

**FE-V**

Tương lai Ngành điện  
Việt Nam

TÀI LIỆU THẢO LUẬN

## Tương lai nguồn điện

Kinh nghiệm của Australia  
và đối chiếu với Việt Nam  
về chuyển dịch năng lượng

Tháng 6, 2023



**Australian Government**

## Về Sáng kiến Tương lai Ngành điện Việt Nam (Future of Electricity Vietnam – FE-V)

Australia và Việt Nam là hai nước láng giềng và hữu nghị, cùng đối mặt với những thách thức khu vực giống nhau và chia sẻ khát vọng về một mạng lưới điện bền vững, an toàn và công bằng làm nền tảng cho sự thịnh vượng và tăng trưởng kinh tế. Ngành năng lượng của cả hai nước cùng gặp vấn đề về kế thừa hệ thống cũ dùng để phát và truyền tải năng lượng; cùng có ưu đãi về tiềm năng năng lượng tái tạo cao và tốc độ triển khai năng lượng tái tạo nhanh nhất trên thế giới; đã và đang tiến hành nhiều bước cải cách cấu trúc quan trọng đối với thị trường, quản trị và hạ tầng nhằm giúp ngành năng lượng tận dụng được cơ hội từ sự chuyển dịch năng lượng bền vững mang lại.

Tương lai ngành điện Việt Nam (FE-V) là một chương trình từ khoa học đến chính sách được cấu thành từ các cuộc đối thoại chính sách nhằm tận dụng kinh nghiệm của Australia trong quá trình chuyển dịch năng lượng để hỗ trợ Việt Nam nghiên cứu các biện pháp can thiệp thiết thực, khả thi hướng đến một hệ thống năng lượng giảm phát thải, tin cậy và có giá cả phù hợp.

Nhân kỷ niệm 50 năm quan hệ ngoại giao Australia và Việt Nam, FE-V là một sáng kiến của Đại sứ quán Australia tại Hà Nội nhằm tập hợp các chuyên gia cả hai nước để chia sẻ kinh nghiệm và cùng phát triển các sản phẩm tri thức về các chủ đề liên quan ưu tiên đến 5 phương diện chính của ngành điện (nguồn điện, nhiên liệu, nhu cầu, lưới điện và thị trường) với đối tác đối thoại chiến lược là Ban Kinh tế Trung ương (CEC). Sáng kiến FE-V được chia thành hai giai đoạn, trong đó giai đoạn đầu tập trung vào việc cung cấp tổng quan chiến lược chuyển dịch năng lượng, bao gồm tổng kết 3 năm triển khai Nghị quyết 55 mà CEC đang thực hiện.

FE-V được thực hiện bởi các tổ chức: Đối tác Cơ sở hạ tầng Australia (Australia's Partnerships for Infrastructure - P4I), Đối tác Australia - Mekong về Hệ thống Năng lượng & Tài nguyên Môi trường (Australia - Mekong Partnership for Environmental Resources & Energy Systems - AMPERES) và Tổ chức Nghiên cứu Khoa học Công nghiệp Khối thịnh vượng chung (Commonwealth Scientific Industrial Research Organisation - CSIRO). P4I là một sáng kiến của chính phủ Australia hợp tác với các quốc gia Đông Nam Á, hướng đến phát triển bền vững, hài hòa và bình đẳng thông qua cơ sở hạ tầng chất lượng. P4I được điều hành bởi Bộ Ngoại giao và Thương mại Australia và thực hiện bởi EY, Adam Smith International, Quỹ Châu Á (The Asia Foundation) và Ninti One.

### Tác giả

Tài liệu này được xây dựng bởi: Giáo sư Kenneth Baldwin (ANU), với sự hỗ trợ từ Michael DiGregorio (TAF).

### Lời cảm ơn

Nhóm FE-V xin cảm ơn Ban Kinh tế Trung ương đã hướng dẫn trong quá trình thực hiện FE-V, David Gottlieb, Ben Davis, Lê Anh Đức và Lê Hạnh Lê từ Đại sứ quán Australia tại Việt Nam và Elena Rose từ Đối tác Cơ sở hạ tầng của Australia về sự dẫn dắt trong việc thiết kế và thực hiện sáng kiến FE-V cũng như các đánh giá đối với báo cáo này.

Ảnh: Công nhân lắp đặt tấm quang năng tại Bình Thuận, Việt Nam. Nguồn ảnh: Ngọc Hà/ Thông tấn xã Việt Nam.

### Trích dẫn

Kenneth, B., DiGregorio, M., (2023). *"Tương lai Ngành điện Việt Nam – Tương lai nguồn điện"*. Tài liệu thảo luận chuẩn bị cho Ban Kinh tế Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam. Hà Nội, tháng 6 năm 2023.

### Miễn trừ trách nhiệm

Bất kỳ quan điểm, nhận định hay đề xuất từ bên thứ ba được thể hiện trong báo cáo này không nhất thiết phản ánh quan điểm, nhận định hay đề xuất từ Chính phủ Australia, hay ngụ ý cam kết của Chính phủ về một hành động cụ thể nào. Chính phủ Australia không chịu trách nhiệm cho bất kỳ thiệt hại, mất mát hay chi phí phát sinh nào được gây ra bởi sự diễn giải thông tin trong báo cáo này.



Australian  
National  
University

# Mục lục

A. Bối cảnh.....	1
A1 - Tổng quan.....	1
A2 - Quá trình phát triển của ngành điện.....	3
A3 - Tầm quan trọng của chủ đề được thảo luận với ngành công nghiệp dịch vụ điện của Australia .....	5
A4 - Danh mục những vấn đề chính .....	8
A5 - Liên hệ tới bối cảnh Việt Nam .....	8
A6 - Đề xuất cho Việt Nam .....	8
B. Tìm hiểu vấn đề.....	10
Vấn đề 1 - Xác định giá phù hợp để thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo.....	10
B1 - Bối cảnh vấn đề.....	10
B2 – Strategic setting.....	11
B3 - Giải pháp.....	13
B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia.....	15
B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp Việt Nam.....	17
Vấn đề 2 - Quy hoạch hệ thống tích hợp .....	19
B1 - Bối cảnh vấn đề.....	19
B2 - Chiến lược.....	20
B3 - Giải pháp.....	21
B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia.....	22
B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp Việt Nam.....	23
Vấn đề 3 - Quản lý nguồn điện năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) .....	24
B1 - Bối cảnh vấn đề.....	24
B2 - Chiến lược.....	24
B3 - Giải pháp.....	24
B4 – Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia .....	25
B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp Việt Nam.....	27
Vấn đề 4 - Phát điện ảo và lưu trữ năng lượng .....	28
B1 - Bối cảnh vấn đề.....	28
B2 - Chiến lược.....	29
B3 - Giải pháp.....	30
B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia.....	30
B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp của Việt Nam .....	32
Vấn đề 5 - Mua bán điện.....	35
B1 - Bối cảnh vấn đề.....	35
B2 - Chiến lược.....	35
B3 - Giải pháp.....	36
B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia.....	37
B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp của Việt Nam .....	39

## Danh mục hình

<b>Hình 1</b>   Sản lượng điện thực tế và dự kiến tại các bang và vùng lãnh thổ thuộc NEM, giai đoạn 1900 – 2050 <sup>3</sup> .....	3
<b>Hình 2</b>   Công suất lắp đặt điện tái tạo (W)/người/năm theo nguồn điện. Dữ liệu công suất quốc tế từ Cơ quan Điều tiết Năng lượng Sạch (Phân tích của ANU). .....	5
<b>Hình 3</b>   Cấu trúc quản trị ngành năng lượng Australia hiện tại (theo Stanwell). .....	7
<b>Hình 4</b>   LCOE của các loại hình phát điện khác nhau ở Australia vào năm 2030. ....	10
<b>Hình 5</b>   Tốc độ giảm giá của mô-đun điện mặt trời (US\$/watt) và số lượng mô-đun được sản xuất.....	11
<b>Hình 6</b>   Điện lượng và phát thải của các nguồn điện trong NEM cho thấy hiệu quả của công cụ thuế các-bon .....	12
<b>Hình 7</b>   (Phía trên) So sánh giữa cơ chế đấu giá ngược với FIT và các cơ chế khác. Dữ liệu quốc tế từ các phiên đấu giá ngược thể hiện quá trình và thời gian hình thành giá cho điện mặt trời và gió. ....	14
<b>Hình 8</b>   Giá điện gió theo cơ chế đấu giá ngược <sup>43</sup> bằng đồng đô la không đổi cho thấy hiệu quả hình thành giá .....	15
<b>Hình 9</b>   Công suất lắp đặt năng lượng tái tạo (cột), tổng nhu cầu của NEM (không tính tới nhu cầu tự dùng từ điện mặt trời mái nhà – đường), và đóng góp của năng lượng tái tạo hàng năm (phần trăm). ....	16
<b>Hình 10</b>   Tình hình lắp đặt/đóng cửa các nhà máy điện theo loại hình từ khi NEM bắt đầu cho tới năm 2019.....	17
<b>Hình 11</b>   Bản đồ Quy hoạch Hệ thống Tích hợp AEMO cho NEM năm 2022 .....	22
<b>Hình 12</b>   Chi phí quy dẫn của lưu trữ + truyền tải để hỗ trợ thâm nhập của VRE.....	24
<b>Hình 13</b>   Tỷ trọng nguồn điện trước khi xảy ra sự cố mất điện và hỏng đường dây truyền tải ở Nam Australia .....	26
<b>Hình 14</b>   Thời gian sử dụng của ba loại hình lưu trữ năng lượng chính. ....	29
<b>Hình 15</b>   Kịch bản 100% năng lượng tái tạo vào năm 2040 của Hội đồng Quản lý Năng lượng châu Âu cho thấy tình trạng dư tải do năng lượng tái tạo không đủ cấp điện theo mùa .....	30
<b>Hình 16</b>   Bản đồ các địa điểm phát triển thủy điện tích năng đập dâng ở khu vực ASEAN của ANU với tiềm năng lưu trữ trên 150 GWh và thời gian lưu trữ 18 tiếng.....	33
<b>Hình 17</b>   Nhu cầu điện và sản xuất điện ban ngày trong kịch bản tiêu thụ điện cao vào một tuần “căng thẳng” khi khả năng cung cấp của năng lượng tái tạo ở Việt Nam thấp.....	34
<b>Hình 18</b>   Cấu hình tiềm năng cho hệ thống lưới điện HVDC của Đông Nam Á .....	35
<b>Hình 19</b>   Kết quả phát điện, lưu trữ và LCOE, và những thay đổi trong cơ cấu phát điện (ngoại trừ LCOE trong kịch bản tiêu thụ điện cao).....	36
<b>Hình 20</b>   Biểu đồ hệ số điện gió của Australia, với các yêu cầu về điện tái tạo để đáp ứng xuất khẩu theo hai giả định của kịch bản phát triển thông thường .....	38

## Danh mục bảng

<b>Bảng 1</b>   Hiện trạng của các dự án lưu trữ năng lượng lớn hiện có và trong quy hoạch ở Australia để giải quyết vấn đề cân bằng VRE trong khoảng thời gian ngắn .....	31
--	----

# Danh mục từ viết tắt

<b>Từ viết tắt</b>	<b>Tên đầy đủ (tiếng Anh)</b>	<b>Nghĩa tiếng Việt</b>
AEMO	Australia Energy Market Operator	Cơ quan Điều hành Thị trường Năng lượng Australia
AER	Australia Energy Regulator	Cơ quan Điều tiết Năng lượng Australia
ANU	Australia National University	Đại học quốc gia Australia
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	Hiệp hội các quốc gia Đông Nam
BESS	Battery Energy Storage Systems	Hệ thống pin lưu trữ
CEC	Central Economics Committee	Ban Kinh tế Trung ương
COD	Commercial Operation Date	Ngày vận hành thương mại
DPPA	Direct Power Purchase Agreement	Hợp đồng mua bán điện trực tiếp
ECMC	Energy and Climate Change Ministerial Council	Hội đồng Bộ trưởng Năng lượng và Biến đổi khí hậu
EPTC	Electric Power Trading Company	Công ty Mua bán Điện
EREA	Electricity and Renewable Energy Authority	Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo
EVN	Vietnam Electricity Group	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FCAS	Frequency Control and Ancillary Services	Dịch vụ Phụ trợ và Kiểm soát Tần số
FiTs	Feed-in Tariffs	Biểu giá điện hỗ trợ
HILT	Heavy Industry Low-carbon Transition	Chuyển đổi Các-bon Thấp trong ngành Công nghiệp nặng
HVDC	High Voltage, Direct Current	Điện cao thế một chiều
ISP	Integrated System Plan	Quy hoạch Hệ thống Tích hợp
LCOE	Levelised Cost of Electricity	Chi phí sản xuất điện quy dẫn
LGCs	Large-scale Generation Certificates	Chứng nhận sản xuất quy mô lớn
LNG	Liquefied Natural Gas	Khí tự nhiên hóa lỏng
MOF	Ministry of Finance	Bộ tài chính
MOIT	Ministry of Industry and Trade	Bộ công thương
NEM	National Electricity Market	Thị trường Điện Quốc gia
PPAs	Power Purchase Agreements	Hợp đồng mua bán điện
RET	Renewable Energy Target	Mục tiêu năng lượng tái tạo
VRE	Variable Renewable Energy	Năng lượng tái tạo biến đổi
WEM	Western Electricity Market	Thị trường Điện Tây Australia

Từ "WEM" được sử dụng trong 05 Tài liệu thảo luận có thể mang Tên đầy đủ khác nhau. Một số tác giả cho rằng từ này chỉ "Thị trường Điện Tây Australia", trong khi đó một số tác giả khác cho rằng đó là viết tắt của "Thị trường điện bán buôn". Sau khi thảo luận, nhóm các tác giả đã thống nhất rằng từ "WEM" đều có thể mang nghĩa "Thị trường Điện Tây Australia" và "Thị trường điện bán buôn". Xin lưu ý rằng bản thân thị trường điện tại Tây Australia mang đặc tính của thị trường điện bán buôn. Trong các Tài liệu thảo luận, Ban Biên tập giữ nguyên Tên đầy đủ của thuật ngữ "WEM" trong văn bản và danh mục từ viết tắt dựa trên cách dùng của từng tác giả.

## A. Bối cảnh

### A1 - Tổng quan

Australia là nhà sản xuất và xuất khẩu năng lượng lớn, đồng thời là một trong những quốc gia có hệ thống điện lưới dài nhất (kéo dài 5.000 km) và đang chuyển dịch sang năng lượng tái tạo để giảm phát thải nhanh nhất thế giới.<sup>1</sup> Trong năm 2020-21, sản lượng điện của Australia đạt ~266 terawatt giờ (TWh)<sup>2</sup>, trong đó 17% được sản xuất ngoài ngành điện, từ ngành công nghiệp và hộ gia đình (7% từ điện mặt trời quy mô nhỏ). Hai thị trường điện chính (đáp ứng 97% nhu cầu điện<sup>3</sup>) là Thị trường Điện Quốc gia (NEM – phục vụ Queensland, New South Wales, Lãnh thổ Thủ đô Australia, Victoria, Tasmania và Nam Australia) và Thị trường Điện Tây Australia (WEM – phục vụ Tây Australia). Theo hiến pháp Australia, mỗi tiểu bang và vùng lãnh thổ chịu trách nhiệm về hệ thống điện của riêng mình, nhưng được liên kết với nhau bằng các đường dây kết nối liên bang.

NEM và WEM được quản lý bởi Cơ quan Điều hành Thị trường Năng lượng Australia (AEMO<sup>4</sup>), một đơn vị điều hành hệ thống độc lập được sở hữu phần lớn bởi chính quyền các bang, ngoại trừ Lãnh thổ phía Bắc. Theo hiến pháp, năng lượng thuộc trách nhiệm của chính quyền tiểu bang, vì vậy việc điều phối ngành điện được thực hiện thông qua đàm phán giữa chính quyền các bang, lãnh thổ và liên bang với sự chủ trì của Hội đồng Bộ trưởng Năng lượng và Biến đổi khí hậu (ECMC<sup>5</sup>).

NEM cung cấp ~204 TWh cho 10,7 triệu khách hàng trong khi WEM cung cấp ~20 TWh cho 1,1 triệu khách hàng.<sup>6</sup> Tổng công suất phát điện của NEM là ~65GW (và của WEM là ~6 GW), trong đó 14 GW là điện mặt trời phân tán – là nguồn phát điện lớn nhất trong NEM. Đến năm 2022<sup>7</sup>, năng lượng tái tạo (gồm thủy điện ~8%, gió ~13%, điện mặt trời quy mô trang trại ~6% và điện mặt trời mái nhà ~9%) chiếm ~36% sản lượng điện trong NEM. Tại một số thời điểm, năng lượng tái tạo chiếm tỷ trọng trên 60%<sup>3</sup> (và lên tới 75% trong cả tháng 12 năm 2021 ở Nam Australia<sup>7</sup>, nơi có kết nối yếu với phần còn lại của NEM). Phần còn lại trong cơ cấu nguồn điện của NEM là nhiên liệu hóa thạch (than đen và nâu ~58%, khí đốt ~6%)<sup>7</sup>.

Có nhiều lựa chọn thay thế cho các quốc gia để giảm phát thải ngành điện và từ đó điện khí hóa tất cả các lĩnh vực khác của nền kinh tế.<sup>8</sup> Ngoài điện mặt trời, điện gió và thủy điện đang chiếm ưu thế hiện nay, các dạng năng lượng tái tạo tiềm năng khác bao gồm điện gió ngoài khơi, nhiệt mặt trời, địa nhiệt, năng lượng từ sóng và thủy triều. Tuy nhiên, cho đến nay chỉ có một vài trong số này đạt đến giai đoạn thử nghiệm ở Australia và vẫn chưa được chứng minh là có khả năng cạnh tranh thương mại với điện mặt trời, điện gió và thủy

<sup>1</sup> Cơ quan Năng lượng Quốc tế (2023) *Rà soát Chính sách Năng lượng của Australia năm 2023*, <https://www.iea.org/reports/australia-2023>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>2</sup> Cục Biến đổi khí hậu, Năng lượng, Môi trường và Nước (DCCEEW) (2022) *Báo cáo Cập nhật Tình hình Năng lượng Australia 2022*, <https://www.energy.gov.au/publications/australia-energy-update-2022>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>3</sup> Clarke D và Graham P (2022), *Chuyển dịch Ngành điện của Australia từ năm 1900 tới 2050: Điều kiện để Australia chuyển dịch sang hệ thống điện phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050?* CSIRO, Australia, <https://doi.org/10.25919/uy2n-7x38>

<sup>4</sup> AEMO (2023) <https://aemo.com.au/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>5</sup> DCCEEW (2023) *Hội đồng Bộ trưởng Năng lượng và Biến đổi khí hậu*. <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-and-climate-change-ministerial-council>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>6</sup> Thông tin tóm tắt về Thị trường Điện Quốc gia của AEMO (2021) <https://aemo.com.au/en/learn/energy-explained/fact-sheets>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>7</sup> Đại học Quốc gia Australia (ANU) (2023) *Giám sát Phát thải Năng lượng Australia* <https://iceds.anu.edu.au/research/research-initiatives/australia-energy-emissions-monitor>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>8</sup> Baldwin HGH, Howden M, Smith MH, Hussey K và Dawson PJ (2021) *Chuyển dịch sang nền Kinh tế Phi Các-bon, Thích ứng tốt và Thịnh vượng: Hướng dẫn dành cho các Nhà hoạch định Chính sách*, Nhà xuất bản Đại học Cambridge.

<https://doi.org/10.1017/9781316389553>

điện hiện có (phát triển thủy điện mới không khả thi do những hạn chế về xã hội và môi trường ở lục địa khô hạn này). Năng lượng hạt nhân (phản ứng phân hạch) cũng bị cấm theo luật liên bang<sup>9</sup>, bao gồm phản ứng tổng hợp hạt nhân<sup>10</sup> có thể trở thành nguồn năng lượng tiềm năng vào những năm về sau của thế kỷ này.

Ngoài ra, còn có phương án phát điện ảo (được hiểu là hình thức thay thế phát điện nhằm giảm nhu cầu điện trong khoảng thời gian cụ thể), bao gồm ba loại:

- Lưu trữ năng lượng (bao gồm cả pin quy mô lớn và pin lưu trữ tại nơi sử dụng, và thủy điện tích năng<sup>11</sup>), tất cả đều cần có máy phát điện để cung cấp năng lượng cho chúng, nhưng có thể cung cấp năng lượng được lưu trữ theo yêu cầu như một nhà máy phát điện ảo;
- Điều chỉnh phụ tải điện (theo yêu cầu từ đơn vị bán lẻ đến khách hàng để giảm mức tiêu thụ), đây là một hình thức thay thế phát điện tức thời một cách hiệu quả; và
- Sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả, tương tự như vậy có thể làm giảm nhu cầu điện sau khi biện pháp được thực hiện, mặc dù không phải ngay lập tức.

Tất cả những giải pháp này hiện đang được thực hiện ở Australia ở các cấp độ khác nhau để hỗ trợ hoạt động sản xuất điện (xem Vấn đề 4, phần B4 để biết thêm chi tiết).

Cơ cấu nguồn điện hiện tại của Australia chủ yếu đến từ kết quả của việc ban hành các chính sách về giá ở các cấp chính quyền trong thời gian qua, cho phép các công nghệ phát điện khác nhau cạnh tranh để giữ vai trò trên thị trường. Tuy nhiên, các chính sách này phần lớn thiếu sự điều phối giữa các bang, giữa chính quyền bang và liên bang. Ở cấp liên bang, đã có nhiều thay đổi trong chính sách do những thay đổi liên tiếp trong chính phủ. Sự bất định trong chính sách - đặc biệt là ở cấp liên bang - đã cản trở tiến trình và làm tăng chi phí chuyển dịch năng lượng như được thảo luận trong phần A2.

Australia đã ban hành các chính sách khác nhau để hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng bao gồm biểu giá điện hỗ trợ của chính phủ tiểu bang và đấu giá ngược (với hợp đồng chênh lệch), chương trình Mục tiêu Năng lượng tái tạo của chính phủ liên bang<sup>12</sup>, và thị trường bán buôn toàn phần mở (giao ngay) trong NEM và WEM. Đặc biệt, thị trường giao ngay đã giúp các nhà sản xuất điện có Chi phí Sản xuất Điện Quy dẫn<sup>13</sup> (LCOE) cạnh tranh để đấu thầu thành công vào NEM, hoặc theo phương án thay thế là ký Hợp đồng Mua Bán Điện (PPA) để cung cấp điện theo hợp đồng dài hạn (tối đa 20 năm hoặc lâu hơn) với từng khách hàng.

Các vấn đề khác ảnh hưởng đến sự phát triển của một số nguồn điện cụ thể bao gồm khả năng kết nối lưới điện (thường là vấn đề đối với năng lượng tái tạo ở vùng sâu vùng xa, hoặc gió ngoài khơi), sử dụng nước, chuyển đổi mục

<sup>9</sup> Chính phủ Australia (1999) Đạo luật Bảo vệ Môi trường và Bảo tồn Đa dạng Sinh học 1999, <https://www.legislation.gov.au/Details/C2022C00214>. Truy cập tháng 4 năm 2023

<sup>10</sup> ABC News (2022) 'Bước đột phá' về phản ứng tổng hợp hạt nhân: Các nhà khoa học đã đạt được bằng cách nào và nó có ý nghĩa gì với năng lượng sạch, <https://www.abc.net.au/news/science/2022-12-14/nuclear-fusion-reaction-net-gain-clean-energy-explainer/101765634>. Truy cập tháng 4 năm 2023

<sup>11</sup> Blakers A, Stocks M, Lu B và Cheng C (2021) Đánh giá về lưu trữ bằng thủy điện tích năng, *Những tiến bộ trong lĩnh vực Năng lượng*, 3(2), 022003 <https://doi.org/10.1088/2516-1083/abeb5b>

<sup>12</sup> DCEEW (2023) Chương trình Mục tiêu Năng lượng tái tạo <https://www.dceew.gov.au/energy/renewable/target-scheme>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

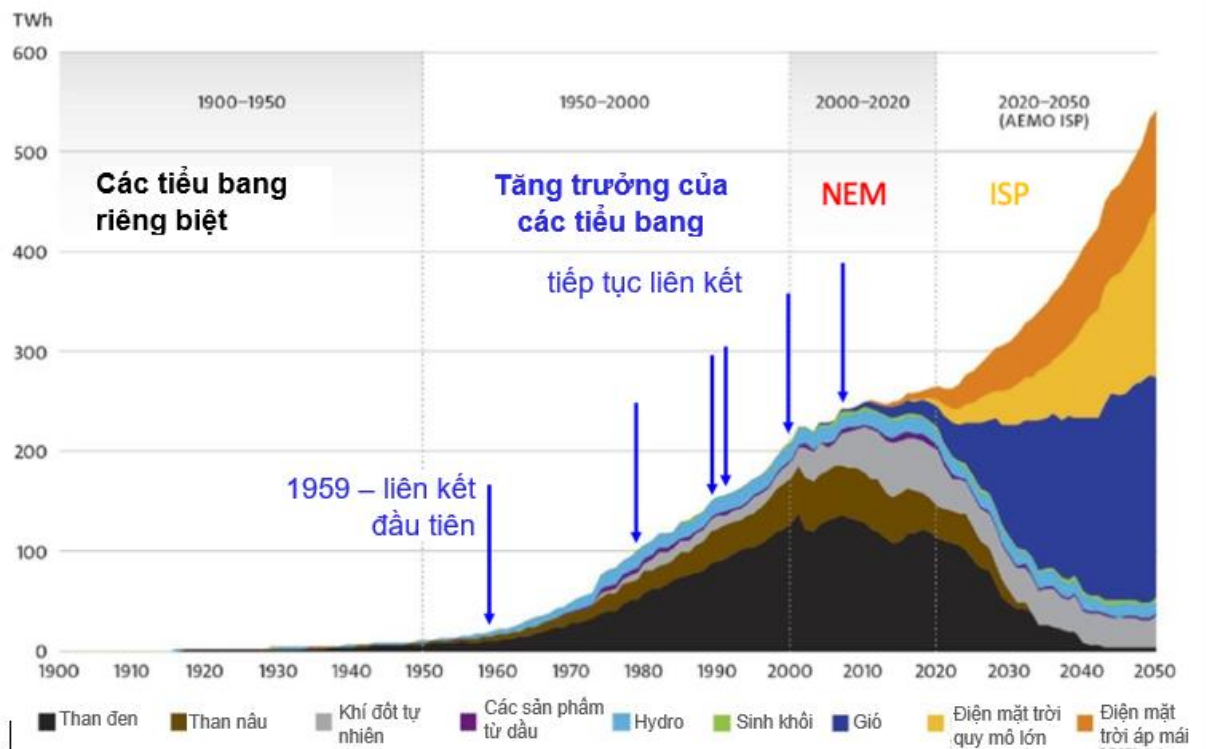
<sup>13</sup> CSIRO (2023) Chi phí phát điện: ước tính chi phí sản xuất điện hàng năm của Australia, <https://www.csiro.au/en/research/technology-space/energy/energy-data-modelling/gencost-2021-22>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

đích sử dụng đất (ví dụ: nông nghiệp), sự chấp nhận của cộng đồng và thời gian đầu nối.

## A2 - Quá trình phát triển nguồn điện

Australia bắt đầu sản xuất điện vào đầu những năm 1900 sử dụng mạng lưới riêng biệt của thành phố và tiểu bang (Hình 1). Dần dần khi nền kinh tế và lưới điện phát triển đáng kể từ khoảng năm 1950, kết nối liên bang được thiết lập để đáp ứng nhu cầu của một nền kinh tế lớn hơn và đa dạng hơn. Cơ cấu nguồn điện chủ yếu phụ thuộc vào nguồn tài nguyên than dồi dào và một số thủy điện trong Chương trình Thủy điện Snowy bắt đầu phát điện vào năm 1955<sup>14</sup>, và sau đó có thêm nguồn khí tự nhiên được khai thác với trữ lượng lớn.

**Hình 1 | Sản lượng điện thực tế và dự kiến tại các bang và vùng lãnh thổ thuộc NEM, giai đoạn 1900 – 2050<sup>3</sup>**



Trước tình trạng hoạt động không hiệu quả và giá điện tăng cao, trong những năm 1990, các bang đã tiến hành chuyển đổi các đơn vị nhà nước phụ trách về điện, chỉ giữ độc quyền về truyền tải đồng thời đa dạng hóa các doanh nghiệp sản xuất, phân phối và bán lẻ điện - nhiều doanh nghiệp trong số đó đã được tư nhân hóa. Giai đoạn này cũng mở đầu cho sự cạnh tranh giữa các đơn vị phát điện trong thị trường bán buôn sơ khai, trước khi hình thành NEM vào tháng 12 năm 1998 (bổ sung thêm Queensland vào năm 2001 và Tasmania vào năm 2006) và hình thành WEM vào tháng 9 năm 2006<sup>3</sup>.

Trong vài thập kỷ qua kể từ khi NEM và WEM ra đời, mặc dù chính sách của liên bang không ổn định trong hơn 15 năm (ngoại trừ chương trình mục tiêu

<sup>14</sup> Thủy điện Snowy (2023) Đề án Thủy điện Snowy <https://www.snowyhydro.com.au/generation/the-snowy-scheme/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.



năng lượng tái tạo - RET), sự phát triển của ngành điện Australia đã đi theo hướng lấy tính kinh tế của nguồn năng lượng tái tạo là động lực chính. Sau khi giải quyết được vấn đề tăng chi phí tài chính do sự bất định chính sách của các bang và liên bang, năng lượng mặt trời và gió hiện là loại hình phát điện tái tạo rẻ nhất và dự kiến sẽ đạt 50% trong NEM<sup>15</sup> vào giữa thập kỷ này.

Tình hình cấp bách phải ứng phó với biến đổi khí hậu cùng với yêu cầu phải thay thế các nhà máy điện chạy bằng nhiên liệu hóa thạch cũ đặt ra tính cấp thiết phải xây dựng quy hoạch tập trung cho quá trình chuyển dịch năng lượng. Trách nhiệm chính thuộc về AEMO, đơn vị này đã ban hành Quy hoạch Hệ thống Tích hợp (ISP)<sup>16</sup> đầu tiên của quốc gia vào năm 2018, hoạch định sự phát triển của toàn bộ hệ thống điện trong tương lai, bao gồm (trong số các yếu tố khác) dự báo nhu cầu điện, truyền tải và lưu trữ mới. AEMO hiện đang lên kế hoạch để đạt tỷ lệ phát điện tái tạo ở mức cao nhất 100% vào một ngày bất kỳ từ nay tới 2025<sup>3</sup>, và có kế hoạch chuẩn bị sẵn sàng các hệ thống để ứng phó với kịch bản này trong tương lai gần. Hình 1 thể hiện sự thay đổi trong cơ cấu nguồn điện để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 cùng các dự báo về ISP của AEMO từ năm 2020 trở đi.

Với sự phát triển nhanh chóng năng lượng tái tạo, Australia hiện đang dẫn đầu quá trình chuyển đổi năng lượng toàn cầu với tốc độ lắp đặt điện mặt trời và điện gió bình quân đầu người<sup>17</sup> nhanh nhất thế giới, đặc biệt là khi xem xét tới hệ số công suất của điện mặt trời tại Australia (gần như cao gấp đôi so với nhiều nước ở vĩ độ cao). Hình 2 thể hiện công suất năng lượng tái tạo trên đầu người hàng năm trong giai đoạn 2018 – 2021, cho thấy vai trò dẫn đầu của Australia. Chính sách hiện tại của Chính phủ Australia đặt mục tiêu đạt 82% điện tái tạo vào năm 2030<sup>18</sup> để đạt được mục tiêu giảm 43% tổng phát thải so với kịch bản cơ sở năm 2005 (ngành điện hiện nay chiếm ~33% lượng phát thải). Giờ đây, với chính sách liên bang ổn định hơn, mục tiêu này hoàn toàn có thể đạt được chỉ bằng việc tăng tỷ lệ lắp đặt năng lượng tái tạo hiện tại thêm 50%<sup>18</sup> nếu nhu cầu điện vẫn ở mức như hiện tại (xem thêm Vấn đề 1, phần B4).

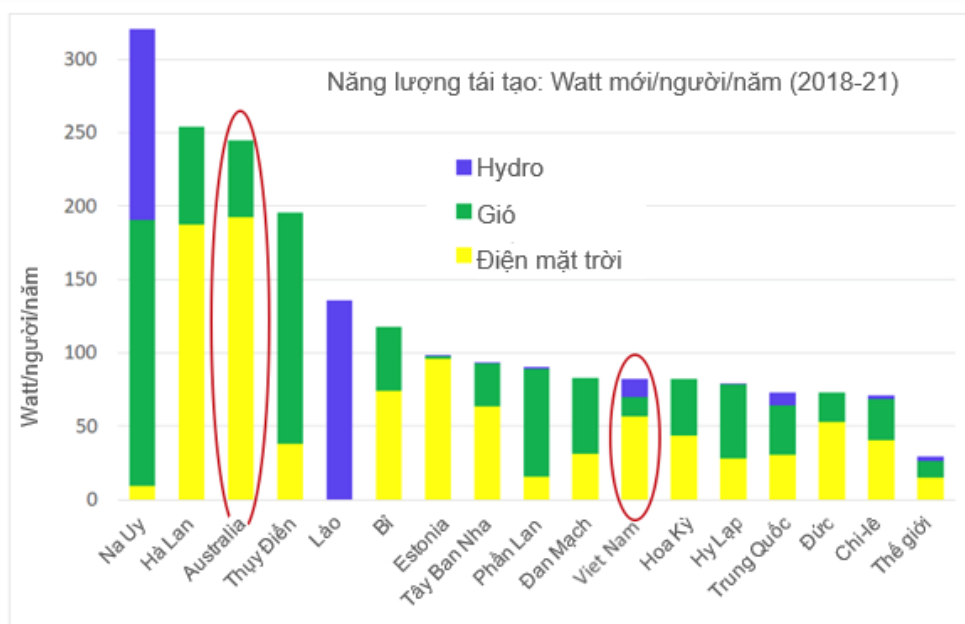
<sup>15</sup> Baldwin K, Blakers A và Stocks M (2018) Với tốc độ hiện tại, Australia sẽ đạt tỷ trọng 50% năng lượng tái tạo vào năm 2025, *The Conversation*, ngày 10 tháng 9 năm 2018. <https://theconversation.com/at-its-current-rate-uc-is-on-track-for-50-renewable-electricity-in-2025-102903>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>16</sup> AEMO (2022) Quy hoạch Hệ thống Tích hợp (ISP) <https://aemo.com.au/en/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>17</sup> Stocks M, Blakers A và Baldwin K (2019) Australia là quốc gia dẫn đầu thế giới trong xây dựng công suất năng lượng tái tạo mới, *The Conversation*, ngày 25 tháng 9 năm 2019. <https://theconversation.com/uc-is-the-runaway-global-leader-in-building-new-renewable-energy-123694>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>18</sup> Cơ quan Điều tiết Năng lượng Sạch (CER) (2023) Hiện trạng Năng lượng tái tạo, <https://www.cleanenergyregulator.gov.au/Infohub/Markets/Pages/qcmr/december-quarter-2022/State-of-Total-Renewables.aspx>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

**Hình 2** | Công suất lắp đặt điện tái tạo (W)/người/năm theo nguồn điện. Dữ liệu công suất quốc tế lấy từ Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA). Dữ liệu của Australia lấy từ Cơ quan điều tiết năng lượng sạch.



Theo hướng dẫn của Quy hoạch Hệ thống Tích hợp AEMO, các bang hiện đang chủ động hoạch định cách tốt nhất để đạt được mục tiêu giảm phát thải đây tham vọng của riêng mình, dẫn đến sự thay đổi của một số quyết định dựa trên thị trường trước đó khi thiết lập NEM. Điều này bao gồm trả lại quyền sở hữu một số cơ sở sản xuất điện cho nhà nước và chỉ đạo xây dựng đường dây truyền tải để loại bỏ nút thắt cho phát triển các vùng năng lượng tái tạo mới. Australia cũng đang thiết kế các thị trường mới, ví dụ như thị trường công suất cho năng lượng tái tạo vận hành liên tục<sup>19</sup> (bao gồm cả lưu trữ) đồng thời đặt ra mục tiêu bảo vệ môi trường trong Luật Điện lực Quốc gia.<sup>20</sup>

### A3 - Tầm quan trọng của chủ đề được thảo luận với ngành công nghiệp dịch vụ điện của Australia

Theo hiến pháp của Australia, trách nhiệm phát triển năng lượng được giao cho các bang, vì vậy luôn có sự căng thẳng giữa chỉ đạo của chính phủ liên bang và kế hoạch của các bang. Theo Đánh giá Độc lập về An ninh Thị trường Điện Quốc gia trong Tương lai (Đánh giá của Finkel<sup>21</sup>) năm 2017, có những khó khăn trong việc giải quyết bộ ba tiến thoái lưỡng nan trong ngành năng lượng: gồm môi trường, an ninh và tính kinh tế. 'Cuộc chiến khí hậu'<sup>22</sup> ở cấp chính phủ liên bang trong 15 năm qua đã chứng kiến Đảng Lao động (cấp tiến) thúc đẩy mạnh mẽ các hành động chuyển đổi năng lượng, trong khi Khối Liên đảng (bảo thủ) lại ngăn chặn nhiều cải cách cần thiết (bao gồm cả giá các-bon) để đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng. Kết quả là, yếu tố môi trường trong bộ ba bất khả thi của ngành năng lượng đã không được giải

<sup>19</sup> DCCEE (2022) Chương trình Đầu tư Công suất để chuyển đổi thị trường năng lượng Australia, <https://www.energy.gov.au/news-media/news/capacity-investment-scheme-power-úcn-energy-market-transformation>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>20</sup> AEMC (2023) Mục tiêu Năng lượng Quốc gia <https://www.aemc.gov.au/regulation/nea>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>21</sup> DCCEE (2017) Đánh giá Độc lập về An ninh Thị trường Điện Quốc gia trong Tương lai – Bản kế hoạch cho Tương lai, <https://www.energy.gov.au/publications/independent-review-future-security-national-electricity-market-blueprint-future>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>22</sup> Pearse, R (2022) 3 bài học từ 'cuộc chiến khí hậu' của Australia và cách để chúng ta đạt được chính sách khí hậu tốt hơn, *The Conversation*, ngày 19 tháng 7 năm 2022. <https://theconversation.com/3-lessons-from-úcs-climate-wars-and-how-we-can-finally-achieve-better-climate-policy-187000>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

quyết cho đến gần đây khi chính phủ liên bang hiện tại yêu cầu đưa yếu tố môi trường vào các mục tiêu năng lượng quốc gia<sup>23</sup>.

Khoảng trống chính sách ở cấp liên bang (bên cạnh việc Mục tiêu năng lượng tái tạo đã được hạ xuống vào năm 2015<sup>24</sup>) dẫn đến tình trạng các tiểu bang và vùng lãnh thổ đi theo chính sách của riêng họ để phát triển năng lượng tái tạo và đáp ứng các mục tiêu giảm phát thải của chính họ. Một ví dụ điển hình là Lãnh thổ Thủ đô Australia, đã đạt được 100% năng lượng tái tạo vào năm 2020<sup>25</sup> bằng cách sử dụng cơ chế đấu giá ngược (hợp đồng chênh lệch)<sup>26</sup>, một cơ chế hình thành giá rất thành công đã được áp dụng rộng rãi ở nhiều quốc gia.<sup>27</sup> Tuy nhiên, cuộc chạy đua về năng lượng tái tạo không tránh khỏi những sai lầm, với biểu giá điện hỗ trợ quá hào phóng cho điện mặt trời mái nhà của các bang và vùng lãnh thổ<sup>28</sup> đã gây ra sự méo mó thị trường, khiến nguồn lực không được dành cho các biện pháp tăng cường ứng dụng năng lượng tái tạo hiệu quả, mà lại được sử dụng để trợ cấp cho những hộ gia đình có khả năng thanh toán các chi phí ban đầu<sup>29</sup>.

Các cơ quan điều phối trước đây đã nhận ra sự cần thiết phải thay đổi về quản trị, như đã được khuyến nghị trong Đánh giá của Finkel. Đánh giá của Finkel đã đưa ra 50 khuyến nghị để giải quyết những căng thẳng đối với NEM do thay đổi công nghệ nhanh chóng, chi phí gia tăng, sự bất định chính sách về giảm phát thải của ngành điện và sự cố mất điện ở Nam Australia vào năm 2016<sup>30</sup>. Tất cả các khuyến nghị được thông qua trừ khuyến nghị về định giá các-bon – điều này phản ánh 'cuộc chiến khí hậu' về giá các-bon do Chính phủ Đảng Lao động liên bang trước đây đưa ra kéo dài 2 năm kể từ tháng 7 năm 2012. Giá các-bon có tác động rõ rệt trong giảm cường độ phát thải của ngành điện<sup>31</sup> (xem thêm Vấn đề 1, phần B2) cho đến khi bị hủy bỏ vào tháng 7 năm 2014 bởi Chính phủ Khối Liên đảng.

Các khuyến nghị khác của Đánh giá Finkel có ý nghĩa quan trọng đối với sự phát triển của ngành điện. Ví dụ như khuyến nghị tăng cường quản trị, bao gồm thành lập Ban An ninh Năng lượng (ESB) để điều phối ba cơ quan chính: Ủy ban Thị trường Năng lượng Australia (AEMC); Cơ quan Điều tiết Năng lượng Australia (AER); và AEMO. ESB hiện báo cáo cho ECMC (Hình 3).

<sup>23</sup> DCEEW (2022) Tham vấn về những thay đổi pháp luật để lồng ghép mục tiêu giảm phát thải vào các mục tiêu năng lượng quốc gia <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-and-climate-change-ministerial-council/priorities/national-energy-transformation-partnership/consultation-proposed-legislative-changes-incorporate-emissions-reduction-objective-national-energy-objectives>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>24</sup> CER (2022) Về Mục tiêu Năng lượng tái tạo: Lịch của hình thành chương trình <https://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/History-of-the-scheme>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>25</sup> Chính phủ ACT (2023) Chính phủ ACT đang làm gì <https://www.climatechoices.act.gov.au/energy/what-the-act-government-is-doing>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>26</sup> Buckman G, Sibley J và Ward, M (2019) Chương trình đấu giá ngược biểu giá điện hỗ trợ quy mô lớn ở Lãnh thổ Thủ đô Australia năm 2012, tới 2016, *Năng lượng tái tạo*, 132, 176-185. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.011>

<sup>27</sup> Chương trình Đấu thầu Hỗ trợ Năng lượng tái tạo II (2023) <http://aures2project.eu/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

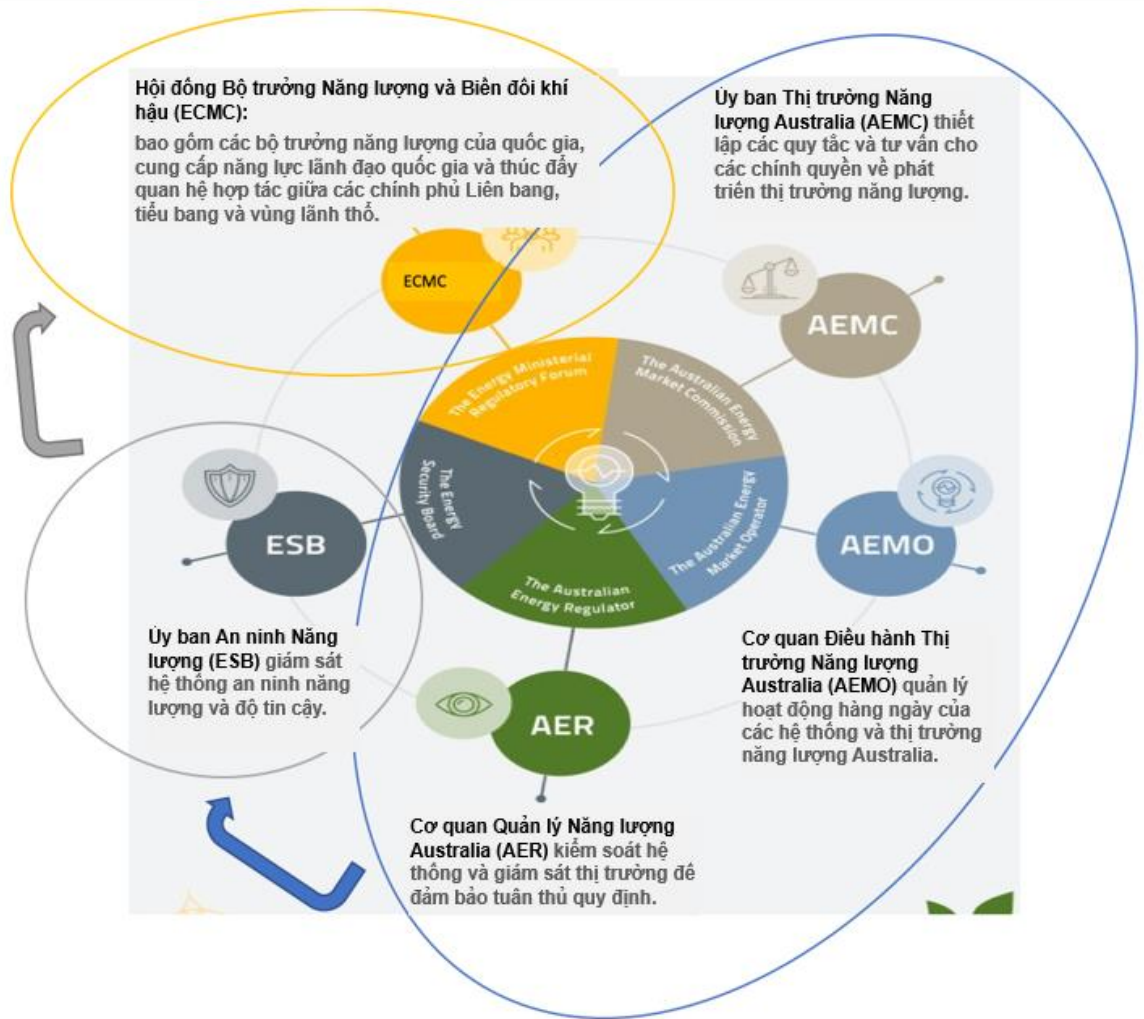
<sup>28</sup> Nelson, T, Simshauser, P và Nelson, J (2012) Biểu giá điện hỗ trợ cho điện mặt trời ở Queensland và tác động của nguyên tắc thứ tự ưu tiên: lợi ích kinh tế, giảm thuế và chuyển giao của cái? *Công nghệ tin nghiên cứu trực tuyến Griffith* <https://core.ac.uk/download/pdf/159589833.pdf>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>29</sup> Poruschi, L, Ambrey, CL và Smart, JCR (2018) Xem lại biểu giá điện hỗ trợ ở Australia: Bài đánh giá, *Đánh giá Năng lượng tái tạo và bền vững*, 82(1), 260-270. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.027>

<sup>30</sup> Ủy ban Thị trường Năng lượng Australia (AEMC) (2019) Đánh giá Sự cố Mất điện toàn Hệ thống ở Nam Australia vào ngày 28 tháng 9 năm 2016, <https://www.aemc.gov.au/markets-reviews-advice/review-of-the-system-black-event-in-south-australi>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>31</sup> O' Gorman, M và Jotzo F. (2014) Ảnh hưởng của Giá các-bon tới Cung – cầu điện và Phát thải của Australia, *Tài liệu phân tích của Trung tâm Chính sách Khí hậu và Năng lượng, Trường Chính sách công Crawford, ANU*. <https://ceep.crawford.anu.edu.au/sites/default/files/2014-07/ceep1411.pdf>.

Hình 3 | Cấu trúc quản trị ngành năng lượng Australia hiện tại (theo Stanwell<sup>32</sup>).



Đánh giá cũng kêu gọi xây dựng lộ trình giảm phát thải quốc gia, và hiện đã được chính phủ liên bang cụ thể hóa bằng mục tiêu đạt 82% năng lượng tái tạo vào năm 2030, và phát thải ròng bằng 0 cho toàn bộ nền kinh tế vào năm 2050<sup>33</sup>. Mục đích của việc xây dựng lộ trình là để giảm tính bất định chính sách nhằm đẩy nhanh và giảm chi phí chuyển đổi năng lượng.

Các nhà máy phát điện được yêu cầu thông báo 3 năm trước khi ngừng hoạt động và có nghĩa vụ về đảm bảo công suất điều độ tối thiểu (hiện được thay thế bằng thị trường công suất cho năng lượng tái tạo vận hành liên tục). Ngoài ra còn có các khuyến nghị khác như: tăng cường các giải pháp phát điện ảo từ điều chỉnh phụ tải điện, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và điện mặt trời mái nhà; lập quy hoạch các khu năng lượng tái tạo (REZ) và cơ sở hạ tầng truyền tải liên quan (nay được gọi là AEMO ISP); đồng thời xây dựng kế hoạch chiến lược cho NEM.

Mặc dù mô hình quản trị điện hiện tại phức tạp nhưng phản ánh được thực tế của hiến pháp Australia và nhu cầu hợp tác. Tuy nhiên, do sự bất định về chính sách của chính phủ liên bang trong quá khứ, sự hợp tác này cũng gặp

<sup>32</sup> Stanwell Corporation (2023) Watt là gì: Ban An ninh Năng lượng là gì và tại sao lại quan trọng?

<https://whatswatt.com.au/what-is-the-energy-security-board-and-why-is-it-important/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>33</sup> Chính phủ Australia (2022) Đạo luật Biến đổi khí hậu 2022 <https://www.legislation.gov.au/Details/C2022A06937> Truy cập tháng 4 năm 2023.

khó khăn, với tình trạng nhiều chính quyền các bang có cách làm khác nhau hoặc mua điện và lưu trữ, hoặc nhà nước tự sản xuất điện.

Liệu tình trạng này có thay đổi khi Chính phủ Đảng Lao động liên bang mới đưa các mục tiêu môi trường vào Luật Điện lực Quốc gia<sup>21</sup>, áp dụng thị trường công suất đối với năng lượng tái tạo phát liên tục, và ban hành Kế hoạch Cải tạo Hệ thống Điện Quốc gia<sup>34</sup>. Ngoài ra, hiện nay người tiêu dùng có thể lựa chọn nhà cung cấp bán lẻ (đặc biệt là đối với điện tái tạo) và tham gia vào quá trình sản xuất/lưu trữ/điều chỉnh phụ tải nhiều hơn trước đây. Tất cả những yếu tố này sẽ góp phần quyết định tốc độ chuyển dịch năng lượng của Australia trong tương lai.

#### A4 - Danh mục những vấn đề chính

Dựa trên kinh nghiệm của Australia và quá trình chuyển dịch năng lượng ở nhiều quốc gia trong đó có Việt Nam, chúng tôi đã nhóm các chủ đề chính để thảo luận theo năm vấn đề sau:

1. Xác định giá phù hợp để tăng tốc sản xuất năng lượng tái tạo
2. Quy hoạch hệ thống tích hợp
3. Quản lý nguồn điện năng lượng tái tạo biến đổi
4. Sản xuất điện ảo và lưu trữ năng lượng
5. Mua bán điện

#### A5 - Liên hệ tới bối cảnh Việt Nam

Có thể coi Đánh giá của Finkel có ý nghĩa tương tự như Nghị quyết 55, vì đều đưa ra cơ sở lý luận và mục tiêu phát triển điện và năng lượng, đồng thời cùng có các chủ đề giống nhau. Hơn nữa, hai văn bản đều vạch ra kế hoạch thực hiện nhằm huy động sự tham gia của cả chính phủ và khu vực tư nhân. Do đó, chúng tôi cho rằng việc rà soát cấu trúc thể chế của Australia đối với phát triển ngành điện trong mối tương quan với việc thực hiện Nghị quyết 55 là rất hữu ích.

Trong cả hai trường hợp, chúng ta đều thấy một cấu trúc quản trị rõ ràng. Đối với Nghị quyết 55, chúng ta thấy một cấu trúc bao gồm nhà nước, chính phủ và Mặt trận Tổ quốc. Tuy nhiên, Nghị quyết 140/NQ-CP lại rút phần lớn trách nhiệm thực hiện về một bộ duy nhất là Bộ Công thương, cơ quan có mối quan tâm riêng đối với ngành điện và năng lượng. Trên thực tế, điều này có nghĩa là các ý kiến về việc thực hiện Nghị quyết 55 không được đa dạng như mong muốn và hơn nữa, chỉ còn lại duy nhất Ban Kinh tế Trung ương giám sát việc thực hiện. Điều này có thể thấy rất rõ qua sự trì hoãn ban hành quy hoạch điện 8 trong thời gian dài. Bản thân PDP8 một lần nữa đặt trách nhiệm chính cho việc thực hiện với MOIT.

#### A6 - Đề xuất cho Việt Nam

Chúng tôi khuyến nghị:

1. Ban Kinh tế Trung ương nghiên cứu cấu trúc thực hiện của Rà soát Finkel và cân nhắc tham khảo khi phân công trách nhiệm trong phần

<sup>34</sup> DCEEW (2022) Kế hoạch Cải tạo hệ thống điện Quốc gia hỗ trợ hai dự án truyền tải đầu tiên <https://www.energy.gov.au/news-media/news/rewiring-nation-supports-its-first-two-transmission-projects>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

- tổ chức thực hiện của Nghị quyết 55. Kinh nghiệm đặt mục tiêu năng lượng tái tạo của Australia cũng có thể hữu ích cho Việt Nam, bao gồm xây dựng chương trình mục tiêu quốc gia về năng lượng tái tạo.
2. Với bất kỳ quyết định chính sách nào, cần tránh tạo ra sự bất định chính sách vì đây là rào cản chính đối với đầu tư vào nguồn điện mới.
  3. Áp dụng các cơ chế định giá để xác định thay đổi chi phí trong sản xuất điện khi công nghệ ngày càng hoàn thiện, từ đó đưa ra hướng tiếp cận cực tiểu chi phí cho chuyển dịch năng lượng. Điều này có thể đạt được thông qua các cơ chế đã được quốc tế kiểm định, chẳng hạn như đấu giá ngược với hợp đồng chênh lệch có thể cho phép xác định giá trước khi phát triển thị trường giao ngay chính thức. Chúng tôi thấy rằng trong PDP8 có yêu cầu nghiên cứu và xây dựng cơ chế đấu giá, điều này phù hợp với khuyến nghị của chúng tôi.
  4. Ban Kinh tế Trung ương có thể nghiên cứu các phương án định giá các-bon trong ngành điện như một cách hỗ trợ định giá theo hướng cực tiểu chi phí. Chúng tôi thấy rằng trong PDP8 chưa đề cập đến định giá các-bon.
  5. Ưu tiên các chính sách đưa năng lượng tái tạo trở thành nguồn chính trong cơ cấu sản xuất điện hiện tại hơn là bắt buộc đóng cửa các nhà máy nhiên liệu hóa thạch, nhằm tạo ra tính cạnh tranh, ví dụ như trên thị trường bán buôn, từ đó cho phép quá trình chuyển dịch năng lượng diễn ra.
  6. Cần có cách tiếp cận toàn diện đối với quá trình chuyển dịch năng lượng, bao gồm lập quy hoạch cho toàn bộ hệ thống để đảm bảo tính liên kết giữa truyền tải, phân phối, sản xuất và lưu trữ được quản lý một cách hiệu quả, với chi phí thấp nhất.

## B. Tìm hiểu vấn đề

### Vấn đề 1 - Xác định giá phù hợp để thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo

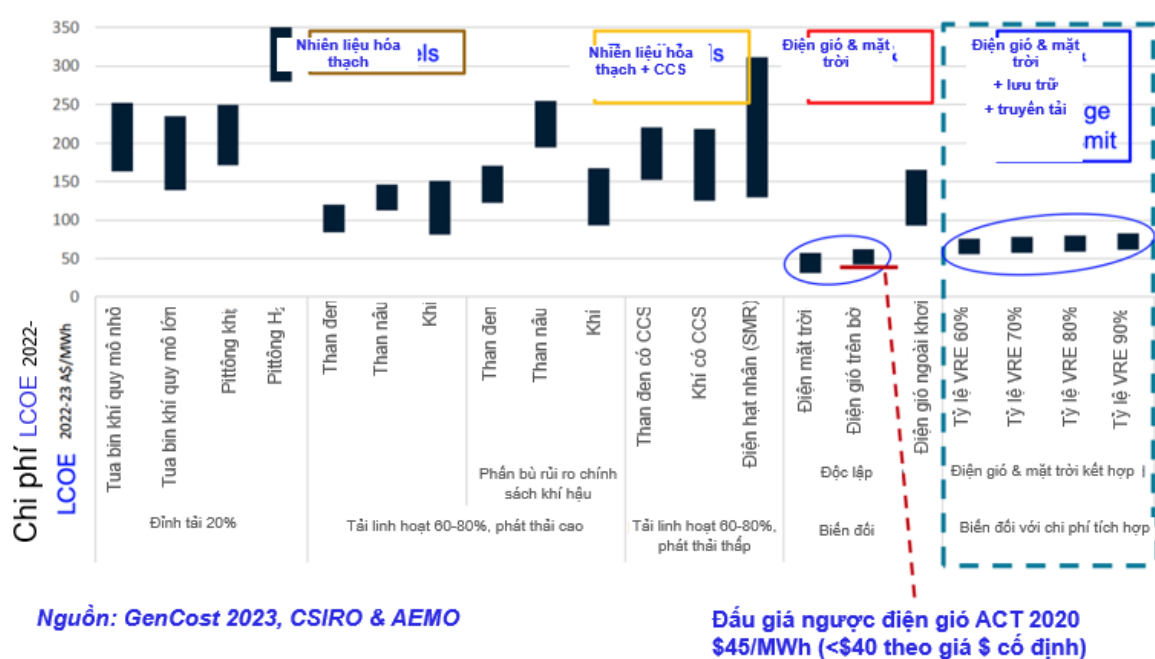
#### B1 - Bối cảnh vấn đề

Xác định cơ cấu phát điện trong tương lai phụ thuộc vào sự sẵn có của các nguồn năng lượng, địa lý, bối cảnh xã hội, các cân nhắc về địa chính trị, và các yếu tố khác. Tuy nhiên, yếu tố quan trọng nhất là chi phí phát điện - thường được gọi là Chi phí Sản xuất Điện Quy dẫn (LCOE), trong đó gồm chi phí đầu tư (bao gồm cả chi phí tài chính), chi phí nhiên liệu và chi phí bảo trì được khấu hao trong suốt vòng đời của nhà máy phát điện.

Vấn đề ở đây là làm thế nào để xác định được các chi phí này – cụ thể là chi phí đầu tư – tại một thời điểm và vị trí địa lý nhất định. Để làm được điều này, cần phải có một số phương pháp hình thành giá để xác minh chi phí của một loại hình sản xuất năng lượng cụ thể.

Hình 4 đưa ra một ví dụ về phân tích LCOE, cho thấy giá LCOE của các nguồn điện tại Australia theo nghiên cứu Chi phí Phát điện 2022-2023 (được thực hiện bởi AEMO và cơ quan nghiên cứu khoa học chính của Australia, CSIRO). Dữ liệu đầu vào cho nghiên cứu này phần lớn là theo thực tiễn, được lấy từ quá trình tìm hiểu giá mua bán các nguồn năng lượng tại Australia, hoặc tham khảo giá ở nơi khác và điều chỉnh cho phù hợp với Australia.

Hình 4 | LCOE của các loại hình phát điện khác nhau ở Australia vào năm 2030<sup>35</sup>.



<sup>35</sup> Graham P, Hayward J, Foster J và Havas L (2022) Chi phí phát điện 2022-23 Bản thảo tham vấn, CSIRO, Australia <https://doi.org/10.25919/hjha-3y57>

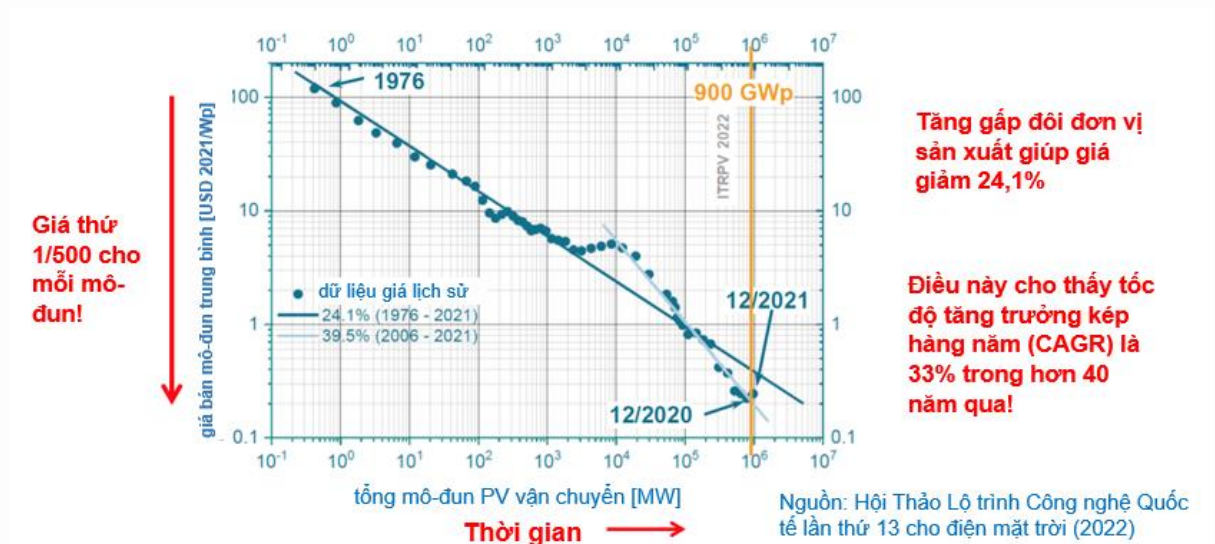
Hình 4 cho thấy rõ tính cạnh tranh vượt trội về chi phí của năng lượng mặt trời và gió trên bờ, ngay cả khi tính thêm chi phí bổ sung lưu trữ, truyền tải, và phủ đỉnh bằng điện khí để đảm bảo độ tin cậy của hệ thống khi năng lượng tái tạo biến đổi đạt 100%. Một phiên đấu giá ngược cho dự án điện gió trên bờ gần đây ở Lãnh thổ Thủ đô Australia<sup>36</sup> đã đưa ra mức giá trong hợp đồng chênh lệch dưới 45 đô la/MWh, với thời hạn hợp đồng 10 năm thì mức giá này tương tự như chi phí LCOE. Nếu tính đến lạm phát trong thời hạn hợp đồng, giá phát điện gió tính bằng đô la không đổi là <\$40/MWh – như vậy thậm chí còn nhỏ hơn giá trị thấp nhất trong các dự báo của Nghiên cứu Chi phí Phát điện cho năm 2030.

Điện mặt trời và điện gió trên bờ hiện là loại hình phát điện rẻ nhất ở Australia, và vì lý do này, năng lượng mặt trời và gió chiếm phần lớn công suất phát điện mới được lắp đặt. Điều này chủ yếu là do tính kinh tế của năng lượng mặt trời và gió, cùng với sự hỗ trợ của Chương trình Mục tiêu Năng lượng tái tạo (RET) của chính phủ liên bang và các chính sách khác của Bang/Lãnh thổ, *bất kể* tính bất định chính sách chung của chính phủ liên bang kéo dài trong 15 năm qua.

## B2 - Chiến lược

Vấn đề chính trong cách tiếp cận cực tiểu chi phí đối với quá trình chuyển dịch năng lượng là: làm thế nào để xác lập được giá khi chi phí sản xuất điện thay đổi cùng với tốc độ giảm giá rất nhanh của các công nghệ khác nhau qua thời gian? Hình 5 cho thấy tốc độ giảm giá của các mô-đun điện mặt trời là cực nhanh – với hệ số 500 trong 45 năm!

**Hình 5 |** Tốc độ giảm giá của mô-đun điện mặt trời (US\$/watt) và số lượng mô-đun được sản xuất



Vì tính cạnh tranh của công nghệ có thể thay đổi nhanh chóng theo thời gian, nên quá trình xác lập giá cần diễn ra liên tục để cho phép ứng dụng các công nghệ có giá thành thấp nhất. Một yếu tố quan trọng trong so sánh giá phát điện là tính đến chi phí ngoại biên do các tác động tiêu cực gây ra, đặc biệt là chi phí môi trường như phát thải khí nhà kính gây ra biến

<sup>36</sup> Chính phủ ACT (2020) Pin lưu trữ LON – một phần trong kế hoạch phát triển năng lượng tái tạo sắp tới của Canberra, <https://www.cmtedd.act.gov.au/open-government/inform/act-government-media-releases/barr/2020/big-batteries-part-of-canberras-next-renewable-energy-plan>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

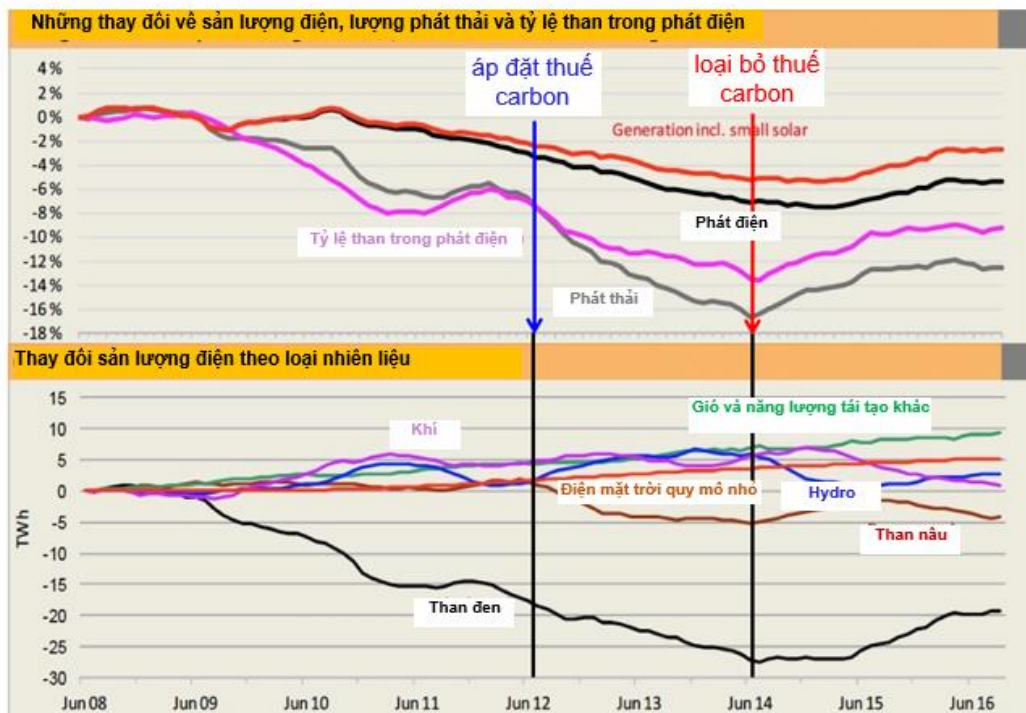


đổi khí hậu. Trong trường hợp lý tưởng, việc áp giá các-bon cho toàn nền kinh tế sẽ cho phép thực hiện được so sánh này (ví dụ, xem giá sản xuất điện từ nhiên liệu hóa thạch với phí bảo hiểm rủi ro khí hậu trong Hình 5).

Thật không may ở Australia, giá các-bon chỉ tồn tại trong hai năm kể từ khi được Chính phủ Đảng Lao động liên bang ban hành vào ngày 1 tháng 7 năm 2012, sau đó Chính phủ Khối Liên đảng đã bãi bỏ vào tháng 7 năm 2014. Những thay đổi này đã góp phần đáng kể gây ra sự bất định chính sách về khí hậu và năng lượng, làm tăng chi phí tài chính đối với công suất phát điện mới, một vấn đề đã được Đánh giá của Finkel chỉ ra cùng với khuyến nghị một số phương án định giá các-bon trong ngành điện. Tuy nhiên không phương án nào được Chính phủ Khối Liên đảng chấp nhận - khiến cho tính bất định chính sách thậm chí càng gia tăng.

Tuy vậy, giá các-bon đã có tác động rõ rệt đến sản xuất điện. Hình 6 cho thấy lượng phát thải và cơ cấu phát điện trong NEM từ năm 2008 đến năm 2016. Trong giai đoạn này, cả nhu cầu điện và lượng phát thải nhìn chung đều giảm do sự kết hợp của nhiều biện pháp bao gồm việc chuyển hướng khỏi ngành sản xuất, sử dụng điện mặt trời mái nhà (đường cong màu đỏ), ứng phó với việc tăng giá và cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng. Tuy nhiên, biện pháp áp thuế các-bon là yếu tố trực tiếp dẫn tới giảm đáng kể lượng khí thải<sup>31</sup>. Bằng chứng là sự sụt giảm nhanh chóng trong sản xuất than nâu, vốn là loại hình sản xuất điện phát thải nhiều nhất. Sau khi loại bỏ thuế các-bon, hoạt động sản xuất than nâu ngay lập tức tăng lên, cùng với đó là sự gia tăng phát thải. Đây là minh chứng cho tính hiệu quả của công cụ định giá các-bon.

**Hình 6** | Điện lượng và phát thải của các nguồn điện trong NEM cho thấy hiệu quả của công cụ thuế các-bon



Nguồn: Pitt và Sherry, tháng 10 năm 2016

Sau khi loại bỏ giá các-bon, hỗ trợ duy nhất của liên bang cho sản xuất điện tái tạo là Chương trình Mục tiêu Năng lượng tái tạo (RET)<sup>24</sup>, ban đầu được thực hiện vào năm 2001 bởi Chính phủ Khối Liên đảng trước đây. Theo chương trình này, Chứng chỉ Phát điện Quy mô lớn (LGC)<sup>37</sup> được cấp cho mỗi megawatt giờ (MWh) điện năng lượng tái tạo và những chứng chỉ này có thể được giao dịch với các công ty muốn có LGC để chứng minh việc họ sử dụng năng lượng tái tạo. Gần đây, giá LGC<sup>38</sup> đã vượt quá 70 đô la Australia (mặc dù thực tế là mục tiêu RET đã đạt được vào đầu năm 2019<sup>39</sup>), và LGC tiếp tục được áp dụng cho đến năm 2030. Giống như định giá các-bon, RET hỗ trợ sản xuất năng lượng tái tạo – nhưng không phải là một cách trực tiếp để hình thành giá.

### B3 - Giải pháp

Hiện đang tồn tại nhiều dạng cơ chế hình thành giá, và sau cùng, các nhà sản xuất năng lượng thực hiện giao dịch trên một thị trường năng lượng, mở toàn phần và theo quy luật giá thấp nhất như thị trường NEM của Australia sẽ xác định được giá tức thời trong thời gian đấu giá (hiện tại là 5 phút – xem Tài liệu thảo luận về thị trường). Tuy nhiên, những thị trường như vậy thường mất thời gian để phát triển và cần số lượng người tham gia thị trường phát điện đủ lớn để tạo ra sự cạnh tranh, cùng với sự hỗ trợ của khung pháp lý mạnh.

Ở Australia, bên cạnh thị trường toàn phần mở trong NEM, một số cơ chế hình thành giá khác đã được áp dụng để thúc đẩy sản xuất điện tái tạo. Những cơ chế này giúp mở đầu sự tham gia vào hệ thống điện của các đơn vị phát điện trước khi bước vào cuộc cạnh tranh toàn diện trong thị trường mở. Các cơ chế này bao gồm:

- Hợp đồng mua bán điện (PPA): Các nhà phát điện ký hợp đồng trực tiếp với các công ty lớn để cung cấp điện tái tạo, dưới hình thức đấu thầu, đàm phán hoặc các cơ chế khác.
- Biểu giá điện hỗ trợ (FiT): Thường được áp dụng đối với điện mặt trời mái nhà, nhiều chính phủ các bang và vùng lãnh thổ đưa ra biểu giá FiT (thường là quá cao<sup>28</sup>) với mức giá cố định cho người tiêu dùng<sup>40</sup> để bán lại điện từ hệ thống điện mặt trời của họ vào lưới. Đây là cách thức hình thành giá thô sơ vì nếu biểu giá được đặt quá cao thì quá nhiều nhà sản xuất được hưởng lợi, hoặc nếu được đặt quá thấp thì rất ít nhà sản xuất tham gia. Có thể cần ban hành một số biểu giá FiT khác nhau để xác định được mức cân bằng, tuy nhiên cách này có thể gây ra những tác động xã hội tiêu cực.<sup>24</sup>
- Đấu giá ngược: Không giống như đấu giá thông thường khi người mua trả giá, trong đấu giá ngược, người bán trả giá. Cơ chế này được tiên phong bởi Chính phủ ACT<sup>26</sup> và sau đó được các bang

<sup>24</sup> CER (2022) Chứng chỉ phát điện quy mô lớn 2020. <https://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Power-stations/Large-scale-generation-certificates>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>38</sup> CER (2023) Báo cáo Thị trường Các-bon Quý 4 mục 2.1 Chứng chỉ phát điện quy mô lớn (LGCs) [https://www.cleanenergyregulator.gov.au/Infohub/Markets/Pages/qcmm/december-quarter-2022/Large-scale-generation-certificates-\(LGCs\).aspx](https://www.cleanenergyregulator.gov.au/Infohub/Markets/Pages/qcmm/december-quarter-2022/Large-scale-generation-certificates-(LGCs).aspx). Truy cập tháng 4 năm 2023.

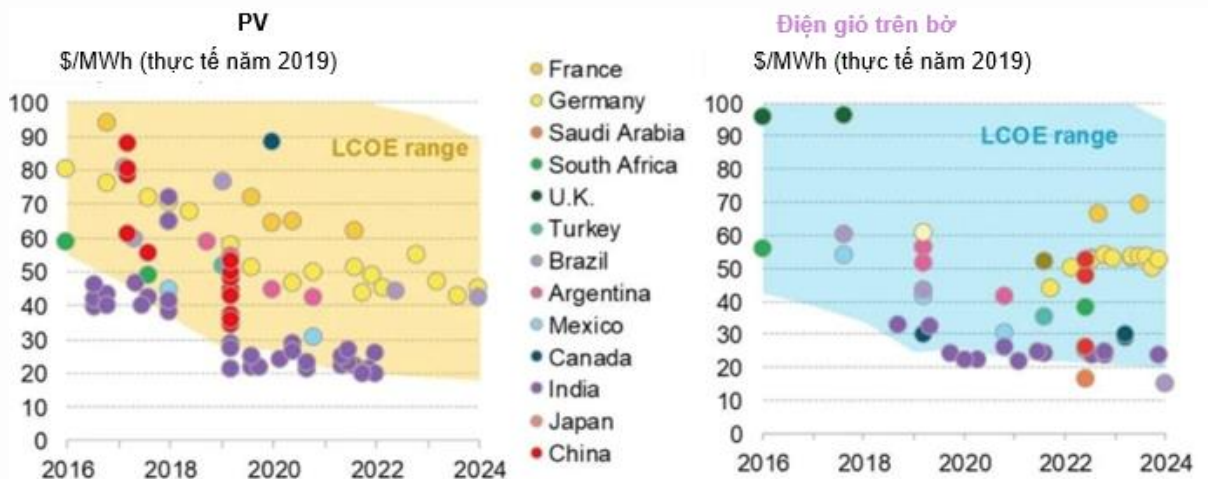
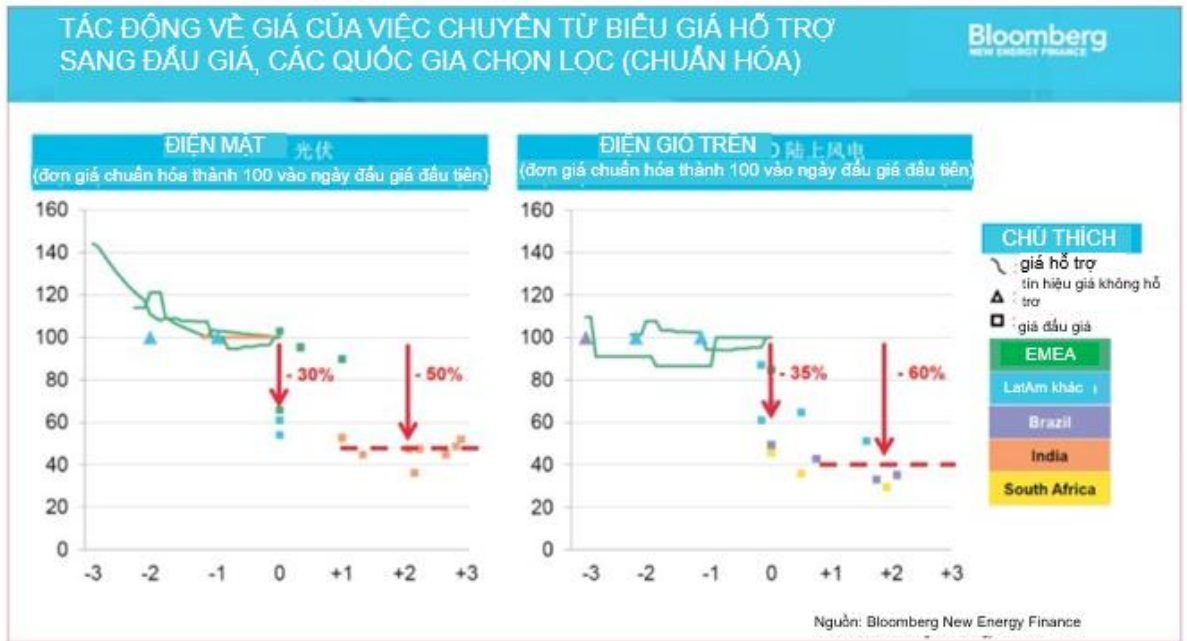
<sup>39</sup> CER (2019) Mục tiêu công suất năng lượng tái tạo quy mô lớn năm 2020 đã đạt được.

<sup>40</sup> <https://www.cleanenergyregulator.gov.au/About/Pages/News%20and%20updates/NewsItem.aspx?ItemId=68361&istId=19b1efbb-6f5d-4637-94c4-121c1f96fcfe>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>40</sup> Khách hàng vừa sử dụng và sản xuất điện từ hệ thống điện mặt trời mái nhà.

khác áp dụng. Với cách tiếp cận hợp đồng chênh lệch<sup>41</sup>, khách hàng được nhà phát điện đảm bảo một mức giá (‘thực hiện’) cố định, và khi mức giá này thấp hơn giá thị trường thì khách hàng được đơn vị phát điện trả phần chênh lệch, và ngược lại khi cao hơn giá thị trường thì đơn vị được khách hàng trả phần chênh lệch để khớp với giá thực hiện.

**Hình 7 |** (Phía trên) So sánh giữa cơ chế đấu giá ngược với FiT và các cơ chế khác. (Phía dưới) Dữ liệu quốc tế từ các phiên đấu giá ngược thể hiện quá trình và thời gian hình thành giá cho điện mặt trời và gió (phỏng theo Bloomberg New Energy Finance<sup>42</sup>).

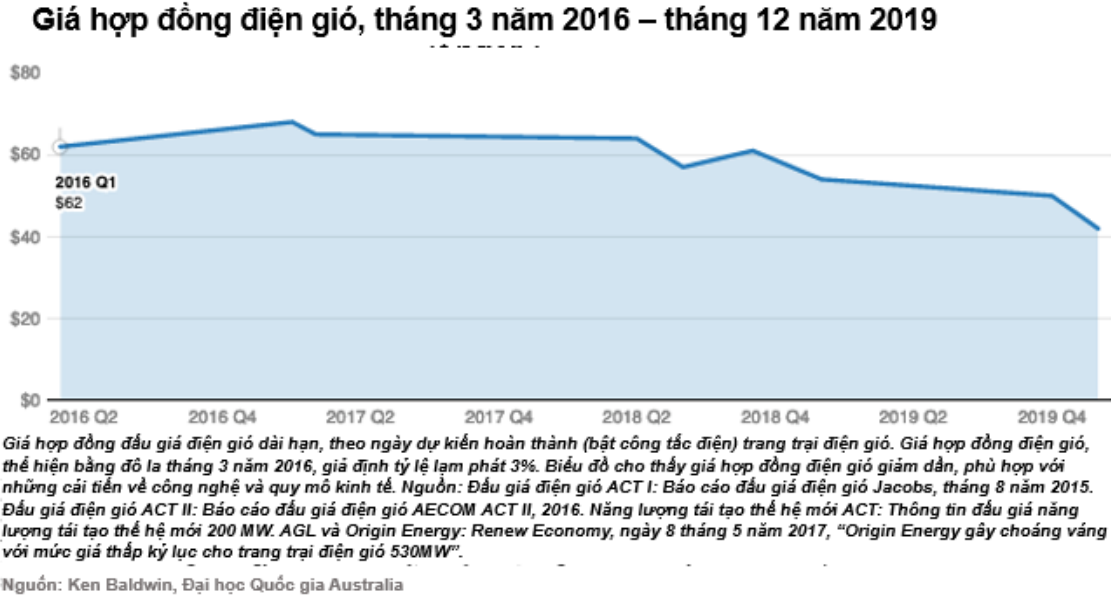


Nhìn chung đấu giá ngược được coi là cơ chế hình thành giá hiệu quả nhất<sup>27</sup> và Hình 7 trình bày dữ liệu từ Bloomberg New Energy Finance<sup>42</sup> cho thấy hiệu quả của cơ chế đấu giá ngược so với FiT trong hình thành giá ở một loạt quốc gia (với tác động giảm giá rõ rệt). Thật vậy, đây là kinh nghiệm ở Australia và Hình 8 cho thấy

<sup>41</sup> Chính phủ ACT (2023) Biểu giá điện hỗ trợ quy mô lớn và đấu giá ngược <https://www.climatechoices.act.gov.au/policy-programs/large-scale-feed-in-tariffs-and-reverse-auctions>. Truy cập tháng 4 năm 2023.  
<sup>42</sup> Bloomberg New Energy Finance (2021) Đấu thầu Năng lượng tái tạo <https://www.bloomberg.com/netzeropathfinders/best-practices/renewable-energy-auctions/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

kết quả hình thành giá từ các cuộc đấu giá ngược đối với điện gió<sup>43</sup>, cho thấy chi phí sản xuất điện gió giảm xuống qua các cuộc đấu giá ngược trong giai đoạn này.

**Hình 8 |** Giá điện gió theo cơ chế đấu giá ngược<sup>43</sup> bằng đồng đô la không đổi cho thấy kết quả hình thành giá



## B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia

Với chương trình RET của chính phủ liên bang và cơ chế hình thành giá được triển khai bởi chính phủ các bang và vùng lãnh thổ, trong vòng 5 năm qua Australia đã lắp đặt được trung bình ~6 GW năng lượng tái tạo mỗi năm<sup>18</sup>(Hình 9). Điều này đồng nghĩa với mức tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo hàng năm đạt 4%, tương đối chia đều cho điện mặt trời mái nhà, điện mặt trời quy mô lớn và điện gió quy mô lớn. Australia có mức độ thâm nhập của điện mặt trời mái nhà cao nhất trên thế giới, với 30% hộ gia đình (tổng cộng hơn 3 triệu hộ) đã lắp đặt điện mặt trời mái nhà<sup>44</sup>. Australia hiện đang lắp đặt khoảng ~3GW công suất năng lượng mặt trời trên mái nhà mỗi năm (Hình 9). Con số này được so sánh với mức tăng ước tính của điện mặt trời áp mái ở Việt Nam trong PDP8 chỉ là 2,6 GW trong cả giai đoạn 2023 – 2030.

Đáng chú ý là trước năm 2018, tỷ lệ hấp thu điện gió và mặt trời quy mô lớn là rất thấp do tính bất định của chính sách liên bang. Để đạt được mục tiêu mới của chính phủ liên bang là 82% năng lượng tái tạo vào năm 2030, tốc độ tăng trưởng lắp đặt điện gió và điện mặt trời hàng năm cần đạt 6%.

Với nhu cầu điện không đổi gần đây, để lắp đặt ~6 GW năng lượng tái tạo mới đồng nghĩa với việc phải loại bỏ hai nhà máy điện nhiên liệu hóa thạch lớn (~1 GW) mỗi năm (với giá định rằng tỷ lệ hệ số công suất giữa năng lượng tái tạo và điện hóa thạch là 1:3). Hình 10 cho thấy quá trình lắp đặt

<sup>43</sup> Baldwin, K (2017) Trong tương lai năng lượng tái tạo sẽ rẻ hơn than. Và đây là các con số cụ thể, *The Conversation*, ngày 27 tháng 9 năm 2017 <https://theconversation.com/renewables-will-be-cheaper-than-coal-in-the-future-here-are-the-numbers-84433>.

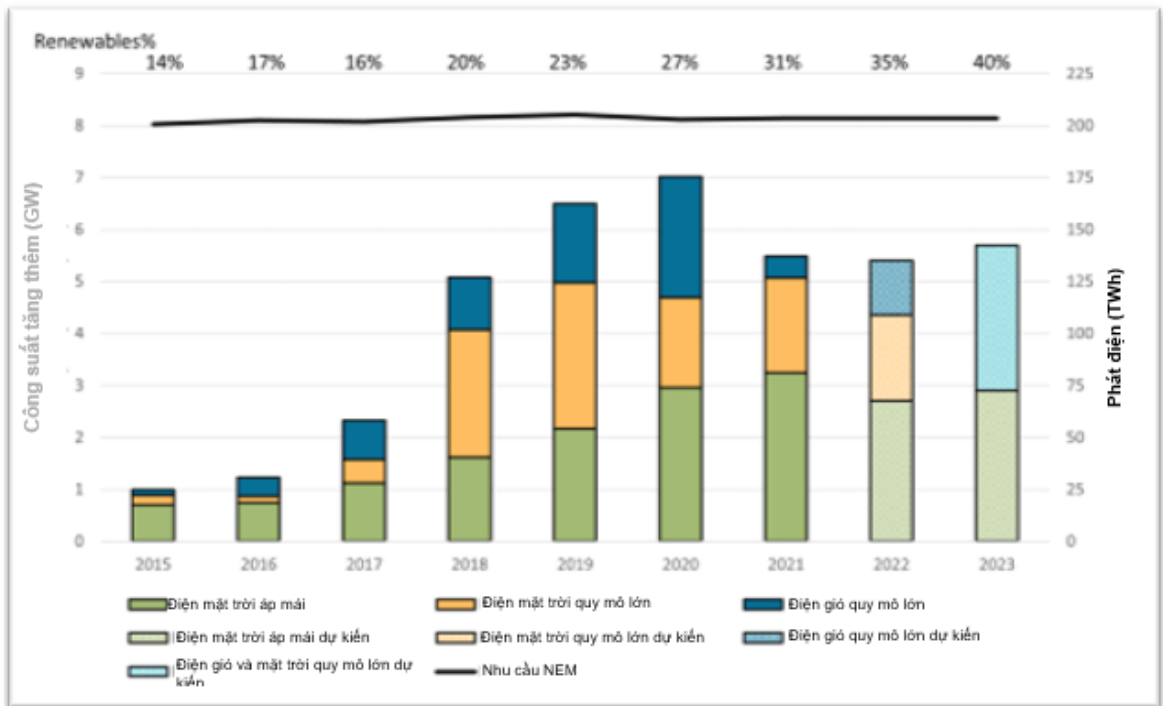
<sup>44</sup> DCEEW (2023) Điện mặt trời và Pin lưu trữ. <https://www.energy.gov.au/households/solar-pv-and-batteries> Truy cập tháng 4 năm 2023.

và đóng cửa các nhà máy phát điện theo loại hình phát điện tính tới năm 2019.

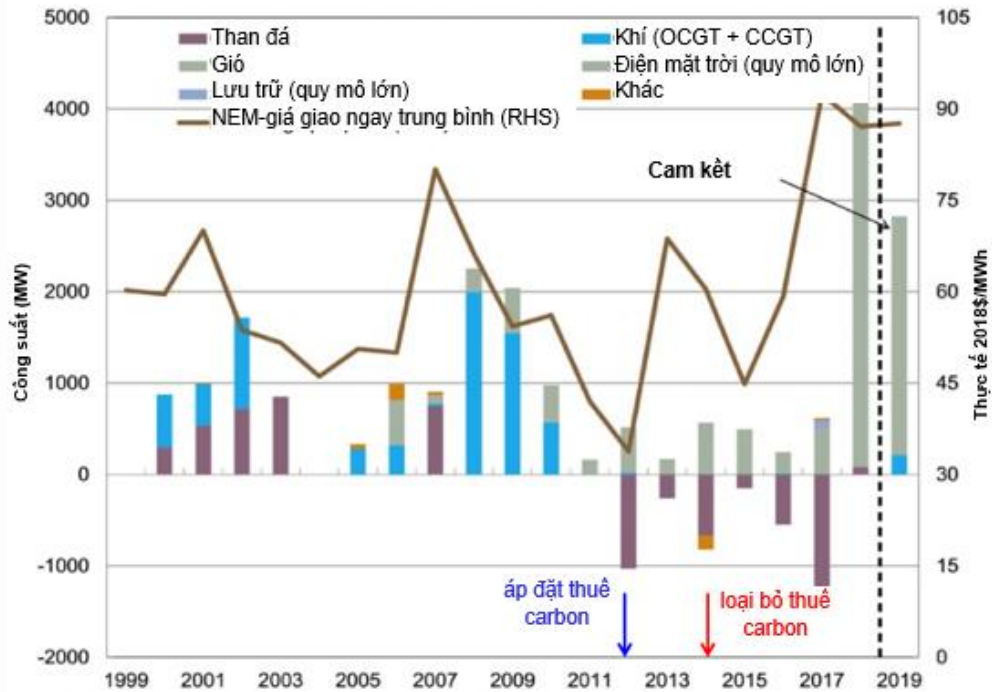
Như vậy, từ một quốc gia với ngành điện phụ thuộc chính vào nhiên liệu hóa thạch (84% trong năm 2016/7 và 73% vào năm 2021/22<sup>2</sup>), Australia đang là quốc gia có tốc độ chuyển dịch năng lượng nhanh nhất so với bất kỳ quốc gia nào khác<sup>17</sup>. Điều này vẫn đang diễn ra mặc dù chính sách liên bang có nhiều bất định, ngoại trừ chương trình RET (đã đạt được vào đầu năm 2019), cùng với đó là sự thiếu điều phối trong chương trình của chính phủ các bang. Điều đó cho thấy cơ chế hình thành giá được nêu trên và được triển khai trong thị trường toàn phần mở của NEM đóng vai trò quan trọng trong đẩy nhanh sự phát triển của năng lượng tái tạo nhờ vào tốc độ giảm giá nhanh của điện gió và mặt trời kết hợp với nguồn tài nguyên năng lượng tái tạo dồi dào của Australia.

Mặc dù hỗ trợ chính sách của liên bang cho quá trình chuyển dịch năng lượng chưa thực sự tốt, nhưng vẫn có phương pháp hình thành giá thông qua một loạt các cơ chế giúp tạo ra tính kinh tế cạnh tranh của điện gió và mặt trời, đồng thời giúp Australia đạt được vị thế dẫn đầu như hiện nay.

**Hình 9** | Công suất lắp đặt năng lượng tái tạo (cột), tổng nhu cầu của NEM (không tính tới nhu cầu tự dùng từ điện mặt trời mái nhà – đường), và đóng góp của năng lượng tái tạo hàng năm (phần trăm). Nguồn: Cơ quan Điều tiết Năng lượng Sạch



**Hình 10** | Tình hình lắp đặt/đóng cửa các nhà máy điện theo loại hình từ khi NEM bắt đầu cho tới năm 2019<sup>45</sup>.



Nguồn: A. Rai và T. Nelson, *Tạp chí Kinh tế Australia*, 53 (2), 165-182 (2019)

## B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp Việt Nam

Trong trường hợp của Australia, chúng ta thấy nguồn năng lượng tái tạo vẫn phát triển mạnh mặc dù chính sách liên bang không ổn định về vai trò và giá trị của năng lượng tái tạo trong thị trường năng lượng quốc gia. Điều này một phần là nhờ vào hành động mạnh mẽ của chính phủ các bang và vùng lãnh thổ, đặc biệt là đối với điện mặt trời mái nhà cho hộ gia đình. Tuy nhiên, tính kinh tế của năng lượng tái tạo đã khẳng định được rằng cho dù chính sách bất định thì năng lượng gió và mặt trời vẫn phát triển mạnh. Vì vậy, minh bạch về giá giữ vai trò then chốt trong quá trình chuyển dịch này.

1. Các cơ chế hình thành giá giúp cả khách hàng mua điện và nhà quản lý biết được sự thay đổi trong giá phát điện khi công nghệ giảm giá thành, từ đó mang lại hướng tiếp cận cực tiểu chi phí cho quá trình chuyển dịch năng lượng.
2. Biểu giá điện hỗ trợ có thể được sử dụng để hỗ trợ chính sách, đặc biệt là trong việc xây dựng kiến thức, chuyên môn và chuỗi cung ứng, nhưng có ít giá trị trong dài hạn bởi vì, khi ngành năng lượng tái tạo phát triển, LCOE sẽ giảm, trong khi giá FiT nói chung là cố định trong một khoảng thời gian dài hơn. Do đó, FiT là một hình thức rất hạn chế để hình thành giá.
3. Thị trường mở toàn phần, trong đó các trung tâm điều độ phụ tải ưu tiên các nhà cung cấp điện có chi phí thấp nhất trên cơ sở hoạt động liên tục, có thể hoạt động hiệu quả nếu các nhà cung cấp

<sup>45</sup> Rai, A và Nelson T (2019) Thị trường Điện Quốc gia Australia sau 20 năm, *Tạp chí Kinh tế Australia* 53(2), 165 – 182, <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.678462/2020/53/2>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

cạnh tranh trên cơ sở giá. Tại Việt Nam, hiện có 108 nhà máy điện tham gia trực tiếp thị trường toàn phần, thị trường giao ngay, với tổng công suất đặt là 30.837 MW, tương đương khoảng 38,8% tổng công suất của hệ thống điện quốc gia. Trong số đó, chủ yếu là các nhà máy thủy điện vừa và nhỏ. Nhiều nhà máy điện quy mô lớn và hầu hết các nhà máy năng lượng tái tạo cung cấp điện bán buôn cho một người mua duy nhất là Công ty Mua bán Điện (EPTC), theo các hợp đồng mua bán điện thông qua các Tổng công ty phát điện khu vực, hay còn gọi là Genco. Genco cung cấp điện cho EPTC theo hợp đồng chênh lệch. EPTC sau đó bán điện cho các công ty điện lực khu vực trên thị trường bán lẻ. Cấu trúc này hạn chế khả năng giảm giá của thị trường do phần lớn là giá theo hợp đồng và phạm vi giao dịch hạn chế. Quá trình chuyển đổi sang thị trường điện bán buôn sẽ yêu cầu những thay đổi về quy định liên quan đến giá cả và đàm phán lại hợp đồng với các nhà cung cấp điện. Đây là một quá trình dài đã bắt đầu, nhưng cần phải được tăng tốc. PDP8 chưa đề cập về thời gian cần thiết để mở rộng thị trường bán buôn điện.

4. Ở Australia, năng lượng mặt trời và gió hiện là loại hình phát điện rẻ nhất và vì thế chúng chiếm phần lớn công suất được lắp đặt mới. Ban Kinh tế Trung ương có thể tìm hiểu vì sao LCOE của các nguồn điện này ở Việt Nam lại cao hơn nhiều so với Australia. Giá của tấm pin năng lượng mặt trời đã giảm trên toàn cầu. Ngoài giá thành của tấm pin là yếu tố chính quyết định giảm LCOE của điện mặt trời, Ban Kinh tế Trung ương có thể tìm hiểu những yếu tố khác ảnh hưởng tới giá của điện mặt trời ở Việt Nam. Biểu giá điện hỗ trợ hiện nhiên là một yếu tố, nhưng không phải là yếu tố duy nhất. Từ góc nhìn của nhà đầu tư, giá FiT cao, ban đầu khởi điểm ở mức 0,0936 USD/kWh, đã bù đắp cho việc thiếu hợp đồng mua bán điện khả thi về mặt tài chính, chi phí hành chính cao đối với thủ tục cấp phép đầu tư và giấy phép dự án, và các chi phí hỗ trợ không chính thức. Cộng đồng doanh nghiệp cho biết họ chấp nhận giá FiT thấp hơn, thậm chí là không có giá FiT nếu có lộ trình tham gia thị trường hợp lý và EVN chia sẻ rủi ro vận hành. Điều này có nghĩa là, thực tế cần chuẩn hóa hợp đồng mua bán điện nhằm hạn chế tình trạng cắt giảm công suất đồng thời chuẩn hóa các quy trình cấp phép để giảm thời gian chạy đua tới ngày vận hành thương mại (COD). Kết quả là sẽ giảm chi phí cho các nhà đầu tư và cho người tiêu dùng điện.
5. Đấu giá ngược, là công cụ hình thành giá thành công ở Australia, sẽ đòi hỏi phải sửa đổi các luật liên quan đến mua sắm ở Việt Nam. Các luật hiện hành phản ánh quy trình đấu thầu thông thường, trong đó người bán đưa ra một mặt hàng và người mua bỏ thầu cho đến khi mặt hàng đó đến tay người trả giá cao nhất. Trong đấu giá ngược, người bán đưa ra mức giá mà họ sẵn sàng bán hàng hóa và dịch vụ của mình, người mua chọn mức giá thấp nhất. Việc nghiên cứu và phát triển các cơ chế đấu giá ngược được đề xuất trong PDP8 sẽ rất cần thiết để cho phép xác định giá cho tất cả các hình thức phát điện như một công cụ hỗ trợ trên con đường mở rộng thị trường bán buôn điện.

6. Một yếu tố quan trọng trong so sánh giá thành sản xuất điện là tính toán chi phí ngoại biên, đặc biệt là chi phí môi trường như phát thải khí nhà kính gây ra biến đổi khí hậu. Trong trường hợp tương tự, một trong những cách để thực hiện so sánh này là áp giá các-bon cho toàn bộ nền kinh tế. Điều này là không khả thi về mặt chính trị ở Australia. Việt Nam cùng với các quốc gia có nền kinh tế mở khác đang gặp phải các rào cản thương mại từ Cơ chế điều chỉnh biên giới các-bon. Biện pháp thích ứng tốt nhất để giữ được các khoản phí và thuế đó trong nước là xây dựng các hệ thống đánh thuế các-bon và mua bán phát thải quốc gia. Nghị định 06/2022/NĐ-CP về giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ôzôn đã cho phép xây dựng Hệ thống mua bán phát thải tại Việt Nam. Bộ Tài chính cũng đang nghiên cứu tính khả thi của thuế các-bon. Ngân hàng Thế giới đề xuất mức thuế 12 USD/tấn CO<sub>2</sub> tương đương với chi phí bình quân của Thuế Bảo vệ Môi trường đối với than, xăng và dầu diesel. Nếu chi phí của các loại thuế này được đưa vào để tính toán LCOE của các nguồn điện, thì chi phí thực tế của nhiệt điện than và LNG so với các nguồn tái tạo sẽ trở nên minh bạch hơn, qua đó củng cố định giá. Doanh thu từ hoạt động bán hạn mức phát thải và đánh thuế các-bon cũng có thể được sử dụng để hỗ trợ quá trình chuyển dịch sang nền kinh tế các-bon thấp.
7. Đề xuất Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) hiện nay ở Việt Nam tương đương với hình thức hợp đồng chênh lệch ở Australia. Đó là một hợp đồng mua bán điện ảo không yêu cầu người mua và người bán điện phải ở gần nhau vì không có nguồn điện nào thực sự được truyền tải giữa họ. Thực ra người mua không mua điện mà là mua quyền sở hữu lượng điện đó. Do đó không có chi phí truyền tải. Trong bản dự thảo hiện tại, cơ chế này sẽ bao gồm cả những đơn vị chưa kịp đáp ứng các điều kiện để áp dụng giá FIT trong thời gian qua. Những “dự án NLTT chuyển tiếp” này có thể đàm phán được hợp đồng tốt hơn với khách hàng so với hợp đồng của EVN. Thật không may, ngay cả như thế thì chi phí cho người mua cũng vẫn không hấp dẫn so với chi phí điện năng hiện tại của họ vì EVN cũng đã áp dụng phí truyền tải đối với các hợp đồng chênh lệch. Thí điểm cơ chế DPPA cần được tiến hành như một quá trình để học hỏi, và đặc biệt là để kiểm nghiệm cơ chế định giá, nhưng cơ chế cuối cùng sẽ phải giải quyết được các nguyên nhân dẫn đến chi phí sản xuất điện tương đối cao hiện nay.

## Vấn đề 2 - Quy hoạch hệ thống tích hợp

### B1 - Bối cảnh vấn đề

Tốc độ phát triển năng lượng tái tạo nhanh ở Australia không phải là không có vấn đề. Trong lưới điện phân phối, mức độ sản xuất điện mặt trời mái nhà cao đã tạo ra các vấn đề về công suất với các mạng lưới không được thiết kế cho dòng điện hai chiều lớn<sup>46</sup>. Vào những thời điểm nhu cầu thấp và nhiều nắng, đôi khi cần phải cắt giảm điện mặt trời trên mái nhà

<sup>46</sup> Mạng lưới Năng lượng Australia (2019) Phân tích Năng lượng: Bảo hòa điện mặt trời: sớm hơn chúng ta nghĩ <https://www.energynetworks.com.au/news/energy-insider/solar-saturation-sooner-than-we-thought/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.



để cân bằng hệ thống<sup>47</sup>, dẫn đến sự không hài lòng của người tiêu dùng. Trong mạng lưới truyền tải, các vấn đề tương tự về tắc nghẽn<sup>48</sup> đã xảy ra, cùng với những nút thắt trong các quy trình quản lý đã làm chậm tiến độ kết nối các nhà máy năng lượng tái tạo quy mô lớn lên lưới truyền tải thường đã gần hết công suất. (Để biết thêm chi tiết về vấn đề này, vui lòng xem thêm tài liệu thảo luận về Lưới điện).

Hơn nữa, các bang và vùng lãnh thổ thực hiện theo chính sách sản xuất điện tái tạo của riêng họ, độc lập với chính phủ liên bang, mặc dù cũng có các thỏa thuận phối hợp với nhau, cho đến gần đây vẫn chưa có quy hoạch quốc gia<sup>49</sup> cho địa điểm phát triển năng lượng tái tạo trên cả nước. Điều này đặc biệt quan trọng khi quy mô của NEM trải dài hơn 5.000 km và có 40.000 km cột điện và dây điện. Đặc điểm địa lý này có thể được tận dụng như một lợi thế để giảm tính không ổn định của năng lượng mặt trời và gió, vì sẽ có một nơi nào đó có gió và một nơi nào đó có nắng khi mây di chuyển trong ngày.

Để đưa ra một cách tiếp cận toàn diện cho quá trình chuyển dịch của toàn bộ ngành điện, cần có quy hoạch tập trung. Cách tiếp cận như vậy sẽ đảm bảo tính liên kết giữa truyền tải, phân phối, sản xuất và lưu trữ được quy hoạch một cách hiệu quả, với chi phí thấp nhất. Đây là cơ sở để ban hành Quy hoạch Hệ thống Tích hợp AEMO (ISP)<sup>16</sup>.

## B2 - Chiến lược

Trách nhiệm chung về đảm bảo độ tin cậy của hệ thống điện thuộc về AEMO, đơn vị đã phát triển một số cơ chế để ứng phó với nguồn điện tái tạo biến đổi được trình bày trong Vấn đề số 3. Hiện có một số phương án để đảm bảo cân bằng hệ thống khi năng lượng tái tạo chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nguồn điện:

- Phát triển dư công suất năng lượng tái tạo
- Lưu trữ điện năng (xem thêm tại vấn đề 4)
- Quản lý phụ tải
- Phát triển các nguồn bơm tải khác bao gồm nhà máy thủy điện (nhanh), nhiệt điện (chậm)
- Mở rộng đường dây truyền để khai thác lợi thế địa lý (xem Tài liệu thảo luận về Lưới điện)

Trong số những phương án này, phát triển dư công suất năng lượng tái tạo là một công cụ quan trọng và có liên quan chặt chẽ đến việc mở rộng mạng lưới truyền tải.

Ngay cả với mức độ phát điện tái tạo hiện tại trong NEM (đạt gần 40%), điều quan trọng là phải lập quy hoạch địa điểm cho các dự án năng lượng

<sup>47</sup> AEMO (2021) Sáng kiến cắt giảm công suất trang trại điện mặt trời của chính phủ Nam Australia để hỗ trợ NEM <https://aemo.com.au/en/newsroom/media-release/solar-pv-curtailment-initiative-by-sa-government-supports-the-nem>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>48</sup> Hội đồng Năng lượng Sạch (2023) Thị trường Giải tỏa Tắc nghẽn là chìa khóa giải quyết tình trạng nghẽn lưới <https://www.cleanenergycouncil.org.au/news/access-reform-explainer>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>49</sup> DCCEEW (2022) Chương trình Hợp tác Chuyển đổi Năng lượng Quốc gia <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-and-climate-change-ministerial-council/priorities/national-energy-transformation-partnership>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

tái tạo mới, đặc biệt là với các vấn đề đã nêu ở trên. Để đạt được điều này, Quy hoạch Hệ thống Tích hợp AEMO được phát triển theo khuyến nghị của Đánh giá Finkel, và được cập nhật hai năm một lần (hiện đang chuẩn bị cho phiên bản thứ tư<sup>50</sup>).

### B3 - Giải pháp

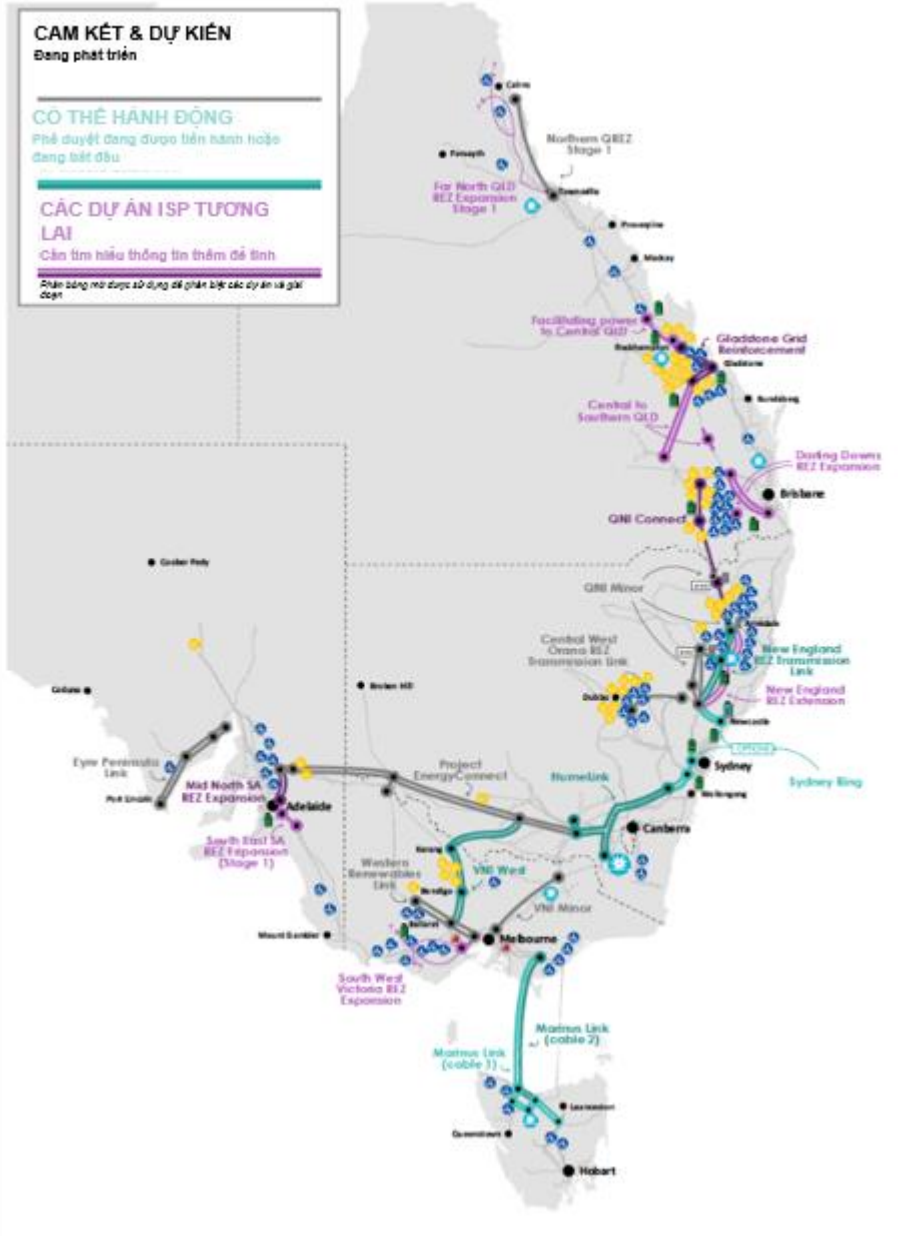
Quy hoạch Hệ thống Tích hợp đã phát triển khái niệm Vùng Năng lượng tái tạo (REZ) được thể hiện trong Hình B8. Vị trí của các khu vực được thiết kế để khai thác các nguồn năng lượng tái tạo tốt nhất và đặt các trang trại điện mặt trời/gió gần nhất với các trung tâm phụ tải chính trên bờ để tối đa hóa việc sử dụng các đường dây truyền tải có sẵn và đang được quy hoạch (trong hình sử dụng mã màu theo thứ tự ưu tiên). Ngoài ra còn có các dịch vụ lưu trữ và hỗ trợ dưới nhiều hình thức khác nhau (pin, thủy điện tích năng, thiết bị ngưng tụ đồng bộ, v.v.) được thể hiện bằng các ký hiệu.

Ý tưởng REZ cũng giúp giảm thiểu chi phí và sự chậm trễ trong công tác giải phóng mặt bằng cho các dự án đường dây truyền tải, đồng thời giúp giảm nguy cơ nghẽn lưới và sự chậm trễ trong quy trình đấu nối. Hơn nữa, đây là cơ hội để tối đa hóa việc sử dụng lưu trữ – có thể đặt tại các khu vực sản xuất điện tái tạo hoặc gần với phụ tải – vì hệ thống lưu trữ khi được đặt tại khu vực đó và được chia sẻ chung sẽ tối ưu hóa công suất lưu trữ.

<sup>50</sup> AEMO (2023) Quy hoạch Hệ thống Tích hợp 2024 (ISP) <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2024-integrated-system-plan-isp>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

Hình 11 | Bản đồ Quy hoạch Hệ thống Tích hợp AEMO cho NEM năm 2022

Vùng điện mặt trời (vàng) và điện gió (xanh da trời); thủy điện tích năng (xanh ngọc); pin lưu trữ quy mô lớn (xanh lá); thiết bị ngưng tụ đồng bộ (đỏ); 10.000 km đường dây truyền tải mới với thứ tự ưu tiên theo màu



## B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia

Trước khi có Đánh giá Finkel, có rất ít quy hoạch phát triển năng lượng tái tạo mới giữa các bang và vùng lãnh thổ. AEMO ISP là một bước tiến quan trọng để tối ưu hóa lợi ích quốc gia từ việc đầu tư vào các nhà máy năng lượng tái tạo mới.

Một số bang như Victoria<sup>51</sup> và New South Wales<sup>52</sup> gần đây đã công bố REZ của riêng họ và đang xây dựng kế hoạch phát điện riêng. Các bang khác bao gồm Queensland<sup>53</sup> và Victoria<sup>54</sup> đã công bố kế hoạch đầu tư công cho các nhà máy điện tái tạo mới. Điều này tạo thêm sự chắc chắn cho quy hoạch phát triển REZ.

Cho dù là dưới sự quản lý của AEMO ISP quốc gia hay dưới sự thúc đẩy sản xuất năng lượng tái tạo của từng bang và vùng lãnh thổ, sự phát triển của REZ cho thấy sự hồi sinh của *quy hoạch tập trung* nhằm nâng cao hiệu quả, tính kinh tế và hiệu suất của quá trình chuyển dịch năng lượng..

## B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp Việt Nam

1. Quy hoạch hệ thống tích hợp với các dự án ưu tiên được xác định là một phần của Quy hoạch điện 8. Các dự án ưu tiên được đặt ở các vị trí cụ thể để kết nối với lưới điện hiện tại hoặc đang được quy hoạch. Đây là phương thức chính để phát triển nguồn điện. Các đơn vị phát triển dự án luôn mong các dự án được vào danh sách để minh chứng tính khả thi của dự án với các nhà đầu tư tiềm năng. Tuy nhiên, hệ thống hiện tại tạo ra sự thiếu minh bạch trong việc lựa chọn các dự án vì nó cho phép các đơn vị mặc cả với các quan chức và tranh giành để dự án của họ được đưa vào danh sách. Đồng thời cũng thiếu tính linh hoạt trong phân bổ địa điểm cho các nguồn có chi phí thấp nhất. Các đơn vị phát triển dự án thích quy trình này vì nó mang lại cho họ độ chắc chắn nhất định cho dự án của họ. Tuy nhiên sự thiếu minh bạch gây ra chi phí xã hội, dẫn đến kết quả lựa chọn dự án không hiệu quả. Vì vậy cần hướng tiếp cận linh hoạt hơn với sự minh bạch về giá, chẳng hạn như được cung cấp bởi đấu giá ngược.
2. Quy hoạch các Vùng Năng lượng tái tạo (REZ) có thể là một cách để thay đổi dần quy trình này. Việc tạo ra các REZ, thay vì các dự án, có thể thúc đẩy quy trình đấu thầu minh bạch hơn, bao gồm cả đấu giá ngược cho năng lượng gió ngoài khơi.

<sup>51</sup> Chính phủ Victoria (2023) Vùng Năng lượng tái tạo <https://www.energy.vic.gov.au/renewable-energy/renewable-energy-zones>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>52</sup> Chính phủ New South Wales (2023) Vùng Năng lượng tái tạo <https://www.energyco.nsw.gov.au/renewable-energy-zones>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>53</sup> Chính phủ Queensland (2022) Trang trại điện gió ở Queensland thấp hơn các nơi khác <https://statements.qld.gov.au/statements/96683>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>54</sup> Chính phủ Victoria (2023) Ủy ban Điện bang Victoria <https://www.vic.gov.au/state-electricity-commission-victoria>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

## Vấn đề 3 - Quản lý nguồn điện năng lượng tái tạo biến đổi (VRE)

### B1 - Bối cảnh vấn đề

Khi nguồn năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) đạt hoặc vượt 50% tỷ trọng nguồn điện của hệ thống, cần có chiến lược đảm bảo cung ứng điện tin cậy do tính chất biến đổi của điện mặt trời và điện gió. Tại Australia vào năm 2021, tỷ trọng VRE đã nhiều lần vượt 60% trong NEM và WEM<sup>3</sup>. Tại Nam Australia, nơi có tỷ lệ thâm nhập VRE cao nhất, vào tháng 12 năm 2022, đã có 10 ngày liên tiếp sản lượng điện gió và mặt trời trung bình đáp ứng 100% nhu cầu địa phương<sup>55</sup>.

Hơn nữa, nguồn nhiệt điện và thủy điện truyền thống đảm bảo quán tính vốn có, giúp duy trì tần số trong hệ thống – thứ vốn dĩ không phải là đặc tính của điện mặt trời và gió. Vì vậy cần có thêm chiến lược để đảm bảo ổn định tần số và điện áp trong hệ thống khi nguồn điện tái tạo chiếm ưu thế.

### B2 - Chiến lược

Trách nhiệm đảm bảo độ tin cậy của nguồn cung và sự ổn định của tần số và điện áp thuộc về AEMO. Khi quá trình chuyển dịch năng lượng tiến triển và VRE tăng lên, những vấn đề này sẽ được giải quyết dần dần như các yếu tố chính của Quy hoạch Hệ thống Tích hợp (ISP).

Nghiên cứu tích hợp năng lượng tái tạo<sup>56</sup> là một phần của ISP nhằm duy trì an ninh hệ thống. Ngoài tiêu chuẩn về độ tin cậy<sup>57</sup> đảm bảo nguồn cung 99,998% thời gian trong năm, tần số phải được duy trì trong dải hoạt động bình thường từ 49,85Hz đến 50,15Hz. Để đạt được điều này, AEMO vận hành tám thị trường Dịch vụ Phụ trợ và Kiểm soát Tần số (FCAS)<sup>58</sup>.

### B3 - Giải pháp

Như được nêu ở trên, có nhiều chiến lược để giải quyết vấn đề độ tin cậy của hệ thống:

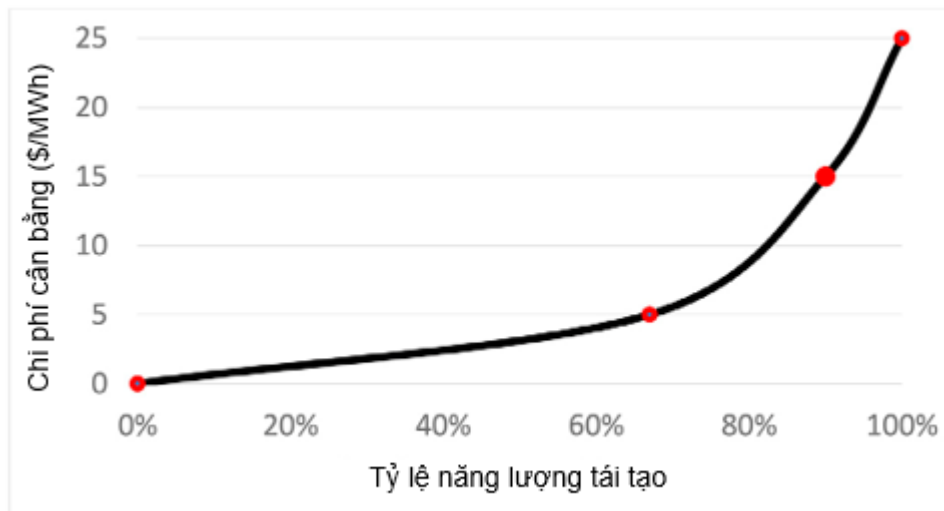
- Phát triển dư công suất năng lượng tái tạo
- Lưu trữ điện năng
- Quản lý phụ tải
- Phát triển các nguồn phát điện bám tải khác bao gồm nhà máy thủy điện (nhẹ), nhiệt điện (chậm)
- Mở rộng đường dây truyền để khai thác lợi thế địa lý

<sup>55</sup> Đối mới nền Kinh tế (2022) *Nam Australia đạt 100% năng lượng tái tạo trên 10 ngày* <https://reneweconomy.com.au/south-úcs-remarkable-100-per-cent-renewables-run-extends-to-over-10-days/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>56</sup> AEMO (2020) Nghiên cứu Tích hợp Năng lượng tái tạo (RIS) <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/renewable-integration-study-ris>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>57</sup> AEMC (2023) Độ tin cậy <https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/reliability>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>58</sup> AEMO (2023) Dịch vụ Phụ trợ <https://aemo.com.au/en/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/system-operations/ancillary-services>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

**Hình 12** | Chi phí quy dẫn của lưu trữ + truyền tải theo mức độ thâm nhập của VRE<sup>59</sup>

Hình 12 thể hiện các tính toán của Trường Đại học Quốc gia Australia (ANU)<sup>59</sup> cho LCOE tăng thêm từ việc bổ sung lưu trữ (chủ yếu là thủy điện tích năng), truyền tải và cắt giảm nguồn cung dư thừa. Những tính toán này nhất quán với các giá trị thu được trong nghiên cứu Chi phí phát điện của CSIRO/AEMO<sup>13</sup> (Hình 4). Điều này cho thấy rằng ngay cả khi tính thêm chi phí để cân bằng hệ thống, năng lượng mặt trời và gió vẫn là loại hình phát điện mới rẻ nhất.

Để giải quyết vấn đề ổn định điện áp và tần số, có thể áp dụng một số chiến lược sau trên phạm vi lớn (xem thêm tài liệu thảo luận về Lưới điện):

- Bộ biến tần thông minh kết nối các trang trại điện mặt trời và gió với mạng AC có chức năng hỗ trợ lưới điện và khả năng vận hành liên tục
- Pin lưu trữ có khả năng đáp ứng nhanh trong khoảng thời gian tính bằng mili giây
- Thiết bị ngưng tụ đồng bộ, tụ điện và các thiết bị điều khiển khác

#### B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia

Một trong những động lực chính của Đánh giá Finkel<sup>21</sup> về An ninh Thị trường Điện Quốc gia trong Tương lai là sự cố mất điện của hệ thống điện Nam Australia xảy ra vào năm 2016. Sự cố này được AER mô tả như sau:

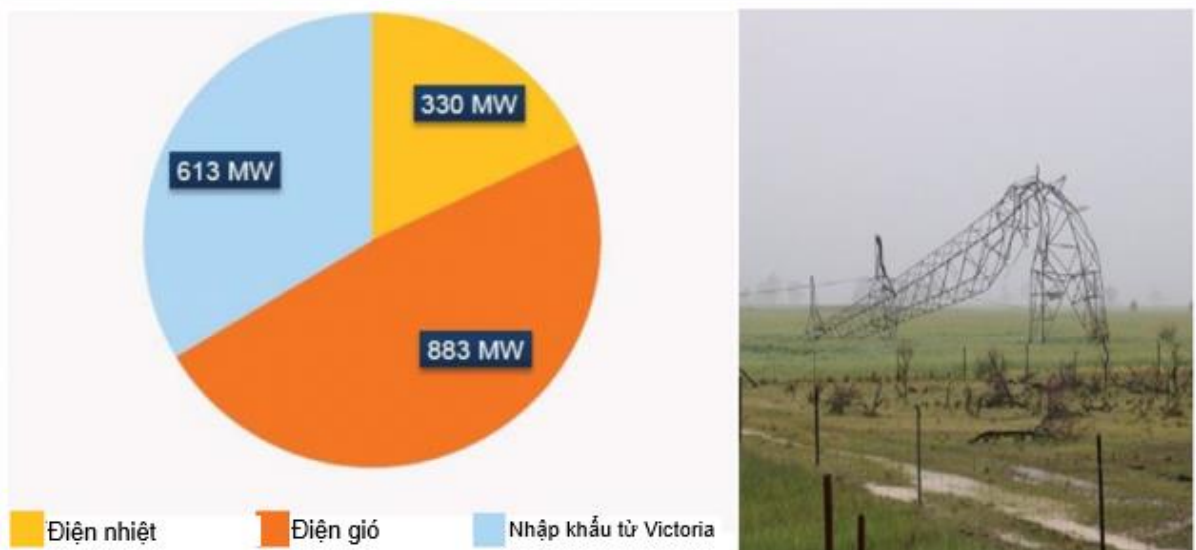
*“Sự cố xảy ra bắt nguồn từ thời tiết cực đoan làm hư hỏng đường dây truyền tải và phân phối, cùng với đó là trang trại điện gió sụt giảm sản lượng và hệ thống mất tính đồng bộ dẫn đến mất kết nối của lưới điện Heywood. Sau đó sự mất cân bằng cung cầu đã khiến tất cả các nhà máy điện còn lại ở Nam Australia ngừng hoạt động. Hầu hết các nguồn cung đã được khôi phục*

<sup>59</sup> Blakers A, Stocks M, Lu, B và Cheng C (2021) Chi phí khi điện mặt trời và gió thâm nhập với tỷ lệ cao, *Năng lượng*, 233, 121150 <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121150>.

trong 8 tiếng, tuy nhiên thị trường điện bán buôn ở Nam Australia đã phải tạm dừng trong 13 ngày.<sup>60</sup>

Hình 13 cho thấy trước khi sự cố mất điện xảy ra, khoảng một nửa lượng điện của hệ thống được cung cấp bởi các trang trại điện gió, trong khi đó kết nối với lưới điện của bang Victoria yếu (do đang được sửa chữa), do vậy chỉ có một lượng nhỏ nhiệt điện hỗ trợ hệ thống. Nguyên nhân là do biến tần của các trang trại điện gió được cài đặt chế độ kiểm soát quá nhạy khiến chúng dừng hoạt động khi một số đường dây truyền tải bị hỏng.

**Hình 13** | Tỷ trọng nguồn điện trước khi xảy ra sự cố mất điện và hỏng đường dây truyền tải ở Nam Australia



Trước sự cố đó, Đánh giá Finkel đã đưa ra một số khuyến nghị (trong số nhiều khuyến nghị khác):

“Cần áp dụng Nghĩa vụ An ninh Năng lượng. Đến giữa năm 2018, Hội đồng Thị trường Năng lượng Australia cần:

- Yêu cầu các nhà cung cấp dịch vụ truyền tải đảm bảo duy trì quán tính cho từng vùng hoặc tiểu vùng, bao gồm cả việc tính đến sử dụng dịch vụ đáp ứng tần số nhanh để thay thế một phần.
- Yêu cầu các nhà máy phát điện mới phải có khả năng đáp ứng tần số nhanh.
- Rà soát và cập nhật toàn bộ các tiêu chuẩn kết nối của khu vực
  - Các tiêu chuẩn kết nối cập nhật phải giải quyết được vấn đề về cường độ hệ thống, công suất phản kháng và khả năng kiểm soát điện áp, hiệu suất của máy phát điện trong và sau các sự cố bất ngờ cũng như khả năng kiểm soát công suất hữu ích.

<sup>60</sup> AER (2018) Báo cáo Điều tra về sự cố mất điện toàn bang Nam Australia năm 2016 <https://www.aer.gov.au/wholesale-markets/compliance-reporting/investigation-report-into-south-ucs-2016-state-wide-blackout>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

- Để được phê duyệt đấu nối, các nhà máy phát điện mới phải cung cấp đầy đủ các phần mềm hoặc thông số vật lý có thể ảnh hưởng đến an toàn hoặc độ tin cậy hệ thống.
- Sau đó, cần tiến hành đánh giá toàn diện các tiêu chuẩn kết nối ba năm một lần.”

Một trong những hành động của Chính phủ Nam Australia thời điểm đó là mua ngay hệ thống pin lưu trữ lớn nhất thế giới<sup>61</sup> (100 MW). Kể từ đó, hệ thống này không chỉ hỗ trợ nguồn điện VRE mà còn cung cấp các dịch vụ phụ trợ và kiểm soát tần số (FCAS) quan trọng.

Theo kết quả của Đánh giá Finkel, nhiều khuyến nghị đã được thực hiện giúp quản lý việc tích hợp nguồn điện VRE vào lưới, và hiện nay vẫn tiếp tục hoạt động tin cậy ngay cả ở các bang có tỷ trọng VRE cao như Nam Australia.

## B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp Việt Nam

Việt Nam hiện chưa có quy định hoặc tiêu chuẩn về việc tích hợp pin lưu trữ (BESS) vào nhà máy điện nối lưới hoặc trực tiếp vào lưới điện. Vì vậy, hiện nay giải pháp này chưa được đưa vào các quy hoạch của ngành điện trong tương lai gần. Một số nghiên cứu đã được tiến hành cho thấy vai trò của BESS trong hỗ trợ ổn định lưới điện và bù đắp từ các nguồn khác nhau. Một quan ngại phổ biến của Bộ Công thương là BESS quá đắt. Tương tự như những tranh luận về năng lượng tái tạo, các chi phí cần phải được làm rõ thông qua các cơ chế định giá. Bỏ qua câu chuyện về giá thành, BESS là một giải pháp lưu trữ có thể cải thiện khả năng tích hợp năng lượng tái tạo vào lưới điện. Việc xây dựng các quy định và tiêu chuẩn không khó: các ví dụ về tích hợp BESS hiện đã có trên toàn cầu. Việt Nam không phải là trường hợp duy nhất quan ngại về tính kinh tế của pin lưu trữ.

Việc nhanh chóng ban hành các quy định và tiêu chuẩn liên quan đến tích hợp BESS tại chỗ và vào lưới cũng như các hình thức lưu trữ điện khác bao gồm cả thủy điện tích năng sẽ tăng khả năng tiếp cận năng lượng tái tạo hiện đang bị lãng phí do phải cắt giảm đồng thời giúp tăng tính ổn định của lưới điện khi hệ thống có thêm nhiều nguồn điện biến đổi hơn. Chương trình Đầu tư Công suất của Australia (CIS) sẽ đưa ra khuôn khổ quốc gia để thúc đẩy nguồn năng lượng tái tạo mới *có thể điều độ được*. Nguồn năng lượng tái tạo có thể điều độ được yêu cầu các nhà máy phải lắp đặt lưu trữ điện - chẳng hạn BESS, thủy điện tích, khí nén hoặc các hình thức lưu trữ khác. Đây có thể là cách để Việt Nam tích hợp năng lượng mặt trời vào lưới điện mà không làm hệ thống quá tải hoặc buộc phải cắt giảm trong giai đoạn công suất năng lượng tái tạo đạt đỉnh. Chính sách này có thể được áp dụng với hệ thống điện hiện tại mà không yêu cầu bất kỳ thay đổi nào trong chính sách về thị trường điện, nhằm hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng diễn ra suôn sẻ.

<sup>61</sup> Hornsdale Power Reserve (2023) Tổng quan <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.



## Vấn đề 4 - Phát điện ảo và lưu trữ năng lượng

### B1 - Bối cảnh vấn đề

Như đã nêu trong Vấn đề 3, một trong những công cụ quan trọng để cân bằng VRE là phát điện ảo (hoặc phát điện thay thế), bao gồm ba loại chính:

- Lưu trữ điện<sup>62</sup> bao gồm pin lưu trữ quy mô lớn và quy mô nhỏ, thủy điện tích năng<sup>11</sup> (cả trên và ngoài hệ thống sông), hydro/các sản phẩm từ hydro (ví dụ: amoniac) và các công nghệ khác, tất cả đều yêu cầu nguồn điện để cung cấp năng lượng cho chúng, nhưng có thể cung cấp năng lượng lưu trữ theo yêu cầu như một nhà máy phát điện ảo;
- Quản lý phụ tải để yêu cầu giảm tiêu thụ – thay thế nguồn điện tức thời một cách hiệu quả. Bằng cách sử dụng phần mềm tinh vi kết nối các nguồn phụ tải của khách hàng với một đường dẫn trao đổi thông tin của đơn vị bán lẻ, bên cung cấp dịch vụ lưới điện hoặc đơn vị điều hành thị trường, các phụ tải có thể được bật và tắt rất nhanh trong vài phần giây theo yêu cầu của đơn vị bán lẻ. Các yêu cầu này có thể được thực hiện tự động theo thỏa thuận từ trước hoặc theo thuật toán ra quyết định dựa trên nhu cầu của khách hàng và đáp ứng các tín hiệu về giá, ví dụ: biểu giá điện theo thời gian sử dụng. Hơn nữa, hoạt động bán điện từ hệ thống điện mặt trời mái nhà tại chỗ hoặc từ pin lưu trữ của hộ gia đình (bao gồm cả pin xe điện) có thể được kiểm soát theo cách tương tự, dựa trên tính kinh tế của việc cân bằng giữa bán điện lên lưới và tự dùng (xem thêm ví dụ thực tế của một công ty thương mại: Reposit<sup>63</sup>).
- Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, tương tự như vậy có thể làm giảm nhu cầu, mặc dù không phải ngay lập tức. Giải pháp này không được phân tích ở đây vì nó không phải là một phương án sản xuất điện ảo nhưng có thể thay thế một cách hiệu quả cái thường được gọi là 'phụ tải nền' (xem thêm tài liệu thảo luận về Nhu cầu và Tiêu thụ).

Khả năng cung cấp hoặc thay thế nguồn điện khi được yêu cầu trong khoảng thời gian từ vài giây đến vài tháng là một tính năng thiết yếu của hệ thống với năng lượng tái tạo chiếm ưu thế.

Hình 14 thể hiện các khung thời gian chính và khả năng ứng dụng của ba loại hình lưu trữ năng lượng: pin, thủy điện tích năng và hydro. Thủy điện tích năng có thể được sử dụng theo mùa<sup>64</sup>, nhưng chỉ khi lưu trữ năng lượng và nước được đảm bảo có thể bổ sung cho nhau và/hoặc khi luôn có sẵn điện dư thừa để bơm nước.

<sup>62</sup> Koohi-Fayegh S và Rosen MA (2019) Đánh giá các loại hình lưu trữ năng lượng, ứng dụng và những phát triển gần đây, *Tạp chí Lưu trữ Năng lượng*, 27, 101047 <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>.

<sup>63</sup> Reposit (2023) Đảm bảo Hòa đơn tiền điện \$0 <https://repositoower.com/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>64</sup> Hunt JD, Byers E, Wada Y, Parkinson S, Gernaat DEHJ, Langan S, van Vuuren DP và Riahi K (2020) Tiềm năng lưu trữ năng lượng và nước bằng thủy điện tích năng theo mùa trên toàn cầu <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14555-y>.

**Hình 14** | Thời gian sử dụng của ba loại hình lưu trữ năng lượng chính.

	Rất ngắn hạn	Ngắn hạn	Dài hạn	Theo mùa
Thời gian	< 1 phút	phút < 12 giờ	12 giờ < tuần	tháng < năm
Pin	[Bar chart showing Pin usage from < 1 phút to 12 giờ]			
Thủy điện tích năng		[Bar chart showing Thủy điện tích năng usage from phút < 12 giờ to 12 giờ < tuần]		
Hydro		[Bar chart showing Hydro usage from phút < 12 giờ to tháng < năm]		

Phần còn lại của tài liệu này sẽ chỉ phân tích về các giải pháp lưu trữ năng lượng (vì sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và quản lý phụ tải được phân tích trong Chủ đề 5, Nhu cầu và Tiêu thụ), mặc dù việc quản lý phụ tải cũng có những xem xét tương tự như các giải pháp lưu trữ trong thời gian ngắn (<12 giờ).

## B2 - Chiến lược

Khi các quốc gia lập quy hoạch điện đảm bảo mục tiêu phát thải ròng bằng 0 trong tương lai, cần tiến hành phân tích toàn diện các yêu cầu về cân bằng năng lượng để giải quyết nguy cơ thiếu điện trong các khoảng thời gian khác nhau. Đây chính là cơ sở cho Quy hoạch Hệ thống Tích hợp của AEMO được thảo luận ở trên, trong đó các hệ thống lưu trữ năng lượng được quy hoạch địa điểm để bổ sung tại chỗ, ví dụ: trong các khu năng lượng tái tạo và hỗ trợ phụ tải tại chỗ, ví dụ: pin lưu trữ quy mô cộng đồng hoặc quy mô lớn.

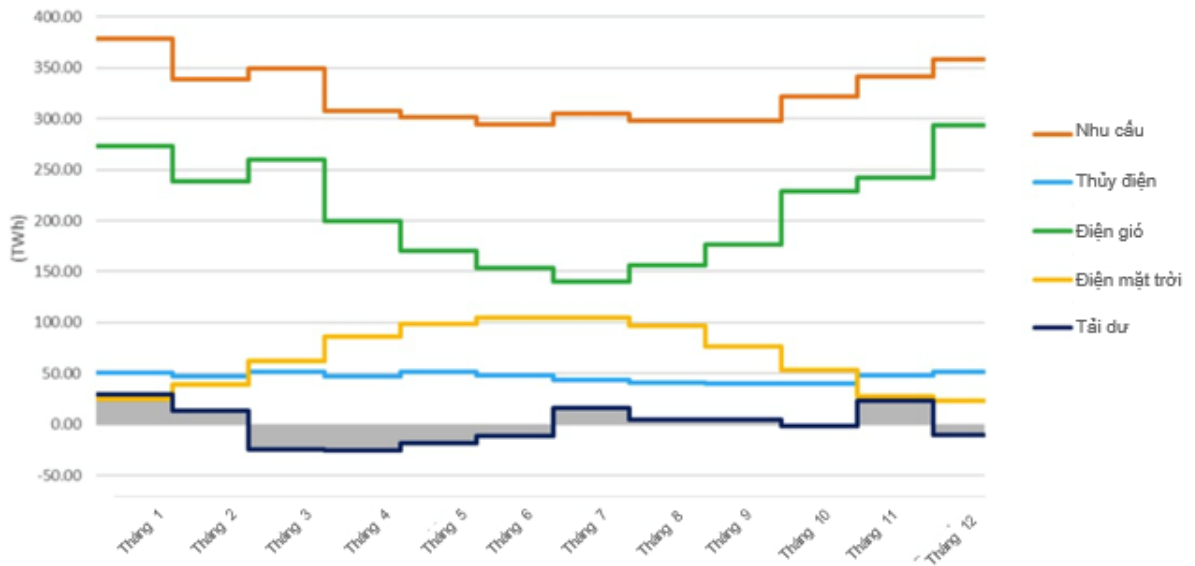
Hình 15 trình bày một ví dụ về các yêu cầu cân bằng năng lượng theo mùa từ kịch bản 100% năng lượng tái tạo vào năm 2040 của Hội đồng Quản lý Năng lượng châu Âu<sup>65</sup>. Như thể hiện trong hình, nguồn cung từ năng lượng mặt trời, gió và thủy điện không thể đáp ứng nhu cầu vào mọi thời điểm trong năm, đặc biệt là trong các tháng mùa đông (tháng 11 – tháng 2), mức thiếu điện theo mùa được dự đoán là 75 – 94 TWh (~3% sản lượng điện hàng năm). Để giải quyết tình trạng thiếu điện theo mùa này, báo cáo kết luận:

*“Trong dài hạn có lẽ phương án lưu trữ khí xanh để sử dụng vào mùa đông sẽ rẻ hơn và hiệu quả hơn là sử dụng khí tự nhiên thuần túy”*

Khí xanh ở đây được hiểu là khí hydro không phát thải, có nghĩa là được sản xuất từ năng lượng tái tạo và điện phân, hoặc khí sinh học có thể trung hòa các-bon trong một chu kỳ sử dụng.

<sup>65</sup> Hội đồng Quản lý Năng lượng Châu Âu (2021) Khuyến nghị chính sách về Lưu trữ Dài hạn của CEER <https://www.ceer.eu/list-of-publications#>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

**Hình 15** | Kịch bản 100% năng lượng tái tạo vào năm 2040 của Hội đồng Quản lý Năng lượng châu Âu cho thấy tình trạng dư tải do năng lượng tái tạo không đủ cấp điện theo mùa



### B3 - Giải pháp

Loại hình lưu trữ năng lượng chính trên toàn thế giới hiện nay là thủy điện tích năng, chiếm 95% công suất lưu trữ điện toàn cầu và 99% điện lượng lưu trữ toàn cầu<sup>66</sup>. Pin lưu trữ<sup>66</sup> là loại hình lớn thứ hai, hiện đang phát triển nhanh chóng và có lợi thế là có thể nhân rộng trong thời gian ngắn. Hydro<sup>67</sup> có tiềm năng đóng góp vào lưu trữ theo mùa trong tương lai nhưng hiện tại mới đang ở giai đoạn thí điểm. Các hình thức lưu trữ<sup>68</sup> khác như khí nén, bánh đà và lưu trữ bằng lực hấp dẫn cũng là giải pháp, nhưng khó có thể được ứng dụng cho hệ thống điện hiện tại. Lưu ý rằng lưu trữ bằng nhiệt cũng sẽ là một nguồn lưu trữ năng lượng quan trọng để khử các-bon trong toàn bộ nền kinh tế, nhưng chỉ giới hạn trong các ứng dụng sưởi ấm và làm mát vì từ góc nhìn nhiệt động lực học việc tái chuyển đổi nhiệt thành điện năng là không hiệu quả.

### B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia

Australia có điểm đặc biệt là một quốc đảo tách biệt, phải dựa vào các phương án phát điện ảo để cân bằng các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi do không thể nhập khẩu điện từ các nước láng giềng.

Tuy nhiên, lưu ý rằng không giống như nhiều quốc gia khác, Australia không cần lưu trữ theo mùa vì gió và mặt trời thường bổ sung cho nhau hàng ngày và theo mùa. Hơn nữa, Australia có nguồn tài nguyên gió và mặt trời dồi dào và rẻ - kết hợp với thủy điện truyền thống theo mùa – vì vậy sẽ hiệu quả chi phí hơn khi “phát triển dự công suất năng lượng tái tạo”, đồng thời đầu tư vào lưu trữ và truyền tải để đảm bảo độ tin cậy của hệ thống khi

<sup>66</sup> IEA (2020) Công nghệ lưu trữ bằng pin và hydrogen: chìa khóa cho tương lai năng lượng sạch <https://www.iea.org/articles/batteries-and-hydrogen-technology-keys-for-a-clean-energy-future>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>67</sup> Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo Quốc gia (NREL) (2020) Câu trả lời cho Vấn đề Lưu trữ Năng lượng có thể là Hydro <https://www.nrel.gov/news/program/2020/answer-to-energy-storage-problem-could-be-hydrogen.html>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>68</sup> IEA (2022) Lưu trữ Năng lượng <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/energy-storage>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

tỷ trọng VRE đạt 100%. Như đã nêu trong Quy hoạch Hệ thống Tích hợp AEMO 2022<sup>16</sup>:

*“dựa trên ước tính về chi phí công nghệ, xây dựng đủ công suất VRE để đáp ứng nhu cầu năng lượng vào mùa đông có thể sẽ hiệu quả hơn so với xây dựng ít VRE và tăng lưu trữ theo mùa<sup>16</sup>”*

Điều đó không có nghĩa là ở một số quốc gia khác thì không cần lưu trữ theo mùa, nơi có sự thay đổi theo mùa đến mức không có đủ năng lượng tái tạo để đáp ứng nhu cầu vào các thời điểm khác nhau trong năm, ví dụ: giữa mùa mưa và mùa khô.

Bảng dưới đây đưa ra hiện trạng của các dự án lưu trữ năng lượng lớn hiện có và trong quy hoạch ở Australia để giải quyết vấn đề cân bằng VRE trong khoảng thời gian ngắn.

**Bảng 1** | Hiện trạng của các dự án lưu trữ năng lượng lớn hiện có và trong quy hoạch ở Australia để giải quyết vấn đề cân bằng VRE trong khoảng thời gian ngắn

Địa điểm	Công nghệ	Công suất GW	Điện lượng GWh	Hiện trạng
<b>Tumut 3</b> <sup>14</sup>	Thủy điện tích năng	1,8	60	Đang hoạt động
<b>Bendeela</b> <sup>69</sup>	Thủy điện tích năng	0,2	<1	Đang hoạt động
<b>Wivenhoe</b> <sup>70</sup>	Thủy điện tích năng	0,6	6	Đang hoạt động
<b>Snowy 2.0</b> <sup>71</sup>	Thủy điện tích năng	2,0	350	Đang xây dựng
<b>Kidston</b> <sup>72</sup>	Thủy điện tích năng	0,3	2	Đang xây dựng
<b>Pin lưu trữ quốc gia</b> <sup>73</sup> , Tasmania	Thủy điện tích năng	0,6-2,5	6-25	Đang lập quy hoạch chi tiết
<b>Kết hợp với nhà máy</b> <sup>74</sup>	Pin lưu trữ	2,0	2	Đang hoạt động
<b>Kết hợp với hộ gia đình</b> <sup>75</sup>	Pin lưu trữ	-	1	Đang hoạt động
<b>Kết hợp với xe điện</b>	Pin lưu trữ	-	1	Đang hoạt động

<sup>69</sup> Origin (2023) Đề xuất mở rộng Shoalhaven <https://www.originenergy.com.au/about/who-we-are/what-we-do/generation/shoalhaven-proposed-expansion/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>70</sup> Cleanco Queensland (2023) Đại trùng tu để Wivenhoe tiếp tục hoạt động <https://www.cleancoqld.com.au/major-overhaul-to-keep-wivenhoe-pumping/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>71</sup> Thủy điện Snowy (2023) Snowy 2.0 <https://www.snowyhydro.com.au/snowy-20/about/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>72</sup> Genex (2023) Dự án Thủy điện tích năng Kidston 250MW <https://genexpower.com.au/250mw-kidston-pumped-storage-hydro-project/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>73</sup> Chính phủ Tasmania (2023) Dự án Pin lưu trữ Quốc gia <https://www.stategrowth.tas.gov.au/recfit/major-investment-projects/battery-of-the-nation>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>74</sup> Hội đồng Năng lượng Sạch (CEC) (2020) Các nhà đầu tư ủng hộ Pin lưu trữ Lớn <https://www.cleanenergycouncil.org.au/news/investors-hacking-big-batteries>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>75</sup> CEC (2023) Lưu trữ Năng lượng <https://www.cleanenergycouncil.org.au/resources/technologies/energy-storage>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

Từ bảng trên có thể thấy thủy điện tích năng hiện là loại hình lưu trữ năng lượng chính ở Australia và công trình Snowy 2.0 đang được mở rộng bằng cách kết nối hai hồ chứa hiện có trong hệ thống thủy điện Snowy Mountains. Mặc dù hiện tại pin lưu trữ chỉ đóng góp một phần nhỏ, Quy hoạch Hệ thống Tích hợp AEMO 2022 khẳng định rằng:

*“pin lưu trữ, thủy điện tích năng và các giải pháp lưu trữ thay thế...có vai trò quản lý theo ngày và theo mùa sản lượng điện mặt trời và gió đang phát triển nhanh chóng. Đến năm 2050, tính toán của mô hình trong ISP chỉ ra rằng các biện pháp phát điện ảo, dịch vụ cấp điện từ phương tiện xe điện lên lưới (V2G) và các công nghệ mới nổi khác sẽ cung cấp khoảng 31 GW công suất lưu trữ, và 16 GW lưu trữ bằng pin quy mô lớn và thủy điện tích năng.<sup>16</sup>”*

Để so sánh, PDP8 ước tính sẽ cần 30,65-45,55 GW dung lượng lưu trữ thủy điện tích năng và pin lưu trữ quy mô tiện ích, không đề cập đến vai trò của các nhà máy điện ảo (VPP), V2G hoặc các công nghệ mới nổi khác.

## B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp của Việt Nam

Nhóm 100% Năng lượng tái tạo<sup>76</sup> tại Đại học Quốc gia Australia đã xây dựng một bản đồ thủy điện tích năng của thế giới bao gồm tất cả các địa điểm tiềm năng để phát triển thủy điện tích năng không liên kết hệ thống sông, bên ngoài những khu vực có công viên quốc gia, sản xuất nông nghiệp, khu vực đô thị và những khu vực hạn chế sử dụng đất khác.

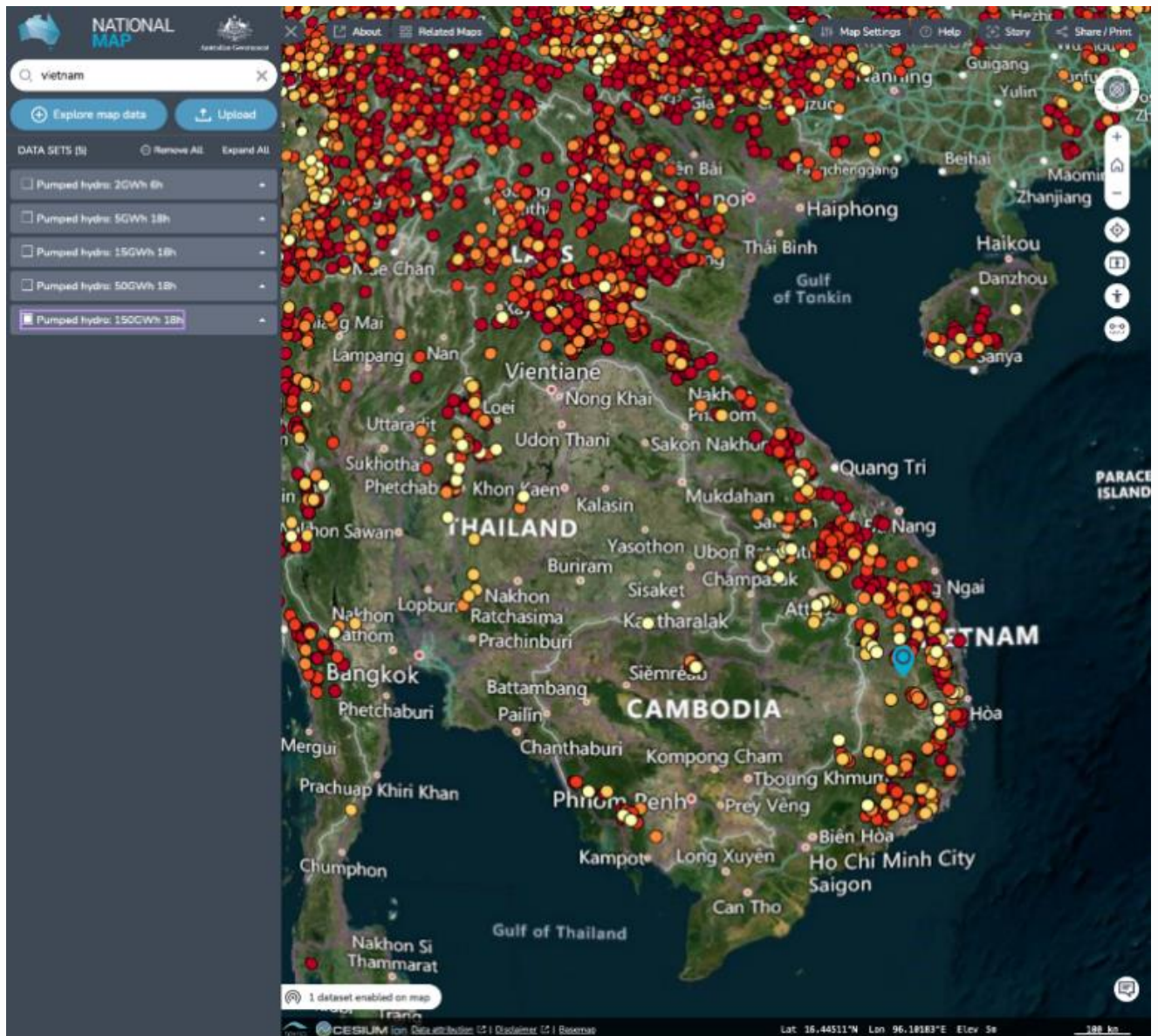
Hình 16 đưa ra một ví dụ cho khu vực ASEAN, cho thấy nhiều địa điểm có sẵn để phát triển thủy điện tích năng với công suất trên 150 GWh và 18 giờ lưu trữ ở mức công suất đó<sup>77</sup>. Việt Nam là một ví dụ điển hình của khu vực với tiềm năng phát triển thủy điện tích năng không liên kết hệ thống sông vượt nhu cầu cần để hỗ trợ hệ thống 100% năng lượng tái tạo<sup>78</sup>.

<sup>76</sup> ANU (2023) Nhóm 100% Năng lượng tái tạo <https://re100.eng.anu.edu.au/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>77</sup> <https://www.nationalmap.gov.au/#share=s-py9ofDCNEwqsrfgGkpt55dJ9w5q>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>78</sup> Stocks M, Stocks R, Lu B, Cheng C và Blakers A (2020) Bản đồ Thế giới về Thủy điện tích năng công nghệ vòng lặp kín, *Joule*, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.015>.

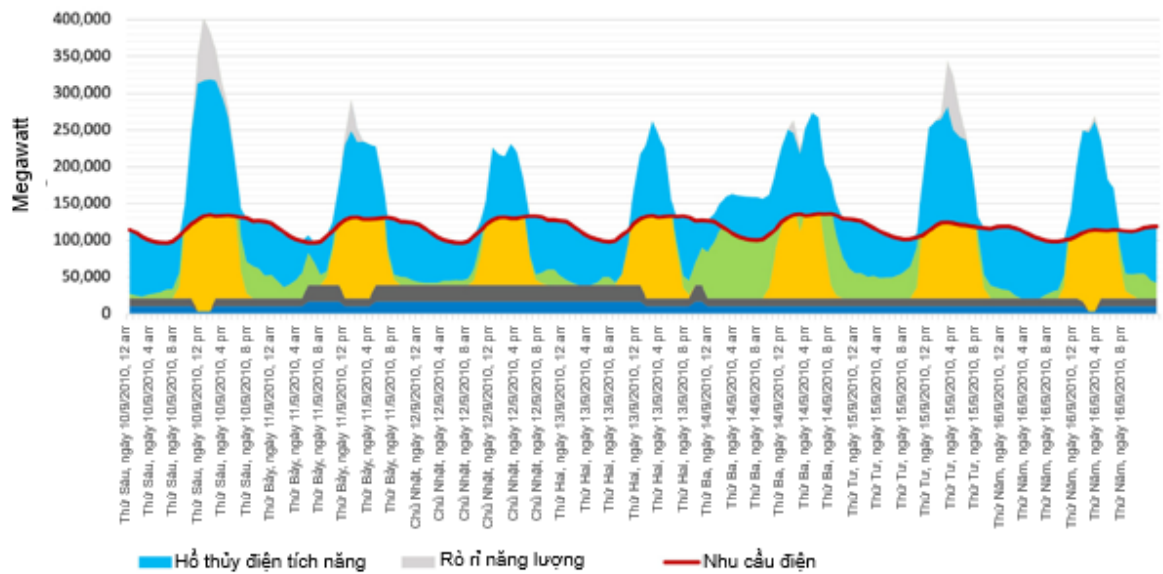
**Hình 16** | Bản đồ các địa điểm phát triển thủy điện tích năng đập dâng ở khu vực ASEAN của ANU với tiềm năng lưu trữ trên 150 GWh và thời gian lưu trữ 18 tiếng<sup>79</sup>.



Một nghiên cứu khác của ANU<sup>79</sup> cũng chỉ ra tầm quan trọng của thủy điện tích năng ở Việt Nam, được minh họa trong kịch bản dự báo ở Hình 17. Đây là hình mô phỏng nhanh xu hướng tiêu thụ năng lượng hàng ngày với nguồn cấp điện chính là từ năng lượng tái tạo được hỗ trợ bởi thủy điện tích năng (màu xanh nhạt). Bằng cách lưu trữ lượng điện dư thừa (chủ yếu từ năng lượng mặt trời) vào giữa ngày, thủy điện tích năng có thể giúp đáp ứng nhu cầu vào những thời điểm khác khi không có năng lượng mặt trời.

<sup>79</sup> Lu B, Blakers A, Stocks M và Do TN (2021) 100% năng lượng tái tạo chi phí thấp, phát thải thấp ở Đông Nam Á với sự hỗ trợ của thủy điện tích năng, *Năng lượng*, 236, 121387 <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121387>.

**Hình 17** | Nhu cầu điện và sản xuất điện ban ngày trong kịch bản tiêu thụ điện cao vào một tuần “căng thẳng” khi khả năng cung cấp của năng lượng tái tạo ở Việt Nam thấp<sup>79</sup>



Liên quan tới các vấn đề lưu trữ khác ở Việt Nam:

1. Pin lưu trữ lithium, Pin Vanadium Redox Flow, bánh đà, lưu trữ bằng hydro, thủy điện tích năng và khí nén đều có trong danh mục công nghệ hiện tại do Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA) chuẩn bị. Danh mục này cung cấp đầu vào cho chạy mô hình hệ thống điện.
2. Các thảo luận hiện nay ở Việt Nam tập trung vào tận dụng các đập thủy điện hiện tại để lưu trữ năng lượng. Trong bối cảnh này, một số đơn vị điện gió ngoài khơi đã đề xuất bơm nước vào ban đêm khi nhu cầu thấp, để sử dụng vào ban ngày khi thủy điện nói chung là nguồn có chi phí thấp nhất. Hạn chế của phương án này chính là các tác động môi trường. Ở miền Trung Việt Nam, nơi lượng mưa theo mùa có xu hướng cực đoan hơn, nhiều dòng sông có mực nước rất thấp trong mùa khô do các đơn vị vận hành đập thủy điện ở thượng nguồn giữ lại nhiều nước nhất có thể để phát điện. Các dự báo về biến đổi khí hậu cho miền Trung Việt Nam, nơi có nhiều nhà máy thủy điện, cho thấy mực nước thay đổi theo mùa rõ rệt hơn và lượng mưa ít hơn. Dự báo này cũng có thể đúng với các thủy điện tích năng, nhưng mức độ tác động thấp hơn nhiều vì đây là một hệ thống khép kín. Với tiềm năng thủy điện tích năng đáng kể của Việt Nam, có thể cân nhắc nhiều hơn đến việc thủy điện tích năng khác ngoài các con sông để bổ sung cho BESS trong thời gian lưu trữ lâu hơn (>12 giờ).
3. Ngoài ra, do sự thay đổi theo mùa ngày càng tăng đối với thủy điện truyền thống do biến đổi khí hậu, thủy điện tích năng như một giải pháp để lưu trữ năng lượng theo mùa (trong khung thời gian nhiều tháng) cũng cần được xem xét.

## Vấn đề 5 - Mua bán điện

### B1 - Bối cảnh vấn đề

Mua bán điện giữa các vùng có thể hỗ trợ cân bằng cung cầu, tiết kiệm đầu tư thông qua sử dụng cơ sở hạ tầng chung và phát điện bổ sung. Lợi thế địa lý của nguồn điện tái tạo có thể được khai thác theo nhiều cách khác nhau:

- Mặt trời di chuyển từ đông sang tây, vì vậy có thể tiến hành sản xuất điện theo thời gian cho các trung tâm phụ tải ở các kinh độ khác nhau
- Việc mây thay đổi có thể được giảm thiểu bằng cách khai thác năng lượng mặt trời ở các khu vực có ít mây hơn
- Chu kỳ gió thay đổi có thể được tận dụng để khai thác nguồn gió sẵn có theo thời gian

Ngoài ra, các hệ thống lưu trữ năng lượng có thể được đặt ở vị trí tối ưu gần các nhà máy phát điện hoặc trung tâm phụ tải và thủy điện tích năng sử dụng các hồ chứa lớn hiện có được sử dụng hiệu quả như một hệ thống pin lớn để hỗ trợ các khu vực địa lý khác, ví dụ: Dự án “pin lưu trữ quốc gia” của Tasmania.

### B2 - Chiến lược

Hình 18 đưa ra một ví dụ về mạng lưới mua bán điện khu vực tiềm năng, trong đó chỉ ra cấu hình khả thi<sup>79</sup> của đường dây truyền tải điện cao thế một chiều (HVDC) cho Đông Nam Á, với các liên kết dự kiến đến Australia, Ấn Độ và Trung Quốc.

**Hình 18** | Cấu hình tiềm năng cho hệ thống lưới điện HVDC của Đông Nam Á<sup>79</sup>



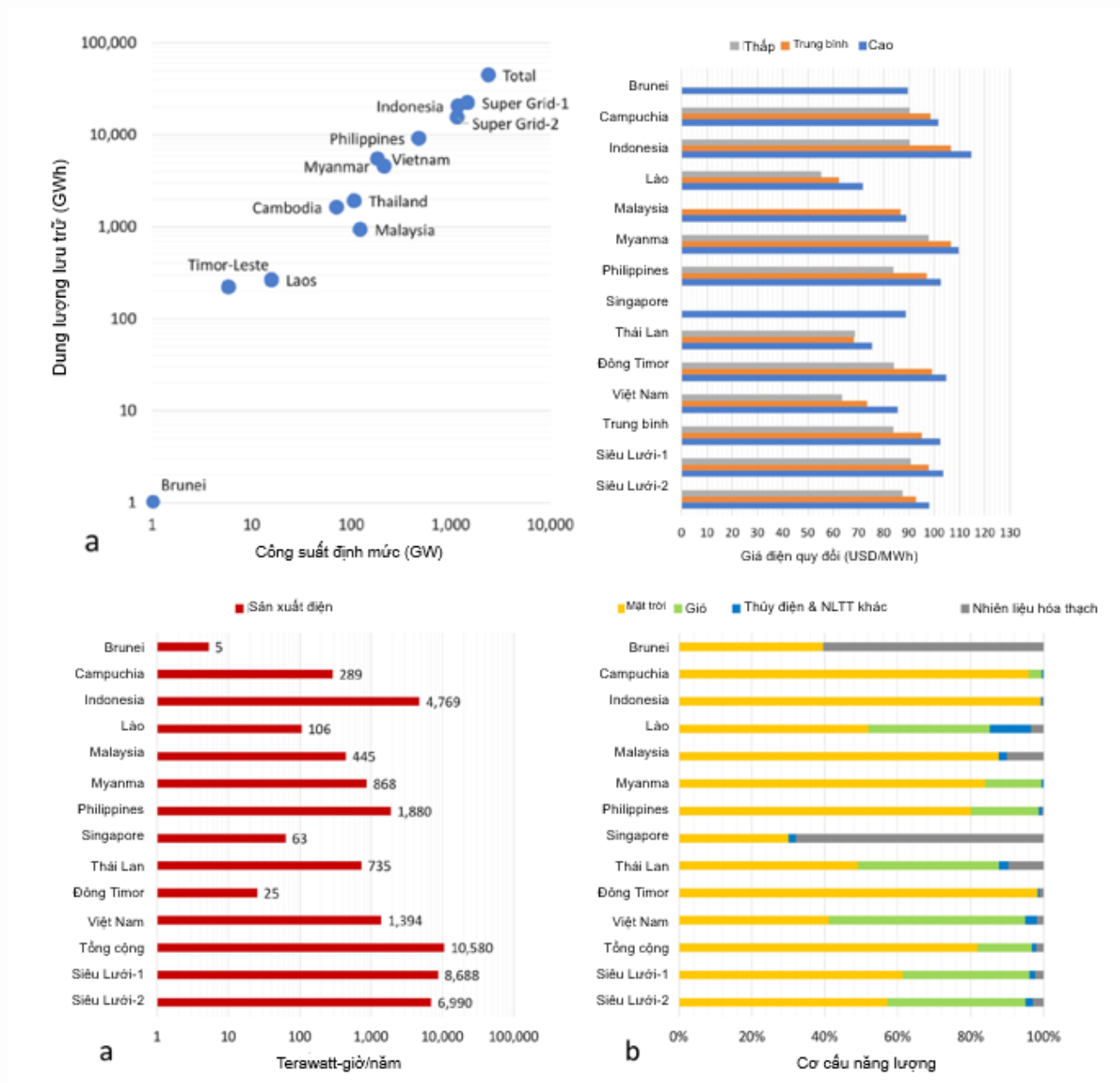


Cấu hình này đã được các nhà nghiên cứu tại ANU nghiên cứu để đảm bảo tiết kiệm đầu tư cho cơ sở hạ tầng phát điện và lưu trữ, và thừa đủ để bù đắp cho khoản đầu tư thêm đường dây HVDC để khai thác lợi thế địa lý.

### B3 - Giải pháp

Hình 19 dưới đây trình bày kết quả nghiên cứu, thể hiện đặc điểm phát điện riêng của từng quốc gia, cùng với mức năng lượng trung bình/tổng cộng của các nước trong kịch bản Siêu Lưới điện cho (1) Đông Nam Á và (2) có thêm liên kết bổ sung (mũi tên trên bản đồ).

**Hình 19** | (theo chiều kim đồng hồ, phía dưới bên trái) Kết quả phát điện, lưu trữ và LCOE, và những thay đổi trong cơ cấu phát điện (ngoại trừ LCOE trong kịch bản tiêu thụ điện cao)<sup>79</sup>



Trong mọi trường hợp, chia sẻ nguồn điện và lưu trữ thông qua các phương án như Siêu Lưới điện mang lại lợi ích rõ ràng. Trong kịch bản tiêu thụ điện

cao, yêu cầu đầu tư lưu trữ ít hơn, giá LCOE tương đương (với Siêu Lưới điện 1) hoặc giảm hơn (so với Siêu Lưới điện 2) mặc dù chi phí truyền tải tăng mạnh, trong khi tổng sản lượng điện cần ít hơn – từ đó giúp tiết kiệm chi phí đáng kể.

Biểu đồ cơ cấu nguồn điện cho thấy các kịch bản Siêu Lưới điện chuyển từ phụ thuộc mạnh vào nguồn năng lượng mặt trời trong nước khi mỗi quốc gia được xem xét riêng lẻ sang tỷ lệ điện gió lớn hơn khi sử dụng chung các nguồn tài nguyên. Phần lớn điện gió đến từ gió ngoài khơi ở Việt Nam<sup>80</sup>, với đóng góp thêm từ Lào và Thái Lan. Điều này phù hợp với mục tiêu phát triển điện gió ngoài khơi trong PDP8, mặc dù tham vọng đến năm 2030 là tương đối nhỏ, với công suất dự kiến chỉ 5-10 GW cho xuất khẩu điện và 5-8 GW cho nhập khẩu (từ Lào).

Liên quan tới diện tích đất cần cho kịch bản này, nghiên cứu chỉ ra:

*“Điện mặt trời nổi trên các hồ chứa và vùng lãnh hải, và “điện mặt trời kết hợp nông nghiệp”... có tiềm năng lớn, cho phép khai thác một lượng lớn điện mặt trời đồng thời sản xuất nông nghiệp trên cùng một địa điểm. Trong khi đó, diện tích đất cần cho các tua-bin gió ở Việt Nam và Philippines là rất lớn, đặc biệt là trong kịch bản tiêu thụ điện cao, mặc dù diện tích thực sự được sử dụng cho trụ và đường vào chỉ là một phần nhỏ. Sự phát triển của điện gió ngoài khơi giúp tiếp cận nguồn tài nguyên gió lớn hơn nhiều.”<sup>79</sup>*

## B4 - Nhận định của chuyên gia về kinh nghiệm của Australia

Mặc dù Australia không thể mua bán điện với các nước láng giềng, nhưng các bang và vùng lãnh thổ trong NEM đã hình thành một cách hiệu quả mạng lưới mua bán điện với giá thị trường giao ngay trong khu vực thay đổi theo thời gian<sup>81</sup> (xem thêm tài liệu thảo luận về Thị trường). Những hạn chế về mua bán điện giữa các tiểu bang – như trải qua trong sự cố mất điện ở Nam Australia được nêu ở Vấn đề 3 – có thể gây ra những tác động rất lớn khi các nguồn phát điện khác dừng đột ngột, trong trường hợp này là do sự kiện thời tiết cực đoan.

Trong khuôn khổ của Quy hoạch Hệ thống Tích hợp AEMO, các liên kết truyền tải điện cao áp sẽ được tăng cường, nhờ đó có thể chia sẻ VRE nhiều hơn. Điều đặc biệt quan trọng là phải củng cố liên kết yếu hiện nay giữa Nam Australia và NEM do bang này có nguồn năng lượng mặt trời và gió lớn với tỷ trọng điện tái tạo cao nhất nước. Việc bổ sung công suất lưu trữ thông qua dự án Snowy 2.0<sup>71</sup> và “Pin lưu trữ quốc gia” của Tasmania<sup>73</sup> sẽ hỗ trợ tốt hơn nữa cho sự phát triển ngày càng tăng của VRE.

Australia từng là một cường quốc xuất khẩu nhiên liệu hóa thạch. Sản xuất năng lượng của quốc gia này cao gấp hơn ba lần tổng nhu cầu trong nước<sup>1</sup>, với xuất khẩu nhiên liệu hóa thạch chủ yếu là than đá và khí đốt tự nhiên. Tuy nhiên, Australia có cơ hội rất lớn để chuyển sang xuất khẩu năng lượng tái tạo bằng cách khai thác các nguồn năng lượng mặt trời và gió dồi dào của mình. Tại Trường Đại học Quốc gia Australia (ANU), chương trình Thử

<sup>80</sup> Để biết thêm thông tin về triển vọng điện gió ngoài khơi ở Việt Nam, vui lòng xem thêm Do TN, Burke PJ, Hughes L và Thi TD (2022) Những lựa chọn chính sách cho điện gió ngoài khơi ở Việt Nam, *Chính sách về Biển*, 141, 105080 <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2022.105080>

<sup>81</sup> AEMO (2023) Tổng quan về Điều độ <https://aemo.com.au/en/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

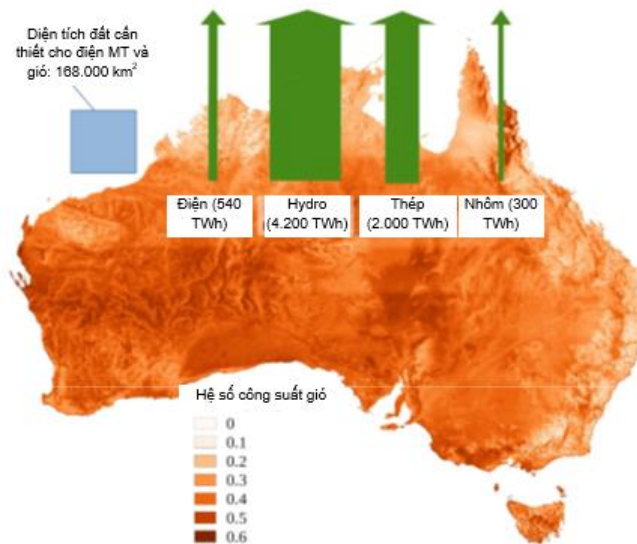
thách Năng lượng không các-bon cho châu Á-Thái Bình Dương<sup>82</sup> đã nghiên cứu triển vọng xuất khẩu năng lượng tái tạo thông qua:

- Truyền tải điện bằng cáp biển HVDC, như đề xuất của Sun Cable<sup>83</sup>
- Hydro và các sản phẩm từ hydro như amoniac, theo đề xuất của Trung tâm Năng lượng tái tạo Australia<sup>84</sup> và nhiều đơn vị xuất khẩu khác
- Các sản phẩm từ hoạt động sản xuất như thép xanh (làm bằng hydro xanh và điện tái tạo), hiện đang được nghiên cứu tại Trung tâm Nghiên cứu Hợp tác Chuyển đổi Các-bon Thấp trong ngành Công nghiệp nặng (HILT)<sup>85</sup>.

Dự án Thử thách của ANU đã tính toán tiềm năng xuất khẩu cả ba sản phẩm năng lượng tái tạo (Hình 20)<sup>86</sup>, sử dụng hai giả định theo kịch bản phát triển thông thường:

1. Australia tiếp tục xuất khẩu cùng một lượng năng lượng (tính bằng Jun) như hiện nay, với 20% xuất khẩu dưới dạng điện tái tạo và 80% là hydro xanh.
2. Australia tiếp tục khai thác cùng một lượng quặng sắt và quặng nhôm như hiện nay, nhưng chuyển đổi chúng thành thép xanh và nhôm xanh để xuất khẩu bằng cách sử dụng hydro xanh và điện tái tạo.

**Hình 20 |** Biểu đồ hệ số điện gió của Australia, với các yêu cầu về điện tái tạo để đáp ứng xuất khẩu theo hai giả định của kịch bản phát triển thông thường<sup>86</sup>



<sup>82</sup> ANU (2023) Sáng kiến Phát triển Năng lượng Không Các-bon cho khu vực Châu Á - Thái Bình Dương (ZCEAP) <https://iceds.anu.edu.au/research/research-initiatives/zero-carbon-energy-asia-pacific-initiative-zceap>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>83</sup> Sun Cable (2023) <https://suncable.energy/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>84</sup> BP Australia (2023) Trung tâm Nghiên cứu Năng lượng tái tạo Australia <https://www.bp.com/en/au/au/who-we-are/reimagining-energy/decarbonizing-ucs-energy-system/renewable-energy-hub-in-uc.html>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>85</sup> HILTCRC (2023) Loại bỏ Rủi ro Khử carbon trong ngành Công nghiệp Nặng <https://hiltc.com.au/>. Truy cập tháng 4 năm 2023.

<sup>86</sup> Burke PJ, Beck FJ, Aisbett FJ, Baldwin KGH, Stocks M, Pye J, Venkataraman M, Hunt J và Bai X (2022) Đóng góp vào giảm phát thải khu vực: Tiềm năng cung cấp các mặt hàng không các-bon của Australia cho khu vực Châu Á - Thái Bình Dương, *Năng lượng*, 248, 123563 <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123563>.

Hình trên cho thấy tổng sản lượng điện xanh mỗi năm (TWh) cần cho xuất khẩu theo hai giả định nêu trên là hơn 7.000 TWh. Con số này gấp khoảng 27 lần tổng sản lượng điện hiện tại từ tất cả các nguồn ở Australia (266 TWh trên năm). Diện tích đất cần thiết (giả sử 50% điện mặt trời và 50% điện gió) cũng được thể hiện, chiếm ~2% diện tích lục địa – cao hơn diện tích đất dành cho lâm nghiệp.

Những con số rất lớn này cho thấy cả thách thức và cơ hội cho xuất khẩu năng lượng tái tạo với Đông Nam Á.

## B5 - Nhận định của chuyên gia về trường hợp của Việt Nam

Tích hợp lưới điện khu vực đã là một chủ đề được thảo luận trong hơn 20 năm. Rào cản chính là sự ổn định của lưới điện. Điện năng nhập khẩu vào Việt Nam có xu hướng đến từ các nguồn rời rạc thông qua đường dây trực tiếp. Cũng có những lo ngại về an ninh liên quan đến việc tích hợp các hệ thống điều độ điện. Những vấn đề này cuối cùng sẽ được giải quyết khi tích hợp hệ thống khu vực đóng vai trò lớn hơn trong phân chia tải. Việt Nam đã có thỏa thuận chia tải với Campuchia và mua điện từ Trung Quốc và Lào. Nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào giữ vai trò quan trọng để bù đắp cho các nhà máy nhiệt điện không thể cấp điện như đã cam kết do áp lực từ giá than tăng cao gần đây. PDP8 cũng nhận ra tầm quan trọng của thương mại điện trong khu vực, nhưng tham vọng cho năm 2030 là tương đối nhỏ và không xem xét cơ hội thủy điện tích năng ngoài các con sông để bổ sung cho việc phát điện xuyên quốc gia. Nghiên cứu thêm về lợi ích của thương mại điện trong khu vực (chẳng hạn như được nêu trong bản tóm tắt chính sách được xuất bản gần đây được tham chiếu tại đây<sup>87</sup>) có thể mở ra cơ hội cho những tham vọng lớn hơn nữa.

<sup>87</sup> Đỗ TN, Burke PJ và Lu B (2023) Khai thác năng lượng mặt trời và gió cho thương mại điện xuyên biên giới bền vững ở Tiểu vùng sông Mekong mở rộng, *Frontiers in Environmental Science*, 11, 1188335, <https://doi.org/10.3389/fenvs.2023.1188335>.

# FE-V

Tương lai Ngành điện  
Việt Nam

Sáng kiến đối thoại khoa học và chính sách  
của Đại sứ quán Australia tại Hà Nội,  
với sự hợp tác từ Ban Kinh tế Trung ương  
Đảng Cộng sản Việt Nam

## Đại sứ quán Australia tại Hà Nội

Số 8 đường Đào Tấn

Quận Ba Đình

Thành phố Hà Nội

Việt Nam



**Australian Government**