

Cập nhật ngành Điện:

Bước ngoặt chu kỳ 5 năm



Nhìn lại năm 2025: Một năm chịu tác động thời tiết và Đột phá về chính sách

23/03/2026

- Tăng trưởng nhu cầu điện năm 2025 chỉ đạt **khoảng 4% svck**, thấp hơn tốc độ tăng trưởng GDP. Nguyên nhân chủ yếu đến từ **điều kiện thời tiết mát hơn**, so với cả năm 2024 lẫn trung bình nhiều năm, khiến nhu cầu tiêu thụ điện không cao. Bên cạnh đó, điều kiện thủy văn thuận lợi cũng **giúp sản lượng thủy điện tăng mạnh**, vượt trội hơn so với nhiệt điện trong cơ cấu phát điện năm 2025.
- Tổng công suất lắp đặt tăng lên khoảng **90 GW**, tương đương mức tăng **6–7 GW** trong năm, chủ yếu đến từ loại hình **điện nền**.
- Về phương diện chính sách, năm 2025 đánh dấu bước ngoặt quan trọng sau giai đoạn tắc nghẽn về pháp lý 2022–2024. Nhiều vấn đề pháp lý đã được tháo gỡ, đáng chú ý là việc **điều chỉnh Quy hoạch điện VIII (PDP VIII)** và **ban hành các cơ chế giá điện mới**, qua đó cải thiện đáng kể tính minh bạch của ngành và điều kiện đầu tư.

Đào Minh Châu, CFA
Phó giám đốc Trung tâm phân tích và tư vấn đầu tư
chaudm@ssi.com.vn

Triển vọng năm 2026 và hướng đi dài hạn đến năm 2030: Thay đổi hình thái thời tiết và căng thẳng địa chính trị

Chúng tôi kỳ vọng **hình thái thời tiết La Niña sẽ sớm kết thúc**, sau đó chuyển sang **hình thái El Niño**, có thể khiến sản lượng thủy điện sụt giảm và gia tăng huy động nhiệt điện nhằm đáp ứng nhu cầu điện tăng. Theo kịch bản cơ sở, nhu cầu điện năm 2026 dự kiến tăng khoảng **8,5% svck** (kịch bản cao của chúng tôi giả định mức tăng **10–15% svck**). Trong bối cảnh đó, chúng tôi dự báo **giá thị trường điện (FMP) sẽ phục hồi khoảng 29% svck**.

Rủi ro địa chính trị là một yếu tố bất định mới. Xung đột tại Trung Đông từ ngày 28/02/2026 đã gây ra cú sốc tăng giá trên thị trường nhiên liệu toàn cầu, trong đó có dầu thô, dầu nhiên liệu (FO) và khí tự nhiên/LNG tại châu Âu và châu Á. Diễn biến này làm gia tăng lo ngại đối với hoạt động đầu tư và sản xuất điện khí tự nhiên và LNG tại Việt Nam.

- Tác động trong ngắn hạn có thể chưa nhiều, nhờ:**
 - Nguồn cung khí nội địa vẫn đủ cho sản xuất điện năm 2026
 - Sản lượng hợp đồng (Qc) trong nửa đầu năm 2026 đã được chốt.
 - Điện LNG được áp dụng mức Qc tối thiểu, và
 - Nhu cầu huy động nhiệt điện tăng (bao gồm khí và than)
- Rủi ro dài hạn đáng lo ngại hơn.** Các mỏ khí nội địa đang đối mặt với suy giảm khả năng cấp theo thời gian, cho thấy nhu cầu cần tiếp tục đẩy nhanh phát triển các mỏ khí mới và nhập khẩu LNG. Ngoài vấn đề an ninh nguồn cung, **giá LNG duy trì ở mức cao sẽ là rủi ro lớn hơn**, do có thể làm hạn chế khả năng EVN huy động các nhà máy điện LNG và đe dọa tính khả thi về mặt kinh tế của các dự án điện LNG trong tương lai. Điều này đặc biệt quan trọng khi điện **LNG đóng vai trò quan trọng trong việc cân bằng công suất thiếu ổn định của năng lượng tái tạo quy mô lớn phát triển sắp tới đến năm 2030**. Để ứng phó với thách thức này, việc điều chỉnh tăng thêm giá bán lẻ điện và các cơ chế chính sách hỗ trợ là cần thiết.

Chiến lược đến năm 2030 và Cải cách cấu trúc của ngành

Hướng tới năm 2030, ngành điện sẽ cần **cải cách cấu trúc toàn diện**, bao gồm phát triển nguồn cung, hoàn thiện cơ chế giá, phát triển thị trường điện, tháo gỡ các rào cản pháp lý và thúc đẩy đổi mới công nghệ. Để phù hợp với **mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050**, việc đẩy mạnh mở rộng công suất năng lượng tái tạo sẽ là yêu cầu tiên quyết.

Luận điểm đầu tư: Cơ hội theo câu chuyện của từng cổ phiếu

Sau khi giá cổ phiếu có đợt tăng mạnh gần đây, cơ hội đầu tư có thể mang tính **chọn lọc theo doanh nghiệp** hơn là theo xu hướng chung của ngành:

- NT2 (PV Power NT2)** là cổ phiếu ưa thích của chúng tôi, nhờ chạy hoàn toàn bằng khí tự nhiên, máy móc và thiết bị đã được khấu hao hết, qua đó hỗ trợ triển vọng lợi nhuận tích cực trong dài hạn.
- Nhóm hưởng lợi từ năng lượng tái tạo** bao gồm **REE (CTCP Cơ điện lạnh)** và **HDG (CTCP Tập đoàn Hà Đô)**, dù triển vọng thủy điện sẽ chịu tính chu kỳ trong ngắn hạn. Trong năm 2026, REE dự kiến đưa vào vận hành 3 dự án điện gió mới, trong khi động lực tăng trưởng của HDG có thể đến từ doanh số bán hàng dự án Hado Charm Villas và đưa vào vận hành nhà máy thủy điện La Trộng.
- POW (PV Power)** dự kiến chịu áp lực lợi nhuận trong năm đầu vận hành **Nhơn Trạch 3 & 4**, trong khi triển vọng trong trung – dài hạn vẫn tích cực.
- PGV (EVN GENCO3)** và **NT2** là hai doanh nghiệp hiếm hoi sở hữu **hợp đồng cung cấp khí dài hạn với PV GAS tại khu vực Đông Nam Bộ**. Chúng tôi cũng kỳ vọng PGV hưởng lợi dài hạn từ thu nhập bồi thường lỗ tỷ giá từ EVN, phát sinh từ các khoản nợ vay bằng ngoại tệ.
- PPC (Nhiệt điện Phả Lại)** đang có kế hoạch đầu tư **dự án điện linh hoạt công suất 1.200 MW**, có thể giúp cải thiện vị thế của doanh nghiệp trong dài hạn.

Bảng 1: Một số chỉ tiêu chính

Mã CP	Khuyến nghị	% tăng giá	Giá mục tiêu (VND)	Tăng trưởng NPATMI (%)			P/E (x)			ROE (%)			Tỷ suất cổ tức (%)		
		Trong 1 năm	Trong 1 năm	2024	2025	2026F	2024	2025	2026F	2024	2025	2026F	2024	2025*	2026F
NT2	Khả quan	17%	30.000	-82,5%	1.263,5%	0,4%	110,2	6,4	6,8	1,9%	25,0%	22,5%	3,3%	10,3%	9,8%
REE	Trung lập	11%	70.200	-8,9%	26,8%	-3,8%	16,0	13,0	14,0	11,1%	13,3%	11,8%	1,5%	1,6%	1,6%
HDG	Trung lập	10%	31300	-47,6%	102,6%	25,4%	26,3	14,3	12,0	6,1%	12,0%	13,2%	0,0%	5,5%	5,3%
POW	Trung lập	3%	13.500	7,1%	110,6%	-50,3%	32,0	15,1	39,7	3,5%	8,0%	4,3%	0,0%	0,0%	0,0%
PGV	n.a	n.a	n.a	n,m	n,m	-54,4%	n,m	5,9	18,1	-5,8%	22,8%	9,4%	0,0%	2,6%	3,3%
PPC	Trung lập	1%	10.500	12,4%	-60,2%	-70,7%	9,7	21,6	75,0	9,0%	3,8%	1,1%	6,3%	0,0%	0,0%

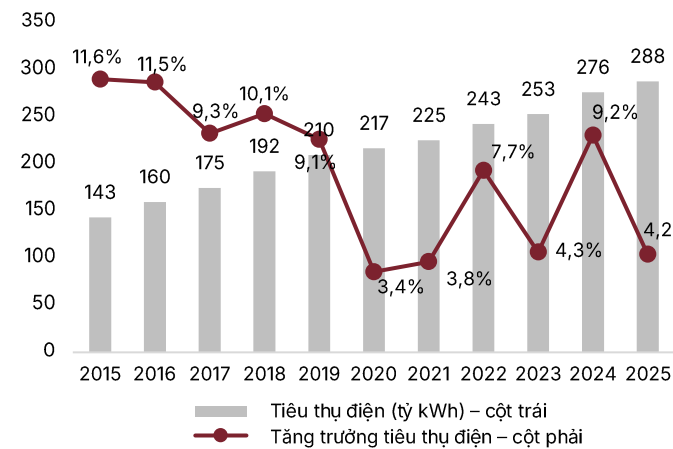
Nguồn: SSI Research

Nhìn lại năm 2025: Một năm chịu tác động từ thời tiết và Động lực từ chính sách

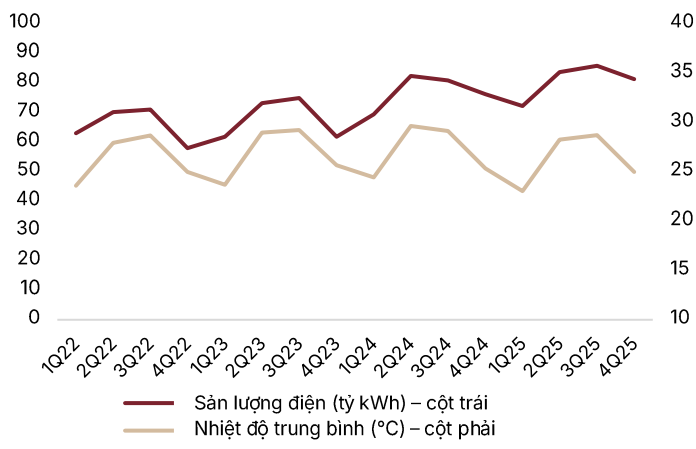
Trong năm 2025, sản lượng tiêu thụ điện đạt 288 tỷ kWh, tăng 4% svck, thấp hơn đáng kể so với mức tăng trưởng GDP 8% svck. Điều này chủ yếu phản ánh điều kiện thời tiết mát mẻ hơn, với nhiệt độ không chỉ thấp hơn năm 2024 mà còn thấp hơn mức trung bình nhiều năm.

- Cơ cấu phát điện dịch chuyển theo hướng ưu tiên thủy điện, khi sản lượng thủy điện tăng trong khi nhiệt điện giảm. Diễn biến này nhờ vào: (i) điều kiện thời tiết trung tính chuyển dần sang La Niña, và (ii) tần suất bão nhiều hơn, mưa lớn kéo dài và ngập lụt, đặc biệt tại miền Bắc và miền Trung.
- Vận hành hệ thống điện chịu áp lực lớn do điều kiện thời tiết cực đoan, đặc biệt vào đầu tháng 8 và Q4/2025, qua đó cho thấy tính cấp thiết của việc nâng cấp lưới điện và phát triển nguồn điện nhằm nâng cao khả năng ổn định của hệ thống.
- Sản lượng điện tái tạo (không tính thủy điện) gần như đi ngang svck, do bức xạ mặt trời yếu làm giảm sản lượng điện mặt trời, bù trừ một phần từ việc bổ sung công suất mới.
- Mặc dù sản lượng điện nhập khẩu đáng kể, điện nhập khẩu vẫn chiếm tỷ trọng rất nhỏ, chỉ khoảng 2–3% tổng sản lượng phát điện theo ước tính của chúng tôi.
- Giá thị trường điện toàn phần (FMP) bình quân giảm mạnh xuống 855 đồng/kWh (-40% svck), chủ yếu do (i) sản lượng thủy điện tăng mạnh và (ii) Giá công suất (CAN) giảm.
- Trong giai đoạn 2021–2025, hệ số đàn hồi điện/GDP trung bình đạt 0,9 - thấp hơn trước đây, phản ánh nền kinh tế đang dịch chuyển dần sang các ngành ít tiêu thụ năng lượng hơn.

Biểu đồ 2: Tiêu thụ điện giai đoạn 2015-2025*



Biểu đồ 3: Sản lượng điện quốc gia so với nhiệt độ



Nguồn: EVN, MoIT, NSMO, Meteostat, SSI Research

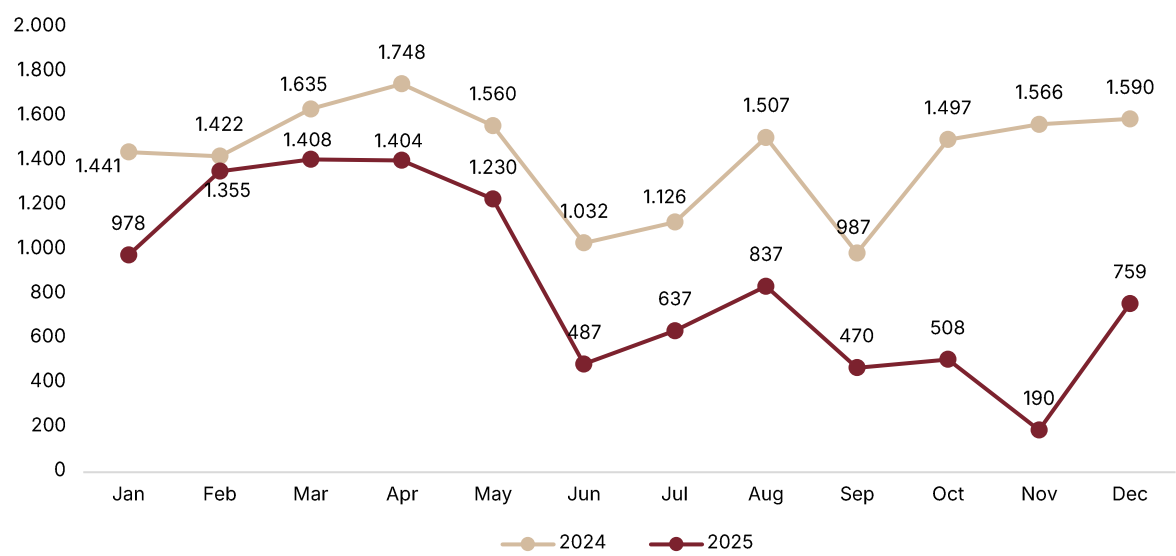
*Theo các doanh nghiệp trong ngành, sản lượng điện tự sản tự tiêu hiện ước đạt khoảng 10 tỷ kWh/năm (tương đương gần 4% tổng sản lượng điện tiêu thụ toàn quốc năm 2025). Phần sản lượng này chưa được bao gồm trong các số liệu tiêu thụ điện trên.

Biểu đồ 4: Sản lượng phát điện và tiêu thụ điện toàn quốc giai đoạn 2024-2025

Tỷ kWh	2024	2025	% tăng trưởng svck
Sản lượng phát điện	309	323	5%
Thủy điện	89	106	19%
Điện than	153	146	-4%
Điện khí / LNG	22	20	-6%
Năng lượng tái tạo	40	40	2%
Các nguồn điện khác	6	10	74%
Sản lượng tiêu thụ điện	276	288	4%

Nguồn: EVN, MoIT, SSI Research

Biểu đồ 5: Giá thị trường điện toàn phần năm 2025 (Đồng/kWh)



Nguồn: EVN, SSI Research

Giá thị trường điện (FMP) = Giá biên hệ thống (SMP) + Giá công suất (CAN)

Theo ước tính của chúng tôi, giá CAN trong năm 2025 dao động khoảng 40–50 đồng/kWh (so với hơn 300 đồng/kWh trong năm 2024).

Bảng 6: Hệ số đàn hồi điện/GDP giai đoạn 2026–2025

Giai đoạn 5 năm	Tăng trưởng tiêu thụ điện	Hệ số co giãn điện
2006–2010	13,8%	2,2
2011–2015	10,8%	1,8
2016–2020	8,6%	1,4
2021–2025	5,8%	0,9

Nguồn: EVN, SSI Research (Electricity elasticity = Power consumption growth/GDP growth) (Hệ số đàn hồi điện/GDP = Tăng trưởng tiêu thụ điện / Tăng trưởng GDP)

Về nguồn cung, tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện đạt khoảng 90 GW trong năm 2025, tăng 6–7 GW so với năm 2024. Bên cạnh năng lượng tái tạo, nguồn điện nền (baseload) chiếm khoảng 50% tổng công suất bổ sung mới. Các dự án đáng chú ý bao gồm Nhơn Trạch 3 & 4 (điện LNG – 1.624 MW – ngày 14/12), dự án Thủy điện Hòa Bình mở rộng (thủy điện – 480 MW – ngày 19/12) và Vũng Áng II (điện than – 1.330 MW – 22/7).

Năm 2025 cũng đánh dấu một loạt cải thiện về mặt chính sách, khi nhiều vướng mắc pháp lý đã được tháo gỡ.

Bảng 7: Các cải cách chính sách đáng chú ý của ngành điện trong năm 2025

Sự kiện	Nhận định
Revised PDP VIII* Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII*	Việc điều chỉnh cập nhật so với phiên bản năm 2023 giúp cải thiện tính khả thi của Quy hoạch, đồng thời tái khẳng định tầm quan trọng của an ninh năng lượng trong tương lai và cam kết đạt mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 (xem chi tiết trong báo cáo Cập nhật ngành điện , ngày 23/04/2025).
Quy định sản lượng điện hợp đồng (Qc) tối thiểu*	- Áp dụng cho điện khí/điện LNG, năng lượng mới và điện gió ngoài khơi - Qua đó khẳng định vai trò then chốt của các nguồn điện này trong việc đảm bảo nguồn cung năng lượng trong dài hạn
Ban hành các khung giá điện mới và chuyển sang cơ chế đấu thầu dự án	Các cơ chế giá mới, thay thế cho Feed-in Tariff (FiT), nhằm khuyến khích tiếp tục phát triển năng lượng tái tạo sau giai đoạn trì trệ kéo dài của nguồn điện này trong giai đoạn 2022–2024 (xem chi tiết trong báo cáo Cập nhật ngành điện , ngày 30/06/2025).
Hoàn thiện cơ chế giá (PPA) cho thủy điện tích năng và hệ thống pin lưu trữ (BESS)	Trong thời gian tới, hai loại hình nguồn điện này được kỳ vọng trở thành nguồn điện quan trọng bên cạnh nguồn điện nền (baseload) trong việc giải quyết tính bất ổn của năng lượng tái tạo.
Sửa đổi Luật Năng lượng nguyên tử	Tạo nền tảng pháp lý cho việc phát triển điện hạt nhân.
Nghị quyết số 70-NQ/TW**	Nhấn mạnh tầm quan trọng của việc phát triển thị trường điện, tháo gỡ các điểm nghẽn pháp lý, phát triển nguồn điện, tiết kiệm điện và đổi mới công nghệ (xem chi tiết trong báo cáo Cập nhật ngành Điện và Dầu khí , ngày 11/09/2025).
Nghị quyết số 253/2025/QH15	Hướng dẫn điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh và ban hành các cơ chế khuyến khích đầu tư (như đơn giản hóa thủ tục phê duyệt) nhằm thúc đẩy tiến độ triển khai dự án (xem chi tiết tại Phụ lục 1).
Triển khai thử nghiệm giá bán lẻ điện hai thành phần	- Việc thử nghiệm về việc tính toán trên giấy, chưa áp dụng cho hóa đơn tiền điện thực tế (xem thêm trong báo cáo Cập nhật ngành điện ngày 14/10/2025). - Theo Bộ Công Thương, sau quá trình thí điểm, cơ chế này phát sinh nhiều vướng mắc về kỹ thuật, như xác định công suất cực đại, cách xử lý khi khách hàng phải dừng máy do nguyên nhân bất khả kháng; và chênh lệch hóa đơn tiền điện so với biểu giá hiện hành (theo cả hai chiều tăng và giảm). - Do đó, giai đoạn thử nghiệm có thể sẽ kéo dài. Chúng tôi cho rằng việc áp dụng đầy đủ cơ chế này nhiều khả năng sẽ cần thêm thời gian trong trung hạn

Nguồn: Chính phủ, SSI Research

*Bộ Công Thương đang đề xuất nâng mức sản lượng hợp đồng tối thiểu (Qc) đối với các nhà máy điện LNG, như một trong những biện pháp khuyến khích và thu hút đầu tư.

** Sau khi điều chỉnh Quy hoạch điện VIII và ban hành Nghị quyết số 70-NQ/TW ban hành, Chính phủ cũng đã điều chỉnh Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia giai đoạn 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050 (ban hành năm 2023).

Triển vọng năm 2026: Lo ngại hình thái El Niño trở lại và xung đột tại Trung Đông

Dự báo nhu cầu điện

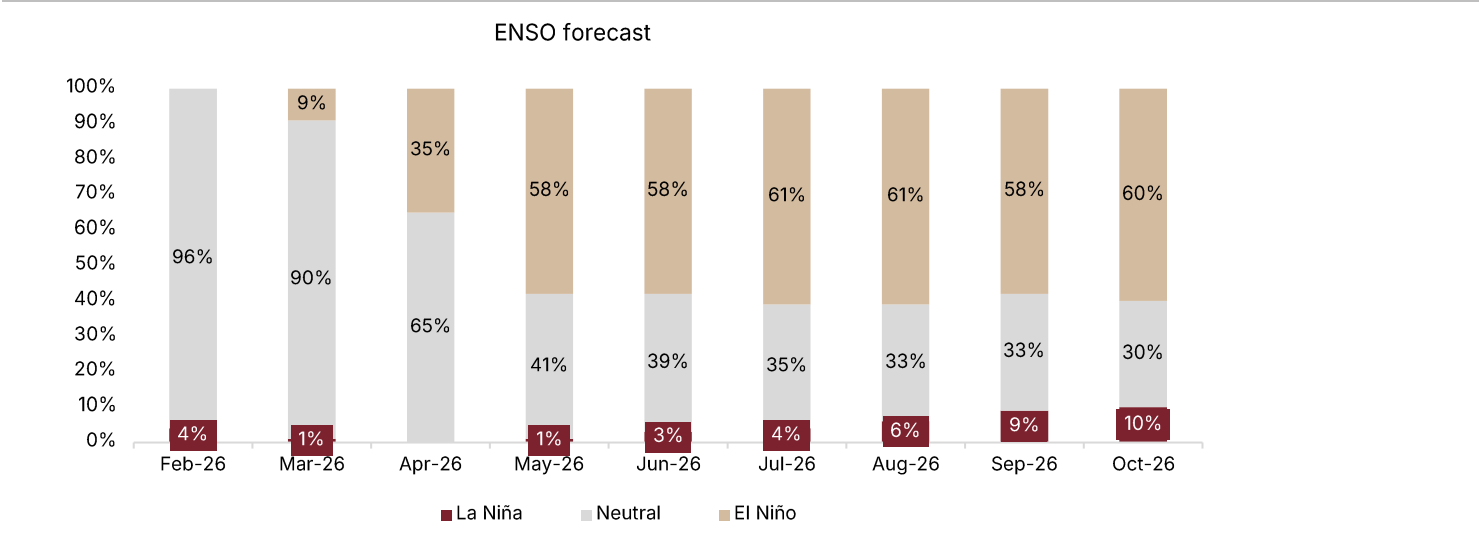
Theo kịch bản cơ sở, chúng tôi dự báo nhu cầu điện toàn quốc năm 2026 tăng 8,5% svck, với giả định hệ số đàn hồi điện/GDP đạt khoảng 1,0. Đối với kịch bản cao, tăng trưởng nhu cầu điện có thể lên đến 10–15% svck, được thúc đẩy bởi điều kiện vĩ mô tốt và việc tăng mở rộng nhanh nguồn điện.

Sau năm 2026, chúng tôi cho rằng mức giảm của hệ số đàn hồi điện sẽ khó hơn. Chiến lược tăng trưởng trong trung hạn của Việt Nam ngày càng tập trung vào các lĩnh vực thâm dụng năng lượng, bao gồm sản xuất công nghệ cao (đặc biệt là bán dẫn), chuyển đổi số, phát triển trung tâm dữ liệu – đặc biệt là hạ tầng AI, và quá trình chuyển dịch dần từ phương tiện sử dụng động cơ đốt trong sang xe điện. Những xu hướng này dự kiến sẽ khiến tăng trưởng nhu cầu điện sát hơn với tăng trưởng GDP so với giai đoạn trước.

Rủi ro thời tiết: Khả năng hình thái thời tiết El Nino trở lại

Trước xác suất cao hình thái El Niño sẽ quay trở lại trong những tháng tới, chúng tôi dự báo sản lượng thủy điện trên toàn quốc sẽ sụt giảm vào năm 2026 từ mức cao trong năm 2025. Do đó, nhiệt điện dự kiến sẽ được huy động nhiều trở lại trong cơ cấu nguồn điện, kéo theo các tác động đáng kể đến chi phí hệ thống, giá điện và nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu.

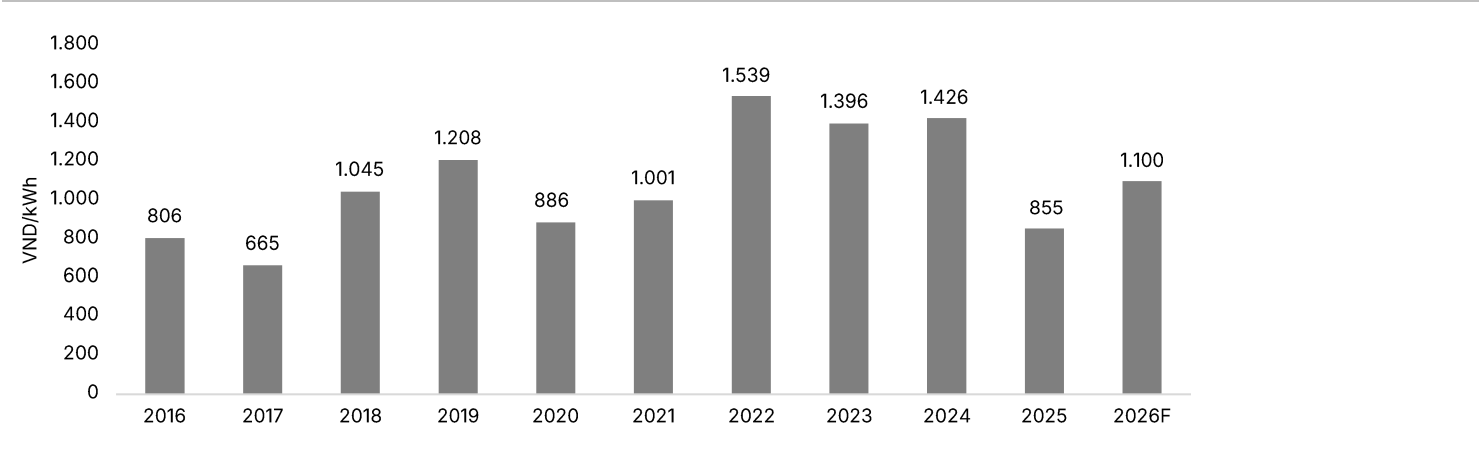
Biểu đồ 8: Xác suất xuất hiện hình thái thời tiết El Nino cao từ tháng 5/2026 trở đi



Nguồn: NOAA, IRI, SSI Research (tính đến tháng 2/2026)

Do đó, chúng tôi kỳ vọng giá thị trường điện toàn phần sẽ phục hồi (+29% svck) trong năm 2026, được hỗ trợ bởi giá CAN tăng (dù vẫn thấp hơn so với giai đoạn 2021-2024), và sản lượng nhiệt điện cao hơn svck.

Bảng 9: Dự báo thị trường điện toàn phần



Nguồn: EVN, NSMO, MoIT, SSI Research

Rủi ro địa chính trị: Xung đột tại Trung Đông và tác động đến điện khí

Sự leo thang của xung đột tại Trung Đông vào cuối tháng 2/2026 đã gây gián đoạn đáng kể đối với chuỗi cung ứng LNG và dầu thô toàn cầu, làm gia tăng rủi ro đối với sự ổn định của ngành điện khí tại Việt Nam.

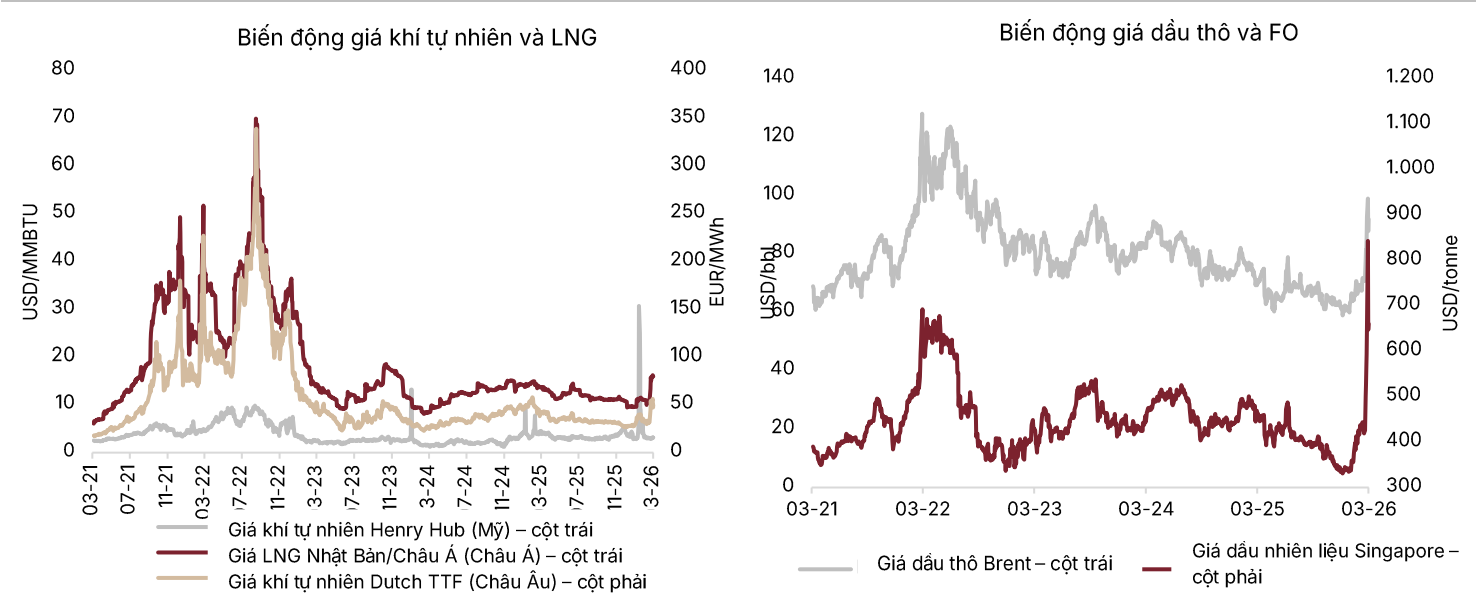
Cuộc xung đột trở nên nghiêm trọng từ ngày 28/2/2026, dẫn đến việc **đóng cửa Eo biển Hormuz đối với phần lớn vận tải thương mại**. Hiện thời điểm khôi phục tình hình tại eo biển Hormuz về mức bình thường vẫn chưa rõ ràng. Đây là một trong những điểm nghẽn quan trọng cho khoảng 20% lượng dầu mỏ và LNG vận chuyển trên thế giới. Sự kiện này đã tạo ra sự tăng giá phi mã của khí tự nhiên/LNG tại châu Âu và châu Á, cùng với xu hướng tăng mạnh của giá dầu thô và dầu nhiên liệu (FO).

Đối với thị trường LNG, các điểm đến chính của dòng xuất khẩu đi qua Hormuz bao gồm Trung Quốc, Ấn Độ và Hàn Quốc, chiếm khoảng 50% tổng lưu lượng LNG đi qua eo biển này. Trong khi đó, QatarEnergy đã thông báo tạm ngừng cơ sở sản xuất LNG, với quy mô khoảng 20% tổng lượng LNG xuất khẩu toàn cầu, khiến cán cân cung – cầu LNG toàn cầu bị thắt chặt đáng kể.

Thị trường dầu mỏ cũng chịu tác động kém tích cực, khi việc đóng cửa một phần các cơ sở lọc dầu trong khu vực, tiếp tục làm hạn chế nguồn cung.

Trong khi đó, các cơ sở xuất khẩu LNG của Mỹ đã vận hành ở mức công suất cao từ trước khi xung đột xảy ra, nên cũng khó để tăng ngay nguồn cung bù vào trong ngắn hạn. Do đó, thị trường năng lượng toàn cầu dự kiến sẽ tiếp tục chịu áp lực, làm tăng biến động chi phí nhiên liệu và các rủi ro trong trung – dài hạn đối với các quốc gia nhập khẩu LNG để phát triển, trong đó có Việt Nam.

Biểu đồ 10: Xung đột tại Trung Đông gần đây đã khiến giá khí tự nhiên/LNG tăng mạnh tại châu Âu và châu Á, cũng như đợt tăng giá dầu thô và dầu nhiên liệu (FO)



Nguồn: Bloomberg, SSI Research (dữ liệu tính đến ngày 11/03/2026)

Đối với Việt Nam, khả năng cấp khí tự nhiên dự kiến vẫn đủ đáp ứng trong năm 2026 (**Bảng 11**), mặc dù rủi ro giảm trong dài hạn vẫn hiện hữu do tình trạng suy giảm của các mỏ khí nội địa. Do đó, việc gia tăng nhập khẩu LNG là yếu tố không thể thiếu nhằm đáp ứng nhu cầu nhiên liệu cho các nhà máy điện khí, cùng với việc phát triển các mỏ khí mới như Lô B và Sư Tử Trắng – Giai đoạn 2B. Tuy nhiên, trong bối cảnh xung đột tại Trung Đông hiện nay, rủi ro đối với nguồn cung LNG vẫn ở mức cao, đặc biệt trong trường hợp nếu xung đột kéo dài.

Bảng 11: Nguồn cung khí cho phát điện giai đoạn 2025–2026 tại khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ

Tỷ m3	2025*	2026
Khu vực Đông Nam Bộ	2.6	2,6 – 3,1 (7,2-8,5 triệu m3/ngày)
Khu vực Tây Nam Bộ	1,2 – 1,4	1,1 – 1,5 (3,1-4 triệu m3/ngày)

Nguồn: MoIT, SSI Research (*theo ước tính của chúng tôi)

Cụ thể, kho cảng LNG Thị Vải có công suất đạt 7,7 triệu m3/ngày, là kho LNG đầu tiên và lớn nhất tại Việt Nam. Theo PV GAS (GAS: HOSE) – chủ đầu tư dự án, lượng tồn kho nhiên liệu hiện tại của dự án dự kiến chỉ đủ đáp ứng đến hết tháng 4/2026. Từ tháng 5/2026, doanh nghiệp dự kiến bảo đảm nguồn LNG thông qua việc đa dạng hóa các nguồn nhập khẩu.

Đối với kho LNG Cái Mép (khánh thành từ tháng 8/2025, công suất 3 triệu tấn/năm, do Công ty TNHH Hải Linh đầu tư), dự án này sẽ cần thêm thời gian để có thể gia tăng đóng góp đáng kể vào tổng nguồn cung LNG quốc gia.

Đối với hoạt động phát điện, giá dầu và LNG tăng mạnh sẽ tiềm ẩn nhiều rủi ro hơn so với thiếu hụt nguồn cung, do chi phí nhiên liệu đầu vào tăng cao sẽ đẩy giá điện khí/LNG lên mức cao hơn, làm suy giảm khả năng huy động nguồn điện của EVN và gia tăng rủi ro về hiệu quả vận hành đối với các nhà máy điện LNG. Bên cạnh đó, đối với các dự án điện LNG trong tương lai, mặt bằng giá LNG duy trì ở mức cao cùng với những bất ổn toàn cầu kéo dài có thể làm suy giảm độ hấp dẫn và hiệu quả kinh tế của các dự án, qua đó đặt ra thách thức đối với lộ trình phát triển điện LNG trong dài hạn. Tuy nhiên, trong ngắn hạn, các tác động kém tích cực dự kiến ở mức hạn chế, nhờ 1) Sản lượng hợp đồng điện khí (Qc) đã được chốt cho nửa đầu năm 2026 (cho phép chuyển toàn bộ biến động giá khí vào giá hợp đồng mua bán điện), 2) dự án điện khí LNG được bao tiêu ít nhất 65% sản lượng và 3) vai trò quan trọng của nguồn nhiệt điện trong việc đáp ứng nhu cầu điện năm 2026 (khi El Niño có khả năng quay trở lại).

Hiện Nhơn Trạch 3 & 4 là dự án điện LNG duy nhất tại Việt Nam, trong khi tiến độ thực hiện của các dự án khác đến nay vẫn còn hạn chế. Chúng tôi cho rằng việc điều chỉnh tăng giá bán lẻ điện cùng với các chính sách hỗ trợ mạnh mẽ hơn đối với điện LNG vẫn sẽ là hai trong nhiều giải pháp cần thiết để thúc đẩy đầu tư.

Bảng 12: 15 dự án điện LNG dự kiến phát triển đến năm 2030

Dự án	Công suất (MW)	COD dự kiến	Chủ đầu tư	Ghi chú
Nhơn Trạch 3 & 4	1.624	2025	POW	- Nhơn Trạch 3 bắt đầu vận hành thương mại ngày 21/11/2025 - Nhơn Trạch 4 bắt đầu vận hành thương mại ngày 17/12/2025 - Dự án đang trong giai đoạn xây dựng - Tính đến tháng 11/2025, PPA chưa được ký kết và chưa thu xếp xong vốn vay Dự án được phê duyệt chủ trương đầu tư vào năm 2020. Tính đến tháng 8/2025, nhà máy vẫn chưa khởi công xây dựng
Hiệp Phước – Giai đoạn I	1.200	2028	CTCP Điện lực Hiệp Phước	
Hiệp Phước – Giai đoạn II	1.500	2029-2030	CTCP Điện lực Hiệp Phước	
Bạc Liêu	3.200	Trước 2030	Delta Offshore Energy (DOE)	- Chủ trương đầu tư được phê duyệt năm 2021 - Chủ đầu tư đang triển khai báo cáo nghiên cứu khả thi
BOT Sơn Mỹ I	2.250	2028	Liên danh EDF, Sojitz, Kyushu và Pacific Corporation Việt Nam	
BOT Sơn Mỹ II	2.250	2028	Tập đoàn AES	- Chủ trương đầu tư được phê duyệt năm 2022 - Chủ đầu tư đang triển khai báo cáo nghiên cứu khả thi.
Quảng Ninh	1.500	2028-2029	Liên danh POW, CTCP Cơ khí và Lắp máy Việt nam (Colavi), Tokyo Gas và Marubeni	
Hải Lăng – Giai đoạn 1	1.500	2028-2029	Liên danh T&T Group, Hanwha Energy, KOGAS và KOSPO	- Chủ trương đầu tư được phê duyệt năm 2021 - Tính đến tháng 4/2025, dự án vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu khả thi
Thái Bình	1.500	2028-2029	Liên danh Tokyo Gas, Kyuden Group và Tập đoàn Trường Thành Việt Nam	
Nghi Sơn	1.500	Trước 2030	n.a	- Chủ trương đầu tư được phê duyệt năm 2023 - Lễ khởi công đã diễn ra vào tháng 10/2025
Cà Ná	1.500	Trước 2030	Trung Nam – Sideros River	
Quảng Trạch II	1.500	2028	EVN	- Dự án vẫn đang trong quá trình lựa chọn đầu tư. - Chủ trương đầu tư được phê duyệt năm 2025 - Dự án đã phê duyệt chủ đầu tư vào tháng 1/2026 - Năm 2021, dự án được phê duyệt chủ trương đầu tư và ban đầu dự kiến là nhà máy nhiệt điện than (1.200 MW) - Năm 2024, chủ trương đầu tư được điều chỉnh theo Quy hoạch điện VIII, chính thức chuyển sang nhà máy điện khí LNG - Dự án gồm 2 thành phần và hiện chưa khởi công: 1) Nhà máy điện (ký hợp đồng vay tháng 1/2026; ký hợp đồng EPC tháng 02/2026) 2) Kho cảng LNG.
Quỳnh Lập	1.500	Trước 2030	Liên danh POW, Công ty TNHH Mía đường Nghệ An và SK Innovation	
Long An I	1.500	2028-2029	VinaCapital và GS Energy	- Chủ trương đầu tư và nhà đầu tư được phê duyệt đầu năm 2026 - Tháng 3/2026, GE Vernova được lựa chọn là nhà cung cấp thiết bị tua-bin khí và máy phát
Hải Phòng – Giai đoạn I	1.600	2030	Liên danh VIC và VinEnergy	
Tổng	25.624			Chủ trương đầu tư được phê duyệt năm 2021

Nguồn: Điều chỉnh quy hoạch điện VIII, Chính phủ, SSI Research

* COD: Ngày vận hành thương mại

Ngành điện và bước ngoặt chu kỳ 5 năm

Để hỗ trợ mục tiêu tăng trưởng kinh tế hai chữ số trong giai đoạn 2026–2030, ngành điện cần trải qua một quá trình chuyển đổi cơ cấu. Các ưu tiên trọng tâm bao gồm: đẩy nhanh mở rộng nguồn cung, áp dụng cơ chế giá điện nhiều thành phần, tiếp tục phát triển thị trường điện, giải quyết các nút thắt pháp lý, và cải tiến hệ thống truyền tải điện quốc gia. Danh mục các dự án nguồn điện ưu tiên đến năm 2035 đã được phê duyệt tại Quyết định số 2634/QĐ-TTg (Phụ lục 2).

Triển vọng nguồn cung điện ổn định

- Nhiệt điện than:** Mức tiêu thụ than hiện đạt khoảng 70 triệu tấn/năm, trong đó 55–65% được cung ứng từ nguồn cung nội địa. Nhu cầu có thể tăng lên khoảng 130 triệu tấn vào năm 2030 (theo POW), do tăng trưởng nhu cầu điện và bổ

sung công suất mới. Trong bối cảnh nguồn cung nội địa khó bắt kịp với tăng trưởng nhu cầu, việc tiếp tục phụ thuộc vào nguồn than nhập khẩu là khó tránh khỏi, góp phần tạo động lực để các nhà máy đa dạng hóa nguồn cung và nâng cao tính linh hoạt, hiệu quả vận hành.

- Thủy điện:** Tiếp tục là nguồn điện quan trọng với nền giá thấp, tuy nhiên dư địa mở rộng công suất hạn chế và phụ thuộc lớn vào biến động thời tiết.
- Điện khí/LNG:** Với việc không tiếp tục công suất nhiệt điện than sau năm 2030 và khả năng mở rộng thủy điện hạn chế, điện LNG có thể là phương án duy nhất trong dài hạn nhằm bảo đảm an ninh năng lượng, độ tin cậy hệ thống điện và hỗ trợ chuyển dịch xanh. Tuy nhiên, lộ trình này cũng sẽ thách thức với biến động cao của giá nhiên liệu toàn cầu và rủi ro nguồn cung.
- Điện hạt nhân:** Các dự án Ninh Thuận 1 và Ninh Thuận 2 hiện đang trong giai đoạn thực hiện tái định cư và giải phóng mặt bằng, cho thấy thời gian đầu tư sẽ cần thời gian, với mục tiêu vận hành thương mại trong giai đoạn 2030–2035.

Nguồn điện dự phòng và tính linh hoạt

Việc phát triển thủy điện tích năng và hệ thống pin lưu trữ (BESS) được đánh giá là sẽ khó khăn trong ngắn hạn. Ngay cả dự án thủy điện tích năng đầu tiên là Bác Ái cũng dự kiến chưa sẵn sàng vận hành trước năm 2029, qua đó hạn chế khả năng linh hoạt của hệ thống trong ngắn hạn.

Năng lượng tái tạo: Động lực tăng trưởng đi kèm rủi ro triển khai

Các hoạt động phát triển năng lượng tái tạo đã sôi động hơn trong năm 2025, nhờ điều chỉnh Quy hoạch điện VIII và ban hành các cơ chế giá điện mới. Vào đầu năm 2026, EVN và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã được giao gần 64.000 ha diện tích biển để khảo sát phát triển dự án điện gió ngoài khơi (**Phụ lục 4**), là một trong những tín hiệu tốt cho công suất điện gió ngoài khơi trong tương lai. Tuy nhiên, vẫn còn một số thách thức như sau:

- (1) Dự án điện LNG có nguy cơ chậm tiến độ,
- (2) Quá trình đầu tư dự án điện hạt nhân và nguồn điện dự phòng cần nhiều thời gian, và
- (3) Nhu cầu cấp bách về mở rộng, cải tiến lưới điện để thích nghi với việc phát triển năng lượng tái tạo ở quy mô lớn.

Cổ phiếu ngành điện trong phạm vi theo dõi: Cơ hội mang tính chọn lọc

Danh sách cổ phiếu trong phạm vi theo dõi: NT2, REE, HDG, POW, PGV, PPC

Sau khi giá cổ phiếu có đợt tăng mạnh gần đây, cơ hội đầu tư ngày càng mang tính chọn lọc theo câu chuyện riêng lẻ của từng doanh nghiệp. Một số doanh nghiệp ghi nhận nền lợi nhuận cao trong năm 2025 – được hỗ trợ bởi điều kiện thời tiết thuận lợi và sản lượng Qc ổn định – do đó dư địa tăng trưởng lợi nhuận dự kiến sẽ không nhiều trong năm 2026 (đáng chú ý gồm NT2, POW, HDG và REE).

- NT2 (Cổ phiếu ưa thích):** Bất chấp rủi ro giá nhiên liệu, máy móc và thiết bị đã khấu hao hết góp phần giúp doanh nghiệp duy trì lợi nhuận cốt lõi ở mức cao, đồng thời mở ra triển vọng cổ tức hấp dẫn hơn. Với nguồn khí Đông Nam Bộ dự kiến vẫn đủ, nhu cầu sử dụng LNG trong trung hạn dự kiến sẽ chưa đáng kể.
- Năng lượng tái tạo:** REE, HDG, GEG và PC1 là những doanh nghiệp hưởng lợi chính, dù thủy điện có thể sụt giảm theo chu kỳ thời tiết trong ngắn hạn. Ngoài ra, PC1 còn có động lực tăng trưởng dài hạn từ mảng xây lắp điện, song hành với quá trình triển khai Quy hoạch điện VIII.
- POW:** Chúng tôi dự báo lợi nhuận sẽ chịu áp lực trong năm 2026, do đây là năm đầu vận hành của Nhơn Trạch 3 & 4, tuy nhiên triển vọng trong trung-dài hạn có thể sẽ tích cực.
- PGV:** Tương tự NT2, PGV hưởng lợi từ hợp đồng cung cấp khí dài hạn với PV GAS tại khu vực Đông Nam Bộ. Dù lợi nhuận năm 2026 có thể giảm so với mức nền cao của năm 2025, kết quả này kỳ vọng vẫn cao hơn giai đoạn 2023–2024. Thu nhập bồi thường lỗ tỷ giá từ EVN vẫn là động lực tăng trưởng trong dài hạn.
- PPC:** Động lực tăng trưởng trong trung hạn phụ thuộc vào tiến độ, tình hình triển khai của dự án nguồn điện linh hoạt công suất 1.200 MW, với lộ trình triển khai dự kiến giai đoạn 2025–2035.

Bảng 13: Một số chỉ tiêu chính của cá cổ phiếu trong phạm vi theo dõi

Mã CP	Khuyến nghị	% tăng giá	Giá mục tiêu (VND)	Tăng trưởng NPATMI (%)			P/E (x)			ROE (%)			Tỷ suất cổ tức (%)		
		Trong 1 năm	Trong 1 năm	2024	2025	2026F	2024	2025	2026F	2024	2025	2026F	2024	2025*	2026F
NT2	Khả quan	17%	30.000	-82,5%	1.263,5%	0,4%	110,2	6,4	6,8	1,9%	25,0%	22,5%	3,3%	10,3%	9,8%
REE	Trung lập	11%	70.200	-8,9%	26,8%	-3,8%	16,0	13,0	14,0	11,1%	13,3%	11,8%	1,5%	1,6%	1,6%
HDG	Trung lập	10%	31300	-47,6%	102,6%	25,4%	26,3	14,3	12,0	6,1%	12,0%	13,2%	0,0%	5,5%	5,3%
POW	Trung lập	3%	13,500	7,1%	110,6%	-50,3%	32,0	15,1	39,7	3,5%	8,0%	4,3%	0,0%	0,0%	0,0%
PGV	n.a	n.a	n.a	n,m	n,m	-54,4%	n,m	5,9	18,1	-5,8%	22,8%	9,4%	0,0%	2,6%	3,3%
PPC	Trung lập	1%	10,500	12,4%	-60,2%	-70,7%	9,7	21,6	75,0	9,0%	3,8%	1,1%	6,3%	0,0%	0,0%

Nguồn: SSI Research (*theo ước tính của chúng tôi) (GEG và PC1 không nằm trong danh sách theo dõi của chúng tôi)

CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (NT2: HOSE)

Giá cổ phiếu (17/3/2026): 25.500 Đồng/cp; Giá mục tiêu 1 năm: 30.000 Đồng/cp (tiềm năng tăng giá là 17%)/KHẢ QUAN.

Luận điểm đầu tư

- Vị thế chiến lược về nguồn cung khí: NT2 là một trong số ít nhà máy điện khí tại khu vực Đông Nam Bộ vẫn còn cam kết cung cấp khí tự nhiên dài hạn với PV GAS, giúp đảm bảo nguồn nhiên liệu.
- Cải thiện nguồn cung khí trong khu vực: Việc chuyển giao chính thức các nhà máy Phú Mỹ 3 và Phú Mỹ 2.2 (BOT) cho EVN lần lượt vào tháng 3/2024 và tháng 5/2025 đã giảm bớt phần nào áp lực thiếu hụt nguồn khí trong khu vực, góp phần ổn định sản xuất điện.
- Lợi thế về cấu trúc chi phí: Toàn bộ máy móc và thiết bị của NT2 đã được khấu hao hết vào Q4/2025, giúp giảm mặt bằng chi phí, góp phần hỗ trợ duy trì lợi nhuận ổn định trong dài hạn.

Rủi ro chính

- Rủi ro nhu cầu và nguồn cung nhiên liệu: Tăng trưởng nhu cầu điện thấp hơn kỳ vọng hoặc sự suy giảm của nguồn cung khí nội địa có thể ảnh hưởng kém tích cực đến công suất nhà máy và sản lượng phát điện
- Biến động giá khí: Biến động giá khí có thể ảnh hưởng đến sự hiệu quả vận hành.
- Rủi ro vận hành: Các sự cố kỹ thuật phát sinh hoặc ngừng máy ngoài kế hoạch có thể ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động.

Bảng 14: Các chỉ số tài chính chính của NT2

Tỷ đồng	2021	2022	2023	2024	2025	2026F
Doanh thu thuần	6.150	8.788	6.386	5.944	7.958	8.581
Tăng trưởng doanh thu thuần	1,1%	42,9%	-27,3%	-6,9%	33,9%	7,8%
Biên lợi nhuận gộp	11,0%	12,3%	8,0%	0,9%	15,7%	16,1%
NPATMI	534	883	473	83	1.130	1.135
EPS (VND)	1.756	2.960	1.546	190	3.829	3.745
Tăng trưởng EPS	-16,2%	68,5%	-47,8%	-87,7%	1.913,3%	-2,2%
Nợ/VCSH (x)	0,0	0,1	0,3	0,2	0,4	0,3
Tỷ suất cổ tức	6,3%	10,8%	6,1%	3,8%	10,3%	9,8%
ROE	12,5%	20,0%	10,6%	1,9%	25,0%	22,5%
P/E (x)	15,0	9,7	15,9	110,2	6,4	6,8
P/B (x)	1,8	1,8	1,6	1,4	1,4	1,4
EV/EBITDA	6,1	4,6	5,0	5,7	2,6	3,2

Nguồn: NT2, SSI Research

CTCP Cơ điện lạnh (REE: HOSE)

Giá cổ phiếu (17/3/2026): 63.000 Đồng/cp; Giá mục tiêu 1 năm: 70.200 Đồng/cp (tiềm năng tăng giá là 11%)/TRUNG LẬP.

Luận điểm đầu tư

- Tăng trưởng dài hạn được dẫn dắt bởi năng lượng tái tạo: Triển vọng tăng trưởng trong dài hạn của REE được hỗ trợ bởi chiến lược mở rộng mảng năng lượng tái tạo. REE đặt mục tiêu đưa vào vận hành ba dự án điện gió mới gồm Duyên Hải, V1-3 Giai đoạn 2, và V1-5 & V1-6 Giai đoạn 2, với tổng công suất 176 MW trong năm 2026. Ngoài ra, danh mục đầu tư dự kiến còn bao gồm dự án thủy điện Trà Khúc 2 (30 MW, mục tiêu vận hành thương mại năm 2027) và cụm Nhà máy điện gió Phú Cường 1A & 1B (200 MW), qua đó tạo dư địa tăng trưởng công suất trong trung hạn.
- Lợi thế cấu trúc trong mảng thủy điện: Danh mục thủy điện của REE tiếp tục là lợi thế cốt lõi mang tính dài hạn, nhờ chi phí phát điện thấp và khả năng cạnh tranh cao hơn so với các nguồn điện khác, qua đó hỗ trợ biên lợi nhuận ổn định nhiều năm.
- Động lực tăng trưởng ngoài mảng điện: Chúng tôi kỳ vọng doanh thu từ dịch vụ cơ điện lạnh và văn phòng cho thuê sẽ đạt mức tăng trưởng hai chữ số trong năm 2026, được hỗ trợ bởi lượng backlog cơ điện lạnh ổn định và tỷ lệ lấp đầy tại tòa nhà E.town 6 cải thiện, từ đó củng cố khả năng đa dạng hóa nguồn lợi nhuận ngoài mảng điện.

Rủi ro chính

- Rủi ro thời tiết: Điều kiện thủy văn, gió và bức xạ mặt trời kém thuận lợi có thể ảnh hưởng đến công suất nhà máy và sản lượng phát điện.
- Rủi ro văn phòng cho thuê: tỷ lệ lấp đầy hay giá cho thuê giảm có thể gây áp lực lên doanh thu mảng cho thuê.
- Rủi ro vận hành: Các sự cố kỹ thuật phát sinh hoặc ngừng máy ngoài kế hoạch tại các nhà máy điện có thể làm gián đoạn hoạt động phát điện và ảnh hưởng đến kết quả kinh doanh.

Bảng 15: Các chỉ số tài chính chính của REE

Tỷ đồng	2021	2022	2023	2024	2025	2026F
Doanh thu thuần	5.810	9.372	8.570	8.384	10.012	10.932
Tăng trưởng doanh thu thuần	3,0%	61,3%	-8,6%	-2,2%	19,4%	9,2%
Biên lợi nhuận gộp	39,8%	46,2%	43,3%	37,3%	37,7%	35,8%
NPATMI	1.855	2.693	2.188	1.993	2.529	2.433
EPS (VND)	6.003	7.576	5.354	4.237	4.668	4.491
Tăng trưởng EPS	14,3%	26,2%	-29,3%	-20,9%	10,2%	-3,8%
Nợ/VCSH (x)	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,5

Tỷ suất cổ tức	1,4%	1,4%	1,8%	1,5%	1,6%	1,6%
ROE	14,9%	19,8%	13,9%	11,1%	13,3%	11,8%
P/E (x)	11,5	9,4	10,6	16,0	13,1	14,0
P/B (x)	1,6	1,6	1,3	1,7	1,6	1,5
EV/EBITDA	8,5	6,3	6,3	8,3	7,2	7,2

Nguồn: REE, SSI Research

CTCP Tập đoàn Hà Đô (HDG: HOSE)

Giá cổ phiếu (17/3/2026): 28.450 Đồng/cp; Giá mục tiêu 1 năm: 31.300 Đồng/cp (tiềm năng tăng giá 10%)/TRUNG LẬP.

Luận điểm đầu tư

- Triển vọng lợi nhuận mảng bất động sản: HDG đã chính thức mở bán giai đoạn 3 của dự án Hado Charm Villas vào tháng 6/2025, qua đó tạo ra động lực tăng trưởng lợi nhuận cho mảng bất động sản trong giai đoạn 2026–2027, khi tiến độ ghi nhận doanh thu được đẩy nhanh.
- Giảm thiểu rủi ro tỷ giá: Việc chuyển đổi thành công khoản nợ bằng đồng EUR tại dự án điện gió 7A sang VND đã giảm đáng kể mức độ chịu đựng biến động tỷ giá trong cả ngắn hạn và dài hạn, giúp lợi nhuận ổn định hơn.
- Đóng góp gia tăng từ thủy điện: Dự kiến nhà máy thủy điện La Trọng (công suất 22 MW) sẽ vận hành thương mại trong năm 2026, qua đó bù đắp một phần sản lượng thủy điện suy giảm theo chu kỳ và hỗ trợ kết quả kinh doanh mảng điện.

Rủi ro chính

- Rủi ro thời điểm ghi nhận doanh thu: Việc chậm ghi nhận doanh thu tại các dự án Hado Charm Villas, Hado Green Lane và Hado Minh Long có thể ảnh hưởng đến triển vọng lợi nhuận trong trung hạn.
- Rủi ro pháp lý: Rủi ro pháp lý trầm trọng hơn dự kiến tại dự án điện mặt trời Hồng Phong 4 và Infra 1 có thể ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế của dự án.
- Rủi ro vận hành: Các sự cố kỹ thuật phát sinh hoặc ngừng máy ngoài kế hoạch tại các nhà máy điện có thể làm gián đoạn hoạt động phát điện và ảnh hưởng đến hiệu quả tài chính.

Bảng 16: Các chỉ số tài chính chính của HDG

Tỷ đồng	2021	2022	2023	2024	2025	2026F
Doanh thu thuần	3.777	3.581	2.889	2.718	2.786	3.017
Tăng trưởng doanh thu thuần	-24,4%	-5,2%	-19,3%	-5,9%	2,5%	8,3%
Biên lợi nhuận gộp	61,4%	61,8%	59,6%	58,5%	63,0%	64,6%
NPATMI	1.096	1.096	665	348	706	885
EPS (VND)	5.614	4.507	2.175	1.083	1.907	2.367
Tăng trưởng EPS	-9,7%	-19,7%	-51,7%	-50,2%	76,1%	24,1%
Nợ/VCSH (x)	1,4	0,9	0,8	0,7	0,6	0,4
Tỷ suất cổ tức	1,5%	0,0%	1,8%	0,0%	5,5%	5,3%
ROE	28,7%	22,8%	12,6%	6,1%	12,0%	13,2%
P/E (x)	11,8	7,0	12,7	26,3	14,3	12,0
P/B (x)	3,0	1,4	1,4	1,6	1,5	1,5
EV/EBITDA	8,8	5,4	7,4	10,2	8,1	7,2

Nguồn: HDG, SSI Research

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

Giá cổ phiếu (17/3/2026): 13.100 Đồng/cp; Giá mục tiêu 1 năm: 13.500 Đồng/cp (tiềm năng tăng giá là 3 %)/TRUNG LẬP.

Luận điểm đầu tư

- Quy mô và mức độ đa dạng hóa danh mục: POW là một trong những nhà sản xuất điện lớn nhất tại Việt Nam, chiếm khoảng 7% tổng công suất lắp đặt toàn quốc. POW đang vận hành danh mục nguồn điện đa dạng, bao gồm điện khí/LNG, nhiệt điện than, thủy điện và năng lượng tái tạo, qua đó giảm thiểu rủi ro phụ thuộc vào một loại nhiên liệu hay nguồn điện đơn lẻ.
- Tiên phong xây dựng và vận hành nguồn điện LNG: Nhon Trạch 3 & 4 là dự án điện LNG đầu tiên tại Việt Nam, đưa POW lên vị thế tiên phong trong quá trình chuyển dịch năng lượng quốc gia, đặc biệt là lĩnh vực điện LNG trong dài hạn.
- Tiềm năng từ danh mục đầu tư dự án điện LNG: Bên cạnh Nhon Trạch 3 & 4, POW đang triển khai hai dự án điện LNG quy mô lớn khác sắp tới là Quảng Ninh và Quỳnh Lập, mỗi dự án có công suất thiết kế 1.500 MW, góp phần gia tăng đáng kể quy mô công suất trong dài hạn và tiềm năng tăng trưởng lợi nhuận của doanh nghiệp.

Rủi ro chính

- Rủi ro sản lượng hợp đồng và vận hành: Tính không ổn định về mức phân bổ Qc, cùng với rủi ro phát sinh sự cố kỹ thuật ngoài kế hoạch, có thể ảnh hưởng đến công suất nhà máy và lợi nhuận trong ngắn hạn.
- Rủi ro nguồn cung nhiên liệu: Tình trạng thiếu hụt khí và LNG nghiêm trọng hơn dự kiến hoặc biến động giá nhiên liệu kéo dài có thể làm giảm tính hiệu quả và khả thi của các dự án trong tương lai.

Bảng 17: Các chỉ số tài chính chính của POW

Tỷ đồng	2022	2023	2024	2025	2026F
Doanh thu thuần	28.224	28.329	30.306	34.151	44.879
Tăng trưởng doanh thu thuần	14,9%	0,4%	7,0%	12,7%	31,4%
Biên lợi nhuận gộp	13,2%	9,5%	6,6%	12,7%	9,5%
NPATMI	2.061	1.038	1.112	2.341	1.164
EPS (VND)	815	352	375	840	330
Tăng trưởng EPS	18,0%	-56,8%	6,6%	124,1%	-60,7%
Nợ/VCSH (x)	0,3	0,4	0,7	0,8	0,8
Tỷ suất cổ tức	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ROE	7,9%	3,8%	3,5%	8,0%	4,3%
P/E (x)	13,1	32,0	32,0	15,1	39,7
P/B (x)	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1
EV/EBITDA	4,4	6,4	8,2	7,2	6,4

Nguồn: POW, SSI Research

Tổng Công ty Phát điện 3 - CTCP (PGV: HOSE)

Giá cổ phiếu (17/3/2026): 24.350 Đồng/cp; KHÔNG KHUYẾN NGHỊ.

Luận điểm đầu tư

- Triển vọng cải thiện sức khỏe tài chính: Việc tiếp tục trả nợ sẽ giúp giảm chi phí lãi vay cũng như tỷ trọng nợ bằng ngoại tệ, qua đó cải thiện chất lượng lợi nhuận và nâng cao khả năng ổn định tài chính của doanh nghiệp.
- Nguồn cung khí ổn định trong dài hạn: PGV là một trong số ít doanh nghiệp sản xuất điện khí tại khu vực Đông Nam Bộ vẫn còn hợp đồng cung cấp khí tự nhiên dài hạn với PV GAS, giúp đảm bảo nguồn nhiên liệu.
- Đa dạng hóa nguồn cung LNG: Doanh nghiệp đang chủ động đa dạng hóa nguồn cung LNG, qua đó giảm thiểu rủi ro đầu vào nhiên liệu cho mảng điện khí trong trung và dài hạn.
- Tiềm năng từ bồi thường lỗ tỷ giá: Các khoản bồi thường bổ sung từ EVN, liên quan đến lỗ tỷ giá đối với các khoản nợ ngoại tệ của PGV, có thể là động lực tăng trưởng lợi nhuận trong dài hạn. PGV đã ghi nhận khoảng 1,5 nghìn tỷ đồng thu nhập từ khoản này trong năm 2025, và có thể tiếp tục ghi nhận thêm trong thời gian tới.

Rủi ro chính

- Rủi ro nhu cầu: Tăng trưởng nhu cầu điện thấp hơn kỳ vọng có thể ảnh hưởng công suất và lợi nhuận của các nhà máy.
- Rủi ro vận hành: Các sự cố kỹ thuật phát sinh ngoài kế hoạch tại các nhà máy điện có thể làm gián đoạn hoạt động phát điện và ảnh hưởng đến hiệu quả tài chính.

Bảng 18: Các chỉ số tài chính chính của PGV

Tỷ đồng	2022	2023	2024	2025	2026F
Doanh thu thuần	47.190	45.862	40.690	43.573	45.109
Tăng trưởng doanh thu thuần	25,0%	-2,8%	-11,3%	7,1%	3,5%
Biên lợi nhuận gộp	11,4%	9,9%	7,3%	15,9%	9,1%
NPATMI	2.495	1.065	-878	3.690	1.685
EPS (VND)	2.042	783	-782	3.285	1.347
Tăng trưởng EPS	-21,9%	-61,7%	n.m	n.m	-59,0%
Nợ/VCSH (x)	2,3	2,3	2,2	1,5	1,2
Tỷ suất cổ tức	11,0%	4,0%	0,0%	2,6%	3,3%
ROE	14,4%	6,5%	-5,8%	22,8%	9,4%
P/E (x)	8,9	29,6	n.m	5,9	18,1
P/B (x)	1,2	1,7	1,6	1,2	1,5
EV/EBITDA	6,1	7,2	8,7	4,3	6,2

Nguồn: PGV, SSI Research

PHỤ LỤC

Phụ lục 1: Nghị quyết số 253/2025/QH15 về các cơ chế, chính sách phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2026–2030

Vào ngày 11/12/2025, Quốc hội đã thông qua Nghị quyết số 253/2025/QH15 (có hiệu lực từ 01/3/2026), quy định các cơ chế khuyến khích đối với các dự án năng lượng quốc gia giai đoạn 2026-2030, bao gồm dự án nguồn điện và lưới điện. Chúng tôi lưu ý Nghị quyết không áp dụng đối với các dự án thuộc chức năng, nhiệm vụ của Ban chỉ đạo được thành lập theo Quyết định số 751/QĐ-TTg (ban hành ngày 11/4/2025):

Điều chỉnh cập nhật quy hoạch đối với quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh:

Việc điều chỉnh/cập nhật quy hoạch nhằm cập nhật, hoàn thiện một số nội dung của quy hoạch tổng thể, trên cơ sở yêu cầu thực tiễn nhưng không làm thay đổi quan điểm, mục tiêu và định hướng lớn, và không làm tăng tổng công suất lắp đặt theo cơ cấu từng loại hình nguồn điện trong quy hoạch phát triển điện lực đã được phê duyệt.

Việc điều chỉnh cập nhật quy hoạch không phải lập báo cáo đánh giá môi trường chiến lược theo quy định của pháp luật về bảo vệ môi trường.

Bảo đảm an ninh năng lượng, an toàn hệ thống điện và yêu cầu về chuyển dịch năng lượng là trọng tâm, bên cạnh bảo đảm tuân thủ pháp luật, công khai minh bạch và hiệu quả trong quá trình phê duyệt.

Nội dung điều chỉnh có thể bao gồm thay đổi thông tin dự án (tên, công suất, cấp điện áp, điểm đầu nối, tiến độ thực hiện, địa danh hành chính); bổ sung dự án nguồn điện mới nhằm bù đắp các dự án chậm tiến độ hoặc không triển khai.

Thẩm quyền phê duyệt: Bộ Công Thương phê duyệt điều chỉnh cập nhật quy hoạch đối với quy hoạch phát triển điện lực và báo cáo Thủ tướng Chính phủ kết quả thực hiện; UBND cấp tỉnh: phê duyệt điều chỉnh cập nhật quy hoạch đối với phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh và báo cáo Thủ tướng Chính phủ kết quả thực hiện, đồng thời gửi Bộ Công Thương để theo dõi.

Dự án đầu tư kinh doanh lưới điện trong quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh không phải thực hiện thủ tục chấp thuận chủ trương đầu tư.

Lựa chọn nhà đầu tư và phê duyệt chủ trương đầu tư

Ngoài các trường hợp theo quy định của pháp luật về điện lực, pháp luật về đầu tư, pháp luật về đất đai, các trường hợp chấp thuận nhà đầu tư không thông qua đấu giá quyền sử dụng đất, đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư bao gồm:

- Dự án đầu tư xây dựng, nâng cấp, cải tạo trung tâm điều khiển hệ thống điện của quốc gia và của miền thuộc đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia;
- Dự án điện gió ngoài khơi theo quy định:
 - ✓ Bán điện lên hệ thống điện quốc gia
 - ✓ Đáp ứng điều kiện về quốc phòng, an ninh, chủ quyền quốc gia; tài nguyên, môi trường biển và hải đảo; hàng hải; dầu khí
 - ✓ Có trong quy hoạch phát triển điện lực và dự kiến vận hành trong giai đoạn 2025 - 2030 (chủ trương đầu tư và lựa chọn nhà đầu tư do Thủ tướng phê duyệt);
- Trường hợp nhà đầu tư được chấp thuận thỏa thuận về nhận quyền sử dụng đất để thực hiện dự án đầu tư kinh doanh điện lực theo quy định của pháp luật về đất đai và pháp luật về đầu tư;

- Trường hợp nhà đầu tư có quyền sử dụng đất được Nhà nước giao đất, cho thuê đất, công nhận quyền sử dụng đất có đề nghị thực hiện dự án đầu tư kinh doanh điện lực theo quy định của pháp luật về đất đai;
- Dự án điện lực có yêu cầu cấp bách phải thực hiện ngay để bảo đảm hoàn thành tiến độ, an ninh năng lượng thuộc trường hợp áp dụng lựa chọn nhà đầu tư trong trường hợp đặc biệt theo quy định của pháp luật về đấu thầu.

Đối với dự án điện gió ngoài khơi bán điện lên hệ thống điện quốc gia trong quy hoạch phát triển điện lực và dự kiến vận hành trong giai đoạn 2031 – 2035, Chủ tịch Ủy ban nhân dân cấp tỉnh nơi có điểm gom công suất dự án điện gió ngoài khơi thuộc địa giới hành chính do mình quản lý có thẩm quyền chấp thuận chủ trương đầu tư đối với dự án điện gió ngoài khơi này. Việc chấp thuận chủ trương đầu tư dự án điện gió ngoài khơi phải có ý kiến thống nhất bằng văn bản của Bộ Quốc phòng, Bộ Công an, Bộ Ngoại giao, Bộ Công Thương, Bộ Tài chính, Bộ Xây dựng, Bộ Nông nghiệp và Môi trường và cơ quan khác có liên quan.

Đầu tư xây dựng cơ sở hạ tầng phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện: Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia được miễn trừ thời gian hoạt động 03 năm liền kể gần nhất khi xét điều kiện được vay lại, cấp bảo lãnh Chính phủ.

Quy định về giá điện trúng thầu khi đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư thực hiện dự án đầu tư kinh doanh điện lực là giá hợp đồng mua bán điện và không cao hơn khung giá tại năm đấu thầu (trừ dự án nhiệt điện, dự án điện hạt nhân mô đun nhỏ và dự án điện gió ngoài khơi), và áp dụng cho các dự án có ngày vận hành thương mại đến năm 2030.

Khảo sát dự án điện gió ngoài khơi

Trường hợp do doanh nghiệp 100% vốn nhà nước thực hiện, nếu không lựa chọn được nhà đầu tư hoặc dự án không khả thi, thì chi phí khảo sát và lập hồ sơ đề nghị chấp thuận chủ trương đầu tư được hạch toán vào chi phí sản xuất, kinh doanh của doanh nghiệp.

Ngày 31/12/2025, Bộ Nông nghiệp và Môi trường ban hành Thông tư số 79/2025/TT-BNNMT (hiệu lực từ 15/2/2026, hết hiệu lực từ 1/3/2027), quy định chi tiết thủ tục khảo sát điện gió ngoài khơi đối với doanh nghiệp 100% vốn nhà nước.

Cơ chế mua bán điện trực tiếp

Giá điện tại hợp đồng mua bán điện theo cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng và tại hợp đồng kỳ hạn điện theo cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia do bên bán điện và bên mua điện đàm phán, thỏa thuận (chi tiết sẽ được Chính phủ quy định cụ thể).

Nghị quyết khuyến khích mở rộng đối tượng được trực tiếp tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp (quy định cụ thể các quy mô khách hàng sử dụng điện lớn tham gia các trường hợp mua bán điện trực tiếp do Bộ Công thương quy định).

Đầu tư xây dựng dự án, công trình dầu khí, than

Dự án dầu khí, than quan trọng, cấp bách của quốc gia không phải thực hiện thủ tục chấp thuận chủ trương đầu tư và được phép thực hiện song song giải phóng mặt bằng khi có điều chỉnh về quy hoạch, kéo hoạch liên quan.

Phụ lục 2: Danh mục các công trình, dự án quan trọng quốc gia, trọng điểm ngành năng lượng (Quyết định số 2634/QĐ-TTg)

Quyết định được ban hành ngày 02/12/2025, thay thế Quyết định số 270/QĐ-TTg ngày 02/4/2024.

Điện khí/LNG: Việc liệt kê hầu hết các dự án điện LNG trong Quy hoạch điện VIII điều chỉnh cùng các dự án kho cảng LNG lớn tái khẳng định vai trò chiến lược của điện khí/LNG trong chiến lược mở rộng công suất và bảo đảm an ninh năng lượng, cùng với các dự án khí trong nước như Lô B, Cá Voi Xanh.

Điện hạt nhân và sản phẩm lọc – hóa dầu tiếp tục giữ vai trò quan trọng, với Ninh Thuận 1 & 2 và Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy lọc dầu Dung Quất.

Thủy điện tích năng: Có tầm quan trọng tương đương thủy điện truyền thống; các dự án trọng điểm gồm Bắc Ái, Đơn Dương, Phước Hòa (dự kiến 2029–2035).

Điện gió ngoài khơi: Bên cạnh phục vụ nhu cầu trong nước, Chính phủ cũng định hướng xuất khẩu điện trong dài hạn, phù hợp với Quy hoạch điện VIII điều chỉnh.

Dự án lưới truyền tải: Phục vụ các dự án nguồn trọng điểm, giải tỏa công suất và nâng cao khả năng truyền tải, nhập khẩu điện.

Quyết định này cũng nhằm **phát triển các dự án trung tâm công nghiệp và dịch vụ năng lượng tái tạo liên vùng** tại TP. Hồ Chí Minh và Khánh Hòa.

Danh mục các dự án nguồn điện trọng điểm

	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Dự kiến thời gian vận hành
	Các dự án nhà máy nhiệt điện	30.200		
1	Quảng Ninh	1.500	Quảng Ninh	2028-2029
2	Hải Phòng giai đoạn I	1.600	Hải Phòng	2030
3	Hải Phòng giai đoạn II	3.200	Hải Phòng	2031-2035
4	Thái Bình	1.500	Hưng Yên	2028-2029

	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm	Dự kiến thời gian vận hành
5	Nghi Sơn	1.500	Thanh Hóa	Trước 2030
6	Công Thanh	1.500	Thanh Hóa	2031-2035
7	Quỳnh Lập	1.500	Nghệ An	Trước 2030
8	Vũng Áng III	1.500	Hà Tĩnh	2031-2032
9	Quảng Trạch II	1.500	Quang Trị	2028
10	Quảng Trạch III	1.500	Quang Trị	2031-2035
11	Hải Lăng giai đoạn 1	1.500	Quang Trị	2028-2029
12	Cà Ná	1.500	Khánh Hòa	Trước 2030
13	Hiệp Phước giai đoạn 1	1.200	TP.HCM	2028
14	Hiệp Phước giai đoạn II	1.500	TP.HCM	2029-2030
15	Long Sơn	1.500	TP.HCM	2031-2035
16	Long An I	1.500	Tây Ninh	2028-2029
17	Long An II	1.500	Tây Ninh	2031
18	Bạc Liêu	3.200	Cà Mau	Trước 2030
	Nhà máy điện than	1.200		
1	Long Phú 1	1.200	Cần Thơ	2027
	Nhà máy điện hạt nhân	4.000-6.400		
1	Ninh Thuận 1	2.000-3.200	Khánh Hòa	2030-2035
2	Ninh Thuận 2	2.000-3.200	Khánh Hòa	2030-2035
	Nhà máy thủy điện	1.890		
1	Trị An mở rộng	200	Đồng Nai	2027
2	Tuyên Quang mở rộng	120	Tuyên Quang	2029
3	Bản Chát mở rộng	110	Lai Châu	2030
4	Huội Quảng mở rộng	260	Sơn La	2031
5	Lai Châu mở rộng	400	Lai Chau	2031
6	Sơn La mở rộng	800	Sơn La	2031
	Nhà máy thủy điện tích năng	3.300		
1	Bắc Ái	1.200	Khánh Hòa	2029-2030
2	Đơn Dương	900	Lâm Đồng	2030-2035
	<i>Tổ máy 1</i>	<i>300</i>		<i>2030</i>
	<i>Tổ máy 2 và 3</i>	<i>600</i>		<i>2031-2035</i>
3	Phước Hòa	1.200	Khánh Hòa	2029-2030
	Điện gió ngoài khơi	5.000		
1	Nam Trung Bộ 1	2.000		2025-2035
	<i>Nam Trung Bộ 1.1</i>	<i>500</i>		<i>2025-2030</i>
	<i>Nam Trung Bộ 1.2</i>	<i>500</i>		<i>2025-2030</i>
	<i>Nam Trung Bộ 1.3</i>	<i>500</i>		<i>2025-2030</i>
	<i>Nam Trung Bộ 1.4</i>	<i>500</i>		<i>2031-2035</i>
2	Dự án xuất khẩu điện gió ngoài khơi từ Việt Nam sang Singapore, Malaysia	3.000		2033

Nguồn: Chính phủ, SSI Research

Các dự án kho LNG chính

	Dự án	Dự kiến thời gian vận hành
1	Kho LNG NMĐ Quảng Ninh	2028-2029
2	Kho LNG NMĐ Thái Bình	2028-2029
3	Kho LNG NMĐ Nghi Sơn	2025-2030
4	Kho LNG NMĐ Hải Lăng giai đoạn 1	2025-2030
5	Kho LNG NMĐ Cà Ná	2025-2030
6	Kho LNG NMĐ Bạc Liêu (giai đoạn 1)	2025-2030
7	Kho LNG Bắc Trung Bộ (Kho LNG Vũng Áng) - Giai đoạn 1	2029-2030

Nguồn: Chính phủ, SSI Research

Các chuỗi dự án khí – điện

	Dự án	Công suất (MW)	Địa điểm
1	Chuỗi dự án khí - điện Lô B Dự án Phát triển mỏ khí Lô B Dự án Đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn Các Dự án Nhà máy điện sử dụng khí Lô B (Ô Môn I, Ô Môn II, Ô Môn III, Ô Môn IV)	3.810	Cần Thơ
2	Chuỗi dự án khí - điện Cá Voi Xanh Dự án Phát triển mỏ khí Cá Voi Xanh Các Dự án Nhà máy điện sử dụng khí Cá Voi Xanh (Miền Trung I, Miền Trung II, Dung Quất I, Dung Quất II, Dung Quất III)	3.750	Đà Nẵng, Quảng Ngãi
3	Chuỗi dự án khí - điện LNG Sơn Mỹ Dự án Kho LNG Sơn Mỹ Dự án Trung tâm điện lực Sơn Mỹ (NMNĐ BOT Sơn Mỹ I, BOT Sơn Mỹ II)	4.500	Lâm Đồng

Nguồn: Chính phủ, SSI Research

Các dự án lưới truyền tải điện trọng điểm

	Dự án	Loại hình	Chiều dài (km)	Công suất (MVA)	Địa điểm	Dự kiến thời gian vận hành
Các dự án đấu nối, giải tỏa công suất nguồn điện						
1	LNG Nghi Sơn - Hưng Yên 2 (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 190		Thanh Hóa, Hưng Yên	2025-2030

	Dự án	Loại hình	Chiều dài (km)	Công suất (MVA)	Địa điểm	Dự kiến thời gian vận hành
2	Hưng Yên 2 (500 kV)	Trạm biến áp		900	Hưng Yên	2025-2030
3	Thủy điện tích năng Bắc Ái - Ninh Sơn (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 25		Khánh Hòa	2025-2030
4	Thốt Nốt - Đức Hòa (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 135		Long An	2027
5	Lưới điện đấu nối đồng bộ các NMD Hạt nhân Ninh Thuận 1 và Ninh Thuận 2	Đường dây truyền tải	2 x 300 + 4 x 15 + 2 x 60 + 2 x 325		Khánh Hòa, TP.HCM	2031-2035
6	Tuyến cáp ngầm cao thế một chiều dưới biển (HVDC) (525 kV)*					2033
7	Nghĩa Lộ (220 kV)	Trạm biến áp		250	Lào Cai, Phú Thọ	2025
	Nghĩa Lộ - Việt Trì (220 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 92.62			
8	220 kV Than Uyên– 500 kV Lào Cai	Đường dây truyền tải	2 x 73.2		Lai Châu, Lào Cai	2025
9	Điện Biên (220 kV)	Trạm biến áp		2x125	Sơn La, Điện Biên	2025
	Sơn La - Điện Biên (220 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 126			
10	Phong Thổ (220 kV)	Trạm biến áp		2x250	Lai Châu	2025
	Phong Thổ – Than Uyên (220 kV)	Đường dây truyền tải	2x65			
11	Trục đường dây 500 kv Điện Biên - Lai Châu - Yên Bái - Thái Nguyên và các trạm biến áp 500 kV và đường dây đấu nối liên quan					
-	Điện Biên (500 kV)	Trạm biến áp		2.700	Điện Biên	2027-2028
-	Điện Biên - Lai Châu (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 50		Điện Biên, Lai Châu	2027-2028
-	TBA Than Uyên (500 kV) và đường dây đấu nối (220 kV)	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	2 x 10 + 4 x 5	2.700	Lai Châu	2027-2028
-	Lai Châu - Than Uyên (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 75		Lai Châu	2025-2030
-	Than Uyên- Yên Bái (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 170		Lai Châu, Lào Cai	2027-2028
-	TBA 500kV Yên Bái và ĐD 500kV-220kV đấu nối	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	500 kV: 4 x 20 220 kV: 4 x 5	1.800	Lào Cai	2027-2028
-	Yên Bái - Thái Nguyên (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 100		Lào Cai, Thái Nguyên	2027-2028
12	Trục ĐD 500 kV Sơn La 1 - Sơn Tây - Đan Phượng và các công trình lưới điện đấu nối liên quan					
-	TBA 500kV Sơn La 1 và ĐD 500kV đấu nối	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	4 x 10	1.800	Sơn La	2027-2028
-	Sơn La 1 - Sơn Tây (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 150		Sơn La, Hà Nội	2027-2028
-	Sơn Tây - Đan Phượng (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 20		Hà Nội	2027-2028
-	TBA 500 kV Đan Phượng và ĐD 500kV,220kV đấu nối	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	500 kV: 4 x 5 220 kV: 4 x 11	1.800	Hà Nội	2025-2030
Các dự án tăng cường nhập khẩu điện						
1	ĐD 220 kV từ TBA 220 kV Móng Cái đến biên giới Việt Nam - Trung Quốc	Đường dây truyền tải	2 x 15		Quảng Ninh	2027
2	Móng Cái (220 kV)	Trạm biến áp		2 x 250	Quảng Ninh	2027
	Móng Cái -Hải Hà (220 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 40			
3	TBA 220 kV Cộng Hòa và ĐD 220 kV Cộng Hòa - rẽ Cẩm Phả - Hải Hà và các xuất tuyến 110 kV đồng bộ	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	4 x 2.8	2 x 250	Quảng Ninh	2026
4	TBA 500 kV Lao Bảo (Hương Hóa) và ĐD 220 kV đấu nối	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	4 x 5.5	1.800	Quảng Trị	2025-2030
5	ĐD 500 kV Lao Bảo - Trạm cắt 500 kV Quảng Trị 2	Đường dây truyền tải	2 x 31		Quảng Trị	2025-2030
6	Trạm cắt 500 kV Quảng Trị 2 và các ĐD 500 kV đấu nối	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	4 x 5		Quảng Trị	2025-2030
7	Thanh Mỹ - Rẽ Quảng Trạch - Dốc Sỏi (500 kV)	Đường dây truyền tải	4 x 45		Đà Nẵng	2025-2030
Các dự án tăng cường năng lực truyền tải và cung cấp điện cho các khu vực phụ tải lớn						
1	Nho Quan - Phú Lý - Thường Tín (500/220 kV)	Đường dây truyền tải	500 kV: 0,54 + 3.9 +40 220 kV: 5 x 0,32 + 5 x 3,9 + 2 x 40 + 2 x 2,7 + 2 x 2,5		Ninh Bình, Hà Nội, Phú Thọ	2025
2	Văn Điển và đấu nối (220 kV)	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	4 x 4,5	2 x 250	Hà Nội	2026
3	Xây dựng mới trạm 220/110 kV Đại Mỗ và nhánh rẽ 220 kV	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	2 x 1,8	2 x 250	Hà Nội	2026
4	Tây Hà Nội - Vĩnh Yên (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 70		Hà Nội, Phú Thọ	2026
5	Trạm cắt 500kV Hòa Bình 2 và ĐD 500kV Trạm cắt Hòa Bình 2 - Rẽ Hòa Bình - Nho Quan và Sơn La - Nho Quan	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	4 x 5		Hà Nội, Phú Thọ	2026
6	ĐD 500kV Trạm cắt Hòa Bình 2-Tây Hà Nội	Đường dây truyền tải	2 x 80		Hà Nội, Phú Thọ	2027
7	Thái Bình và đấu nối (500 kV)	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	500 kV: 4 x 1.7 220 kV: 4 x 6	600	Hưng Yên	2026
8	Nam Định và đường dây đấu nối (500 kV)	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	220 kV: 2 x 7.2	900	Ninh Bình	2026
9	Hải Phòng (500 kV)	Trạm biến áp		2 x 900	Hải Phòng, Hưng Yên	2026
	Hải Phòng -Thái Bình (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 38			
10	Quỳnh Lưu và ĐD đấu nối (500 kV)	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	500 kV: 4 x 1 220 kV: 2 x 11	900	Nghệ An	2026

	Dự án	Loại hình	Chiều dài (km)	Công suất (MVA)	Địa điểm	Dự kiến thời gian vận hành
11	Trục đường dây nâng cao năng lực truyền tải Trung - Nam					
-	Bình Định (500 kV)	Trạm biến áp		1.800	Gia Lai, Khánh Hòa	2028
-	Vân Phong - Bình Định (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 238			
-	Dung Quất và các Đường dây (500 kV)	Trạm biến áp		1.800	Quảng Ngãi, Gia Lai	2028
-	Dung Quất - Bình Định (500 kV) và Dung Quất - Dốc Sỏi (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 207 + 2 x 8			
-	Krông Buk và đấu nối (500 kV)	Đường dây truyền tải và trạm biến áp	500 kV: 4 x 2 220 kV: 2 x 27	1.800	Đắk Lắk	2028
-	Krông Buk - Tây Ninh 1	Đường dây truyền tải	2 x 314		Đắk Lắk, Tây Ninh	2028
12	Bình Dương 1 (500 kV)	Trạm biến áp		900	TP.HCM, Đồng Nai	2026
-	Bình Dương 1 - Chơn Thành (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 16.5			
13	Tân Sơn Nhất - Thuận An (220 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 10		TP.HCM	2026
14	Ninh Sơn (500 kV)	Trạm biến áp		2.700	Khánh Hòa, Đồng Nai	2027
-	Ninh Sơn - Chơn Thành (500 kV)	Đường dây truyền tải	2 x 275 + 4 x 18			

Nguồn: Chính phủ, SSI Research

*Phục vụ xuất khẩu điện ngoài khơi sang Singapore và Malaysia

Dự án lọc hóa dầu

Dự án	Ghi chú
Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy lọc dầu Dung Quất	- Tăng công suất chế biến nhà máy lọc dầu từ 148.000 thùng/ngày lên 171.000 thùng/ngày - Sản phẩm đáp ứng tiêu chuẩn nhiên liệu EURO V - Nâng cao mức độ tuân thủ các yêu cầu về môi trường - Đa dạng hóa nguồn dầu thô đầu vào - Giảm chi phí và cải thiện hiệu quả lợi nhuận

Nguồn: Chính phủ, BSR, SSI Research

Trung tâm công nghiệp, dịch vụ năng lượng tái tạo liên vùng Nam Trung Bộ - Nam Bộ

Dự án	Địa điểm	Dự kiến thời gian vận hành
1 Nhà máy sản xuất cáp ngầm cao thế (HVDC) phục vụ các dự án năng lượng tái tạo	TP.HCM	2030
2 Dự án Trung tâm công nghiệp, dịch vụ năng lượng tái tạo tại TP. Hồ Chí Minh	TP.HCM	2030
3 Trung tâm công nghiệp, dịch vụ năng lượng tái tạo Khánh Hòa	Khánh Hòa	2030

Nguồn: Chính phủ, SSI Research

Phụ lục 3: Khởi công xây dựng nhà máy chế tạo chip bán dẫn đầu tiên tại Việt Nam

Lễ khởi công nhà máy được Tập đoàn Viettel tổ chức vào ngày 16/01/2026, tái khẳng định vai trò tiên phong của Viettel trong phát triển công nghệ cao tại Việt Nam. Nhà máy này 1) thể hiện tham vọng quốc gia trong việc xây dựng hệ thống sản xuất bán dẫn của riêng Việt Nam, 2) tạo nền tảng cho mục tiêu từng bước làm chủ công nghệ lõi cũng như tham gia sâu hơn vào chuỗi giá trị toàn cầu thông qua khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo, và 3) hiện thực hóa Chiến lược phát triển ngành công nghiệp bán dẫn Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định 1018/QĐ-TTg).

Với diện tích hơn 27 ha, nhà máy được đặt tại Khu Công nghệ cao Hòa Lạc (Hà Nội), dự kiến triển khai trong giai đoạn 2026–2030 (kế hoạch hoàn thành đầu tư xây dựng vào năm 2027 để bắt đầu sản xuất thử nghiệm). Khi hoàn thành, cơ sở này được kỳ vọng sẽ trở thành hạ tầng quốc gia cho hoạt động nghiên cứu và phát triển, thiết kế, kiểm thử và sản xuất bán dẫn, qua đó giúp Việt Nam hoàn thiện toàn bộ chuỗi sản xuất chip bán dẫn bằng việc tham gia công đoạn chế tạo chip. Các sản phẩm chip của nhà máy dự kiến sẽ phục vụ nhiều ngành/lĩnh vực khác nhau, như hàng không vũ trụ, viễn thông, Internet vạn vật (IoT), ô tô, thiết bị y tế và tự động hóa.

Nguồn cung điện và nước ổn định sẽ đóng vai trò thiết yếu, hỗ trợ hoạt động của nhà máy trong tương lai.

Phụ lục 4: EVN và PVN được giao gần 64.000 ha biển để phục vụ các hoạt động khảo sát liên quan đến phát triển điện gió ngoài khơi trong tháng 1/2026

Chi tiết các khu vực mặt biển phục vụ công tác khảo sát của EVN và PVN cho phát triển điện gió ngoài khơi.

	EVN	PVN
Văn bản pháp lý*	Quyết định số 137/QĐ-BNNMT	Quyết định số 138/QĐ-BNNMT
Địa điểm	Khu vực biển ngoài khơi quần đảo Long Châu và đảo Bạch Long Vĩ (TP. Hải Phòng)	Ngoài khơi tỉnh Lâm Đồng
Diện tích (ha)	24.000	39.811,19
Mục đích sử dụng	Đo đạc, nghiên cứu và khảo sát phục vụ các dự án điện gió ngoài khơi Bắc Bộ 1.3 và Bắc Bộ 1.4	Khảo sát phục vụ dự án điện gió ngoài khơi Nam Trung Bộ 1
Thời hạn sử dụng*	36 tháng	36 tháng
Phí sử dụng khu vực biển	Được miễn	Được miễn

*Nguồn: Bộ Nông nghiệp và Môi trường (*hiệu lực từ 14/1/2026)*

CAM KẾT PHÂN TÍCH

Chuyên viên phân tích trong báo cáo này cam kết rằng (1) quan điểm thể hiện trong báo cáo phân tích này phản ánh chính xác quan điểm cá nhân đối với chứng khoán và/hoặc tổ chức phát hành và (2) chuyên viên phân tích đã/ đang/sẽ được miễn trách nhiệm bồi thường trực tiếp hoặc gián tiếp liên quan đến khuyến nghị cụ thể hoặc quan điểm trong báo cáo phân tích này.

KHUYẾN NGHỊ

Mua: Ước tính tiềm năng tăng giá lớn hơn hoặc bằng 10 điểm phần trăm so với mức tăng chung của thị trường trong 12 tháng tới.

Khả quan: Ước tính tiềm năng tăng giá dưới 10 điểm phần trăm so với mức tăng chung của thị trường trong 12 tháng tới.

Trung lập: Ước tính tiềm năng tăng giá tương đương so với mức tăng chung của thị trường trong 12 tháng tới.

Kém khả quan: Ước tính tiềm năng giảm giá dưới 10 điểm phần trăm so với mức tăng chung của thị trường trong 12 tháng tới.

Bán: Ước tính tiềm năng giảm giá lớn hơn hoặc bằng 10 điểm phần trăm so với mức tăng chung của thị trường trong 12 tháng tới.

Trong một số trường hợp, khuyến nghị dựa trên tiềm năng tăng giá 1 năm có thể được điều chỉnh lại theo ý kiến của chuyên viên phân tích sau khi cân nhắc một số yếu tố thị trường có thể làm ảnh hưởng đến giá cổ phiếu trong ngắn hạn và trung hạn.

TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ

Các thông tin, tuyên bố, dự báo và dự đoán trong báo cáo này, bao gồm cả các ý kiến đã thể hiện, được dựa trên các nguồn thông tin mà SSI cho là đáng tin cậy, tuy nhiên SSI không đảm bảo sự chính xác và đầy đủ của các thông tin này. Báo cáo không có bất kỳ thông tin nhạy cảm về giá chưa công bố nào. Các ý kiến thể hiện trong báo cáo này được đưa ra sau khi đã được xem xét kỹ càng và cẩn thận và dựa trên thông tin tốt nhất chúng tôi được biết, và theo ý kiến cá nhân của chúng tôi là hợp lý trong các trường hợp tại thời điểm đưa ra báo cáo. Các ý kiến thể hiện trong báo cáo này có thể thay đổi bất kỳ lúc nào mà không cần thông báo. Báo cáo này không và không nên được giải thích như một lời đề nghị hay lời kéo để đề nghị mua hay bán bất cứ chứng khoán nào. SSI và các công ty con và/ hoặc các chuyên viên, giám đốc, nhân viên của SSI và công ty con có thể có vị thế hoặc có thể ảnh hưởng đến giao dịch chứng khoán của các công ty được đề cập trong báo cáo này và có thể cung cấp dịch vụ hoặc tìm kiếm để cung cấp dịch vụ ngân hàng đầu tư cho các công ty đó.

Báo cáo này không được sử dụng dưới bất kỳ mục đích thương mại nào, và không được công bố công khai trên báo chí hay bất kỳ phương tiện nào khác nếu không được sự đồng ý của SSI. Người dùng có thể trích dẫn hoặc trình chiếu báo cáo cho các mục đích phi thương mại. SSI có thể có thỏa thuận cho phép sử dụng cho mục đích thương mại hoặc phân phối lại báo cáo với điều kiện người dùng trả phí cho SSI. SSI không chịu trách nhiệm đối với bất kỳ thiệt hại trực tiếp hay thiệt hại do hậu quả phát sinh từ việc sử dụng báo cáo này hay nội dung báo cáo này. Việc sử dụng bất kỳ thông tin, tuyên bố, dự báo, và dự đoán nào trong báo cáo này sẽ do người dùng tự quyết định và tự chịu rủi ro.

THÔNG TIN LIÊN HỆ

Trung tâm phân tích và tư vấn đầu tư

Phạm Lưu Hưng

Giám đốc Trung Tâm phân tích và tư vấn đầu tư

hungpl@ssi.com.vn

SĐT: (+84 – 24) 3936 6321 ext. 8711

Chiến lược thị trường

Đào Minh Châu

Phó giám đốc Trung tâm phân tích và tư vấn đầu tư

chaudm@ssi.com.vn

SĐT: (+84 – 28) 3636 3688

Phân tích Ngành Điện

Đào Minh Châu

Phó giám đốc Trung tâm phân tích và tư vấn đầu tư

chaudm@ssi.com.vn

SĐT: (+84 – 28) 3636 3688

Dữ liệu

Nguyễn Thị Anh Thư

Chuyên viên hỗ trợ

thunta2@ssi.com.vn

SĐT: (+84 – 24) 3936 6321