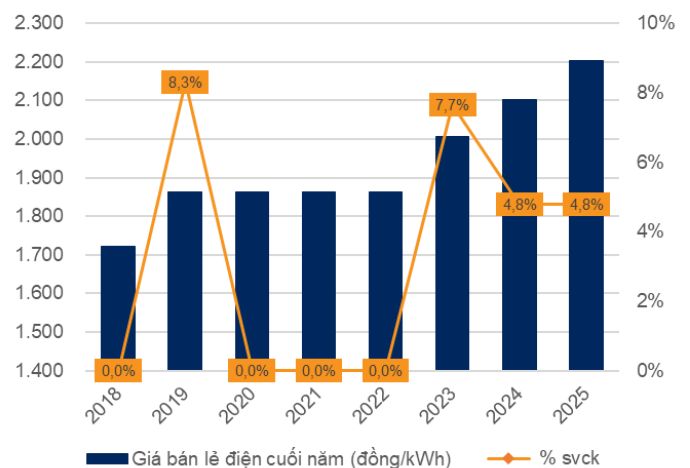
Với vai trò là người mua điện duy nhất hiện nay tại Việt Nam, EVN còn là trụ cột tài chính của ngành điện, ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả đầu tư và phát triển nguồn điện mới. Nhìn lại kết quả sản xuất kinh doanh của EVN để thấy rằng, “gap âm” giữa giá bán lẻ điện bình quân và chi phí sản xuất điện đã nới rộng rất mạnh trong giai đoạn 2022–2023 do giá bán điện đã được điều chỉnh tăng để phản ánh việc giá nguyên liệu đầu vào (than đá, dầu khí) tăng vọt trên toàn cầu do khủng hoảng Nga-Ukraine. Điều này dẫn đến khoản lỗ kỷ lục 50.000 tỷ trong năm 2022-23.

Hình 40: Giá dầu, giá than thế giới tăng vọt trong giai đoạn 2021-22 do khủng hoảng Nga – Ukraine...



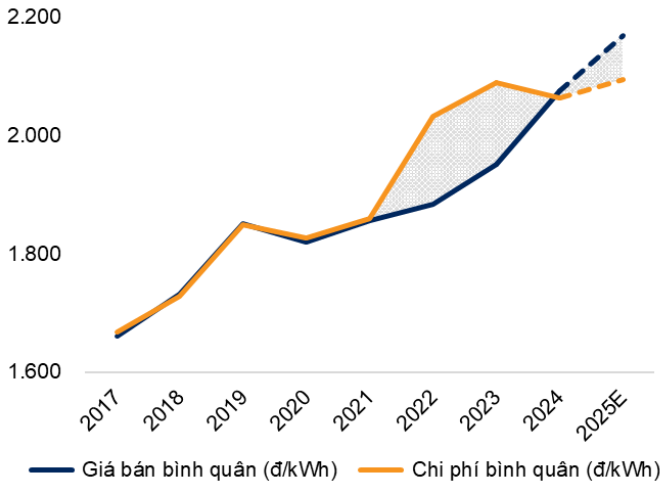
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 41: ...nhưng Việt Nam vẫn giữ nguyên giá bán lẻ điện trong cùng giai đoạn để ổn định kinh tế vĩ mô và hỗ trợ nền kinh tế sau dịch



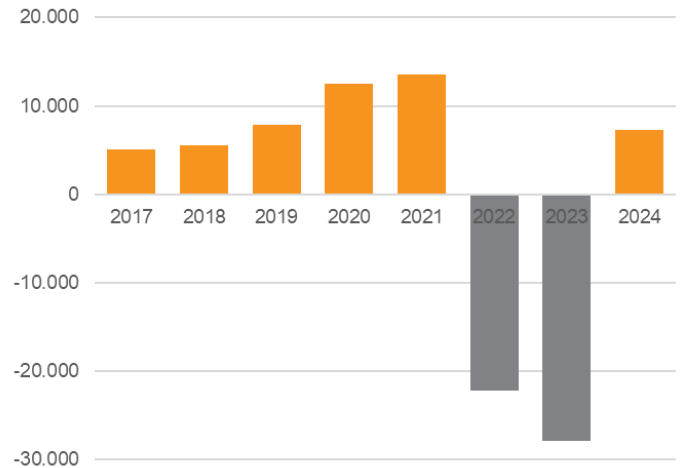
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 42: Hệ quả, chênh lệch giữa giá bán và chi phí sản xuất (bình quân) ghi nhận “gap” âm mở rộng trong năm 2022-23...



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

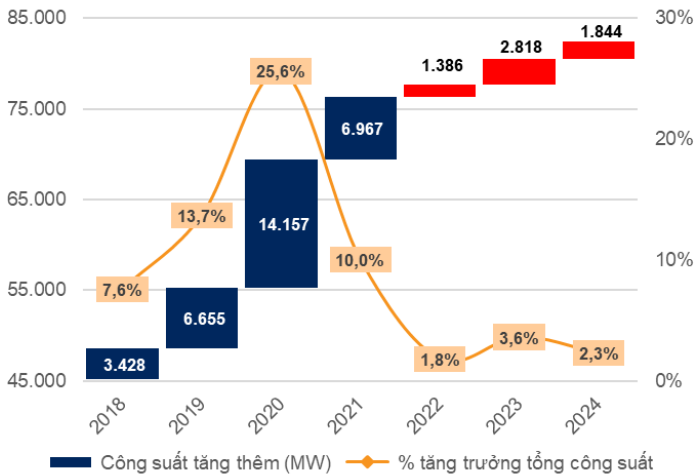
Hình 43: ...và lợi nhuận của EVN đã ghi nhận mức dương trong năm 2024 sau hai năm lỗ lớn



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

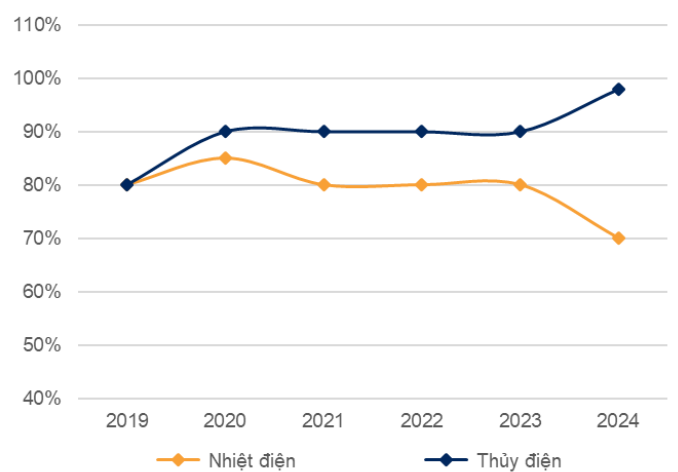
Hệ quả, sức khỏe tài chính suy yếu của EVN cũng đã kéo theo sự trầm lắng trong đầu tư công suất mới giai đoạn 2022-24. Trong bối cảnh thiếu cơ chế cam kết sản lượng cho điện khí (gồm LNG) cũng như cơ chế mới cho NLTT sau khi FIT hết hiệu lực từ các cơ quan quản lý nhà nước, việc EVN gặp khó khăn tài chính đã kéo theo sự trì trệ trong đàm phán ký mới PPA với các dự án NLTT chuyển tiếp hay dự án LNG, khi mà EVN – với vị thế tài chính bị suy giảm – không thể chấp nhận rủi ro để ký kết PPA với những cam kết ràng buộc cho những loại hình điện có giá thành cao như LNG, dù mục tiêu phát triển LNG trở thành nguồn điện quan trọng của hệ thống đã được đề ra trong QHD 8.

Hình 44: Công suất nguồn điện mới rơi vào giai đoạn đình trệ từ năm 2022...



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 45: ... và tỷ lệ Qc cũng bị điều chỉnh mạnh trong năm 2024, ảnh hưởng đến biên LN của các nhà máy điện



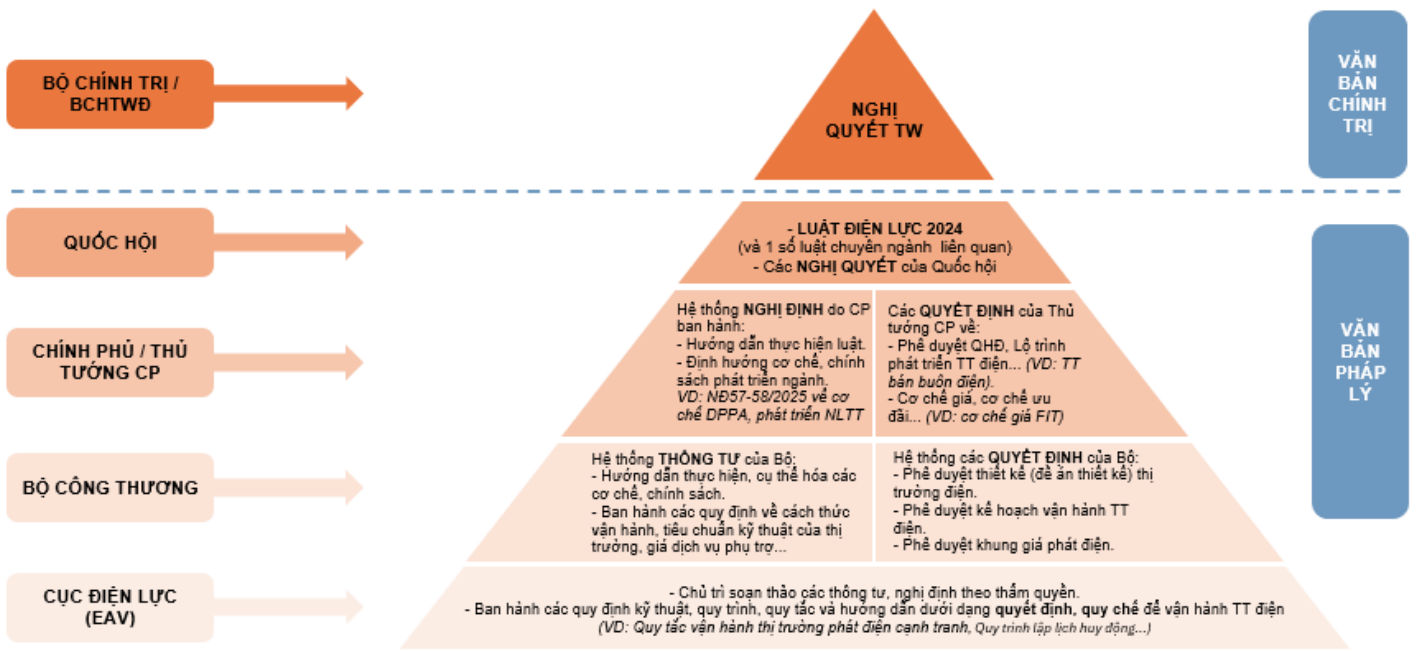
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Tình hình tài chính chỉ thực sự cải thiện đối với EVN từ năm 2024 sau nhiều lần tăng giá điện và siết chặt điều kiện vận hành trên thị trường phát điện (nâng Qc thủy điện, giảm Qc nhiệt điện). Do đó, chúng tôi cho rằng nhu cầu ban hành các cơ chế, chính sách rõ ràng, phù hợp từ phía cơ quan nhà nước cũng như cơ chế điều hành giá bán điện linh hoạt hơn là rất cấp thiết để EVN đảm bảo cân đối tài chính cũng như tạo tiền đề cho sự phát triển công suất nguồn điện mới.

IV. Khung pháp lý, cơ chế chính sách và quy hoạch phát triển ngành điện

Nhìn chung, khung pháp lý tác động lên ngành Điện cũng tương tự các ngành khác, có tính chiều dọc từ trên xuống (Quốc hội -> Chính phủ -> Bộ/ngành). Bên cạnh đó, các Nghị quyết TW (như NQ 55/2020 và NQ 70/2025) tuy không phải là văn bản pháp lý nhưng là văn bản có tính chính trị cao nhất tại Việt Nam và sẽ định hình sự phát triển của ngành trong dài hạn. Từ các Nghị quyết TW này, các cơ quan nhà nước sẽ thể chế hóa thành các văn bản pháp lý tác động lên ngành điện. Trong thời gian qua đã có rất nhiều các văn bản, cơ chế quan trọng được ban hành và thí điểm, nổi bật là Nghị quyết 70/TW, Quy hoạch Điện 8 sửa đổi hay cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) và cơ chế giá điện hai thành phần, mà chúng tôi sẽ đề cập tổng quan dưới đây.

Hình 46: Hệ thống văn bản chính trị/pháp lý tác động lên ngành điện Việt Nam hiện nay



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

I. Nghị quyết 70/NQ-TW: Định hướng phát triển năng lượng sạch và điện khí/LNG để đảm bảo an ninh năng lượng cho phát triển

Tháng 9 vừa qua, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết 70/NQ-TW về về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Đây là văn bản có tính chính trị cao nhất định hướng chiến lược phát triển ngành điện tại Việt Nam. Trong đó, Nghị quyết 70 xác định một số trọng tâm sau:

Hình 47: So sánh một số chỉ tiêu chính giữa NQ70/2025 và NQ55/2020

Mục tiêu đến năm 2030	Nghị quyết 55/2020	Nghị quyết 70/2025
Tổng cung năng lượng sơ cấp	175-190 triệu tấn quy dầu	150-170 triệu tấn quy dầu
Tổng công suất nguồn điện	125-130 GW	183-236 GW hoặc có thể cao hơn
Tổng sản lượng điện	550-600 tỷ kWh	560-624 tỷ kWh
Tỷ lệ NLTT	15-20%	25-30%
Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng so với kịch bản phát triển t	7%	8-10%
Độ tin cậy cung cấp điện	Top 4 ASEAN	Top 3 ASEAN
Điện hạt nhân	Không đề cập	Sớm triển khai dự án Ninh Thuận 1&2

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

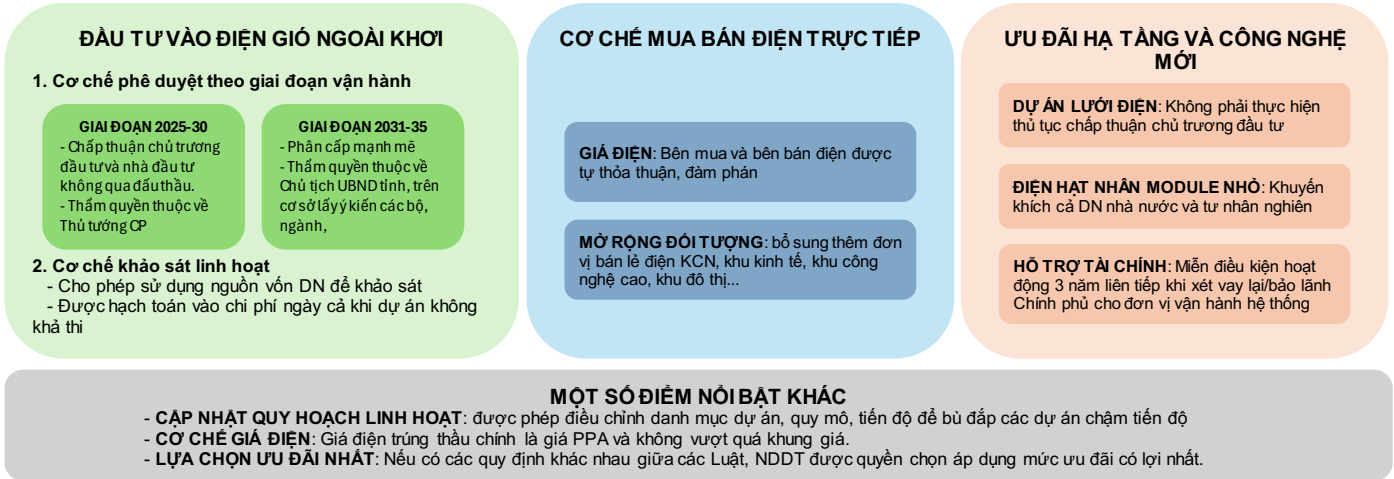
- **Năng lượng là nền tảng chiến lược quốc gia:** An ninh năng lượng được coi là trụ cột cho sự phát triển và tăng trưởng kinh tế trên 10%. Tổng công suất điện dự kiến sẽ tăng lên khoảng 183–236 GW vào năm 2030 (và có thể cao hơn nếu nhu cầu tăng)
- **Phát triển bền vững:** Phát triển năng lượng gắn liền với các cam kết về khí hậu, tăng trưởng xanh và bảo vệ môi trường. Nghị quyết đặt mục tiêu nâng tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng năng lượng sơ cấp lên 25-30% vào năm 2030.
- **Đa dạng hóa cơ cấu năng lượng:** ưu tiên nguồn NLTT, năng lượng sạch và sử dụng hợp lý các nguồn hóa thạch nhưng giảm dần tỷ trọng điện than và thúc đẩy phát triển nguồn điện khí/LNG (ưu tiên nguồn khí nội địa) và điện hạt nhân (xem xét trong giai đoạn 2030–35).
- **Đảm bảo cải cách thị trường:** thị trường điện cạnh tranh, minh bạch; giá điện theo nguyên tắc thị trường, xóa bỏ bù giá chéo.
- **Hiện đại hóa lưới điện và truyền tải:** mở rộng mạng lưới đường dây 500 kV/220 kV, hệ thống lưới điện thông minh, tích hợp các liên kết vùng (Lào, Campuchia).
- **Thúc đẩy nội địa hóa và công nghệ:** phát triển các nhà thầu EPC trong nước, sản xuất thiết bị trong nước, số hóa và đổi mới sáng tạo.
- **Cải cách chính sách:** tinh giản thủ tục (cắt giảm 30–50% thời gian và chi phí), cải thiện khuôn khổ pháp lý và tạo ra các chính sách ổn định dài hạn cho nhà đầu tư
- **Cân bằng vai trò nhà nước và tư nhân:** DN nhà nước vẫn là xương sống trong hệ thống cơ sở hạ tầng thiết yếu, trong khi khu vực tư nhân được khuyến khích là động lực tăng trưởng chính. Khu vực tư nhân (thông qua hình thức PPP) được khuyến khích tham gia vào các dự án đầu tư cơ sở hạ tầng lưu trữ năng lượng như pin lưu trữ (BESS), kho chứa LNG, kho chứa xăng dầu trên đất liền và trên biển. Ngoài ra, cơ chế giá truyền tải điện cần được cải cách để thu hút khu vực tư nhân.

Theo sau Nghị quyết 70, Quốc hội và Chính phủ dự kiến sẽ ban hành những văn bản pháp lý chính thức để thể chế hóa những định hướng chiến lược của Nghị quyết TW. Nhìn chung, chúng tôi nhận thấy Nghị quyết 70 nhấn mạnh nhu cầu cải thiện và cải cách chính sách (đặc biệt là cơ chế và giá điện) để thúc đẩy đầu tư vào công suất nguồn điện mới như điện khí LNG và NLTT.

II. Nghị quyết 253/QH15: Thể chế hóa định hướng của NQ 70/NQ-TW

Theo sau Nghị quyết 70/NQ-TW, Quốc hội đã ban hành Nghị quyết 253/2025/QH15 để thể chế hóa một số cơ chế, chính sách đặc thù nhằm thúc đẩy phát triển điện lực, đặc biệt là năng lượng sạch.

Hình 48: Một số điểm nổi bật trong Nghị quyết 253/QH15 của Quốc hội, có hiệu lực 01/03/2026 đến hết 31/12/2030

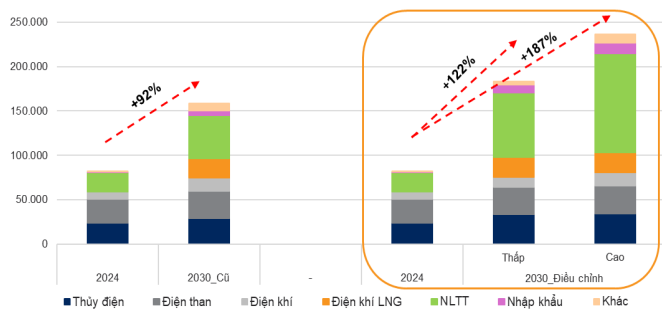


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

III. Quy hoạch điện 8 điều chỉnh: Mở ra dư địa tăng trưởng rất lớn cho đầu tư nguồn điện, đặc biệt là NLTT

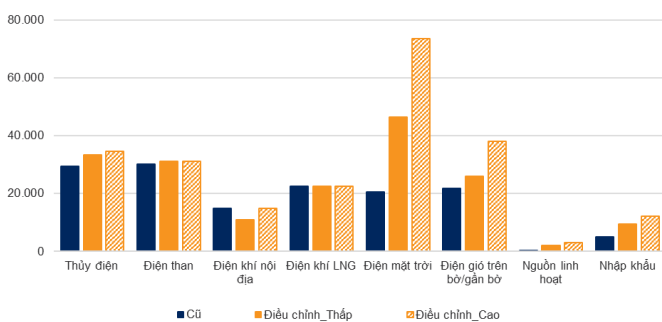
Quy hoạch điện 8 (QHĐ 8) điều chỉnh được phê duyệt trong tháng 4/2025 có vai trò chủ đạo trong việc định hướng không gian phát triển ngành điện Việt Nam, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đáp ứng nhu cầu tăng trưởng kinh tế và chuyển đổi sang mô hình sản xuất xanh, bền vững. Trong đó, chúng tôi nhận thấy có một số điểm nổi bật như sau:

Mục tiêu tăng trưởng công suất cao để phục vụ cho giai đoạn tăng trưởng kinh tế hai chữ số



Theo QHĐ 8 điều chỉnh, tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu dự kiến đạt 650-624 tỷ kWh đến năm 2030, cao hơn so với năm 2024 từ 82-102%. Mục tiêu tăng trưởng sản lượng điện nhằm đảm bảo nguồn cung phục vụ cho mức tăng trưởng GDP bình quân 10% trong giai đoạn 2026-30. Để đạt được mục tiêu này, mục tiêu tổng công suất điện đến năm 2030 dự kiến đạt 183-236 GW, tăng 122-187% so với năm 2024 và tăng 16-49% (+25-78 GW) so với QHĐ 8 trước đó.

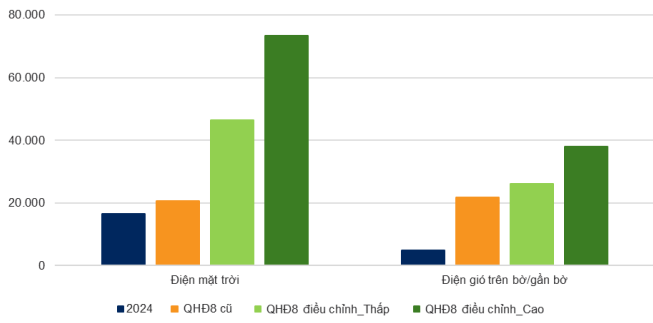
Thay đổi công suất mục tiêu đến năm 2030 của một số nguồn điện chính (MW)



Mục tiêu công suất của một số nguồn điện cơ bản như thủy điện, nhiệt điện than và nhiệt điện khí (bao gồm LNG) vẫn giữ nguyên trong lần điều chỉnh này mặc dù nhiều dự án quan trọng bị chậm trễ, đặc biệt là các nhà máy điện khí.

Khi phát triển điện than sẽ bị hạn chế để đạt được các cam kết về môi trường, điện khí dự kiến sẽ đóng vai trò quan trọng như một nguồn điện nền cho toàn hệ thống nhờ tính ổn định và độ tin cậy trong phát điện và ít phát thải hơn so với điện than. Trong bản sửa đổi này, cơ quan chức năng cũng đã bổ sung một số dự án LNG dự phòng để có thể thay thế cho các dự án chậm tiến độ.

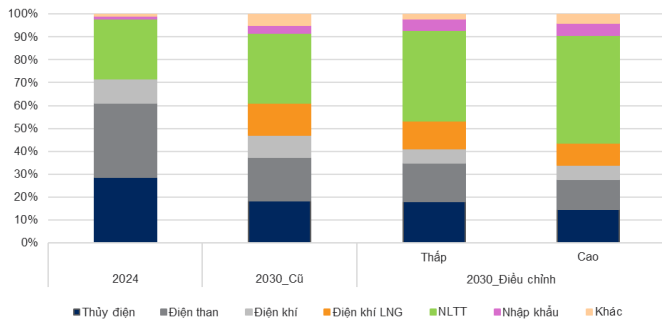
NLTT sẽ có nhiều dự địa tăng trưởng nhất theo QHĐ 8 điều chỉnh (MW)



Trong khi đó, NLTT sẽ có dự địa tăng trưởng lớn nhất theo QHĐ 8 điều chỉnh. Công suất điện mặt trời đến 2030 được điều chỉnh tăng nhiều nhất, tăng 2,3-3,6 lần so với QHĐ 8 cũ, trong khi công suất điện gió dự kiến tăng 1,2-1,7 lần.

QHĐ 8 điều chỉnh cũng ưu tiên và khuyến khích phát triển điện gió và điện mặt trời tiêu thụ tại chỗ mà không cần đấu nối hoặc bán điện lên lưới điện quốc gia. Điều này nhấn mạnh tầm quan trọng của cơ chế DPPA trong phát triển NLTT trong giai đoạn 2025-30 và cả sau đó.

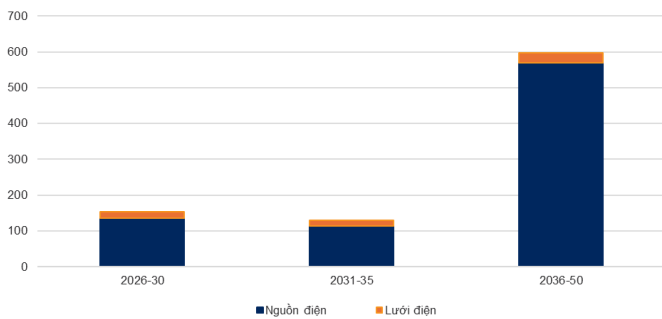
Tỷ lệ công suất NLTT tăng mạnh trong QHĐ 8 điều chỉnh, trở thành nguồn điện chiếm ưu thế trong toàn hệ thống



Ưu tiên đầu tư vào NLTT được chứng minh ở sự gia tăng tỷ trọng nguồn NLTT trong toàn hệ thống tại QHĐ 8 điều chỉnh. Tổng công suất nguồn NLTT sẽ chiếm 40-47% tổng công suất toàn hệ thống so với mức 26% hiện nay và 30,6% trong QHĐ 8 trước đó.

Ngoài ra, tỷ lệ điện khí (bao gồm LNG) đến năm 2030 cũng tăng lên mức 16-18% tổng hệ thống từ mức 10,5% hiện tại, thay thế một phần vai trò của các nguồn điện than là nguồn điện nền, vốn sẽ giảm từ mức 32,5% hiện tại xuống còn 13-17% vào năm 2030.

Tuy nhiên, nhu cầu vốn lớn vẫn là mối lo ngại chính có thể cản trở khả năng đạt được kế hoạch (tỷ USD)



Chúng tôi cho rằng nhu cầu vốn lớn vẫn sẽ là trở ngại chính. Theo QHĐ 8 điều chỉnh, Việt Nam cần tổng nguồn vốn 136 tỷ USD cho giai đoạn 2026-30 (gồm 118 tỷ phát triển nguồn điện và 18 tỷ đầu tư lưới điện) và 130 tỷ USD cho giai đoạn 2031-35 (114 tỷ cho nguồn điện và 16 tỷ cho lưới điện).

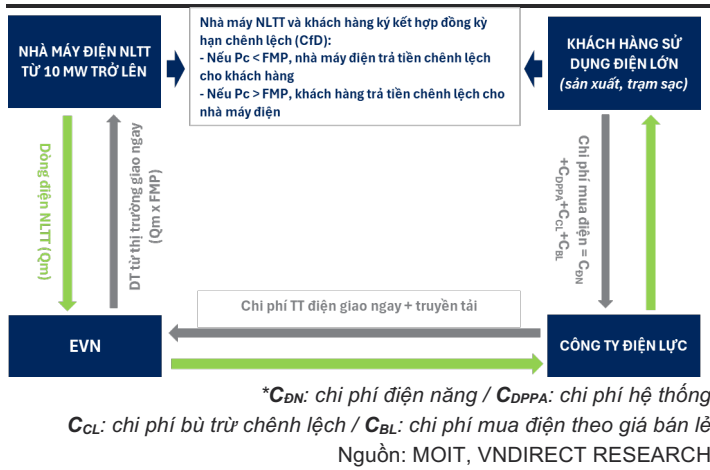
Trong bối cảnh nguồn lực công có giới hạn, nhu cầu vốn lớn cho thấy tầm quan trọng của khu vực tư nhân trong đầu tư nguồn điện. Theo quan điểm chúng tôi, để thu hút khu vực tư nhân tham gia đầu tư nguồn điện, đặc biệt là đầu tư vào NLTT, cơ quan quản lý cần có các cơ chế, chính sách pháp lý rõ ràng, phù hợp và nhất quán, đảm bảo tính ổn định và hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư.

IV. Cơ chế DPPA: Mục tiêu giải quyết nút thắt trong vấn đề độc quyền mua bán điện, nhưng khả năng thực thi vẫn đang gặp trở ngại

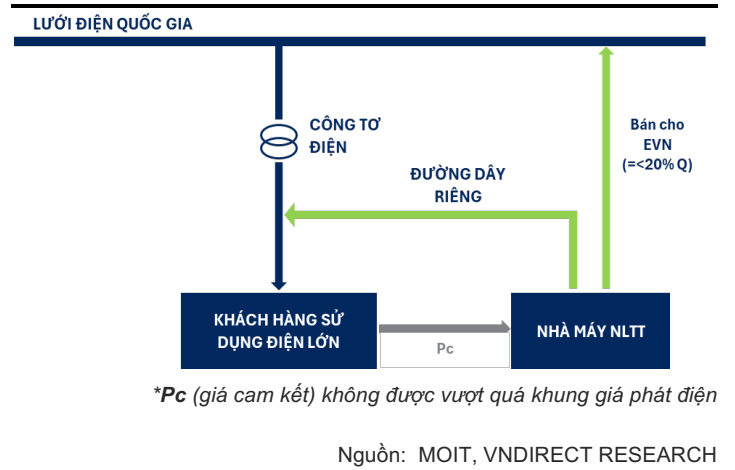
Cơ chế DPPA (Direct Power Purchase Agreement) – mua bán điện trực tiếp giữa nhà phát điện NLTT (gió, mặt trời và sinh khối) và khách hàng sử dụng điện lớn – đánh dấu bước chuyển quan trọng trong tiến trình phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam. Sau giai đoạn thí điểm kéo dài, Chính phủ đã chính thức ban hành Nghị định 80/2024/NĐ-CP và tiếp đó là Nghị định 57/2025/NĐ-CP, tạo khung pháp lý hoàn chỉnh cho việc triển khai.

Theo cơ chế hiện hành, DPPA sẽ theo hai mô hình chính: (1) nối lưới điện quốc gia (kết nối TT giao ngay), và (2) kết nối qua đường dây riêng.

Hình 49: Mô hình DPPA kết nối TT điện giao ngay



Hình 50: Mô hình DPPA qua đường dây riêng



Về **ưu điểm**, cơ chế DPPA cho phép khách hàng sử dụng điện lớn (*phục vụ sản xuất hoặc kinh doanh trạm sạc*) ký hợp đồng mua điện trực tiếp với các nhà phát điện NLTT, giảm phụ thuộc vào EVN và tăng tính chủ động về giá, thời hạn. Mô hình này thúc đẩy đầu tư năng lượng sạch, giúp doanh nghiệp đáp ứng yêu cầu ESG và chuỗi cung ứng xanh. DPPA cũng góp phần hình thành TT điện cạnh tranh minh bạch hơn, giảm độc quyền. Ngoài ra, hợp đồng dài hạn giúp ổn định chi phí và tạo dòng tiền chắc chắn cho cả hai bên.

Mặc dù Việt Nam có tiềm năng lớn với hàng nghìn khách hàng công nghiệp và hàng trăm dự án NLTT đang tìm đầu ra ổn định, nhưng việc triển khai DPPA đang gặp nhiều **vướng mắc** do đây là mô hình mới, yêu cầu hạ tầng kỹ thuật và năng lực pháp lý cao từ các bên tham gia.

- **Đối với mô hình nối lưới điện quốc gia**, việc minh bạch số liệu và định lượng hóa chi phí hệ thống (chi phí dịch vụ truyền tải, phân phối), năng lực đo đếm và tổn thất điện năng chưa được xác định rõ làm giảm hiệu quả kinh tế và tính khả thi của dự án. Việc điều độ nguồn NLTT biến động cao cũng có thể gây khó khăn cho vận hành hệ thống.
- **Đối với mô hình kết nối lưới riêng**, chi phí đầu tư nguồn điện và hệ thống truyền tải riêng là không nhỏ. Vì vậy yêu cầu cần có tập khách hàng đủ lớn và ổn định trong dài hạn để đảm bảo tính hiệu quả về mặt kinh tế.

Nhìn chung, cơ chế DPPA vẫn là bước tiến chiến lược trong cải cách ngành điện Việt Nam. Dù còn nhiều thách thức trong giai đoạn hiện nay, nhưng nếu được triển khai đồng bộ, cơ chế này sẽ giúp đa dạng hóa nguồn cung điện, khuyến khích đầu tư năng lượng sạch, nâng cao tính minh bạch và cạnh tranh của thị trường.

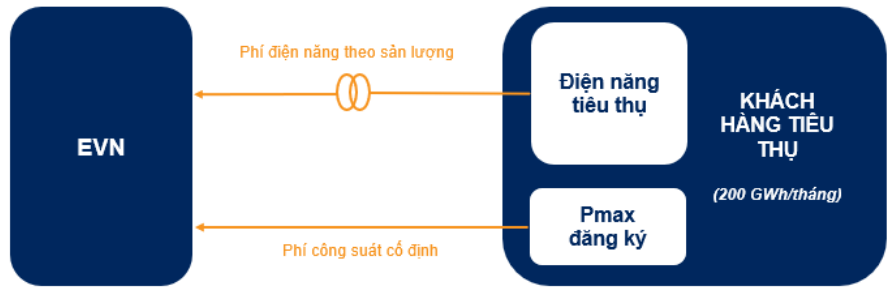
V. Thi điểm Cơ chế giá điện hai thành phần: Hướng đi nhằm giải quyết tình trạng bù chéo giá điện

1. Áp dụng cơ chế giá điện hai thành phần phía khách hàng tiêu thụ

Vừa qua, EVN chính thức thông báo thí điểm cơ chế giá điện hai thành phần, áp dụng cho doanh nghiệp sản xuất tham gia thí điểm (có sản lượng tiêu thụ bình quân trên 200.000 kWh/tháng) tính toán trên giấy. Cơ chế giá hai thành phần là mô hình tách giá cung cấp điện thành hai phần: Phần cố định (giá công suất theo Pmax đăng ký) và phần biến đổi (giá điện năng sử dụng). Cách làm này phản ánh đúng hơn cấu trúc chi phí của ngành điện: có phần chi phí cố định để đảm bảo “công suất khả dụng” và phần chi phí biến đổi để “phát thật”. Trên

thế giới, mô hình này đã được áp dụng ở nhiều quốc gia như Nhật Bản, Hàn Quốc, Đức, Hoa Kỳ, Trung Quốc, Thái Lan, hay Indonesi với các biến thể khác nhau tùy thuộc vào cấu trúc thị trường điện.

Hình 51: Cơ chế giá điện hai thành phần cho khách hàng sử dụng điện

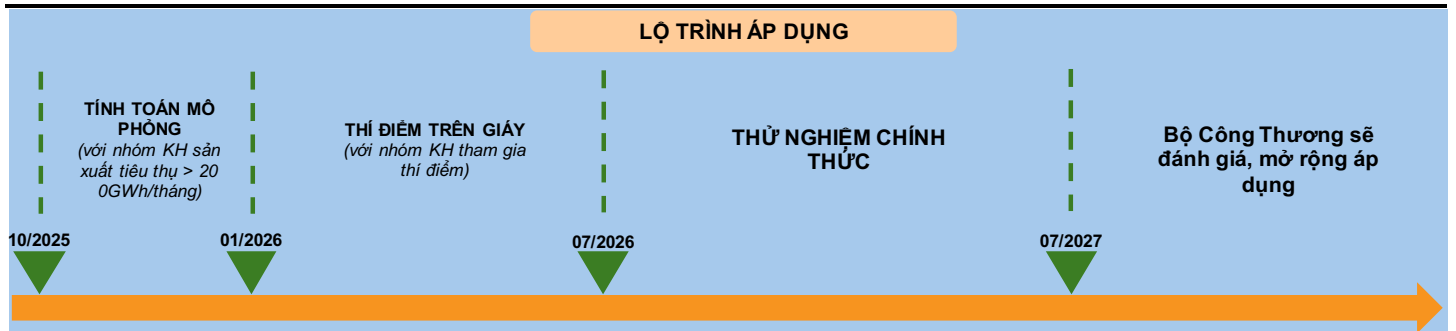


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Nếu áp dụng hiệu quả, cơ chế giá hai thành phần sẽ giúp minh bạch hóa chi phí cung ứng điện, giảm bù chéo giá điện giữa các nhóm khách hàng, giảm áp lực đầu tư vào nguồn đỉnh và tăng cường hiệu quả vận hành hệ thống trong điều kiện tỷ trọng NLTT cao.

Tuy nhiên, thực tế triển khai sẽ gặp nhiều trở ngại khi đòi hỏi hệ thống đo đếm thông minh, cơ sở dữ liệu phụ tải thời gian thực và cơ chế hợp đồng điện rõ ràng để tránh rủi ro cho cả bên mua và bên bán và cả vấn đề về truyền thông với khách hàng.

Hình 52: Lộ trình triển khai cơ chế giá điện hai thành phần



Nguồn: MOIT, VNDIRECT RESEARCH

2. Nếu được áp dụng ở phía phát điện, cơ chế giá điện hai thành phần sẽ có thể hỗ trợ cho các nguồn điện linh hoạt giá thành cao như LNG

Trong trường hợp áp dụng cơ chế giá 2 thành phần cho khâu phát điện, điện khí/LNG là loại hình nguồn hưởng lợi rõ nhất nếu được áp dụng cơ chế này. Với đặc tính linh hoạt, khả năng khởi động nhanh và điều chỉnh tải tốt, điện khí đảm nhiệm vai trò quan trọng trong cân bằng hệ thống, đặc biệt khi tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng cao. Cơ chế “giá công suất” giúp các nhà máy điện khí có dòng tiền ổn định, bù đắp chi phí đầu tư lớn và rủi ro biến động giá nhiên liệu, trong khi “chi phí điện năng” vẫn phản ánh sản lượng thực phát. Và đầu đó, đây có thể là một phương án để giải bài toán thu hút đầu tư vào điện khí LNG thay vì phải phụ thuộc hoàn toàn vào cơ chế Qc dài hạn.

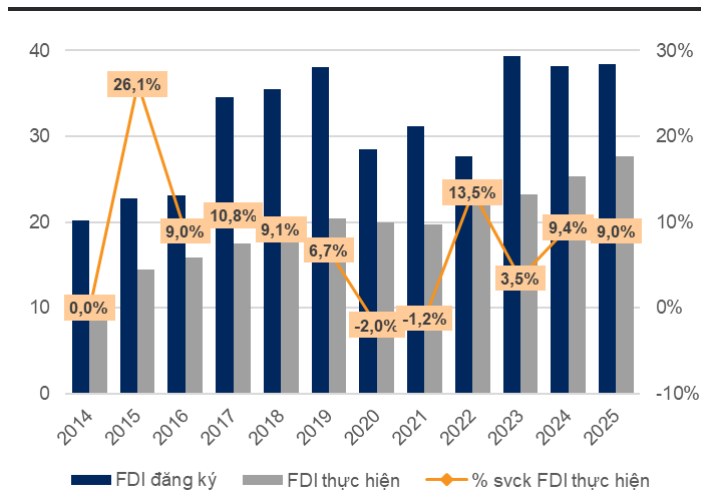
B. TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN: Kỳ vọng vào một chu kỳ đầu tư nguồn điện mới

I. Nhu cầu điện sẽ tiếp tục tăng trưởng trong dài hạn để phục vụ cho mục tiêu tăng trưởng GDP cao

Chúng tôi cho rằng tiêu thụ điện tại Việt Nam sẽ có nhiều dư địa tăng trưởng mạnh mẽ trong giai đoạn tới, được hỗ trợ bởi quá trình công nghiệp hóa hiện đại hóa đất nước. Trong những năm qua, dòng vốn FDI vào Việt Nam vẫn đang duy trì ở mức cao và ghi nhận sự tăng trưởng tích cực. Bất chấp những rủi ro thương mại mang tính toàn cầu, giải ngân FDI tại Việt Nam vẫn ghi nhận mức tăng trưởng kép hơn 9% svck trong năm 2024-25. Dòng vốn FDI Việt Nam tập trung nhiều vào những ngành công nghiệp sản xuất công nghệ cao, điện tử và trung tâm dữ liệu – những ngành có mức tiêu thụ điện lớn – sẽ là động lực thúc đẩy chính cho tăng trưởng tiêu thụ điện tại Việt Nam. Bên cạnh đó, quá trình đô thị hóa nhanh, thu nhập người dân cải thiện và xu hướng điện hóa lĩnh vực giao thông, dịch vụ cũng sẽ giúp thúc đẩy nhu cầu điện dân dụng trong thời gian.

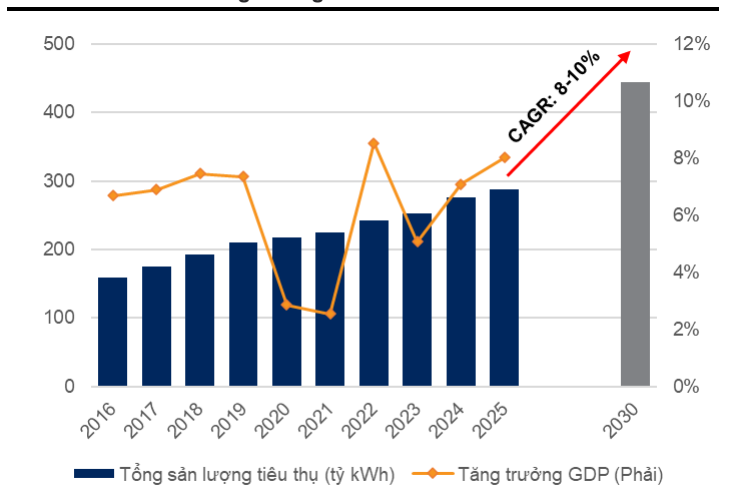
Với mục tiêu tăng trưởng GDP hai chữ số trong giai đoạn 2026-30, chúng tôi kỳ vọng tiêu thụ điện có thể đạt tăng trưởng kép 8-10% trong cùng giai đoạn, với giả định hệ số đàn hồi bình quân ~1,0x. Nhu cầu tiêu thụ tiếp tục tăng trưởng mạnh sẽ là một trong những động lực chính để thúc đẩy sự cải cách ngành điện toàn diện và thúc đẩy một chu kỳ đầu tư mới vào công suất nguồn điện.

Hình 53: FDI vào Việt Nam duy trì ở mức cao trong những năm qua



Nguồn: NSO, VNDIRECT RESEARCH

Hình 54: Tăng trưởng tiêu thụ điện sẽ đi cùng mục tiêu tăng trưởng kinh tế hai chữ số trong những năm tới

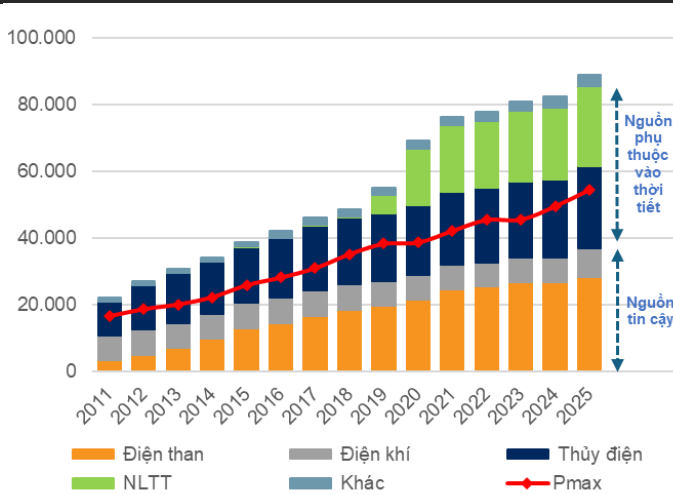


Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

II. Nguy cơ thiếu điện cục bộ vẫn hiện hữu, nhấn mạnh sự cần thiết của đầu tư công suất nguồn điện mới

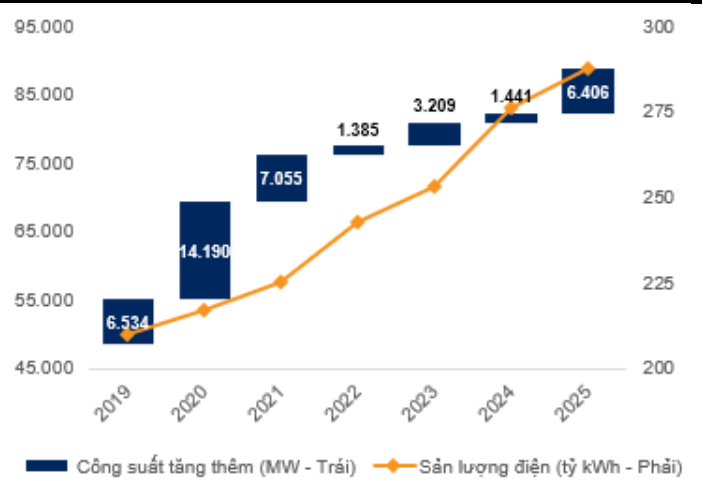
Như đã đề cập ở phần trên, với hơn một nửa công suất thiết kế phụ thuộc vào thời tiết, Việt Nam vẫn phải đối mặt với nguy cơ thiếu điện cục bộ trong thời gian cao điểm của mùa nóng (chủ yếu là những năm hiện tượng El Nino chiếm ưu thế), đặc biệt là ở phía Bắc, nơi hệ thống điện phụ thuộc nhiều vào nguồn thủy điện, đặc biệt trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ và phụ tải đỉnh vẫn liên tục gia tăng. Việc thiếu điện cục bộ có thể ảnh hưởng tiêu cực đến khả năng thu hút vốn đầu tư FDI vào các ngành công nghệ cao, hay trung tâm dữ liệu vì sự ổn định nguồn cung điện luôn là yếu tố tiên quyết đối với nhà đầu tư trong lĩnh vực này.

Hình 55: Rủi ro thiếu điện cục bộ ở một vài thời điểm vẫn hiện hữu khi phần lớn công suất hệ thống phụ thuộc vào điều kiện thời tiết (MW)



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 56: Trong khi đó, sản lượng điện liên tục gia tăng nhưng công suất mới đi vào vận hành là tương đối giới hạn trong những năm gần đây



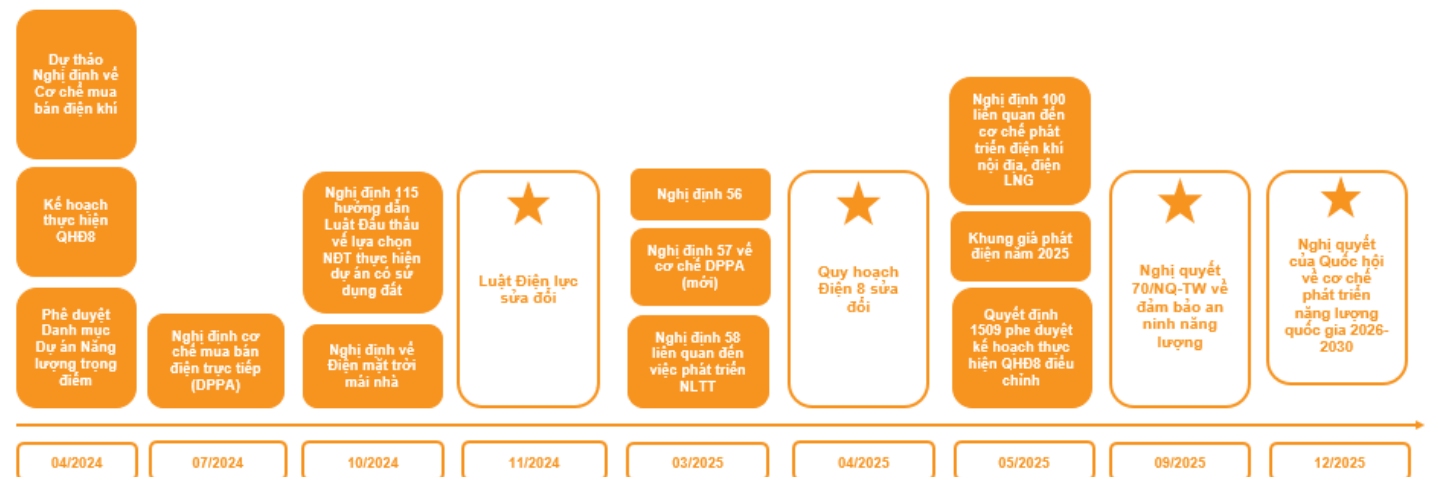
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Để giảm thiểu nguy cơ thiếu điện, Việt Nam cần đầu tư nhiều hơn vào các nguồn điện đáng tin cậy như điện khí (và điện LNG) hoặc tăng thêm các nguồn phụ thuộc vào thời tiết để nới rộng khoảng cách giữa tổng công suất thiết kế của hệ thống và công suất đỉnh tiềm năng. Điều này càng nhấn mạnh hơn nữa sự cấp thiết của một chu kỳ đầu tư nguồn điện mới tại Việt Nam trong những năm tới.

III. Những nỗ lực trong việc cải cách cơ chế, chính sách kỳ vọng sẽ mở ra một chu kỳ đầu tư nguồn điện mới

Ngành điện đang trong giai đoạn cải cách quan trọng do nhu cầu cấp thiết phải đảm bảo nguồn cung điện trong những năm tới để phục vụ giai đoạn tăng trưởng GDP cao, điều này có thể giúp cải thiện triển vọng của ngành. Nhiều văn bản pháp lý, chính trị đã được ban hành trong hai năm qua, đặc biệt là ba văn bản: Luật Điện lực sửa đổi (tháng 11/2024), Quy hoạch Phát triển Điện lực 8 (QHĐ8) điều chỉnh (tháng 4/2025), và đặc biệt là Nghị quyết 70-NQ/TW mới nhất về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia - một văn bản then chốt thể hiện định hướng cũng như quyết tâm chính trị cao để thúc đẩy sự phát triển của ngành.

Hình 57: Nhiều văn bản pháp lý đã được ban hành trong hơn 1 năm qua, cho thấy nỗ lực của cơ quan quản lý trong việc thúc đẩy sự phát triển của ngành điện trong dài hạn



Nguồn: MOIT, VNDIRECT RESEARCH

Bên cạnh việc nhấn mạnh một số mục tiêu trọng tâm liên quan đến công suất và cơ cấu nguồn điện như trong QHĐ 8, Nghị quyết 70 còn nhấn mạnh nhu cầu:

1) đảm bảo cải cách thị trường, hướng tới thị trường điện cạnh tranh, minh bạch và giá điện theo nguyên tắc thị trường; và 2) cải cách/đổi mới chính sách (đặc biệt là về cơ chế và giá điện) để thúc đẩy đầu tư vào công suất điện mới, chẳng hạn như điện khí hóa lỏng (LNG) và năng lượng tái tạo. Theo sau NQ70 của Bộ chính trị, NQ253 của Quốc hội, chúng tôi kỳ vọng các cơ quan chức năng sẽ tiếp tục ban hành các cơ chế, chính sách, văn bản pháp lý cụ thể để hiện thực hóa các mục tiêu như đã đề ra trong Nghị quyết.

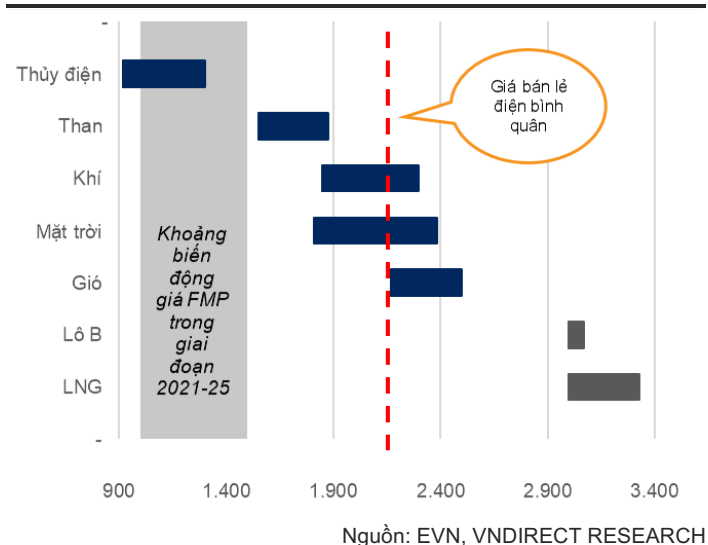
Nhìn chung, tuy một số cơ chế, chính sách hiện vẫn chưa đi vào được thực tiễn do những khó khăn vướng mắc trong việc triển khai hay cơ chế ưu đãi chưa thực sự hấp dẫn, nhưng chúng tôi đánh giá cao nỗ lực của cơ quan chức năng trong việc cải thiện và tạo khuôn khổ pháp lý hoàn chỉnh để phát triển ngành. Chúng tôi kỳ vọng sắp tới đây, các cơ quan chức năng sẽ ban hành những phiên bản cập nhật với những cơ chế rõ ràng và có mức ưu đãi hấp dẫn hơn (đơn cử như tăng Qc cho điện LNG), qua đó có thể thúc đẩy một chu kỳ đầu tư nguồn điện mới.

IV. Nhu cầu phát triển nguồn điện là cấp thiết để đáp ứng tăng trưởng tiêu thụ

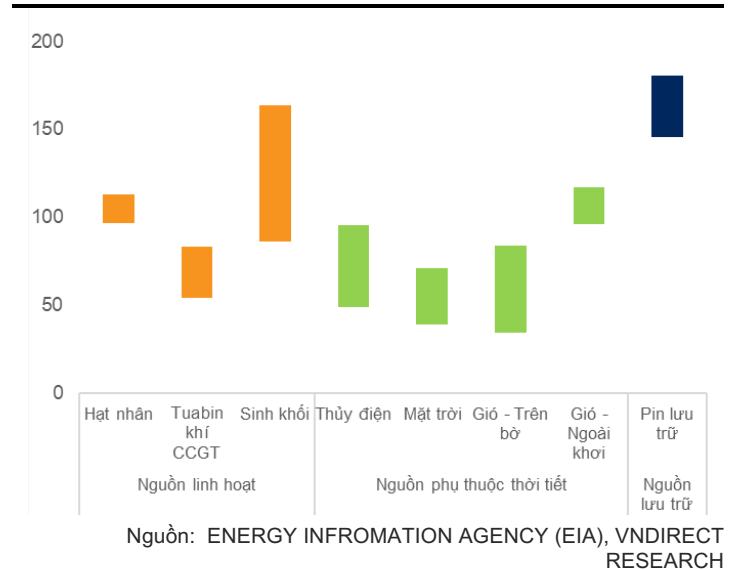
Với những luận điểm nêu trên, chúng cho rằng nhu cầu đầu tư nguồn điện mới là rất cấp thiết trong thời gian tới để đảm bảo nguồn cung điện phục vụ cho việc phát triển kinh tế. 2025 chứng kiến nhiều chuyển biến tích cực trong đầu tư công suất tại Việt Nam và chúng tôi kỳ vọng một chu kỳ đầu tư mới sẽ bắt đầu tăng tốc kể từ năm 2026, nhưng sẽ có sự phân hóa rõ nét theo từng loại hình nguồn điện, trong đó chúng tôi nhận thấy rằng **NLTT và điện khí/LNG sẽ là những loại hình nguồn điện có nhiều tiềm năng tăng trưởng nhất** tại Việt Nam trong những năm tới

Dưới đây, chúng tôi sẽ đưa ra quan điểm về triển vọng của từng loại hình nguồn điện, bao gồm: điện khí/LNG, điện than và thủy điện. NLTT – loại hình nguồn điện mà chúng tôi nhận thấy có nhiều tiềm năng nhất sẽ được trình bày chi tiết hơn ở Phần 2 của báo cáo.

Hình 58: So sánh tương đối giá thành phát điện các loại nguồn hiện nay tại Việt Nam (đồng/kWh)



Hình 59: So sánh LCOE một số loại hình nguồn điện vào năm 2030 tại Mỹ, theo EIA (2024 USD/MWh)



1. ĐIỆN KHÍ/LNG: Định hướng là nguồn điện nền quan trọng trong giai đoạn chuyển tiếp

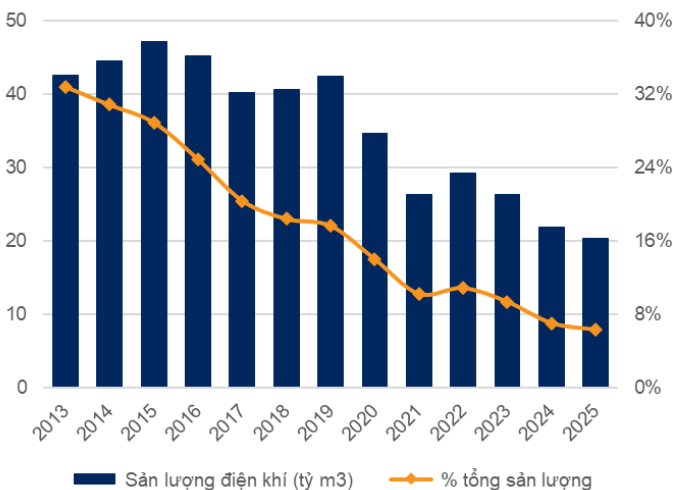
Điện khí (gồm nguồn khí nội địa và LNG) được xác định sẽ đóng vai trò then chốt, là cầu nối trong quá trình chuyển dịch năng lượng và đảm bảo an ninh cung ứng điện của Việt Nam. Với đặc tính phát điện linh hoạt, thời gian khởi động nhanh và phát thải thấp hơn 40–50% so với than, điện khí phù hợp để vận hành “bù tải” cho hệ thống có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao, góp phần duy trì cân bằng tần số và độ ổn định lưới điện. Theo QHĐ 8, mục tiêu công suất điện khí (gồm LNG) đến năm 2030 sẽ chiếm từ 16-18% tổng công suất toàn hệ thống so với mức gần 10% hiện tại.

1.1. Điện khí nội địa: Tiếp tục gặp khó khăn trong ngắn hạn cho đến khi dự án Lô B – Ô Môn đi vào vận hành từ cuối năm 2027

Sản lượng điện khí tiếp tục gặp áp lực trong ngắn hạn do nguồn khí suy giảm và giá khí đầu vào tăng cao

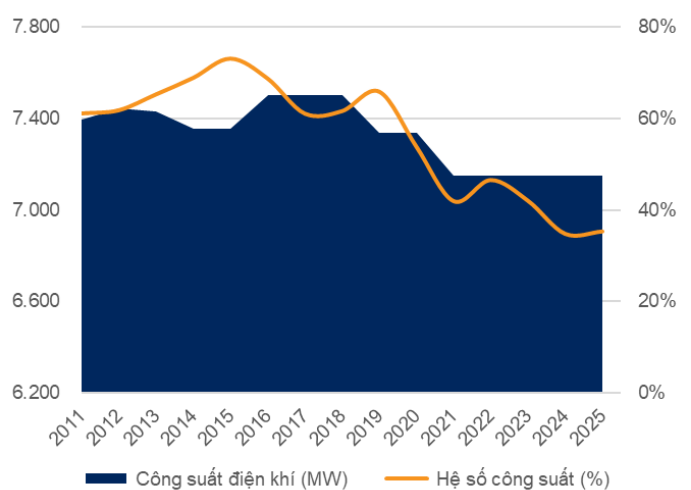
Nguồn điện khí tại Việt Nam đang đối mặt với nhiều thách thức trong ngắn hạn do sản lượng khí tự nhiên suy giảm mạnh trong bối cảnh chịu sự cạnh tranh từ nguồn NLTT. Sản lượng điện khí đã giảm liên tục từ năm 2018, từ mức hơn 45 tỷ kWh xuống chỉ còn khoảng 25–30 tỷ kWh năm 2024, tương đương mức giảm gần 40%, và tiếp tục giảm hơn 7% svck trong năm 2025. Kéo theo đó, hệ số công suất của các nhà máy điện khí giảm mạnh từ khoảng 70% xuống dưới 30%. Bên cạnh đó, việc các mỏ khí chủ lực như Nam Côn Sơn và Cửu Long đang bước vào giai đoạn suy giảm sản lượng nhanh chóng còn khiến chi phí khí đầu vào cho sản xuất điện tăng mạnh do thiếu hụt các nguồn khí giá rẻ. Với việc chi phí khí đầu vào chiếm đến hơn 75% chi phí sản xuất điện, việc suy giảm nguồn khí giá rẻ càng làm ảnh hưởng tiêu cực đến lợi thế cạnh tranh về giá của điện khí so với các loại hình khác.

Hình 60: Sản lượng điện khí liên tục sụt giảm trong những năm gần đây



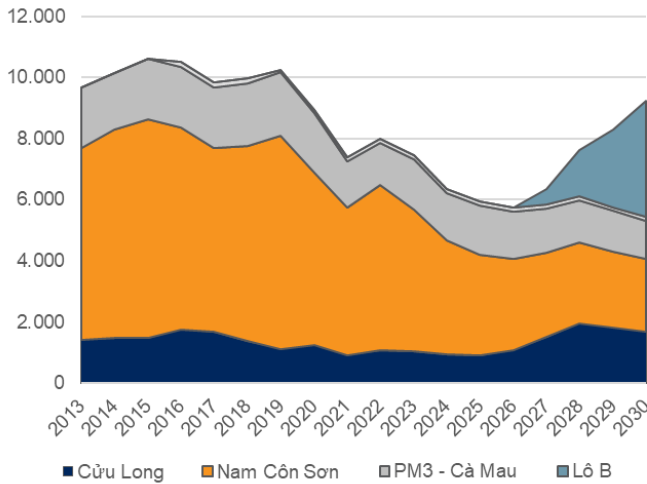
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 61: Hệ số công suất giảm mạnh từ mức gần 70% xuống còn trên 30% trong 9T25



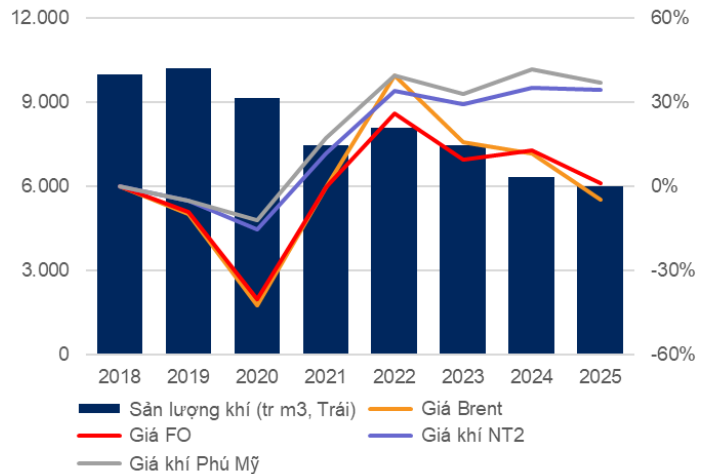
Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 62: Sản lượng khí sụt giảm nhanh, và chỉ có thể phục hồi kể từ năm 2027-28 khi khí Lô B về bờ...



Nguồn: PVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 63: ... trong khi đó, giá khí đầu vào của các nhà máy điện liên tục tăng kể từ năm 2018 do nguồn khí giá rẻ sụt giảm nhanh



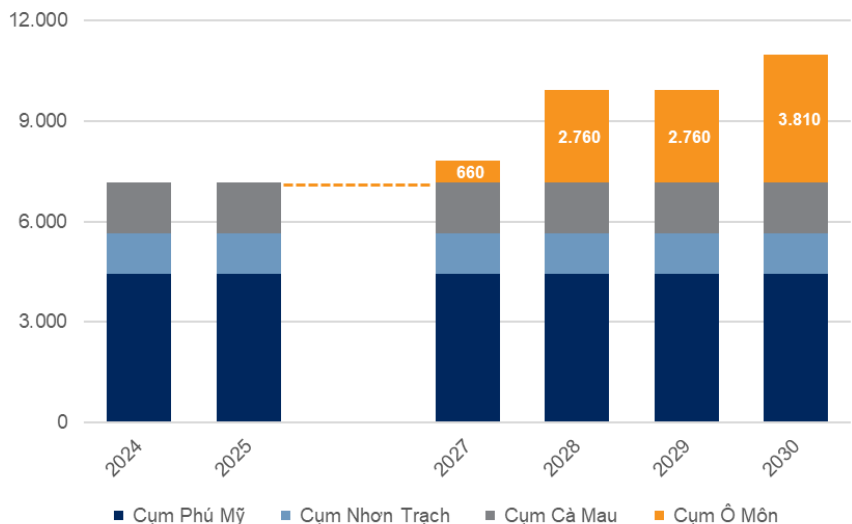
Nguồn: PVN, EVN, BLOOMBERG, VNDIRECT RESEARCH

Triển vọng mảng điện khí chỉ có thể chuyển biến tích cực kể từ cuối năm 2027 khi dự án Lô B – Ô Môn đón dòng khí đầu tiên

Trong ngắn hạn, chúng tôi cho rằng triển vọng nguồn điện khí sẽ rất khiêm tốn do điện khí vẫn sẽ bị bỏ lại phía sau trong năm tới so với các nguồn điện khác do giá thành phát điện cao trong khi nhiều nhà máy (các nhà máy BOT tại Phú Mỹ) đã không còn hợp đồng bao tiêu điện dài hạn. Do chi phí sản xuất điện cao, hiệu quả hoạt động của các nhà máy tại Nhơn Trạch hay Cà Mau sẽ phụ thuộc khá lớn vào tỷ lệ Qc được phân bổ trong những năm tới.

Triển vọng cho mảng điện khí nội địa nói chung chỉ có thể chuyển biến tích cực kể từ năm 2027 khi dự án Lô B – Ô Môn đón dòng khí đầu tiên và bốn nhà máy điện tại trung tâm điện lực Ô Môn lần lượt đi vào hoạt động trong giai đoạn 2027-30. Nghị định 100/2025/NĐ-CP đã quy định các dự án điện khí sử dụng nguồn khí trong nước sẽ được vận hành và huy động tối đa công suất theo khả năng cung cấp khí. Điều này sẽ đảm bảo khả năng hoạt động ổn định với hệ số công suất vận hành cao cho các nhà máy điện tại trung tâm điện lực Ô Môn.

Hình 64: Công suất điện khí trong nước sẽ đi ngang cho đến khi chuỗi khí-điện Lô B - Ô Môn đi vào hoạt động từ năm 2027

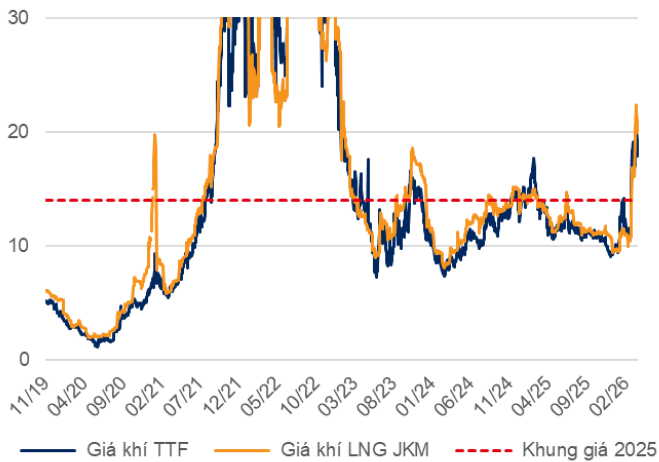


Nguồn: EVN, PVN, QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

1.2. Điện khí LNG: Khó đạt mục tiêu QHĐ 8 nhưng không gian phát triển là đủ lớn

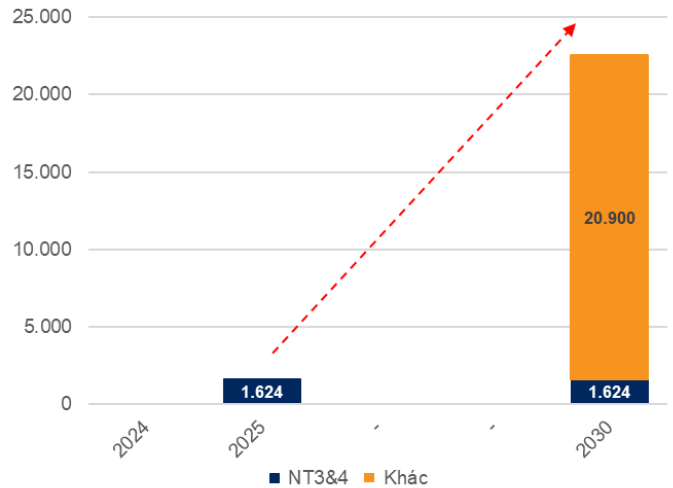
Theo nghị định gần nhất liên quan đến lĩnh vực điện khí tại Việt Nam (Nghị định 100/2025/NĐ-CP), các nhà máy điện LNG sẽ được đảm bảo bao tiêu ít nhất 65% tổng sản lượng điện bình quân trong thời hạn 10 năm và giá khí (LNG) sẽ được chuyển ngang sang giá điện. Ngoài ra, Bộ Công Thương cũng đã ban hành khung giá chính thức năm 2025 cho điện LNG là 3.327 đồng/kWh, mức cao hơn đáng kể so với giá điện bán lẻ bình quân hiện tại là 2.204 đồng/kWh.

Hình 65: Giá LNG biến động mạnh do các biến động địa chính trị sẽ ảnh hưởng đến quá trình chuyển dịch sang điện khí LNG tại Việt Nam



Nguồn: BLOOMBERG, VNDIRECT RESEARCH

Hình 66: Sẽ rất khó khăn để đạt được mục tiêu công suất điện LNG vào năm 2030 theo QHĐ8 nếu thiếu cơ chế ưu đãi hấp dẫn



Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

Do môi trường giá LNG cao hiện nay và nhu cầu vốn đầu tư rất lớn, các nhà máy điện LNG sẽ phụ thuộc phần lớn vào cơ chế Qc để tạo ra doanh thu. Như vậy, cơ chế nêu trên dường như vẫn chưa đủ hấp dẫn đối với các nhà đầu tư, đặc biệt là các công ty dự án (và các nhà đầu tư nước ngoài) vốn cần các hợp đồng điện dài hạn với hiệu suất vận hành cao để tạo ra dòng tiền ổn định để có thể đảm bảo cho việc huy động vốn vay. Theo đó, chúng tôi cho rằng sẽ chỉ có một số ít doanh nghiệp dẫn đầu và hoạt động lâu năm trong ngành như PVPower (POW) có thể triển khai các dự án điện LNG theo cơ chế hiện tại. Bên cạnh NT3&4 của POW đã đi vào vận hành trong năm 2025, chúng tôi nhận thấy có một số dự án đạt được chuyển biến và kỳ vọng sẽ có thể vận hành trước năm 2030 như LNG Hiệp Phước 1 (đang triển khai), LNG Quảng Ninh (liên danh có POW làm chủ đầu tư) và LNG Hải Phòng 1 (liên danh Vingroup – VinEnergO).

Hiện nay, một thông tin tích cực có thể giúp cải thiện khả năng thu hút đầu tư vào điện LNG là việc bộ Công thương đang đề xuất nâng tỷ lệ Qc cho điện khí LNG lên 75% trong vòng 15 năm. Tuy nhiên, việc giá LNG biến động mạnh và rủi ro thiếu hụt nguồn cung do các biến động địa chính trị sẽ là một yếu tố tác động tiêu cực đến triển vọng đầu tư vào nguồn điện LNG tại Việt Nam.

Nhìn chung, chúng tôi vẫn duy trì quan điểm rằng sẽ rất khó để đạt được mục tiêu công suất điện LNG vào năm 2030 theo QHĐ8, nhưng dư địa cho phát triển điện LNG, dù không đạt mục tiêu như QHĐ8, vẫn là rất lớn với định vị điện khí/LNG là nguồn điện nền thay thế dần cho điện than và hỗ trợ cho sự phát triển nguồn điện tái tạo (nhờ tính linh hoạt và ổn định trong vận hành). Theo đó, chúng tôi tin rằng những doanh nghiệp tiên phong với kinh nghiệm triển khai dự án như POW có thể hưởng lợi từ xu hướng đầu tư điện LNG tại Việt Nam.

Hình 67: Danh sách các nhà máy điện LNG trong QHĐ8. Trong một vài năm tới, sẽ chỉ có NT3&4 đi vào vận hành

STT	Dự án nhà máy điện LNG	Công suất (MW)	Vị trí	Năm vận hành
1	LNG Quảng Ninh	1500	Bắc	2028-29
2	LNG Thái Bình	1500	Bắc	2028
3	LNG Quảng Trạch II	1500	Trung	2028
4	LNG Hải Lăng giai đoạn I	1500	Trung	2028-29
5	Nhon Trạch 3 & 4	1624	Nam	2025-26
6	LNG Hiệp Phước giai đoạn I	1200	Nam	2028
7	LNG Long An I	1500	Nam	2028-29
8	BOT Sơn Mỹ I (*)	2250	Trung	2028
9	BOT Sơn Mỹ II (*)	2250	Trung	2028
10	LNG Bạc Liêu (*)	3200	Nam	2025-30
11	LNG Nghi Sơn (*)	1500	Bắc	2028
12	LNG Cà Ná (*)	1500	Bắc	2028
13	LNG Quỳnh Lập (*)	1500	Trung	2028
14	LNG Hải Phòng GD1	1600	Bắc	2030
15	LNG Hiệp Phước GD2	1500	Nam	2025-30

Nguồn: EVN, PVN, QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

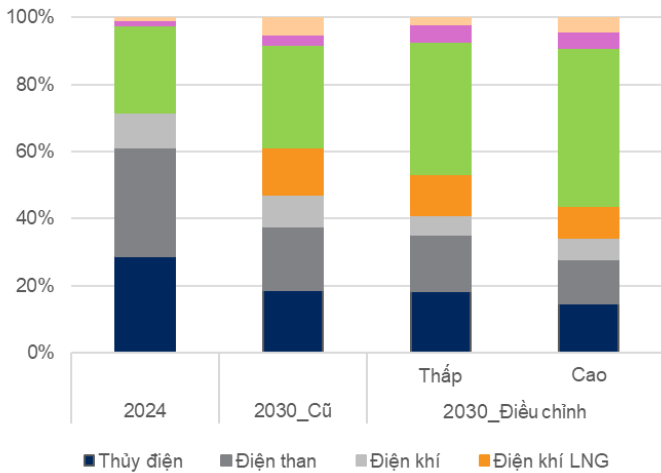
2. NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO: Nhiều không gian phát triển trong dài hạn

Sau giai đoạn trầm lắng do thiếu cơ chế giá rõ ràng sau FIT, năm 2025 chứng kiến những chuyển biến tích cực trong đầu tư vào NLTT, đặc biệt là điện gió (trên bờ và gần bờ). Chúng tôi tin rằng không gian phát triển của lĩnh vực NLTT là rất lớn khi chuyển đổi xanh vẫn sẽ là xu hướng phát triển tất yếu của kinh tế toàn cầu nói chung và Việt Nam nói riêng. Ở mục này, chúng tôi sẽ chỉ điểm qua ngắn gọn về tiềm năng đầu tư NLTT tại Việt Nam và sau đó sẽ đi sâu hơn với những câu chuyện, những xu hướng cũng như đưa ra những góc nhìn về định hướng phát triển NLTT tại Việt Nam trong phần 2 của báo cáo.

2.1. Chuyển đổi xanh là xu hướng tất yếu, Việt Nam có các cam kết cao về vấn đề môi trường

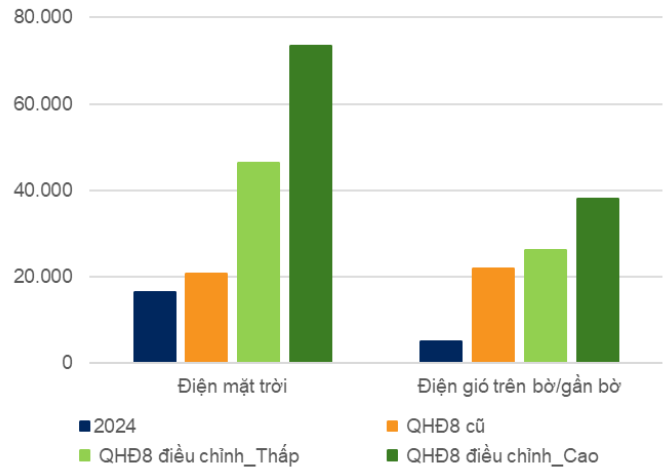
Trong dòng hải lưu chuyển dịch năng lượng toàn cầu, Việt Nam là quốc gia theo đuổi các cam kết rất cao về môi trường, và hội tụ nhiều yếu tố để phát triển năng lượng sạch như: tiềm năng tài nguyên NLTT dồi dào, cơ chế chính sách phát triển NLTT đang ngày càng hoàn thiện. Trong QHĐ 8, ưu tiên đầu tư vào NLTT được chứng minh ở sự gia tăng tỷ trọng nguồn NLTT trong toàn hệ thống với mục tiêu tổng công suất nguồn NLTT sẽ chiếm 40-47% tổng công suất toàn hệ thống so với mức 26% hiện nay và 30,6% trong bản QHĐ 8 trước đó. Theo đó, dư địa phát triển cho NLTT là rất lớn khi công suất điện mặt trời được đặt mục tiêu tăng 2,8-4,5 lần trong khi công suất điện gió dự kiến tăng 6,2-7,6 lần vào năm 2030 so với mức hiện tại. Chúng tôi tin rằng mặc dù mục tiêu công suất như trong QHĐ8 dường như là quá tham vọng, nhưng không gian và tiềm năng phát triển NLTT tái tạo tại Việt Nam là rất lớn.

Hình 68: Tỷ lệ công suất NLTT tăng mạnh trong QHĐ 8 điều chỉnh, trở thành nguồn điện chiếm ưu thế trong toàn hệ thống



Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

Hình 69: NLTT sẽ có nhiều dự địa tăng trưởng nhất theo QHĐ 8 điều chỉnh (MW)

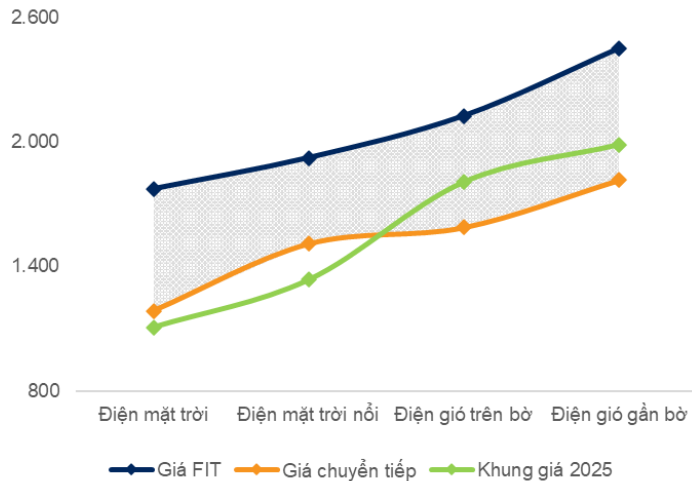


Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

2.2. Khung pháp lý dần hoàn thiện và suất đầu tư giảm hỗ trợ cho việc tái kích hoạt chu kỳ đầu tư mới vào NLTT

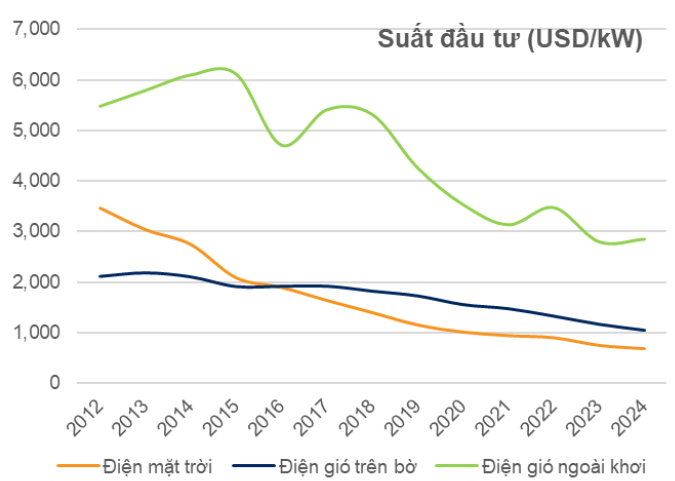
Trong năm 2025, việc ban hành kế hoạch thực hiện QHĐ 8, khung giá phát điện và cơ chế đấu thầu về cơ bản đã tạo ra đủ cơ sở pháp lý để các doanh nghiệp triển khai dự án. Trong các loại hình NLTT, khung giá điện gió vẫn ở mức tương đối tích cực và điện gió cũng là loại hình mà chúng tôi đánh giá Việt Nam có nhiều tiềm năng cũng với hiệu suất vận hành ổn định hơn so với điện mặt trời.

Hình 70: So sánh tương quan giữa khung giá điện 2025 với giá FIT và giá chuyển tiếp (VNĐ/kWh) (khung giá điện miền Trung năm 2025/giá FIT2 điện mặt trời)



Nguồn: MOIT, VNDIRECT RESEARCH

Hình 71: Xu hướng giảm của suất đầu tư NLTT kể từ 2012 trên toàn cầu (USD/kW)



Nguồn: IRENA, VNDIRECT RESEARCH

Một yếu tố tích cực đối với đầu tư vào NLTT đó là **chi phí đầu tư NLTT đã giảm mạnh nhờ các yếu tố thị trường và cải tiến công nghệ**, qua đó giúp tiết giảm giá thành sản xuất điện. Dữ liệu từ IRENA cũng cho thấy giá thiết bị NLTT toàn cầu đã giảm mạnh trong hơn 10 năm qua. Qua đó, suất đầu tư NLTT cũng đã liên tục giảm ở tất cả các loại hình. Trong dài hạn, nếu chi phí đầu tư tiếp tục được tiết giảm thì NLTT sẽ có nhiều cơ hội hơn để “cạnh tranh tự nhiên về giá” với các loại hình nguồn điện truyền thống khác, đặc biệt là nhiệt điện.

Nhìn chung, với thực tế là khung giá điện thấp hơn và không còn cơ chế bao tiêu sản lượng như FIT, chúng tôi cho rằng một chu kỳ đầu tư NLTT mới sẽ

không bùng nổ như giai đoạn FIT, nhưng sẽ bền vững và ổn định, lành mạnh hơn trong dài hạn nhờ sự đóng góp của doanh nghiệp có quy mô, có kinh nghiệm trong ngành cũng như có vị thế tài chính vững mạnh, đơn cử như REE trong nhóm những doanh nghiệp niêm yết.

2.3. Năm 2025 phát ra những tín hiệu về một chu kỳ đầu tư NLTT mới đang dần hình thành

Với việc ban hành khung pháp lý mới tương đối hoàn thiện kể từ sau cơ chế FIT, năm 2025 ghi nhận nhiều chuyển biến tích cực với nhiều dự án NLTT đã được mở thầu và triển khai, mà trong đó hầu hết là điện gió. Một đặc điểm có thể nhìn thấy đó là quy mô dự án có xu hướng lớn hơn và những doanh nghiệp tham gia đều là những bên có tiềm lực hay nhiều kinh nghiệm, như REE, Tập đoàn Trường Thành (TTVN) hay VinEnergó (cùng Vingroup). Chúng tôi kỳ vọng rằng 2025 sẽ là năm đánh dấu điểm bắt đầu của một chu kỳ mới đầu tư vào NLTT và đầu tư NLTT sẽ tăng tốc kể từ năm 2026 trở đi.

Hình 72: Nhiều dự án điện gió đã bắt được kêu gọi đầu tư và triển khai trong năm 2025

Dự án	Công suất (MW)	Vốn đầu tư (tỷ đồng)	Tình trạng
Quảng Trị			
Điện gió Quảng Trị Win 1	48	1.758	Mở thầu
Điện gió Quảng Trị Win 2	48	1.609	Mở thầu
Điện gió Quảng Trị Win 3	48	1.689	Mở thầu
Điện gió Cam Lộ	200	6.500	Mở thầu
Điện gió Halcom Hồng Đức	200	9.127	Mở thầu
Vĩnh Long			
Điện gió V1-3 GD2	48	2.257	REE
Điện gió V1-5 và V1-6 GD2	80	3.864	REE
Điện gió V1-2 mở rộng	48	2.393	TTVN & Tokyo Gas
Điện gió Đông Hải 3	48	2.771	TTVN & Kumagai Gumi
Cà Mau			
Điện gió Đông Hải 13	100	3.620	Mở thầu
Điện gió Đông Hải 3 GD1	500	1.757	Mở thầu
Gia Lai			
Điện gió Vĩnh Thuận	143	4.679	Mở thầu
Điện gió Vân Canh 1	160	6.904	Mở thầu
Điện gió Vân Canh 2	180	7.771	Mở thầu
Hà Tĩnh			
Điện gió Kỳ Anh	400	17.051	VinEnergó
Điện gió Eco Wind Kỳ Anh	498	22.647	VinEnergó

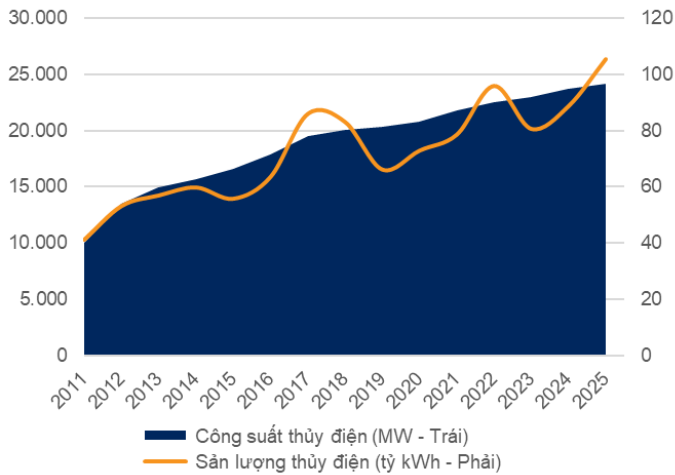
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

3. THỦY ĐIỆN: Đã phát triển gần tới giới hạn tiềm năng

3.1. Triển vọng ngắn hạn phụ thuộc nhiều vào biến động thời tiết

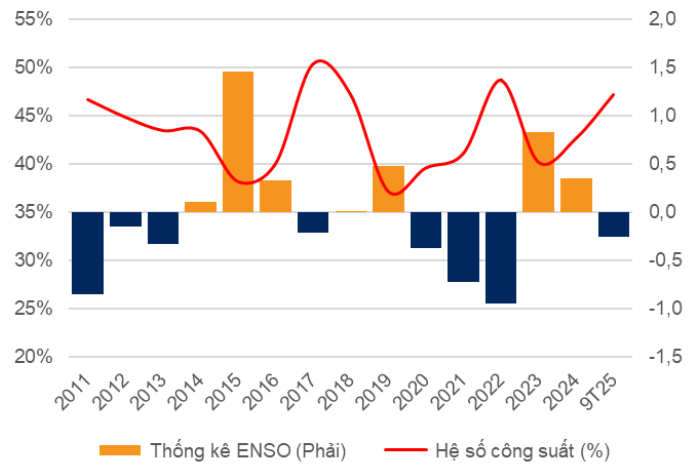
Thủy điện hiện vẫn là nguồn năng lượng sạch lớn nhất trong hệ thống điện Việt Nam, đóng vai trò quan trọng trong đảm bảo cân bằng phụ tải và điều tiết hệ thống. Công suất thủy điện có sự tăng trưởng tương đối ổn định ở mức tăng trưởng kép gần 7% kể từ năm 2011 đến nay, và đóng góp bình quân ~30-35% tổng sản lượng điện trong 5 năm trở lại đây. Tuy nhiên, sản lượng thủy điện lại có sự biến động mạnh theo từng năm, phản ánh sự phụ thuộc lớn vào điều kiện thời tiết, lượng mưa và lượng nước về hồ. Những năm hình thái El Nino chiếm ưu thế, hệ số công suất thủy điện giảm về mức thấp dưới 40% và ngược lại đối với những năm La Nina.

Hình 73: Công suất thủy điện có sự tăng trưởng đều đặn qua các năm, nhưng sản lượng thủy điện lại tương đối thiếu ổn định...



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 74: ...do thủy điện chịu tác động đáng kể từ các hình thái thời tiết chủ đạo trong năm

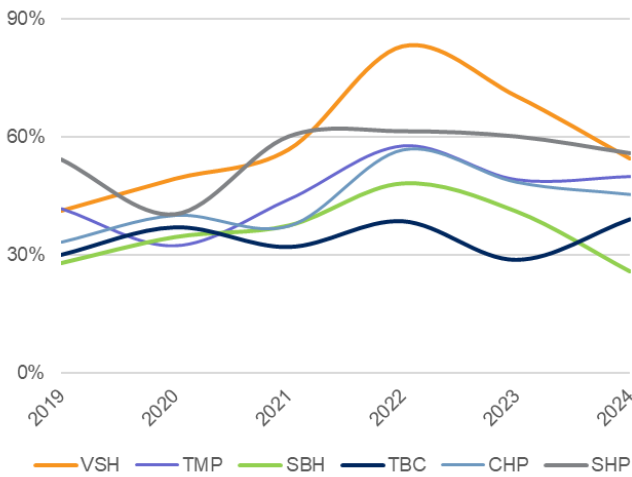


Cam: El Nino chiếm ưu thế / **Xanh:** La Nina chiếm ưu thế (tính bình quân năm)

Nguồn: NOAA, EVN, VNDIRECT RESEARCH

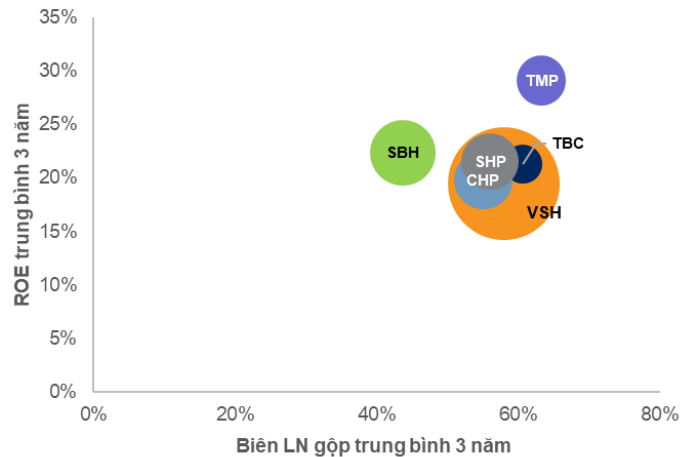
Với đặc thù không phát sinh chi phí nhiên liệu đầu vào và khấu hao chiếm tỷ trọng cao trong cơ cấu chi phí, các doanh nghiệp thủy điện ghi nhận mức biên LN gộp và tỷ số ROE ở mức rất cao. Sự phân hóa trong hiệu quả hoạt động phụ thuộc lớn vào suất đầu tư nhà máy, và hệ số công suất. Các nhà máy có hệ thống hồ chứa lớn thường đạt hệ số công suất cao (như VSH) và ổn định hơn (như TBC), trong khi các nhà máy nhỏ phụ thuộc dòng chảy sẽ chịu biến động lớn theo thời tiết.

Hình 75: Hệ số công suất của một số DN thủy điện trên sàn



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

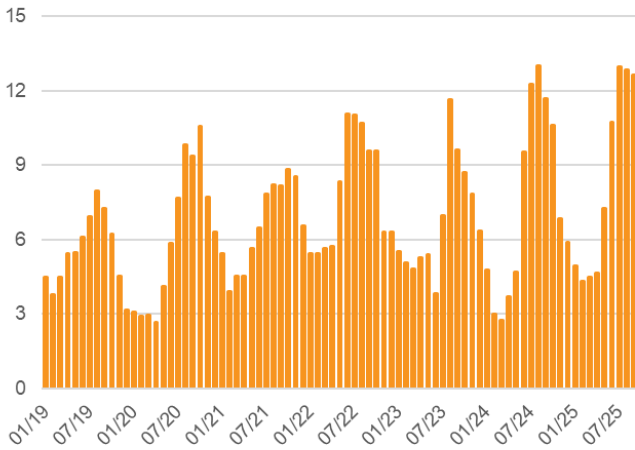
Hình 76: ROE và biên LN gộp 1 số DN thủy điện trên sàn



Nguồn: NOAA, EVN, VNDIRECT RESEARCH

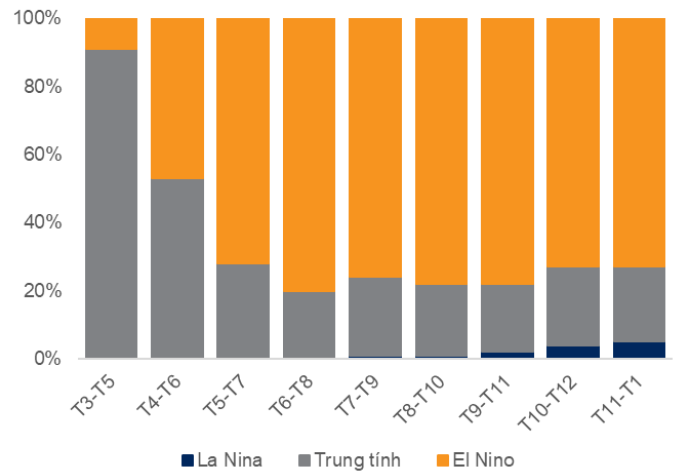
Theo dự báo ENSO mới nhất, pha El Nino nhiều khả năng sẽ chiếm ưu thế trong năm 2026. Với đặc tính tương quan cao với điều kiện thời tiết, chúng tôi cho rằng triển vọng thủy điện sẽ ở mức khiêm tốn và sản lượng thủy điện sẽ suy giảm xuống trong năm 2026, nhất là sau một năm 2025 bùng nổ sản lượng.

Hình 77: Sản lượng thủy điện theo tháng có tính chu kỳ, và thường tăng cao trong cuối Q3-Q4 khi miền Bắc và Trung bước vào mùa mưa (tỷ kWh)



Nguồn: EVN, VNDIRECT RESEARCH

Hình 78: Dự báo ENSO (tháng 2/2026) cho thấy 2026 sẽ là một năm thiên về pha El Nino và Trung tính, báo hiệu một năm khó khăn cho các nhà máy thủy điện

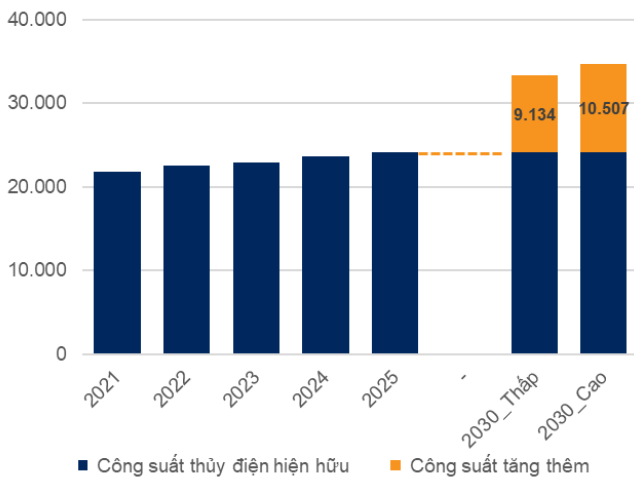


Nguồn: IRI, VNDIRECT RESEARCH

3.2. Tiềm năng tăng công suất không còn nhiều khi Việt Nam đã gần đạt đến mức giới hạn phát triển thủy điện

Về dự địa phát triển trong trung và dài hạn, thủy điện Việt Nam đã gần đạt giới hạn phát triển tiềm năng, khi hầu hết vị trí địa lý thuận lợi đã được khai thác. Quy hoạch Điện VIII đặt mục tiêu công suất tăng thêm đến năm 2030 từ 9-10,5 GW, theo đó tổng công suất thủy điện sẽ đạt mức 15-18% tổng công suất hệ thống, giảm từ mức gần 30% hiện nay. Trong đó, đa phần sẽ chỉ bổ sung các dự án thủy điện vừa và nhỏ, trong khi phần lớn các dự án thủy điện lớn (>100 MW) là các dự án mở rộng nhà máy hiện hữu.

Hình 79: Dự địa tăng trưởng công suất thủy điện là không nhiều khi Việt Nam đã gần đạt đến mức giới hạn tiềm năng phát triển thủy điện



Nguồn: EVN, QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

Hình 80: Và tăng trưởng công suất thủy điện chủ yếu sẽ đến từ việc mở rộng các nhà máy hiện hữu

STT	Dự án nhà máy thủy điện (>100MW)	Công suất (MW)	Vị trí	Năm vận hành
1	Hòa Bình mở rộng	480	Bắc	2025
2	laly mở rộng	360	Trung	2025-30
3	Trị An mở rộng	200	Nam	2027
4	Buôn Kuốp mở rộng	140	Trung	2025-28
5	Sê San 3 mở rộng	130	Trung	2025-30
6	Sê San 4 mở rộng	120	Trung	2025-30
7	Tuyên Quang mở rộng	120	Bắc	2025-30
8	Mỹ Lý	120	Trung	2029-30
9	Srepok 3 mở rộng	110	Trung	2025-28
10	Bản Chát mở rộng	110	Bắc	2025-30
11	Hồi Xuân	102	Bắc	2027

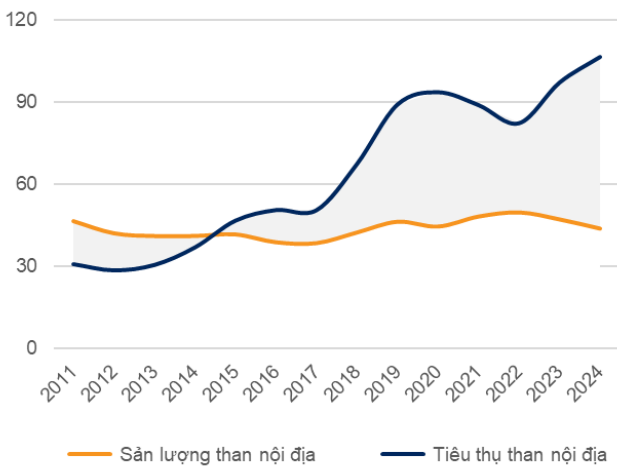
Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

4. ĐIỆN THAN: Không được phát triển sau năm 2030 để đáp ứng cam kết môi trường

4.1. Việt Nam vẫn sẽ tiếp tục phụ thuộc vào nguồn điện than trong ngắn hạn để phục vụ cho phát triển kinh tế

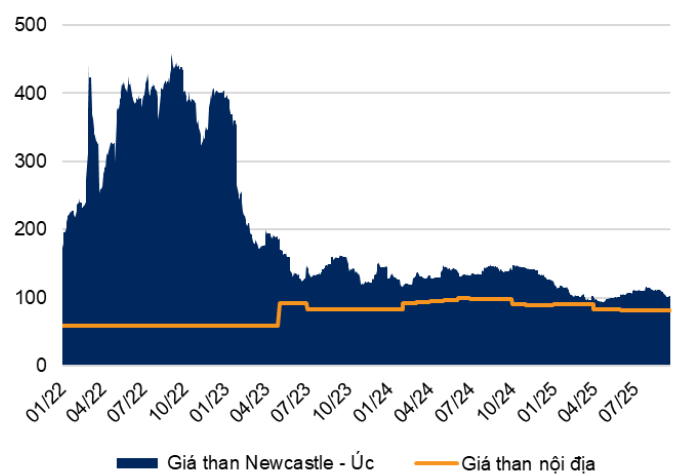
Với sự tăng mạnh của công suất điện than trong giai đoạn 2014-19, Việt Nam từ một nước xuất siêu đã trở thành quốc gia nhập siêu than khi nhu cầu than cho phát điện tăng vọt. Nhìn chung sản lượng than nội địa vẫn đang duy trì ở mức tương đối ổn định, trong khi nhu cầu nhập khẩu sẽ phụ thuộc phần lớn vào hệ số công suất hoạt động của các nhà máy điện than. Mức giá than nội địa được giữ ở mức tương đối ổn định so với biến động giá thế giới giúp chi phí phát điện của nguồn điện than (sử dụng than nội địa) luôn ở mức cạnh tranh hơn so với một số loại hình nguồn điện khác như điện khí. Bên cạnh đó, áp lực chi phí đối với các nhà máy dùng nguồn than nhập khẩu cũng đã giảm khi giá than thế giới đã quay trở lại mức bình ổn sau giai đoạn tăng vọt do khủng hoảng Nga – Ukraine.

Hình 81: Từ một nước xuất siêu, Việt Nam đã trở thành một nước nhập siêu than đá, chủ yếu do sự phát triển của nguồn điện than (triệu tấn)



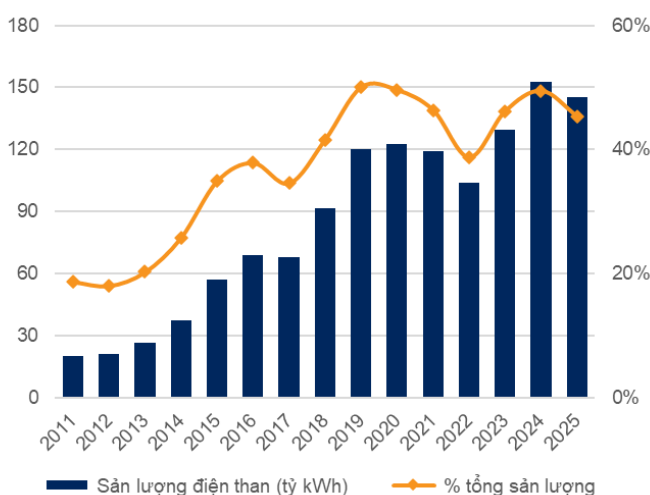
Nguồn: EVN, QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

Hình 82: Giá than trong nước (giá than trộn) được kiểm soát ở mức tương đối ổn định bất chấp sự biến động mạnh của giá thế giới (USD/tấn)



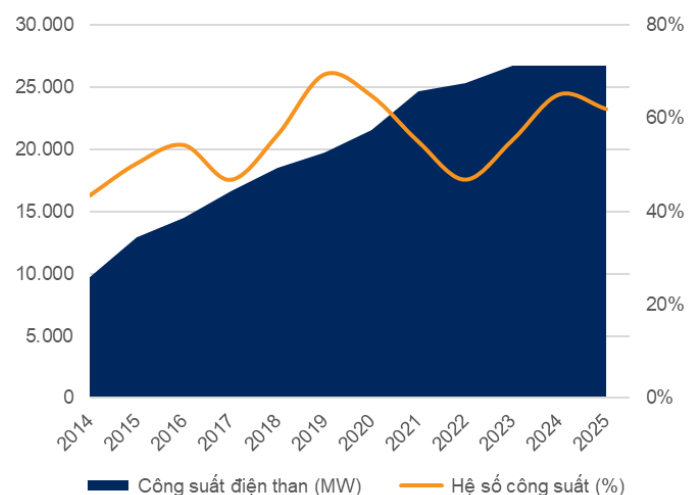
Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

Hình 83: Sản lượng điện than đã tăng vọt kể từ năm 2011



Nguồn: EVN, QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

Hình 84: Nhìn chung, hệ số công suất điện than vẫn được duy trì ở mức tương đối cao, quanh 60%



Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

Chi phí cạnh tranh cùng với tính ổn định cao trong vận hành, nguồn điện than hiện vẫn là trụ cột quan trọng trong hệ thống điện tại Việt Nam, cung ứng khoảng 45–50% tổng sản lượng điện quốc gia. Trong hơn một thập kỷ qua, sản lượng điện than đã tăng vọt lên mức ~150 tỷ kWh hiện tại, gấp gần 8 lần so với năm 2011, tương ứng với tốc độ tăng trưởng kép 17%. Hệ số công suất điện

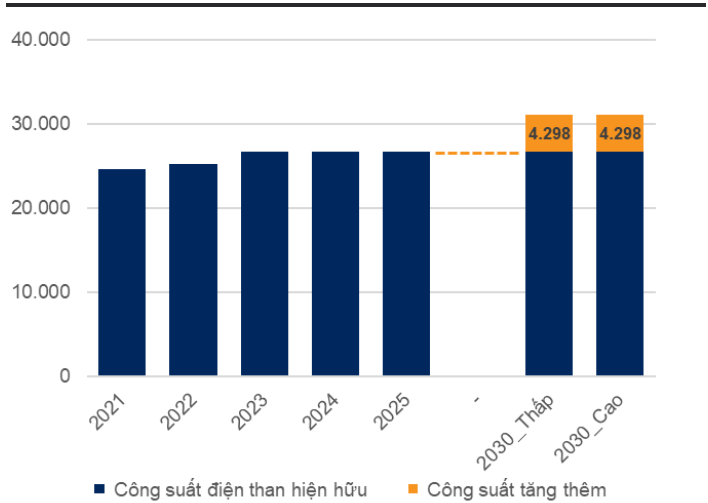
than bình quân duy trì ở mức khá cao, quanh 60%, và hệ số này thường sụt giảm vào những giai đoạn chu kỳ La Nina chiếm ưu thế (hỗ trợ sản lượng thủy điện gia tăng) như giai đoạn 2021-22.

Nhìn chung, trong bối cảnh đầu tư công suất mới vẫn còn chậm, Việt Nam sẽ phải tiếp tục phụ thuộc vào nguồn nhiệt điện than để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng. Điều này sẽ hỗ trợ điện than tiếp tục duy trì được hiệu suất hoạt động ở mức cao. Và với việc El Nino sẽ chiếm ưu thế trong năm nay, chúng tôi cho rằng sản lượng điện than nhiều khả năng sẽ tăng trưởng trong năm 2026 để bù đắp cho sự sụt giảm của thủy điện trong bối cảnh công suất mới các nguồn điện khí và NLTT là tương đối thấp trong những năm qua.

4.2. Nhưng điện than sẽ không được phát triển tiếp kể từ sau năm 2030 để đáp ứng các cam kết về môi trường

Tuy nhiên, trong dài hạn, chúng tôi nhận thấy dư địa phát triển cho điện than là không còn khi Việt Nam sẽ không tiếp tục phát triển điện than sau năm 2030 (theo QHĐ 8) và sản lượng điện than nhìn chung cũng sẽ từng bước được cắt giảm theo lộ trình để đáp ứng các cam kết về môi trường. Một số ít dự án điện than còn lại trong quy hoạch sẽ được triển khai tiếp đến năm 2030, trong khi từ năm 2030 trở đi, các nhà máy điện than hiện hữu sẽ phải tính đến phương án chuyển đổi sang các loại hình nhiên liệu thân thiện hơn với môi trường.

Hình 85: Việt Nam sẽ không phát triển công suất điện than sau năm 2030



Nguồn: EVN, QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

Hình 86: Những dự án nhiệt điện than còn sót lại trong QHĐ 8 hiện nay

STT	Dự án nhà máy điện than	Công suất (MW)	Vị trí	Năm vận hành
1	Na Dương II	110	Bắc	2026
2	An Khánh	650	Bắc	2027
3	Vũng Áng II	1.330	Trung	2025
4	Quảng Trạch I	1.403	Trung	2025
5	Long Phú I	1.200	Nam	2026

Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

C. NHỮNG NÚT THẮT CẦN THÁO GỠ ĐỂ TÁI KÍCH HOẠT CHU KỲ ĐẦU TƯ MỚI

Bên cạnh những rủi ro đến từ bên ngoài như việc giá cả hay nguồn cung nguyên vật liệu (dầu khí, than...) biến động mạnh do những rủi ro địa chính trị có thể ảnh hưởng tiêu cực đến sự phát triển công suất mới thì ngành điện Việt Nam đầu đó vẫn còn tồn tại những nút thắt nội tại cần được tháo gỡ để khơi thông nguồn lực cho sự phát triển ngành điện tại Việt Nam trong thời gian tới, như khung cơ chế có tính áp dụng cao hơn và nút thắt hạ tầng lưới điện truyền tải.

I. Khung pháp lý cơ bản đã hoàn thiện, những vẫn cần những cơ chế có “tính áp dụng” cao hơn

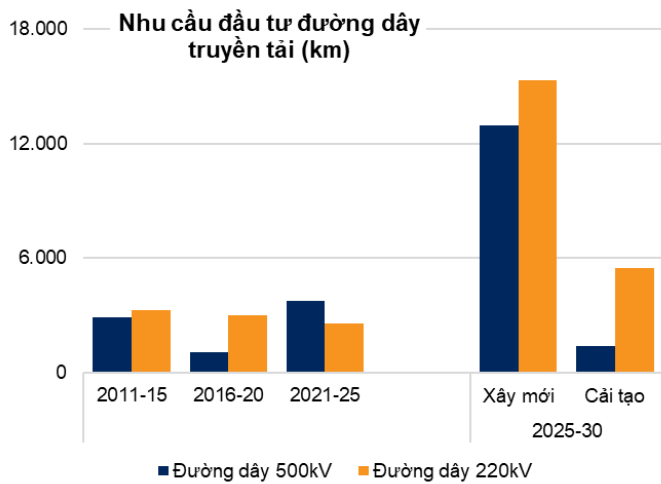
Tuy khung pháp lý để triển khai dự án cơ bản đã được hoàn thiện và các cơ chế mới như DPPA cũng đã được chính thức ban hành, nhưng thực tế hiện nay việc đầu tư mới vào NLTT vẫn đang chưa có nhiều sự chuyển biến mạnh, ngoài một số ít dự án đã được trao thầu và khởi động như nhóm 4 dự án điện gió tại Vĩnh Long (tổng công suất 224 MW do REE và TTVN làm chủ đầu tư) hay hai dự án điện gió tại Hà Tĩnh của VinEnergó (~900 MW). Chúng tôi cho rằng nó đến từ việc khung cơ chế chính sách hiện nay, tuy cơ bản đã đầy đủ, nhưng một số chưa mang tính “áp dụng” cao và vẫn tồn tại những điểm nghẽn ảnh hưởng đến khả năng thu hút đầu tư vào NLTT, cụ thể như sau:

- **Cơ chế giá vẫn mang tính khung** – chưa đủ tín hiệu đầu tư rõ ràng. Dù đã ban hành khung giá điện 2025, nhưng đây mới chỉ là mức trần tham chiếu, còn giá cụ thể phải đàm phán giữa EVN và nhà đầu tư, chưa có công thức xác định chi tiết như cơ chế FIT trước đây. Điều này khiến các dự án vẫn phải “chờ đàm phán thực tế” để đánh giá khả năng hoàn vốn, đặc biệt trong bối cảnh EVN thận trọng do áp lực tài chính và tình trạng dư cung cục bộ.
- **Cơ chế DPPA vẫn đang ở giai đoạn đầu**, chưa có tiền lệ giao dịch thực tế, nên nhà đầu tư và ngân hàng chưa thể định giá rủi ro doanh thu. Ngoài ra, cơ chế tính chi phí bù trừ chênh lệch với EVN khi nối lưới điện quốc gia cũng tương đối phức tạp và thiếu thông tin dữ liệu minh bạch để tính toán. Điều này ảnh hưởng đến khả năng lập kế hoạch tài chính dự án và thỏa thuận giá giữa các bên tham gia DPPA.

II. Nút thắt hạ tầng truyền tải vẫn là điểm nghẽn có thể ảnh hưởng đến sự phát triển của lĩnh vực NLTT

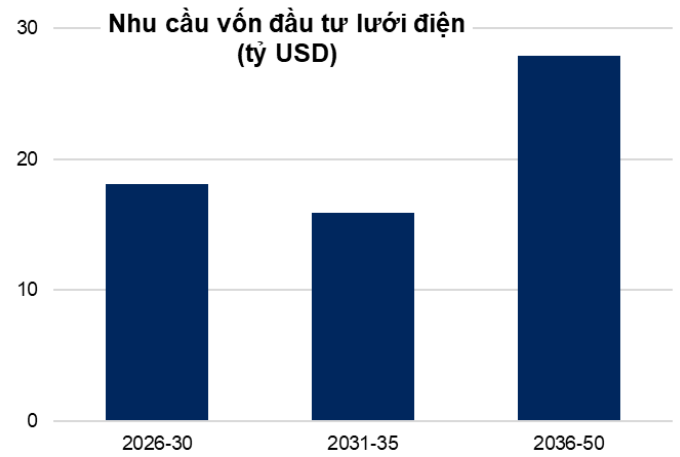
Độ trễ đầu tư lưới điện so với phát triển nguồn điện vẫn là điểm nghẽn đối với sự phát triển NLTT tại Việt Nam. Quy hoạch truyền tải chịu ràng buộc bởi thủ tục phê duyệt phức tạp, thời gian giải phóng mặt bằng kéo dài và hạn chế về mô hình đầu tư (truyền tải chủ yếu do EVN quản lý) trong khi nhu cầu vốn đầu tư là rất lớn. Trong khi một dự án NLTT có thể hoàn thành trong 12–24 tháng, các dự án đường dây và trạm biến áp 500 kV thường cần 5-7 năm, tạo ra sự mất cân đối mang tính hệ thống giữa nguồn và lưới điện, dẫn đến rủi ro cắt giảm công suất và gây nên sự lãng phí nguồn lực xã hội.

Hình 87: Đầu tư hệ thống lưới điện là một trọng tâm trong định hướng phát triển hệ thống điện quốc gia...



Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

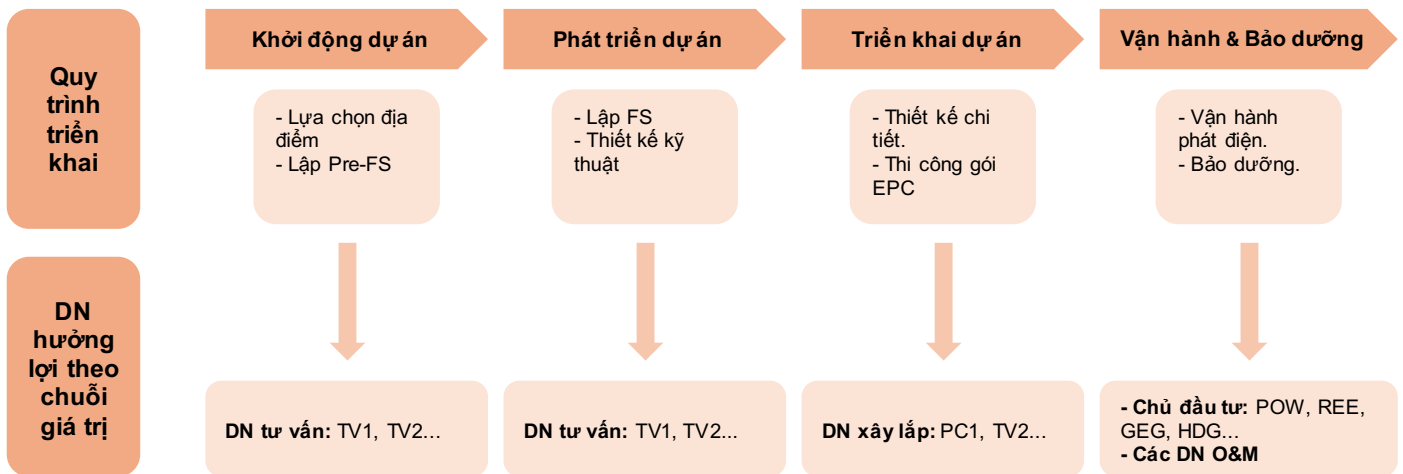
Hình 88: ... nhưng vốn vẫn sẽ là một trở ngại rất lớn



Nguồn: QHĐ 8, VNDIRECT RESEARCH

D. CƠ HỘI ĐẦU TƯ: Chúng tôi ưa thích các DN hưởng lợi từ câu chuyện đầu tư ngành điện

Hình 89: Các doanh nghiệp (niêm yết) có thể hưởng lợi theo chuỗi giá trị đầu tư của một dự án nguồn điện/lưới điện



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Trong phạm vi đầu tư trên TTCK, chúng tôi ưa thích những DN có dự địa tăng trưởng công suất đi cùng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và những DN dịch vụ có thể hưởng lợi từ chuỗi giá trị đầu tư dự án nguồn điện/lưới điện. Theo đó:

- Với nhóm chủ đầu tư dự án nguồn điện, chúng tôi ưa thích **REE** cho câu chuyện đầu tư NLTT và **POW** cho câu chuyện đầu tư điện khí LNG – là loại hình điện đóng vai trò trong quá trình chuyển tiếp sang năng lượng xanh.
- Với nhóm DN dịch vụ, chúng tôi cho rằng **PC1** – DN xây lắp hạ tầng điện hàng đầu tại Việt Nam – sẽ hưởng lợi từ nhu cầu đầu tư đường dây truyền tải rất lớn. Ngoài ra, những doanh nghiệp tư vấn điện như nhóm **TV1, TV2...** cũng có thể hưởng lợi nhờ lượng backlog lớn đến từ các hợp đồng tư vấn triển khai và hợp đồng EPC các dự án nguồn điện.

Mã cổ phiếu	Nhóm	Luận điểm đầu tư
REE	Chủ đầu tư NLTT	<ul style="list-style-type: none"> Doanh nghiệp phát triển NLTT (bao gồm cả thủy điện) niêm yết hàng đầu tại Việt Nam với mô hình phát triển đa dự án. Sức khỏe tài chính và dòng tiền hoạt động vững mạnh đến từ mảng kinh doanh cốt lõi (phát điện). Tiềm năng mở rộng công suất điện gió trong giai đoạn 2026-20 với ba dự án đang triển khai (176 MW), 2 dự án sắp nhận chuyển giao (200 MW) và khả năng mở rộng danh mục đầu tư trong tương lai (gồm cả điện gió gần bờ và xa bờ).
POW	Chủ đầu tư điện khí/LNG	<ul style="list-style-type: none"> Việc cải cách khuôn khổ pháp lý giúp nâng cao triển vọng ngành điện, đặc biệt là triển vọng đầu tư điện LNG. Nhà máy điện LNG đầu tiên tại Việt Nam NT3&4 hỗ trợ tăng trưởng dài hạn. Ngoài ra, POW hiện đang trong giai đoạn phát triển các dự án điện LNG khác như LNG Quảng Ninh hay LNG Quỳnh Lập. Các nhà máy nhiệt điện hiện hữu hưởng lợi từ nhu cầu tiêu thụ điện tăng và sức khỏe tài chính của EVN cải thiện
PC1	Dịch vụ xây lắp	<ul style="list-style-type: none"> Doanh nghiệp niêm yết hàng đầu trong lĩnh vực xây lắp điện, đặc biệt là các dự án lưới điện. PC1 đã và đang là nhà thầu EPC cho các dự án lưới điện trọng điểm tại Việt Nam những năm gần đây, như dự án đường dây 500kV mạch 3 hay dự án 500kV Lào Cai – Vĩnh Yên. Nhu cầu đầu tư lưới điện và điện gió rất lớn trong giai đoạn 2026-30 củng cố triển vọng dài hạn cho mảng xây lắp điện. Dòng tiền ổn định đến từ các dự án nguồn điện hiện hữu (thủy điện và điện gió) hỗ trợ cho việc phát triển các mảng kinh doanh của doanh nghiệp.

KHUYẾN CÁO

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Khối Phân tích - Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT. Thông tin trình bày trong báo cáo dựa trên các nguồn được cho là đáng tin cậy vào thời điểm công bố. Các nguồn tin này bao gồm thông tin trên sàn giao dịch chứng khoán hoặc trên thị trường nơi cổ phiếu được phân tích niêm yết, thông tin trên báo cáo được công bố của công ty, thông tin được công bố rộng rãi khác và các thông tin theo nghiên cứu của chúng tôi. VNDIRECT không chịu trách nhiệm về độ chính xác hay đầy đủ của những thông tin này.

Quan điểm, dự báo và những ước tính trong báo cáo này chỉ thể hiện ý kiến của tác giả tại thời điểm phát hành. Những quan điểm này không thể hiện quan điểm chung của VNDIRECT và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước.

Báo cáo này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin cho các nhà đầu tư của Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT tham khảo và không mang tính chất mời chào mua hay bán bất kỳ chứng khoán nào được thảo luận trong báo cáo này. Các nhà đầu tư nên có các nhận định độc lập về thông tin trong báo cáo này, xem xét các mục tiêu đầu tư cá nhân, tình hình tài chính và nhu cầu đầu tư của mình, tham khảo ý kiến tư vấn từ các chuyên gia về các vấn đề quy phạm pháp luật, tài chính, thuế và các khía cạnh khác trước khi tham gia vào bất kỳ giao dịch nào với cổ phiếu của (các) công ty được đề cập trong báo cáo này.

VNDIRECT không chịu trách nhiệm về bất cứ kết quả nào phát sinh từ việc sử dụng nội dung của báo cáo dưới mọi hình thức. Bản báo cáo này là sản phẩm thuộc sở hữu của VNDIRECT, người sử dụng không được phép sao chép, chuyển giao, sửa đổi, đăng tải lên các phương tiện truyền thông mà không có sự đồng ý bằng văn bản của VNDIRECT.

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ CỦA VNDIRECT

Khuyến nghị cổ phiếu

Định nghĩa:

KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu từ 15% trở lên
TRUNG LẬP	Khả năng sinh lời của cổ phiếu nằm trong khoảng từ -10% đến 15%
KÉM KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu thấp hơn -10%

Tổng lợi nhuận kỳ vọng của một cổ phiếu được định nghĩa là tổng: (i) chênh lệch phần trăm giữa giá mục tiêu và giá hiện tại và (ii) tỷ suất cổ tức ròng kỳ hạn của cổ phiếu. Giá mục tiêu cổ phiếu có thời hạn đầu tư là 12 tháng.

Khuyến nghị ngành

Định nghĩa:

KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị tích cực, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TRUNG LẬP	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị trung bình, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
KÉM KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị tiêu cực, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền

Hoàng Việt Phương – Giám đốc Khối Phân tích và Tư vấn đầu tư

Email: phuong.hoangviet@vndirect.com.vn

Nguyễn Ngọc Hải – Trưởng phòng Năng lượng và Hóa chất

Email: hai.nguyennhoc2@vndirect.com.vn

Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT

Số 1 Nguyễn Thượng Hiền – Phường Hai Bà Trưng – Hà Nội

Điện thoại: +84 2439724568

Email: research@vndirect.com.vn

Website: <https://vndirect.com.vn>