



**VEPG – Nhóm Công tác kỹ thuật số 5 về Thị trường Năng lượng**  
**Những diễn biến gần đây tại Thị trường Điện Quốc gia Úc (NEM) và Hàm ý chính sách cho Việt Nam**  
**Cổ vấn thường trú về Thị trường điện cho EVA**

*Ngày 2 tháng 4 năm 2026*

# Nội dung

- Tổng quan về NEM
- Chuyển dịch năng lượng: Triển vọng mở rộng công suất tới năm 2050, Các cân nhắc về Cơ cấu công nghệ & Vận hành hệ thống
- Các động lực thúc đẩy đầu tư mới
- Rủi ro và Thách thức
- Hàm ý chính sách cho Việt Nam

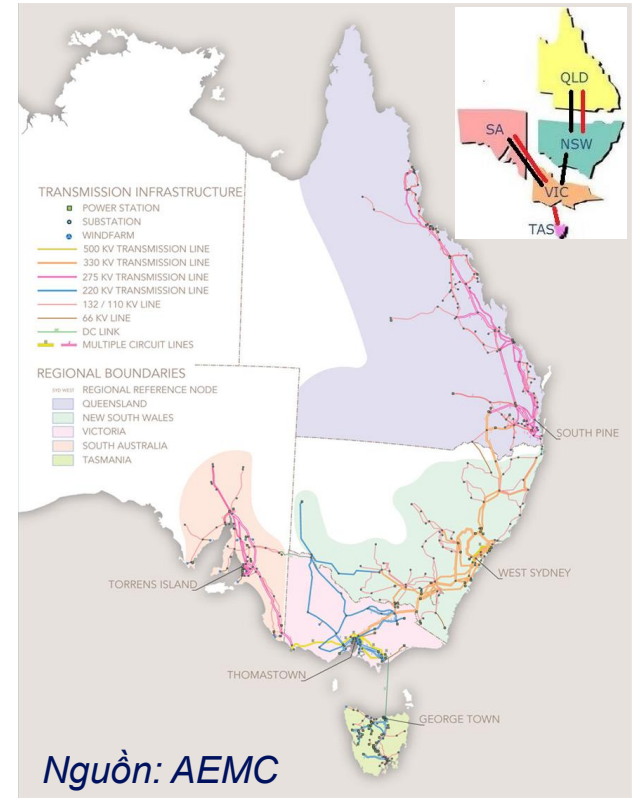
# Tổng quan về NEM

## Độ phủ địa lý của NEM

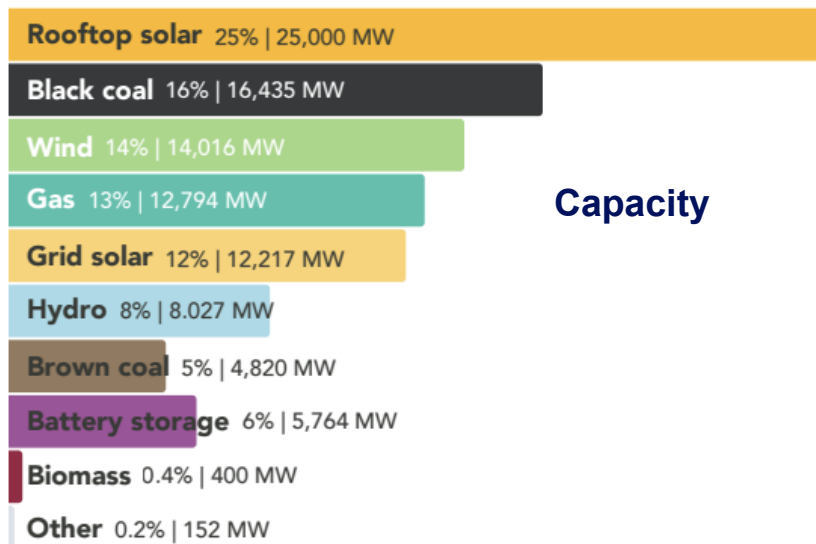
- NEM bao phủ 5 vùng duyên hải phía Đông Úc: Queensland, New South Wales (bao gồm cả ACT), Victoria, Nam Úc, Tasmania
- Các lưới điện của các bang khác nhau được kết nối thông qua các đường dây truyền tải liên kết (hình nhỏ góc phải)
- NEM vận hành trên một trong những hệ thống điện liên kết dài nhất thế giới, với chiều dài khoảng 5.000 Km
- Gần 650 đơn vị đăng ký, cung cấp khoảng 80% lượng điện tiêu thụ của Úc (ngoài trừ khu vực Tây Úc và Lãnh thổ Bắc Úc)

## Đặc điểm thị trường

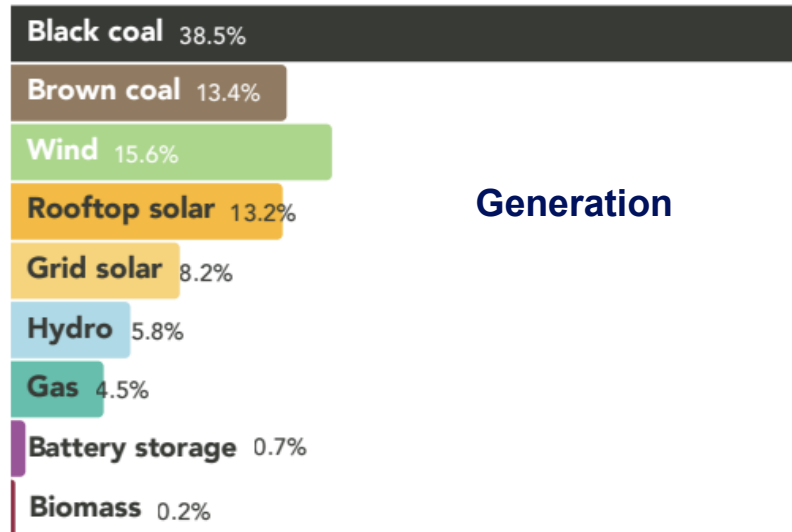
- Thị trường chào giá tập trung: Toàn bộ lượng điện năng được lập lịch huy động và truyền tải vật lý thông qua hệ thống NEM, do Cơ quan Vận hành Thị trường Năng lượng Úc (AEMO) quản lý (từ tháng 12 năm 1998).
- Điều độ và định giá mỗi 5 phút
- Thị trường chỉ tính toán điện năng dựa trên hình thức chào giá; giá giao ngay được giới hạn tối đa ở mức 20.300 đô la Úc/MWh
- Các hợp đồng tài chính được giao dịch tách biệt với thị trường vật lý; các hợp đồng tương lai và quyền chọn có thể được mua bán trên Sàn Giao dịch Chứng khoán Úc (ASX)



# Cơ cấu năng lượng NEM (2025)



Capacity

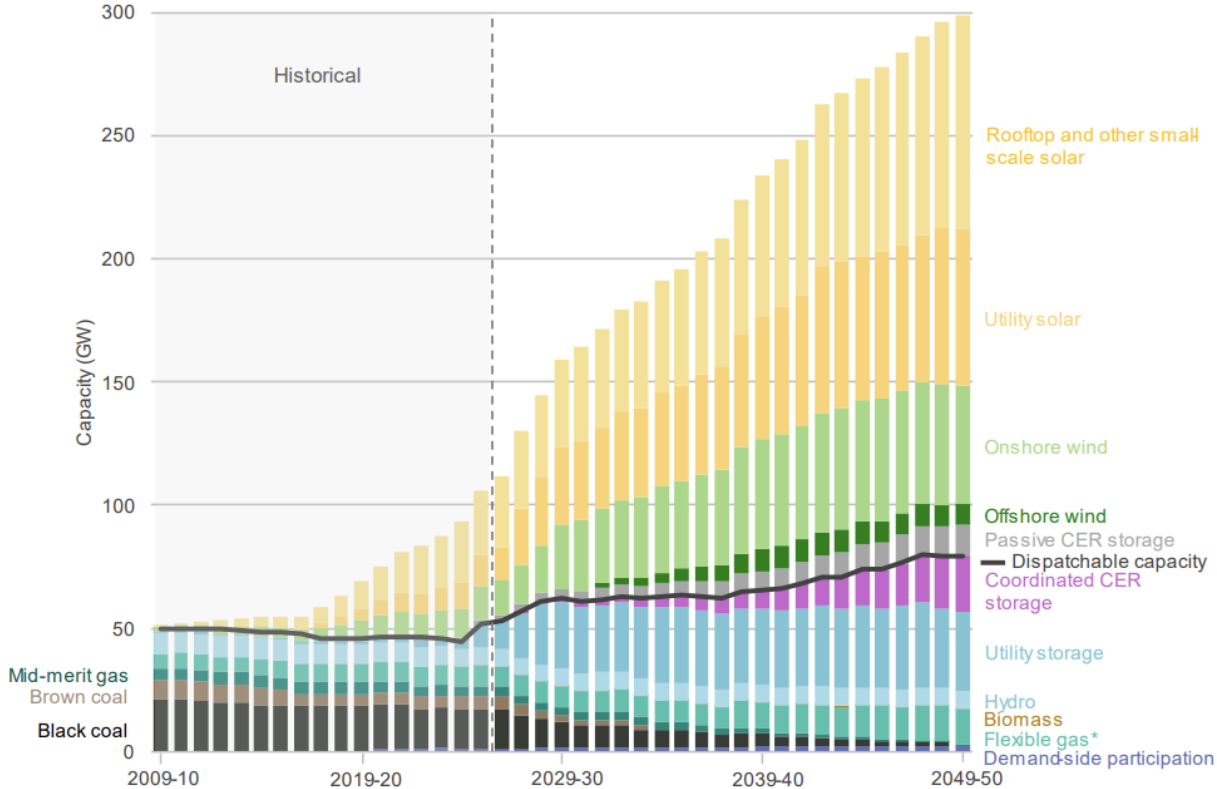


Generation

- Đến năm 2025, tổng công suất phát điện trong Thị trường Điện Quốc gia đạt khoảng 100 GW: điện mặt trời mái nhà chiếm tỷ trọng cao nhất, ở mức 25%; tổng các công nghệ năng lượng tái tạo (bao gồm điện mặt trời mái nhà, điện mặt trời quy mô lớn, điện gió và thủy điện) chiếm 65%.
- Tỷ lệ cung cấp năng lượng trung bình hằng năm từ năng lượng tái tạo và lưu trữ đạt 43,7%, và lần đầu tiên vượt mức 50% vào quý IV năm 2025.

Source: AEMO

# Chuyển dịch năng lượng trong NEM: Bức tranh lớn

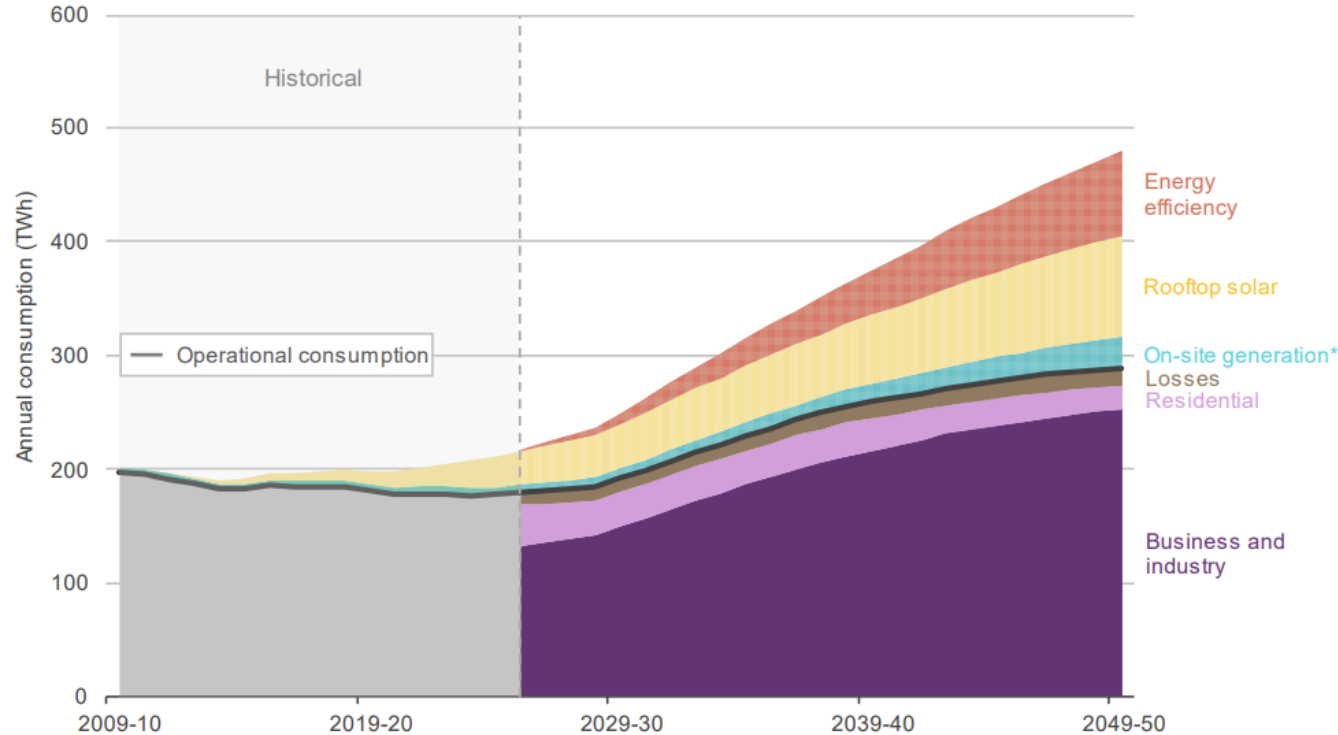


## Triển vọng công suất tới 2050

- AEMO công bố Kế hoạch Hệ thống tích hợp (ISP) định kỳ 2 năm một lần, đóng vai trò là lộ trình đầu tư tối ưu cho chuyển dịch năng lượng hệ thống NEM.
- Kế hoạch ISP 2024 hiện tại dự báo công suất lắp đặt của NEM đạt gần 300 GW vào năm tài chính 2049-50.
  - Tăng trưởng mạnh của các nguồn NLTT nhằm thay thế các nhà máy điện than đóng cửa và đáp ứng nhu cầu điện tăng cao do quá trình điện khí hoá.
  - Ổn định bằng các nguồn quy mô lớn và lưu trữ hộ gia đình.
  - Dự phòng bằng nguồn nhiệt điện khí (GPG) linh hoạt.
  - Nâng cấp và mở rộng lưới điện để kết nối các vùng NLTT (REZ) với các trung tâm phụ tải (“Rewiring the Nation”).

Nguồn: Dự thảo AEMO 2026 ISP

# Phát thải ròng bằng “0” trong sản xuất điện vào năm 2050



Trong lịch sử, nhu cầu điện không tăng trưởng ở mức cao nhưng dự kiến sẽ tăng nhanh chóng, gần như tăng gấp đôi vào năm 2050, khi nền kinh tế thực hiện khử các-bon thông qua quá trình điện khí hoá.

Gần một phần ba nhu cầu này sẽ được đáp ứng từ điện mặt trời mái nhà và các nguồn phát điện tại chỗ khác.

Mục tiêu quốc gia đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050.

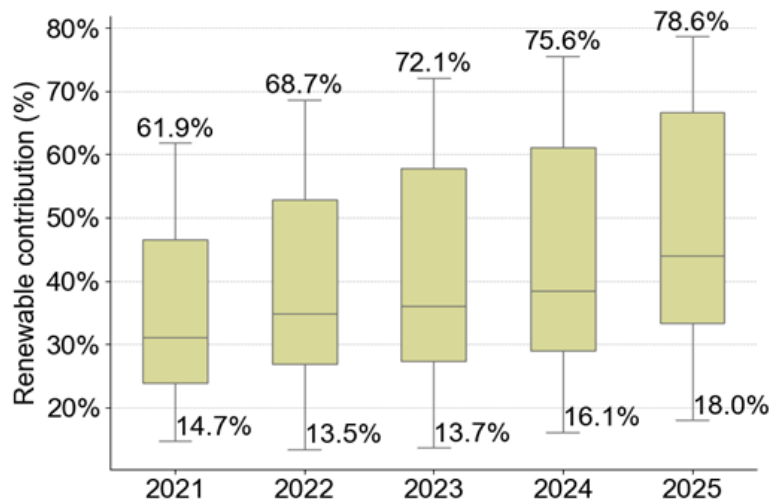
Mục tiêu đạt 82% NLTT vào năm 2030, yêu cầu bổ sung khoảng 6 GW công suất nguồn NLTT biến đổi mỗi năm.

Lưới điện của một số bang (SA, TAS) đã đạt mức vận hành 100% NLTT trong các khoảng thời gian kéo dài.

*Nguồn: Dự thảo ISP 2026 của AEMO*

# Tăng cường đóng góp của NLTT

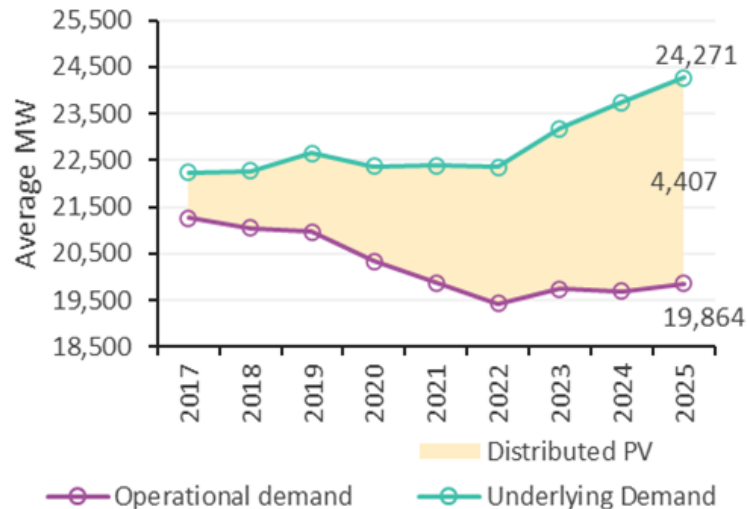
## Mức đóng góp NLTT cực đại và cực tiểu



- Mức đóng góp của NLTT (đo theo chu kỳ 30 phút) trong tổng sản lượng điện phát tăng trưởng ổn định trong giai đoạn 2021-2025

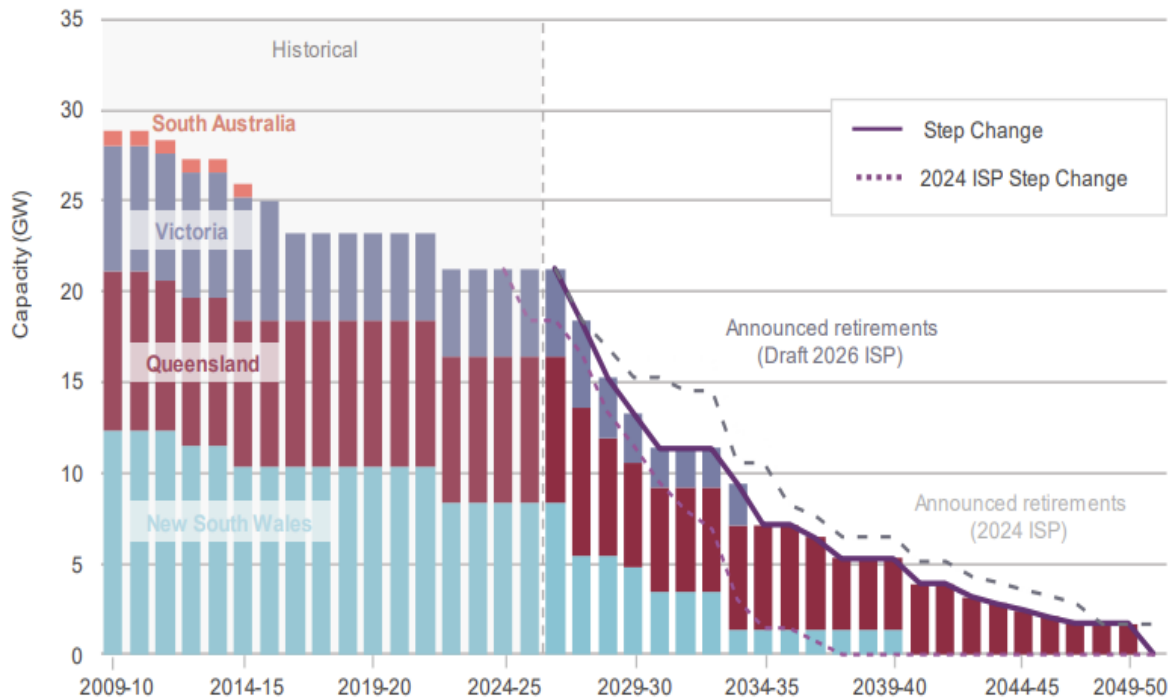
Nguồn: AEMO

## Nhu cầu phụ tải cơ sở và phụ tải hệ thống trung bình



- Sản lượng điện mặt trời phân tán trên toàn hệ thống NEM tăng trưởng 8,7% trong năm 2025, đạt 4.407 MW đã giúp bù đắp đáng kể cho nhu cầu phụ tải cơ sở trong các khoảng thời gian ban ngày

# Dừng vận hành các nhà máy điện than



- Từ năm 2008, không xây dựng mới các nhà máy nhiệt điện than

Dự báo toàn bộ nguồn phát điện than sẽ đóng cửa hoàn toàn vào năm 2049 (so với mốc năm 2038 trong ISP 2024 do việc gia hạn vận hành tại bang Queensland).

Chuyển đổi nhiên liệu không phải là phương án lựa chọn.

Các nhà máy đóng cửa gần đây:

- Liddell (bang NSW, 2.000 MW): 2023
- Hazelwood (bang VIC, 1.600MW): 2017

Quá trình chuyển dịch đang diễn ra nhưng không hoàn toàn suôn sẻ

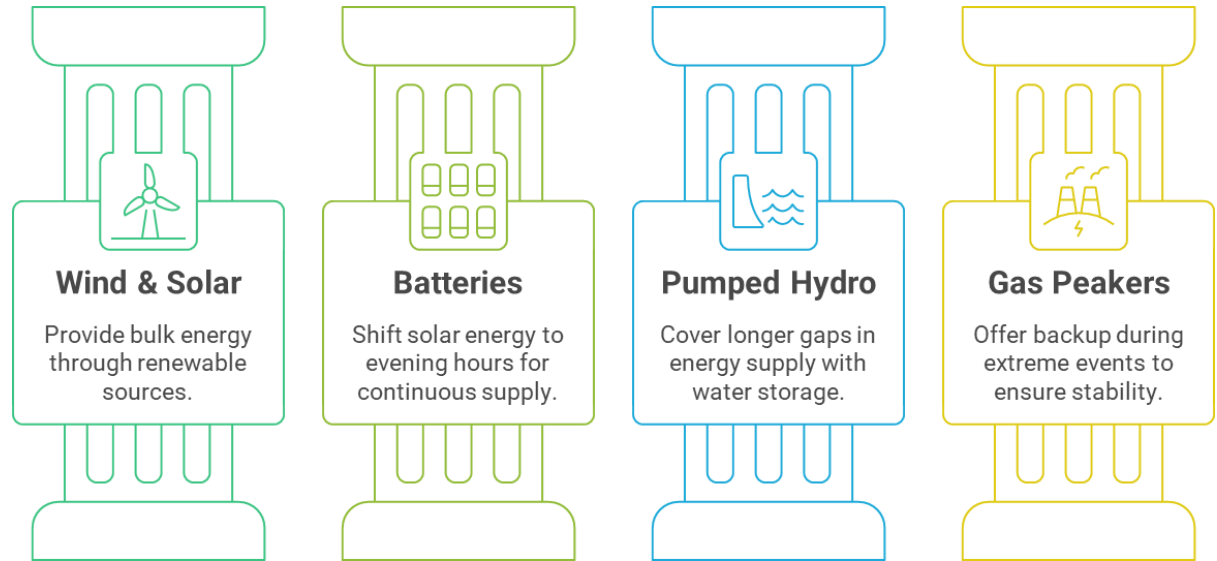
Kế hoạch đóng cửa nhà máy Eraring (2.880 MW) ở bang NSW đã bị trì hoãn 2 lần, từ năm 2025 sang 2027 và sau đó là 2029

- Để đảm bảo tính ổn định lưới điện và bình ổn giá năng lượng trong khi chờ các nguồn NLTT, hệ thống lưu trữ và các tài sản truyền tải được triển khai đồng bộ.

# Làm sao để độ tin cậy hệ thống sau khi dừng hoàn toàn điện than?

- Điện gió và điện mặt trời ngày càng đóng vai trò cung cấp phần lớn sản lượng năng lượng
- Pin lưu trữ và thủy điện tích năng cung cấp tính linh hoạt và khả năng chuyển đổi năng lượng
- Các nhà máy điện khí chạy đỉnh vẫn duy trì trong hệ thống chủ yếu như hình thức bảo hiểm độ tin cậy hệ thống trong các giai đoạn hiếm hoi khi sản lượng điện tái tạo thấp (ví dụ: các đợt lặng gió kéo dài)
- Máy bù đồng bộ & các tính năng biến tần tiên tiến (tạo lưới) nhằm hỗ trợ độ ổn định và độ cứng của lưới điện

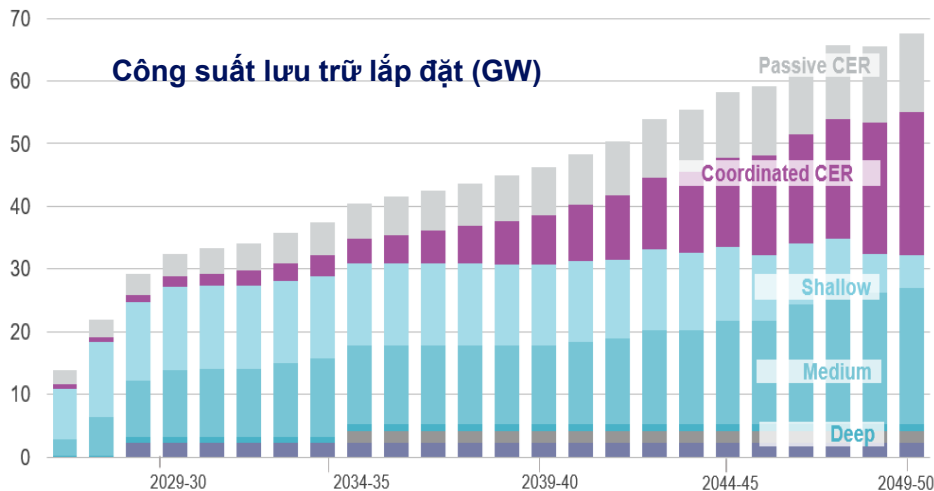
## Hệ thống Năng lượng của Úc sau khi dừng điện than



Nguồn: Dựa trên kế hoạch ISP 2024 của AEMO

# Vai trò quan trọng của lưu trữ năng lượng

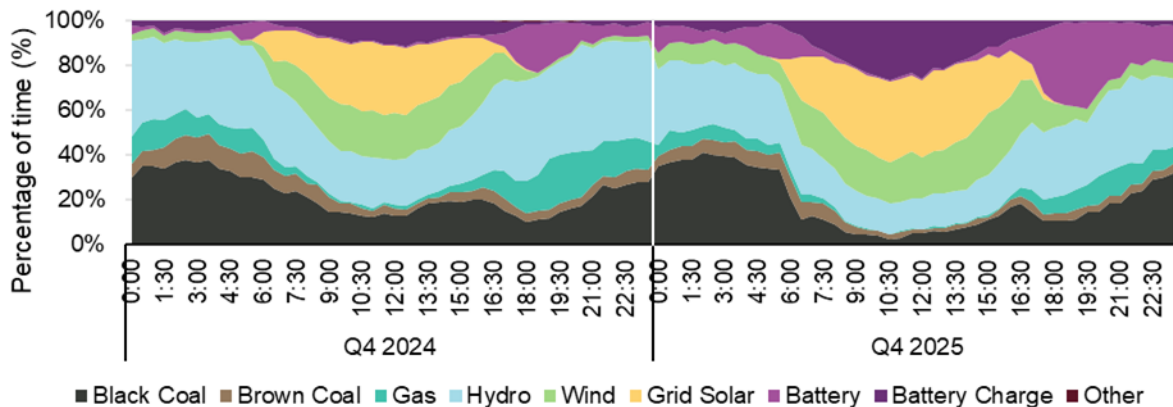
- Dự báo hệ thống NEM cần tới 55 GW công suất lưu trữ có khả năng điều độ trong năm 2049-50 (~70% của 80 GW tổng công suất có khả năng điều độ)
- Hệ thống lưu trữ thuộc sở hữu của người tiêu dùng (hay còn gọi là lưu trữ phân tán hoặc lưu trữ CER) đang trở nên phổ biến hơn về số lượng (dự kiến chiếm khoảng 52% vào năm 2050) do chi phí giảm, giúp giảm bớt nhu cầu đối với các giải pháp lưu trữ quy mô lưới điện.



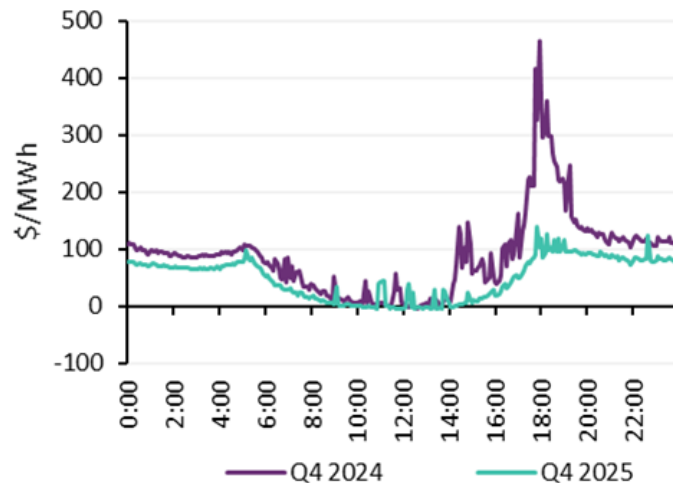
Loại lưu trữ	Đặc tính vận hành
Lưu trữ CER thụ động	Không có khả năng điều độ, bao gồm cả xe điện (EVs).
Lưu trữ CER có phối hợp	Được tập hợp & quản lý như các nhà máy điện ảo (VPP) có khả năng điều độ; thời gian xả lên đến 2 giờ
Lưu trữ ngắn hạn	Thời lượng lưu trữ lên tới 4 giờ; có khả năng cung cấp cả dịch vụ hệ thống và dịch vụ năng lượng
Lưu trữ trung hạn	Hệ thống BESS hoặc PSH từ 4 đến 12 giờ để chuyển dịch lượng lớn điện năng nhằm đáp ứng các đỉnh phụ tải sáng và tối
Lưu trữ dài hạn (Snowy 2.0, Borumba PSH)	Các nguồn thủy điện dự phòng chiến lược có khả năng phát điện trên 12 giờ, giúp giảm thiểu tác động của các giai đoạn thiếu hụt NLTT kéo dài và mất cân đối theo mùa.

# Tác động hiện hữu của BESS

Cơ chế xác định giá trong giờ cao điểm tối chuyển dịch từ thủy điện và điện khí sang xả pin lưu trữ



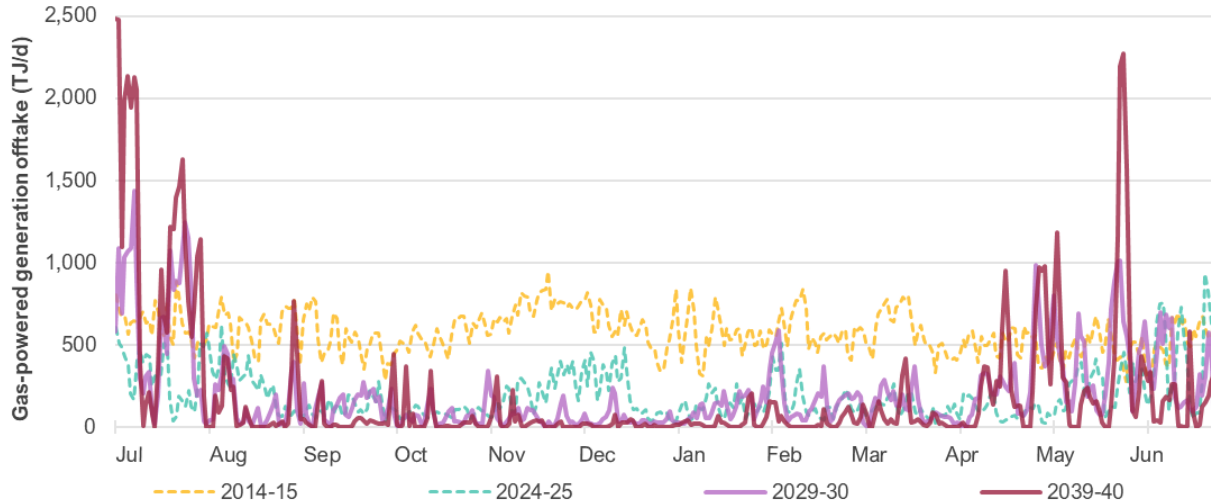
Giảm mức giá trung bình và độ biến động giá



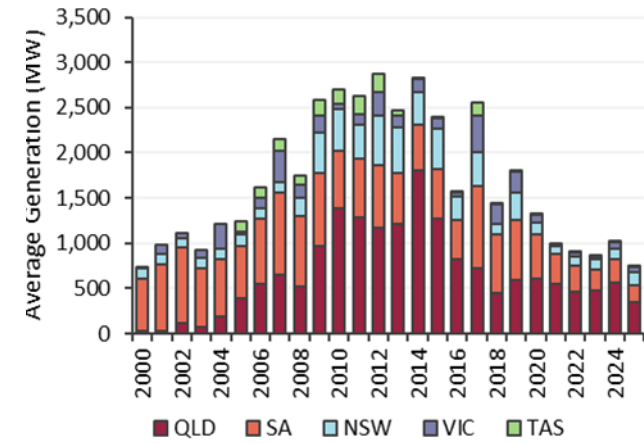
- Trong khung giờ cao điểm tối (16:00 – 20:00), hoạt động xả pin lưu trữ đóng vai trò quyết định giá trong 25% các khoảng thời gian lập giá, thay thế cho điện khí và thủy điện. Hoạt động nạp pin tham gia xác định giá thường xuyên hơn vào ban ngày, tăng từ 9% lên 20%, cho thấy rằng hoạt động nạp pin gia tăng trong các khung giờ này.
- Các hệ thống pin đang phát huy đúng vai trò kỳ vọng: góp phần bình ổn giá trung bình của thị trường NEM trong hầu hết các khung giờ trong năm 2025 (với mức giảm lớn nhất vào giờ các điểm tối) và làm giảm biến động giá (Biểu đồ 2).

# Nguồn điện khí (GPG)

## Biến động hàng tháng của sản lượng điện khí (2015-2040)



## Sản lượng điện chạy bằng khí trên toàn hệ thống NEM đã giảm trong 10 năm qua



- GPG trên toàn hệ thống NEM trong Q4/2025 đạt mức trung bình theo quý thấp nhất kể từ Q4/2000.
- Dự báo sẽ có 14 GW điện khí linh hoạt, vai trò của nguồn này sẽ thay đổi từ mức phát “trung bình” tương đối ổn định (như đã thấy vào năm 2015) sang vai trò dự phòng, chủ yếu vận hành vào các đợt cao điểm mùa đông từ năm 2040 trở đi (hệ số công suất của GPG lúc đó chỉ đạt khoảng 5-7%).
- Các phương án giảm phát thải: chuyển sang sử dụng hydro xanh (nếu khả thi), các công nghệ thu giữ & lưu trữ các-bon.

# Cơ chế khuyến khích & Động lực đầu tư

## Cơ chế định giá dựa trên mức độ khan hiếm thị trường điện giao ngay (mức giá trần được nâng cao)

- Khuyến khích các nguồn linh hoạt như các nhà máy điện khí chạy đỉnh, BESS
- Các nguồn khác (như điện gió) cũng có thể thu được lợi nhuận cận biên bổ sung để bù đắp chi phí cố định
- Thúc đẩy các đơn vị vừa sản xuất vừa bán lẻ (gentailers) quản trị rủi ro danh mục đầu tư – đầu tư để phòng vệ trước tình trạng giá thị trường tăng cao

## Cơ chế REC bắt buộc

- Tạo ra các dòng doanh thu ổn định cho các dự án NLTT đủ điều kiện, lắp đặt điện mặt trời và hệ thống lưu trữ hộ gia đình
- Chương trình “Cheaper Home Batteries” đưa ra mức giảm khoảng ~30%, triển khai từ tháng 7/2025

## Hỗ trợ doanh thu dài hạn cho các dự án điện gió, mặt trời và lưu trữ (BESS/PSH)

- Chương trình Đầu tư Công suất (Capacity Investment Scheme - CIS) – áp dụng trên toàn nước Úc
- Thoả thuận Dịch vụ Năng lượng dài hạn (Long-Term Energy Service Agreement - LTESA) – Áp dụng tại bang NSW
- Các dự án được lựa chọn thông qua đấu thầu cạnh tranh; đi kèm các thoả thuận về mức trần và mức sàn doanh thu hàng năm

# Rủi ro & Thách thức

## Các thách thức đầu tư

- Cần tới các nguồn vốn đầu tư khổng lồ và nhanh chóng vào các nguồn NLTT, các tài sản lưu trữ và truyền tải trong bối cảnh đóng cửa các nhà máy điện than.
- Các dự án theo kế hoạch có thể không tiến triển như đề ra, do chậm trễ trong khâu phê duyệt, sự thiếu chắc chắn trong quyết định đầu tư, áp lực chi phí, các vấn đề về sự đồng thuận xã hội, đứt gãy chuỗi cung ứng và thiếu hụt nguồn nhân lực.

## Rủi ro khi thị trường và công tác vận hành hệ thống điện chưa sẵn sàng cho mức 100% NLTT

- Khi các nguồn NLTT được phát triển nhanh chóng, việc vận hành NEM buộc phải cải tiến để sẵn sàng cho tỷ trọng xâm nhập NLTT cao hơn rất nhiều.
- AEMO cần xây dựng các yêu cầu kỹ thuật cho một hệ thống điện có khả năng vận hành ở mức 100% NLTT, đặc biệt là trong phối hợp các nguồn năng lượng từ phía người tiêu dung (CER) (dưới dạng nhà máy điện ảo – VPP) vào vận hành lưới điện, trên cả phương diện kỹ thuật và thương mại.
- Vấn đề thương mại và kỹ thuật nêu trên là một trong những nội dung trọng tâm được xem xét trong cáo cáo đánh giá “Nelson” về hệ thống NEM gần đây (Tháng 12/2025).

# Hàm ý chính sách cho Việt Nam

- Bảng so sánh gợi ý các nội dung tiềm năng cho việc phát triển VWEM

Nội dung	NEM (Úc)	VWEM (Việt Nam)
<b>Cấu trúc thị trường</b>	Tham gia là bắt buộc đối với tất cả các đơn vị phát điện và bán lẻ	Thị trường chỉ đại diện cho một bộ phận nguồn phát; các đơn vị bán lẻ chưa tham gia đầy đủ hoặc chưa tích cực
<b>Ký kết hợp đồng</b>	Thị trường công cụ phái sinh phát triển, cung cấp các công cụ phòng vệ hiệu quả và hỗ trợ chiều sâu cạnh tranh	Việc ký kết hợp đồng còn hạn chế, hình thức duy nhất và hợp đồng dạng Qc*Pc (sản lượng x giá) mang tính chất bán điều tiết
<b>Cơ chế định giá</b>	Định giá theo mức độ khan hiếm giúp cải thiện hiệu quả vận hành và cung cấp các tín hiệu cho đầu tư vào các nguồn linh hoạt	Chủ yếu dựa trên mục tiêu kiểm soát chi phí; tín hiệu giá chưa đủ sức hút để thúc đẩy đầu tư
<b>Cơ chế thúc đẩy NLTT</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Nhiều cơ chế khuyến khích tài chính (REC, CIS), tuy nhiên có gây áp lực lên giá bán lẻ</li><li>- Quy trình đấu thầu để hỗ trợ doanh thu</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Cơ chế DPPA</li><li>- Hỗ trợ tài chính ít phổ biến hơn do lo ngại về chi phí</li></ul>
<b>Sự tham gia trực tiếp của NLTT</b>	Bắt buộc; tham gia thị trường tự do và không yêu cầu phải có hợp đồng trước	Tự nguyện; yêu cầu phải có hợp đồng mua bán điện (PPA) đã ký kết



Xin cảm ơn!