

FE-V

Tương lai Ngành điện
Việt Nam

GỢI Ý CHÍNH SÁCH

Các điểm cần xem xét khi định hướng cho ngành điện Việt Nam trong quá trình chuyển dịch năng lượng, thông qua kinh nghiệm của Australia

Ngày 20 tháng 6 năm 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 sự hỗ trợ của 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 rút ra bài học kinh nghiệm từ quá trình chuyển dịch năng lượng của Australia để đưa ra các gợi ý mang tính chiến lược, bao gồm hỗ trợ rà soát 3 năm triển khai Nghị quyết 55 kể từ khi được phê duyệt.

FE-V được thực hiện bởi các tổ chức: Đối tác Cơ sở hạ tầng Australia (Australia's Partnerships for Infrastructure - P4I), Công ty TNHH Liên danh Tài nguyên môi trường & Hệ thống năng lượng Australia - Mekong (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: Tarek Ketelsen (AMPERES), Michael R. DiGregorio (Quỹ Châu Á), Ken Baldwin (Đại học Quốc gia Australia), John Sawdon (AMPERES), Nguyễn Quốc Khánh (AMPERES), Ben Vanderwaal (EY), Craig Mickle (EY), Celine Luke (EY), Katherine McKenzie (EY), Loan Luong (AMPERES), Thomas Brinsmead (CSIRO), Nikolai Kinaev (CSIRO), Kyle Springer (EY).

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 bìa: Một phiên họp Quốc hội khóa XV. Bản quyền hình ảnh thuộc về Văn Đệp – Thông tấn xã Việt Nam.

Trích dẫn

Ketelsen, T., DiGregorio, M., Baldwin, K., Sawdon, J., Nguyen, K., Vanderwaal, B., Mickle, C., Luke, C., McKenzie, K., Luong, L., Brinsmead, T., Kinaev, N., Springer, K. (2023). "Chính sách: Các điểm cần xem xét khi định hướng cho ngành điện Việt Nam trong quá trình chuyển dịch năng lượng, thông qua kinh nghiệm của Australia. Tài liệu gửi đến Ban Kinh tế Trung ương. Tháng 6, 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. 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

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

Viết tắt	Tên tiếng Anh	Nghĩa tiếng Việt
AC	Alternating Current	Dòng xoay chiều
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	Hiệp hội các Quốc gia Đông Nam Á
BESS	Battery Energy Storage System	Hệ thống lưu trữ năng lượng pin
BOT	Build-Operate-Transfer	Xây dựng – Vận hành – chuyển giao
C&I	Commercial and Industrial	Thương mại và Công nghiệp
CEC	Central Economic Commission	Ban Kinh tế Trung ương
COD	Commercial Operation Date	Ngày vận hành thương mại
CSR	Corporate Social Responsibility	Trách nhiệm xã hội doanh nghiệp
DC	Direct Current	Dòng một chiều
DER	Distributed Energy Resources	Nguồn năng lượng phân tán
ETS	Emission Trading System	Hệ thống mua bán phát thải
EVN	Electricity Vietnam	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
EV	Electric vehicles	Xe điện
FCAS	Frequency Control Ancillary Services	Dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số
FDI	Foreign Direct Investment	Đầu tư trực tiếp nước ngoài
FE-V	Future of Electricity Vietnam	Tương lai Điện Việt Nam
FiT	Feed-in-Tariffs	Giá FiT
GDP	Gross Domestic Product	Tổng sản phẩm quốc nội
GHG	Greenhouse Gas	Khí nhà kính
GW	Gigawatt	Gigawatt
IBR	Inverter-based Resources	Nguồn sử dụng biến tần
ISP	Integrated System Plan	Kế hoạch hệ thống tích hợp
kWh	Kilowatt-hour	Kilowatt/giờ
LCOE	Levelized Cost of Electricity	Chi phí sản xuất điện quy dẫn
LNG	Liquefied Natural Gas	Khí tự nhiên hóa lỏng
LRMC	Long-run Marginal Cost	Chi phí cận biên dài hạn
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
NLDC	National Load Dispatch Centre	Trung tâm điều độ lưới điện quốc gia
PDP	Power Development Plan	Quy hoạch phát triển điện
PHES	Pumped Hydro Energy Storage	Thủy điện tích năng
PPA	Power Purchase Agreement	Hợp đồng mua bán điện
RE	Renewable Energy	Năng lượng tái tạo
REZ	Renewable Energy Zone	Vùng năng lượng tái tạo
RITs	Regulatory Investment Tests	Thử nghiệm đầu tư theo quy định
RTS	Rooftop Solar	Điện mặt trời áp mái
SMO	System Market Operator	Đơn vị vận hành thị trường độc lập
SoE	State-owned Enterprise	Doanh nghiệp nhà nước
The US	The United States of America	Hợp chúng quốc Hoa Kỳ
USc	US cent	US cent
VRE	Variable Renewable Energy	Năng lượng tái tạo biến đổi
WEM	Western Electricity Market	Thị trường điện Tây Australia

I

Hiện trạng và nguyên nhân

Việt Nam đã trải qua một quá trình chuyển đổi lớn kể từ khi bắt đầu cải cách hệ thống kinh tế vào giữa thập niên 1980. Trong ba thập kỷ từ 1990 đến 2021, Việt Nam đã đạt mức tăng trưởng GDP thực tế trung bình hàng năm là 6,6%¹. Công nghiệp phát triển nhờ xuất khẩu gia tăng nhanh và dòng vốn lớn là những động lực chính thúc đẩy nền kinh tế tăng trưởng khi Việt Nam chuyển sang nền kinh tế thị trường, từng bước mở cửa nền kinh tế với thương mại và đầu tư nước ngoài. Đồng thời, Việt Nam trải qua quá trình chuyển đổi kinh tế xã hội, từ một trong những quốc gia nghèo nhất thế giới trở thành nền kinh tế có thu nhập trung bình thấp chỉ trong vòng một thế hệ. GDP bình quân đầu người của Việt Nam tăng từ 95 đô la Mỹ năm 1990 lên 3.694 đô la Mỹ vào năm 2021 và tỷ lệ nghèo giảm từ 52% năm 1992 xuống còn 1,8% vào năm 2018². Kèm theo là sự thay đổi xã hội mạnh mẽ được thể hiện qua tốc độ tăng dân số giảm, tỷ lệ việc làm trong các lĩnh vực sản xuất và dịch vụ gia tăng và tốc độ đô thị hóa nhanh chóng.

Cùng với quá trình chuyển đổi sang nền kinh tế công nghiệp có thu nhập trung bình, Việt Nam ngày càng trở thành quốc gia sử dụng nhiều năng lượng và ngày càng phụ thuộc vào điện năng. Bảo đảm cung ứng năng lượng, đặc biệt là điện năng, là điều kiện tiên quyết cho tăng trưởng nhanh. Trong giai đoạn từ năm 1990 đến 2019, tổng nguồn cung cấp năng lượng đã tăng trung bình 5,8%/năm³. Tiêu thụ điện, chủ yếu do tăng trưởng nhanh trong lĩnh vực sản xuất và sản lượng tiêu thụ nhiều trong thương mại và dân cư, đã tăng từ chỉ 6,84 TWh năm 1990 lên 242,72 TWh vào năm 2022⁴, tương ứng với tốc độ tăng trưởng trung bình khoảng 12,8% mỗi năm, và gần như gấp đôi tốc độ tăng GDP⁵. Đồng thời, Việt Nam đã đẩy mạnh đáng kể khả năng tiếp cận điện năng, tỷ lệ hộ gia đình được tiếp cận điện năng tăng từ khoảng 10% vào năm 1990 lên hơn 99% vào năm 2019⁶. Sự tăng trưởng này có được là nhờ một chương trình đầu tư vốn lớn vào việc phát triển: (i) công suất phát điện từ 1.165 MW lên 69.344 MW trong giai đoạn 1986 đến 2019, (ii) lưới truyền tải 220 kV từ dưới 1.000 Km năm 1985 lên hơn 18.477 Km vào năm 2019 và (iii) đường dây truyền tải 500 kV lên hơn 8.510 km⁷.

Mặc dù ngành điện Việt Nam đã đạt được những thành công tương đối trong việc hỗ trợ phát triển kinh tế và cung cấp các dịch vụ công cơ bản cho đại đa số người dân, nhưng ngành điện vẫn tiếp tục đối mặt với nhiều thách thức: tăng trưởng nhu cầu điện năng tiếp tục vượt xa tốc độ tăng trưởng của nền kinh tế; việc triển khai công suất phát điện mới từ nhiên liệu hóa thạch (than và khí đốt) đã chậm hơn nhiều so với kế hoạch mục tiêu trong quy hoạch phát triển điện quốc gia; tiến độ phát triển thị trường điện cạnh tranh cũng chậm; các quy định pháp lý trong lĩnh vực năng lượng còn chưa đầy đủ và thiếu nhất quán với thông lệ quốc tế; có sự không phù hợp giữa chính sách năng lượng và cải cách thị trường; từ năm 2015, Việt Nam đã trở thành nước nhập khẩu ròng năng lượng với than là nhiên liệu nhập khẩu chính; và một số dự án năng lượng do Doanh nghiệp Nhà nước (DNNN) đầu tư bị thua lỗ phải được Nhà nước trợ cấp, chẳng hạn, năm 2023, EVN ước tính khoản lỗ lịch sử 3,92 tỷ USD trong năm 2022 và 2023 do giá than, khí, dầu

¹ Số liệu từ Cơ sở dữ liệu Chỉ số Phát triển Thế giới của Ngân hàng thế giới, 2022. Trích xuất tại <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators#>

² Ibid. Lưu ý: tỷ lệ nghèo được trích dẫn ở đây dựa trên chuẩn nghèo quốc tế là 1,9 đô la Mỹ mỗi ngày được điều chỉnh theo sức mua tương đương.

³ IEA, 'IEA Energy and Carbon Tracker 2020', 2020. Trích xuất tại <https://www.iea.org/countries/vietnam>

⁴ Bộ Công thương, 'Bộ Công Thương công bố Kết quả kiểm tra chi phí sản xuất kinh doanh điện năm 2021 và năm 2022 của EVN', 31/3/2023. <https://moit.gov.vn/tin-tuc/phan-trien-nang-luong/bo-cong-thuong-cong-bo-ket-qua-kiem-tra-chi-phi-san-xuat-kinh-doanh-dien-nam-2021-va-nam-2022-cua-evn.html>

⁵ Ibid

⁶ World Bank, 2022, Cơ sở dữ liệu Chỉ số Phát triển Thế giới

⁷ Bài trình bày của Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia tại hội thảo trao đổi giữa AER-ERAV

nhập khẩu tăng⁸. Ngoài ra, vẫn còn một vấn đề tài chính dai dẳng đối với ngành điện, đó là chi phí cận biên dài hạn (LRMC) của nguồn phát điện mới cao hơn giá bán lẻ trung bình (xem Điểm cần xem xét số 4).

Trước những thách thức này, vào tháng 2 năm 2020, Ban Chấp hành Trung ương Đảng đã thông qua Nghị quyết 55-NQ/TW của Bộ Chính trị về Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030 và tầm nhìn đến năm 2045 (sau đây gọi là NQ55), đề ra một chương trình nghị sự cho ngành năng lượng Việt Nam trong khuôn khổ hai tình thế nan giải là an ninh năng lượng (energy security) và khả năng chi trả năng lượng (energy affordability). NQ55 đã thiết lập một số mục tiêu chính nhằm định hướng lại ngành năng lượng để đối phó với tình trạng tiến thoái lưỡng nan này; đảm bảo phát triển ngành năng lượng, đón đầu nhu cầu tăng trưởng liên tục; đa dạng hóa các nguồn năng lượng, cải cách thị trường để loại bỏ bao cấp và thiếu minh bạch, thúc đẩy chuyển đổi số trong ngành năng lượng và xem xét hiệu quả năng lượng và bảo vệ môi trường trong quy hoạch và phát triển năng lượng. Để đạt được tầm nhìn này, NQ55 đưa ra 10 giải pháp trọng tâm⁹ và giao cho các cơ quan nhà nước phụ trách triển khai thực hiện.

Sau ba năm thực hiện, Ban Kinh tế Trung ương (Ban KTTW) đang tiến hành đánh giá giữa kỳ NQ55. Việc rà soát diễn ra vào thời điểm có nhiều động lực trong lĩnh vực năng lượng. Nhiều vấn đề còn tồn tại, nhưng một loạt các vấn đề mới và cơ hội mới đã xuất hiện, trong đó, chủ yếu là sự gia tăng năng lượng tái tạo (NLTT) bao gồm năng lượng mặt trời và gió trên bờ tăng lên 26,8% tổng công suất lắp đặt vào năm 2022 nhờ có giá điện FIT ưu đãi cho năng lượng gió, điện mặt trời quy mô lớn và điện mặt trời áp mái (RTS)¹⁰. Tiến độ triển khai năng lượng tái tạo này được củng cố bởi một số cam kết cấp cao bao gồm cam kết của Thủ tướng Chính phủ về mục tiêu Phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 tại COP 26 (2021), phê duyệt Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu (2022) và Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia 8 (Quy hoạch điện 8) (2023).

Quy hoạch Điện 8 đề ra lộ trình thực hiện NQ55 đối với ngành điện và đặt mục tiêu đưa NLTT vào trong cơ cấu sản xuất điện quốc gia: 28,5%¹¹ vào năm 2030 và 78,5%¹² vào năm 2050. Phần lớn công suất NLTT mới trong ngắn hạn (trước năm 2030) sẽ là năng lượng gió (đặc biệt là gió trên bờ), trong khi về lâu dài (sau năm 2030) điện mặt trời và điện gió ngoài khơi sẽ là nguồn phát điện lớn nhất. Tuy nhiên, trong ngắn hạn, Quy hoạch tiếp tục phụ thuộc nhiều vào than và khí, bao gồm một chương trình xây dựng đáng kể các nhà máy điện mới dùng nhiên liệu hóa thạch, cho đến sau năm 2030 sẽ không có nhà máy mới chạy bằng than và sau năm 2035 sẽ không có nhà máy điện khí mới. Về lâu dài, hầu hết các nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch này dự kiến sẽ được chuyển đổi sang sử dụng sinh khối, amoniac và hydro¹³. Quy hoạch điện 8 cũng đưa ra mục tiêu cho điện mặt trời áp mái là tăng thêm 2,6 GWp và 50% tổng số mái nhà có điện mặt trời áp mái vào năm 2030. Tuy nhiên, có các quy định chặt chẽ để được đấu nối mới vào lưới điện nhằm đưa điện mặt trời áp mái lên lưới. Điều này có nghĩa là ảnh hưởng trên toàn hệ thống của điện mặt trời áp mái chỉ giới hạn ở việc giảm nhu cầu điện sau công tơ.

⁸ Báo Đầu tư Việt Nam, 'EVN could lose more than \$3.92 billion in 2022-2023', 31/3/2023. <https://vir.com.vn/evn-could-lose-more-than-392-billion-in-2022-2023-100086.html>

⁹ Mười giải pháp trong NQ55 có thể được tóm tắt như sau: (1) Nâng cao tính đa dạng, hiệu quả, độ tin cậy và tính bền vững của phát triển điện năng; (2) hiện đại hóa ngành điện; (3) tái cơ cấu các lĩnh vực tiêu thụ năng lượng theo hướng ưu tiên năng lượng sạch, hiệu quả; (4) phát triển hệ sinh thái năng lượng bền vững trong sản xuất và dịch vụ cùng với chuỗi cung ứng năng lượng; (5) tái cơ cấu và nâng cao hiệu quả hoạt động của DNN; (6) đổi mới cơ chế, chính sách tạo điều kiện cải cách thị trường theo định hướng xã hội chủ nghĩa; (7) phát triển khoa học, công nghệ và nguồn nhân lực cho ngành năng lượng; (8) tăng cường hợp tác quốc tế và đầu tư trong lĩnh vực năng lượng; (9) ban hành các chính sách bảo vệ môi trường (không phát thải và kinh tế tuần hoàn); và (10) nâng cao vai trò lãnh đạo của Đảng và quản lý hiệu quả của Nhà nước.

¹⁰ Số liệu Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện Quốc gia, cập nhật năm 2022

¹¹ Bao gồm điện gió trên bờ, điện gió ngoài khơi, điện mặt trời, điện sinh khối nhưng không có điện áp mái.

¹² Bao gồm điện gió trên bờ, điện gió ngoài khơi, điện mặt trời, điện sinh khối, hydrogen nhưng không có điện áp mái.

¹³ Quy hoạch điện 8 quy định tới năm 2050 chỉ còn sử dụng 7,9GW khí tự nhiên.

Tiến độ và kế hoạch chuyển dịch năng lượng của Việt Nam cũng tồn tại nhiều vấn đề. Việc áp dụng giá FiT ưu đãi đã giúp tăng hàng gigawatt công suất điện từ NLTT trong giai đoạn 2020 – 2022, tuy nhiên, cũng tạo ra một loạt thách thức về cơ sở hạ tầng, đầu tư, thị trường và quản lý bao gồm: Nghẽn lưới điện, dao động điện áp và tần số, cắt giảm nguồn điện, thâm hụt đầu tư truyền tải và sự dịch chuyển các địa điểm phát điện chính (từ bắc xuống nam), trung tâm phụ tải đang phát triển ở phía bắc là những hạn chế xuất hiện khi thực hiện Quy hoạch điện 8.

Kế hoạch cải cách thị trường, được quy định trong Luật Điện lực năm 2004, cũng bị chậm trễ, trong đó, những nỗ lực giúp thúc đẩy cạnh tranh trong lĩnh vực phát điện thông qua việc thực hiện thị trường bán buôn điện đang bị chậm hơn so với kế hoạch. Việt Nam đã có những nỗ lực để phân tách quản trị và quản lý ngành điện theo chiều dọc và đưa ra một thị trường bán lẻ điện. Một thách thức chính cản trở chương trình cải cách thị trường là việc thiếu cơ chế định giá điện phản ánh chi phí - đó là biểu giá điện không bao gồm chi phí thực của việc cấp điện, gây ra những thách thức tài chính đáng kể cho các đơn vị tham gia phát, truyền tải và phân phối các dịch vụ điện và do đó, đòi hỏi phải có trợ giá và các hình thức hỗ trợ khác của chính phủ. Các thị trường cạnh tranh khó có thể hoạt động hiệu quả nếu không có cơ chế định giá phản ánh chi phí và việc không có thị trường cũng sẽ làm suy yếu các nỗ lực thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng và đạt mục tiêu Phát thải ròng bằng 0 của chính phủ.

CƠ SỞ LÝ LUẬN

II

Australia là một nước láng giềng và hữu nghị trong khu vực cùng đối mặt với những thách thức khu vực giống nhau và chia sẻ chung khát vọng về các dịch vụ điện bền vững, an toàn và giá cả phải chăng, làm nền tảng cho sự thịnh vượng và tăng trưởng kinh tế. Giống như Việt Nam, Australia rất dễ bị tổn thương trước biến đổi khí hậu và chia sẻ nhiều vấn đề mang tính di sản về việc phát điện và truyền tải năng lượng. Australia may mắn có nguồn NLTT dồi dào và đang trải qua tốc độ triển NLTT nhanh nhất trên thế giới. Hệ thống điện của Việt Nam và Australia cũng có những điểm khác biệt quan trọng như nhu cầu năng lượng của Việt Nam đã ở mức cao và sẽ tiếp tục duy trì tốc độ tăng trưởng nhanh trong nhiều thập kỷ trong khi nhu cầu năng lượng ở Australia đã chậm lại. Australia đã thiết lập một thị trường bán lẻ điện cạnh tranh theo chức năng và vận hành hàng chục thị trường năng lượng cho các dịch vụ năng lượng cụ thể (chẳng hạn: Dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số) trong khi tiến độ đạt thị trường bán lẻ điện của Việt Nam bị chậm so với kế hoạch. Australia là nước xuất khẩu ròng năng lượng trong khi Việt Nam từ năm 2015 đã trở thành nước nhập khẩu ròng năng lượng.

Điều quan trọng là, giống như Việt Nam, Australia cũng đang tiến hành (hoặc gần đây đã tiến hành) những cải cách cơ cấu lớn đối với thị trường, cơ chế quản lý và cơ sở hạ tầng làm nền tảng cho ngành. Quá trình này bắt đầu bằng Đánh giá độc lập năm 2017 về An ninh tương lai của Thị trường điện quốc gia (được gọi là Đánh giá Finkel), trong đó vạch ra những cải cách chính cần thiết để đảm bảo quá trình chuyển dịch năng lượng theo từng bước và hiệu quả ở Australia. Đánh giá của Finkel đã chứng minh vai trò then chốt trong việc thiết lập một chương trình nghị sự có hệ thống cho ngành năng lượng của Australia cung cấp một lộ trình cho những cải cách đang diễn ra, hình thành một Hội đồng An ninh Năng lượng, tạo cơ hội kinh tế cho chuyển dịch năng lượng, ban hành một quy trình quy hoạch hệ thống tích hợp và xem xét những thay đổi quan trọng về chính sách và cấu trúc sau sự thay đổi trong chính quyền liên bang vào tháng 5 năm 2022.

Kỷ niệm 50 năm thiết lập quan hệ ngoại giao, Australia và Việt Nam đang tăng cường hợp tác hướng tới quan hệ Đối tác Chiến lược Toàn diện. Trong đó, hợp tác về năng lượng và biến đổi khí hậu là ưu tiên cốt lõi trong chương trình nghị sự này. Một loạt các sáng kiến hợp tác đang được thảo luận và đầu tiên là sáng kiến Tương lai Ngành điện Việt Nam (FE-V), một chương trình từ khoa học đến chính sách nhằm tận dụng kinh nghiệm chuyển dịch năng lượng của Australia để

hỗ trợ Việt Nam nghiên cứu các biện pháp can thiệp thiết thực, khả thi trong ngành điện để đảm bảo một hệ thống điện không phát thải, đáng tin cậy và giá cả phải chăng. Giai đoạn đầu tiên (tháng 12 năm 2022 – tháng 7 năm 2023) tập trung vào việc hợp tác với Ban KTTW để ghi lại và chia sẻ kinh nghiệm chuyển dịch năng lượng của Australia trong buổi đối thoại chính sách với các bên liên quan của Việt Nam, đồng thời hỗ trợ Ban KTTW trong quá trình đánh giá giữa kỳ NQ55.

Gợi ý chính sách này dựa trên quan điểm của Australia về quá trình chuyển dịch năng lượng, đánh giá cấu trúc và động lực hiện tại của ngành năng lượng Việt Nam, đồng thời đề xuất các điểm cần xem xét cho công tác đánh giá giữa kỳ NQ55 so với định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia. Những điểm cần xem xét này được chất lọc từ năm tài liệu thảo luận chuyên đề về FE-V¹⁴ và các cuộc thảo luận giữa các bên liên quan của Việt Nam trong Đối thoại chính sách cấp cao về FE-V và Hội nghị bàn tròn kỹ thuật FE-V, được tổ chức vào tháng 6 năm 2023. Các giải pháp và các điểm cần xem xét này được đề trình để Ban KTTW cân nhắc.

III QUAN ĐIỂM & ĐIỂM ĐẦU VÀO

Các điểm đề xuất xem xét:

Việt Nam có thể xem xét các cải cách tiếp theo từ Đánh giá Finkel và sửa đổi quan điểm định hướng cho ngành năng lượng ở Việt Nam từ tình thế nan giải (an ninh năng lượng & khả năng chi trả) sang bộ ba năng lượng (Bộ ba bất khả thi năng lượng) về an ninh, khả năng chi trả và tính bền vững. Việc thiết lập một mục tiêu môi trường rõ ràng cho sự phát triển của ngành năng lượng sẽ tạo cơ sở chính thức để đưa các cam kết phát thải ròng bằng 0 của Chính phủ vào hệ sinh thái năng động gồm các công cụ chính sách, quy định và lập kế hoạch của các chính phủ và đảm bảo cam kết đưa mức phát thải ròng về 0 của Việt Nam với định hướng quỹ đạo đầu tư và phát triển cơ sở hạ tầng.

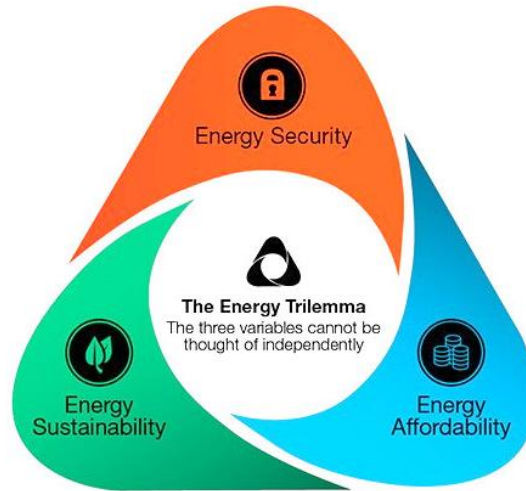
Diễn giải: Hệ thống năng lượng của Việt Nam là trục chính trong quỹ đạo phát triển bền vững của quốc gia; một thành phần thiết yếu cho phúc lợi xã hội và thịnh vượng; và là đầu vào quan trọng cho nền kinh tế đang công nghiệp hóa nhanh chóng của Việt Nam. Ngày nay, nó cũng là động lực của sự thay đổi môi trường - đặc biệt là do ô nhiễm do các sản phẩm phụ của nó tạo ra như khí thải nhà kính (GHG) và các dạng ô nhiễm không khí khác, mà còn thông qua những thay đổi trong sử dụng/tiếp cận đất và nước cho các lĩnh vực khác và môi trường tự nhiên.

NQ55 xác lập định hướng cho ngành điện dựa trên hai vấn đề song hành là an ninh năng lượng và khả năng chi trả điện năng. Việc định hình các vấn đề này là phù hợp cách đây ba năm khi có nguy cơ thiếu điện và các vấn đề tài chính dai dẳng đối với ngành do chi phí sản xuất và truyền tải điện vượt quá mức giá mà người tiêu dùng phải trả.

Trong khi khả năng thiếu điện và thâm hụt tài chính ngành điện vẫn còn, nhận thấy mức độ dễ bị tổn thương cao trước biến đổi khí hậu, Việt Nam đã nâng cao tầm quan trọng của ứng phó với biến đổi khí hậu thông qua các cam kết trên trường quốc tế, và bổ sung hàng chục GWs điện NLTT vào lưới. Để đáp ứng các cam kết khí hậu này và duy trì động lực triển khai NLTT đòi hỏi ngành năng lượng Việt Nam thay đổi cách xác định ưu tiên và đạt được sự phát triển trong lĩnh vực năng lượng.

¹⁴ Nhóm FE-V đã xây dựng các Tài liệu Thảo luận ghi lại kinh nghiệm của Australia trong quá trình chuyển dịch năng lượng theo năm chủ đề: phát điện, nhiên liệu, lưới điện, nhu cầu và thị trường.

Hình 1 | Bộ ba năng lượng (Bộ ba bất khả thi năng lượng)



Australia hiện đang tham gia vào quá trình đưa mục tiêu môi trường (nhằm giảm phát thải khí nhà kính)¹⁵ vào Mục tiêu Điện lực Quốc gia của Luật Điện lực Quốc gia¹⁶. Ban KTTW cũng nên nâng cao đặc điểm của tính bền vững trong bất kỳ sửa đổi nào đối với NQ55. Ban KTTW có thể làm như vậy bằng cách mở rộng hai tình thế nan giải về năng lượng thành một bộ ba năng lượng (Bộ ba bất khả thi năng lượng) bằng cách bao gồm cả mục tiêu môi trường để giảm phát thải các-bon cho nền kinh tế (Hình 1). Hệ thống năng lượng trong tương lai của Việt Nam cần tìm được sự cân bằng giữa các mục tiêu xã hội, kinh tế và môi trường vốn định hướng cho sự phát triển của hệ thống năng lượng quốc gia. Bộ ba bất khả thi về năng lượng cung cấp một khuôn khổ để diễn giải điều này:

- **An ninh năng lượng** là việc quản lý hiệu quả và đáng tin cậy trong cung cấp năng lượng để đảm bảo đáp ứng nhu cầu hiện tại và trong tương lai, cả trong điều kiện bình thường và trong những thời điểm khủng hoảng. Đối với Việt Nam, điều này bao gồm đảm bảo đủ công suất phát điện mới hàng năm để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng, đủ công suất lắp đặt để đáp ứng nhu cầu cao điểm theo mùa, đa dạng hóa các nguồn phát điện để quản lý sự biến động của các nguồn năng lượng và giảm sự phụ thuộc của Việt Nam vào năng lượng nhập khẩu vốn chịu sự biến động của thị trường điện toàn cầu hoặc căng thẳng địa chính trị.
- **Khả năng chi trả năng lượng** là chi phí điện so với khả năng thu nhập của người tiêu dùng điện. Tại Việt Nam, điện là hàng hóa công cộng, vì vậy, đảm bảo chi phí sinh hoạt hợp lý cho mọi người dân trong nước, nhưng cũng là cam kết giữ giá điện ở mức thấp để duy trì hiệu quả sử dụng điện trong các nhà máy và các cơ sở thương mại trong cả nước, là mối quan tâm hàng đầu của xã hội.
- **Năng lượng bền vững** là giảm thiểu hậu quả các tác động xấu đến môi trường do cơ sở hạ tầng năng lượng hoặc các sản phẩm phụ của quá trình phát và tiêu thụ năng lượng gây ra. Đối với Việt Nam, đầu tiên và trên hết là cải cách ngành năng lượng để tuân thủ các cam kết

¹⁵ Ban Biến đổi khí hậu, năng lượng, môi trường và nước (DCCEE) đưa mục tiêu giảm phát thải vào các mục tiêu năng lượng quốc gia, 2022. Truy cập tháng 6, 2023. <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>

¹⁶ Ủy ban Thị trường Năng lượng Australia (AEMC). Các mục tiêu năng lượng quốc gia, 2023. Truy cập tháng 4, 2023. <https://www.aemc.gov.au/regulation/neo>

giảm phát thải ròng bằng 0 mà Việt Nam đã đưa ra ở cấp cao nhất, nhưng cũng cần phải tính đến việc xem xét cải thiện chất lượng không khí ở các thành phố của Việt Nam và giảm cạnh tranh giữa cơ sở hạ tầng năng lượng và việc khai thác, sử dụng tài nguyên đất và nước khác thông qua quy hoạch tổng hợp và cơ chế chia sẻ lợi ích công bằng.

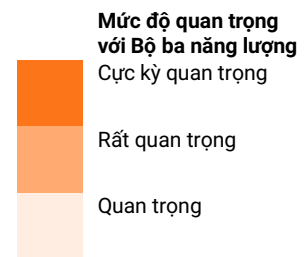
IV GIẢI PHÁP & CÁC ĐIỂM XEM XÉT

Đưa bộ ba bất khả thi năng lượng vào ngành năng lượng của Việt Nam sẽ tạo điều kiện cho quá trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam nhưng nó đòi hỏi cải cách trên diện rộng về chính sách, quy định, quy hoạch, cơ sở hạ tầng và không gian đầu tư. Dựa trên kinh nghiệm của Australia, chúng tôi đề xuất 10 điểm để Ban KTTW xem xét, 10 cải cách chính được ưu tiên cao nhất trong ngắn hạn (Bảng 1 | Mức liên quan về An ninh chiến lược, khả năng chi trả và tính bền vững của 10 Điểm đề xuất xem xét).

Mười điểm đề xuất xem xét được trình bày trong gợi ý chính sách này đã được chất lọc từ một loạt năm tài liệu Thảo luận về Chuyển dịch Năng lượng ghi lại kinh nghiệm của Úc về quá trình chuyển dịch năng lượng về: nhiên liệu, nguồn điện, lưới điện, nhu cầu, và thị trường điện. Các tài liệu thảo luận do nhóm FE-V thực hiện trong khoảng thời gian từ tháng 12 năm 2022 đến tháng 6 năm 2023. Các đề xuất xem xét cũng dựa trên các cuộc thảo luận và kết quả của Đối thoại chính sách cấp cao của FE-V (tháng 6 năm 2023) và các thảo luận bàn tròn liên quan.

Bảng 1 | Mức liên quan về An ninh chiến lược, khả năng chi trả và tính bền vững của 10 điểm xem xét (Màu đậm thể hiện mức quan trọng cao và màu nhạt thể hiện mức quan trọng thấp)

Quy mô	Các điểm xem xét	An ninh	Mức độ chi trả	Tính bền vững
Kinh tế-xã hội quốc gia	1 Đảm bảo phát triển kinh tế mà tác động tối thiểu đối với cầu năng lượng	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
	2 Cải cách theo hướng lập kế hoạch tổng hợp và toàn diện	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
	3 Xây dựng chi phí cho các ngoại ứng tiêu cực về môi trường và xã hội của hệ thống điện	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
Ngành điện	4 Thu hẹp khoảng cách giữa giá thành sản xuất điện và giá bán lẻ điện	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
	5 Đa dạng hóa các thị trường, không chỉ cải cách thị trường	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
	6 Hiện đại hóa lưới điện nhằm đáp ứng mức độ triển khai mạnh năng lượng tái tạo	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
Các ngành phụ trợ điện lực	7 Coi khí đốt là nhiên liệu cân bằng linh hoạt để tăng tốc hơn nữa năng lượng tái tạo, chứ không phải là phụ tải nền thay thế cho than	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
	8 Ưu tiên các nguồn điện linh hoạt mục tiêu trước năm 2030	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
	9 Tạo điều kiện định giá và đẩy nhanh triển khai thị trường mở bán buôn điện cạnh tranh	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng
	10 Quản lý nguồn năng lượng phân tán (DER) như tài sản của lưới điện chứ không chỉ như một tài sản người sử dụng điện	Quan trọng	Quan trọng	Quan trọng



Điểm đề xuất xem xét được xếp hạng theo mức độ quan trọng (màu cam) và quy mô (màu xanh lục). Mức độ quan trọng được xác định dựa trên mức độ phù hợp của các đề xuất xem xét với từng khía cạnh của bộ ba bất khả thi về năng lượng. Quy mô đặc trưng cho các cơ hội dựa trên mức độ phù hợp với phát triển kinh tế - xã hội quốc gia (cao), toàn ngành điện (trung bình) hoặc một hoặc nhiều phân ngành trong hệ thống điện.

1 Đảm bảo phát triển kinh tế mà tác động tối thiểu đối với nhu cầu năng lượng

Trong hai thập kỷ qua, nhu cầu điện của Việt Nam đã tăng nhanh hơn đáng kể so với tốc độ tăng trưởng của nền kinh tế¹⁷, phản ánh sự chuyển đổi trong cơ cấu kinh tế Việt Nam, từ nền kinh tế nông nghiệp sang nền kinh tế công nghiệp và dịch vụ. Nhu cầu điện mạnh mẽ và liên tục đồng nghĩa với việc hiệu quả kinh tế của đất nước phụ thuộc rất nhiều vào hiệu suất của ngành điện và khả năng tiếp tục đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng. Ở Australia, có một mối quan trọng đối với ngành điện là tách nhu cầu điện năng ra khỏi tăng trưởng kinh tế. Điều này xảy ra vào giữa những năm 1990 khi những nỗ lực quản lý nhu cầu và hiệu quả năng lượng có thể hạn chế gia tăng nhu cầu mà không ảnh hưởng đến tăng trưởng kinh tế. Thật vậy, nhiều chiến lược hiệu quả năng lượng mang lại doanh thu tích cực với mức chi phí giao dịch tối thiểu.

Các điểm đề xuất xem xét:

Việt Nam nên đặt mục tiêu tách tăng trưởng kinh tế khỏi tăng trưởng nhu cầu điện như một mục tiêu an ninh năng lượng chính trong quy hoạch phát triển ngành. Để đạt được mục tiêu này đòi hỏi phải có các chiến lược rõ ràng và thiết thực để cải thiện hiệu quả năng lượng, tối ưu hóa lợi ích hệ thống của Nguồn năng lượng phân tán (DER) và thiết lập biểu giá điện công bằng và bền vững về mặt tài chính:

- i. Hiệu quả năng lượng: Việt Nam là một trong những nền kinh tế sử dụng nhiều năng lượng nhất ở Đông Nam Á, tiêu thụ nhiều năng lượng (trên một đơn vị hàng hóa hoặc GDP) hơn các nước ASEAN khác¹. Nâng cao hiệu quả tiêu thụ năng lượng – đặc biệt đối với các đơn vị thương mại và công nghiệp (C&I) là điều cần thiết cho sự an toàn lâu dài của hệ thống năng lượng. Việt Nam trước đây đã đẩy mạnh các biện pháp sử dụng năng lượng hiệu quả¹⁸, nhưng – như Australia đã làm trong những năm 1990 – những nỗ lực này cần được củng cố và mở rộng thành một chiến lược của toàn chính phủ, được hỗ trợ bởi các cải cách chính sách và các biện pháp thị trường để mở rộng tiến độ về sử dụng năng lượng hiệu quả.
- ii. Nguồn năng lượng phân tán (DER): Quy hoạch điện 8 phê chuẩn mục tiêu lắp đặt hệ thống điện mặt trời áp mái (RTS) tại 50% tòa nhà văn phòng và nhà ở vào năm 2030. Mặc dù Quy hoạch điện 8 loại bỏ các rào cản và cho phép phát triển điện mặt trời áp mái, nhưng lại không khuyến khích năng lượng phân tán. Việc đạt được mục tiêu này đối với điện mặt trời áp mái có thể có ảnh hưởng chiến lược trong việc hạn chế tiêu thụ năng lượng nhưng cũng có thể dẫn đến tác động đối với nhu cầu cao điểm. Việt Nam nên xây dựng một chiến lược khuyến khích điện mặt trời áp mái và các nguồn phân tán khác để

¹⁷ Hệ số đàn hồi điện so với GDP của Việt Nam ở mức trung bình 1,5 – 2,0 kể từ đầu những năm 2000 (Le, 2019)

¹⁸ Việt Nam đã ban hành Luật sử dụng Năng lượng tiết kiệm và hiệu quả vào năm 2010 và các Nghị định hướng dẫn thực hiện của Chính phủ. Chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả đã được xây dựng và thực hiện trong suốt thập kỷ qua.

đạt được các lợi ích của hệ thống bao gồm cả việc giảm nhu cầu (xem Điểm đề xuất xem xét 4 bên dưới).

- iii. Biểu giá điện: Ngành điện của Việt Nam đang phải đối mặt với một vấn đề dai dẳng, lâu dài – chi phí biên dài hạn của việc phát điện cao hơn so với biểu giá bán lẻ điện. Điều này đã gây ra các vấn đề tài chính, là rào cản đối với việc thu hút đầu tư vốn rất cần thiết vào phát điện mới và cản trở đầu tư vào hiệu quả năng lượng. Giải quyết vấn đề này là ưu tiên chiến lược của ngành và đòi hỏi nỗ lực vừa cho phép xác định giá cho các khoản đầu tư vào phát điện mới (Điểm đề xuất xem xét 3) vừa thúc đẩy định giá phản ánh chi phí (Điểm đề xuất xem xét 9). Việc tăng biểu giá điện cũng giúp tiết kiệm điện từ phía người tiêu dùng, do đó, sẽ có tác dụng tích cực trong việc giảm nhu cầu về năng lượng. Ngày 9 tháng 11 2023, Việt Nam đã tăng giá điện lần thứ 2 trong năm thêm 4.5%. Tuy nhiên giá thành sản xuất, kinh doanh điện năm 2023 ước tính khoảng 2,098 VNĐ/kWh vẫn cao hơn giá bán lẻ điện trung bình (2,006.79 VNĐ/kWh).¹⁹

2

Cải cách theo hướng lập kế hoạch tổng hợp và toàn diện

Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia (QHĐ), hiện đang ở phiên bản thứ tám, là tài liệu quy hoạch cấp cao nhất cho ngành điện Việt Nam. Quy hoạch được phát triển khoảng 5 năm một lần theo logic cân bằng cung-cầu số lượng lớn²⁰. Đối với mỗi kế hoạch, Bộ Công Thương lập mô hình nhu cầu điện trong tương lai. Sau đó, các nhà đầu tư công và tư nhân đề xuất các nhà máy phát điện riêng lẻ, và chính phủ chuẩn bị một danh sách các dự án phát điện được phép để đáp ứng dự báo nhu cầu. Các dự án ưu tiên nằm ở các vị trí cụ thể với khả năng tiếp cận lưới điện hiện tại hoặc theo quy hoạch. Đây là cách thức chủ yếu để tổ chức phát triển các nguồn điện theo từng giai đoạn. Các nhà phát triển đề xuất để các dự án được đưa vào danh sách như một cách giới thiệu tính khả thi của dự án với các nhà đầu tư tiềm năng.

Tuy nhiên, cơ chế này lại tạo ra sự thiếu minh bạch trong việc lựa chọn các dự án vì nó cho phép các nhà phát triển dự án điện thương lượng với các quan chức địa phương và cạnh tranh không lành mạnh với nhau để được đưa vào danh sách. Nó cũng thiếu tính linh hoạt trong việc phân bổ các địa điểm cho các nguồn có chi phí thấp nhất. Các nhà phát triển thích quy trình này hơn vì nó mang lại cho họ mức độ chắc chắn trong chu kỳ dự án nhưng chi phí xã hội nằm ở sự thiếu minh bạch dẫn đến việc lựa chọn dự án không hiệu quả. Cách tiếp cận này đã thành công trong quá khứ, nhưng việc nhanh chóng đưa NLTT vào hệ thống điện đã gây ra các vấn đề đối với logic cung-cầu số lượng lớn này. Việc triển khai nhanh chóng NLTT tập trung vào một số địa điểm riêng biệt của Việt Nam nơi vốn có nhu cầu thấp đã gây ra các vấn đề tắc nghẽn lưới điện và cắt giảm NLTT, trong khi sự phát triển nhanh chóng của điện mặt trời áp mái đã thay đổi quy mô nhu cầu rò rỉ ở các khu vực thương mại và công nghiệp có nhu cầu cao. Những thách thức này, cùng với các vấn đề khác, đã bộc lộ những điểm yếu trong quá trình Quy hoạch điện, khởi xướng một số cải cách cho Quy hoạch lần tám từ năm 2019 đến năm 2020, nhưng lại giúp quy trình quy hoạch trở nên chiến lược và minh bạch hơn, sau đó được củng cố bằng kế hoạch thực hiện hàng năm liệt kê các dự án cụ thể phát triển mỗi năm.

Năm 2018, để đối phó với những thách thức đối với quá trình chuyển dịch năng lượng trong Thị trường điện quốc gia (NEM) và Thị trường điện bán buôn (WEM) của Tây Australia, Australia đã ban hành Quy hoạch hệ thống tích hợp (ISP), là quá trình lập quy hoạch toàn bộ hệ thống theo

¹⁹ Thời báo Hà Nội: Tăng giá điện không ảnh hưởng nhiều đến đời sống người dân.

[https://hanoitimes.vn/power-price-increase-has-minor-impact-on-socio-economic-conditions-325332.html#:~:text=On%20November%20the%20ministry,920.37%20\(%240.079\)%20per%20kWh.](https://hanoitimes.vn/power-price-increase-has-minor-impact-on-socio-economic-conditions-325332.html#:~:text=On%20November%20the%20ministry,920.37%20(%240.079)%20per%20kWh.)

²⁰ Bản tóm tắt quy trình Quy hoạch điện này được tổng hợp từ HD Minh, "Năng lượng tái tạo phi tập trung đã phá vỡ logic quy hoạch điện của Việt Nam, CIREC Working Papers hal-03197064, HAL, 2021. <https://ideas.repec.org/p/hal/ciredw/hal-03197064.html>

không gian-thời gian, được bổ sung bởi các cơ chế quy hoạch khác như Vùng năng lượng tái tạo (REZ). Các quy trình này tiếp tục song hành với các cơ chế khác như Thử nghiệm đầu tư theo quy định (RIT) dành cho chi tiêu cơ sở hạ tầng lưới điện và phát triển đường truyền tải, Chương trình đầu tư công suất²¹ gồm hệ thống lưu trữ để hỗ trợ năng lượng tái tạo và các Cơ chế tham vấn cộng đồng và ngành. Tựu chung, các cơ chế này cung cấp một cách tiếp cận quy hoạch tổng thể hệ thống phù hợp hơn với tính phức tạp của việc quy hoạch năng lượng đối với các hệ thống đang trong quá trình chuyển dịch có các kết nối địa lý phức tạp.

Hơn nữa, Kế hoạch Hệ thống tích hợp (ISP) được xem xét cứ hai năm một lần thông qua quy trình tham vấn. “Quy định Điện lực Quốc gia yêu cầu Nhà vận hành thị trường điện Australia (AEMO) phát triển, tham vấn và công bố Phương pháp ISP tuân thủ Hướng dẫn về Thực hiện Dự báo Tốt nhất của Cơ quan Điều tiết Năng lượng Australia (AER). Khi phát triển Phương pháp ISP, AEMO đã tham khảo ý kiến đóng góp và phản hồi của các bên liên quan thông qua các hội thảo cũng như các bản đề trình bằng văn bản.”²²

Việc phát triển nguồn phát mới trong các Vùng năng lượng tái tạo - REZ phụ thuộc vào việc nhà phát triển cạnh tranh để giành thị phần, thay vì được đưa vào danh sách các dự án được phê duyệt như đã thực hiện trong Quy hoạch điện 8.

Các điểm đề xuất xem xét:

Việt Nam nên tiếp tục xem xét quy trình Quy hoạch phát triển điện, bao gồm Quy hoạch điện và kế hoạch thực hiện hàng năm hỗ trợ quá trình thực thi Quy hoạch, để tích hợp tốt hơn quy hoạch không gian địa lý bao gồm cả đầu tư vào nguồn và lưới, cũng như tham vấn toàn diện vào quy trình. Ngoài việc cải thiện khả năng tích hợp và toàn diện, quá trình Quy hoạch điện cũng cần nâng cao trách nhiệm giải trình về việc thực hiện quy hoạch, ví dụ như thiết lập quy trình giám sát và báo cáo công khai thường xuyên (ví dụ: hai năm một lần) để ghi lại và chia sẻ tiến độ. Các cải cách đối với quy trình Quy hoạch điện cũng nên tính đến các mục đích sử dụng đất (ví dụ như quang điện nông nghiệp) và chi phí môi trường của phát triển năng lượng bằng cách tích hợp chính thức các quy trình đánh giá môi trường vào quá trình ra quyết định chiến lược.

3 Xây dựng chi phí cho các ngoại ứng tiêu cực về môi trường và xã hội của hệ thống điện

Vi khả năng cạnh tranh của công nghệ có thể thay đổi nhanh chóng theo thời gian, nên cần có các cơ hội xác định giá liên tục để áp dụng các công nghệ rẻ nhất. Một yếu tố quan trọng trong việc so sánh giá phát điện là tính đến chi phí ngoại ứng tiêu cực, đặc biệt là chi phí môi trường như phát thải khí nhà kính gây ra biến đổi khí hậu. Lý tưởng nhất là giá các-bon toàn nền kinh tế sẽ cho phép so sánh giá điện, tuy nhiên, điều này đến nay là không thể thực hiện được ở Australia bởi lý do chính trị. Trong vòng hai năm (2012 – 2014) khi Australia áp dụng định giá các-bon²³, lượng khí thải đã giảm đáng kể mà nguyên nhân trực tiếp là do việc áp dụng thuế các-bon, bằng chứng là sự sụt giảm nhanh chóng trong việc phát điện sử dụng than nâu, loại nhiên liệu phát thải nhiều nhất. Sau khi loại bỏ thuế các bon, việc sử dụng than nâu ngay lập tức tăng lên cùng với lượng phát thải từ ngành điện tăng tương ứng, qua đó chứng minh tính hiệu quả của việc định giá các-bon²⁴.

²¹ Chính phủ Australia, Chương trình đầu tư Công suất, truy cập vào 10/7/2023.

<https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-supply/capacity-investment-scheme>

²² Nhà vận hành thị trường điện Australia (AEMO), Tư vấn về Phương pháp IPS, tháng 7, 2021, truy cập vào 27/7/ 2023, <https://aemo.com.au/en/consultations/current-and-closed-consultations/isp-methodology>

²³ Xem Tài liệu thảo luận “Nhu cầu Tương lai” – FEV.

²⁴ Xem Tài liệu thảo luận “Nhu cầu Tương lai” – FEV

Việt Nam cùng với các quốc gia có nền kinh tế mở khác chúng kiến các rào cản thương mại được dựng lên thông qua Cơ chế điều chỉnh biên giới các-bon (CBAM). Phương cách tốt nhất và để giữ các khoản phí và thuế đó ở trong nước, là tạo ra các hệ thống định giá các-bon và mua bán phát thải quốc gia. Nghị định 06/2022/NĐ-CP về Giảm phát thải khí nhà kính và Bảo vệ tầng ôzôn đã cho phép thành lập Hệ thống mua bán phát thải tại Việt Nam. Bộ Tài chính cũng đang nghiên cứu tính khả thi của việc phát triển Thuế các-bon. Tuy nhiên, chúng tôi lưu ý rằng hiện tại Quy hoạch điện 8 không xem xét việc định giá các-bon đối với ngành điện.

Ngân hàng Thế giới đã gợi ý rằng mức thuế 12 USD/tấn CO₂ sẽ tương đương với chi phí bình quân của Thuế Bảo vệ Môi trường áp vào than, xăng và dầu diesel. Nếu chi phí của các loại thuế này theo thời gian có thể được đưa vào Chi phí Sản xuất điện quy dẫn - LCOE để phát điện theo nguồn, thì chi phí thực tế của nhiệt điện than và khí hóa lỏng đối với điện năng so với các nguồn tái tạo sẽ trở nên minh bạch hơn – do đó nâng cao khả năng xác định giá. Doanh thu từ việc bán các khoản Tín chỉ phát thải và thuế các-bon cũng có thể được sử dụng để tài trợ cho quá trình chuyển dịch sang nền kinh tế các-bon thấp hơn và hỗ trợ các cộng đồng dễ bị tổn thương.

Các điểm đề xuất xem xét:

Việt Nam nên nghiên cứu các phương án định giá các-bon trong ngành điện (hay rộng hơn là trong tất cả các lĩnh vực của nền kinh tế) như một cách làm có chi phí thấp nhất để hỗ trợ xác định giá và khuyến khích quá trình giảm phát thải các-bon bằng cách phản ánh chi phí phát thải thực và hạn chế việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Ngoài ra, hiện nay, Việt Nam đã ban hành Nghị định 06 về Giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ôzôn, tạo cơ sở để thiết lập giới hạn tổng lượng phát thải các bon và cho phép các đơn vị mua bán tín dụng theo mục đích sử dụng của họ thông qua Hệ thống mua bán phát thải (ETS).

Cả hai cơ chế này nên được áp dụng ở Việt Nam vì hai loại định giá các-bon đã được chứng minh là có hiệu quả giảm thiểu tác động ngoại ứng tiêu cực của hệ thống năng lượng. Tuy nhiên, Việt Nam nên xem xét cẩn thận liệu thuế các-bon có bị chồng chéo với “thuế bảo vệ môi trường” hiện hành đã được áp dụng đối với nhiên liệu hóa thạch hay không.

4

Cho phép thu hồi chi phí nhiều hơn bằng việc thu hẹp khoảng cách giữa chi phí cấp điện và giá bán lẻ

Xây dựng một lộ trình dài hạn đáng tin cậy hướng tới các mức độ thu hồi chi phí cao hơn và nhiều biểu giá phản ánh chi phí hơn sẽ là cấu phần đầy thách thức nhưng lại thiết yếu trong công cuộc cải cách, bởi lẽ:

- *Tính cần thiết* – vì các cải cách đề xuất hướng tới mục tiêu nâng cao hiệu quả và cạnh tranh, tăng đầu tư tư nhân và đầu tư vào công nghệ mới nhằm đạt tính bền vững, khó có thể thành công nếu không có lộ trình đáng tin cậy đi tới các mức độ thu hồi chi phí cao hơn và do đó, có nhiều biểu giá phản ánh chi phí hơn.
- *Thách thức* – vì việc thu hẹp khoảng cách giữa chi phí cấp điện tiềm ẩn và biểu giá điện trong khi thực hiện các mục tiêu về độ tin cậy và tính bền vững lại mâu thuẫn với mục tiêu về khả năng chi trả. Nhiều biểu giá phản ánh chi phí hơn nhằm đạt được các mức thu hồi chi phí cao hơn sẽ là thách thức trực tiếp đối với các chính sách và mục tiêu kinh tế xã hội cực kỳ quan trọng khác (chẳng hạn như ổn định xã hội và phát triển kinh tế). Tất cả các quốc gia bao gồm Australia đều thấy rằng việc cân bằng giữa nhu cầu có nhiều mức biểu giá phản ánh chi phí hơn với những mục tiêu nói trên là vô cùng khó khăn. Hầu hết các khu vực đang thực hiện quá trình cân bằng này thông qua một loạt các khoản hỗ trợ cung cấp nhiên liệu, chính phủ ký hợp đồng cung cấp năng lượng, đầu tư trực tiếp

vào các dự án phát và truyền tải, áp mức trần giá thị trường bán buôn, nhiều hình thức bù chéo giá điện và lưới và hỗ trợ cho các nhóm khách hàng cụ thể thông qua phúc lợi xã hội hoặc các khoản đồng thanh toán trực tiếp.

Có nhiều phương pháp để xây dựng một lộ trình đáng tin cậy mà trong dài hạn sẽ cân bằng một cách thích hợp giữa việc đáp ứng các mục tiêu này trong khi giảm thiểu tác động của biểu giá phản ánh nhiều chi phí hơn, một số trong số đó được nêu dưới đây. Tất cả các lộ trình này đều có sự kiểm soát của chính phủ về tính minh bạch và cân đối đối với chính sách giá nhằm quản lý tiến trình và duy trì khả năng điều chỉnh chính sách nếu các mục tiêu và chính sách kinh tế xã hội đang bị tác động quá mức. Về khía cạnh này, lộ trình dài hạn khó có thể có một điểm cuối xác định, bởi vì khi hoàn cảnh thay đổi, các ưu tiên cũng thay đổi theo. Tuy nhiên, một lộ trình minh bạch đáng tin cậy sẽ là một chỉ số mạnh mẽ về định hướng chính sách và mang lại niềm tin cho các nhà đầu tư tiềm năng.

Biểu giá bán lẻ điện trung bình của Việt Nam vẫn thấp hơn đáng kể so với chi phí cận biên dài hạn (LRMC) ước tính của nguồn cung (ví dụ, mức cần thiết để đảm bảo đủ đầu tư cho việc mở rộng hệ thống)²⁵. Hiện tại, mức giá bán lẻ trung bình ước tính vào khoảng 8,2 cent/kWh (1.920,4 VND) (không bao gồm thuế giá trị gia tăng được cập nhật vào tháng 5 năm 2023)²⁶, so với mức chi phí cận biên dài hạn ước tính khoảng 13 cent/kWh vào năm 2030²⁷. Đặt vào bối cảnh trước khi giá điện tăng do xung đột ở Ukraine, mức giá bán lẻ trung bình trên thế giới vào năm 2021 là 12,4 cent /kWh và trong khu vực, Philippines có mức giá bán lẻ là 17,2 cent/kWh²⁸. So với Australia, biểu giá trung bình ước tính trong khoảng từ 14 cent/ kWh ở Victoria đến 25 cent/kWh ở Nam Australia. Kể từ giữa những năm 1990, trong nhiều thỏa thuận với các Tổ chức tài chính quốc tế (IFI), Việt Nam đã xem xét việc tăng giá điện đối với người dùng cuối để đạt mức phản ánh chi phí tốt hơn và tạo nền tảng tài chính bền vững cho ngành. Tuy nhiên, việc tăng giá điện đối với người dùng cuối đã tỏ ra khó khăn về mặt chính trị và vẫn còn nhiều lo ngại về việc tăng giá điện có thể làm tăng lạm phát.

Tuy nhiên, việc duy trì giá điện được trợ giá ngày càng trở nên khó khăn. Nhu cầu gia tăng có nghĩa là số tiền chi cho trợ giá đặt gánh nặng ngày càng lớn đối với tài chính công đến mức không thể duy trì tính bền vững²⁹.

Mặc dù chính phủ đã ban hành một số quy tắc và quy định hướng dẫn điều chỉnh biểu giá, nhưng việc triển khai thực tế đối với việc tăng giá này (tức là thời điểm tăng, mức độ tăng và nhóm khách hàng mục tiêu) lại bị chính phủ kiểm soát chặt chẽ và chỉ được phê duyệt sau khi xem xét nghiêm túc tác động tiềm tàng đối với kinh tế xã hội và sau khi được phê duyệt, mức tăng được thường ở mức tối thiểu và không phản ánh mức tăng cần thiết để nâng mức biểu giá nhằm phản ánh đầy đủ chi phí sản xuất. Ví dụ, mức tăng giá được duyệt gần đây nhất là 3%, trong khi mức đề xuất phản ánh mức tăng chi phí sản xuất cao hơn nhiều. Mặc dù sự kiểm soát này có thể mang lại lợi ích trong ngắn hạn đối với nền kinh tế và người dân được hưởng giá điện thấp và ổn định, nhưng về lâu dài, sự kiểm soát này sẽ gây nguy hiểm cho an ninh nguồn cung vì làm nản lòng nhà đầu tư.

Các giải pháp cuối cùng phù hợp để thu hẹp khoảng cách giữa chi phí cung cấp và biểu giá bán lẻ điện cho người sử dụng cuối sẽ được đưa ra cụ thể với tình hình của Việt Nam. Một số ví dụ về

²⁵ Chi phí cận biên là chi phí cần để cung cấp thêm một đơn vị hàng hóa, chi phí cận biên dài hạn cho ngành điện bao gồm chi phí mở rộng lưới và hệ thống phát điện với giả định rằng tất cả các yếu tố sản xuất đều có thể biến thiên.

²⁶ Thời báo Kinh tế Việt Nam, “Độ tin cậy vẫn là vấn đề trong chính sách điện của Việt Nam, 18/5/2023, truy cập vào 26/7/2023. <https://vir.com.vn/reliability-remains-issue-in-vietnams-electricity-policy-101924.html>

²⁷ Báo cáo giải trình Quy hoạch Điện 8, phiên bản tháng 4/2022

²⁸ EVN (2021), ‘biểu giá điện trung bình của Việt Nam ở đâu so với thế giới?’, truy cập vào 14/7/2023

²⁹ Gia tăng nhu cầu ước tính 8-8,5%/năm vào năm 2030 và 4%/năm trong giai đoạn 2030-2045

kinh nghiệm của Australia có thể hỗ trợ thông tin, giúp hướng dẫn phân tích các phương án và thời gian biểu cho cải cách.

Australia là một liên bang gồm sáu tiểu bang, gồm hai vùng lãnh thổ tự trị, có hiến pháp, hội đồng bang, chính phủ và luật pháp riêng. Do đó, đã có các giải pháp khác nhau được áp dụng ở các khu vực khác nhau sao cho phù hợp nhất với quy định, chính sách, ngành và dân số ở các khu vực đó. Chẳng hạn, một số chính quyền bang ở Australia duy trì các chính sách giá điện thống nhất, theo đó tất cả các khách hàng dùng ít phải trả cùng một mức giá điện bán lẻ. Trong những trường hợp như vậy, việc trợ giá được báo cáo công khai hàng năm và minh bạch về ngân sách cho trợ giá. Theo Chính sách biểu giá thống nhất của bang Tây Australia³⁰, chi phí trợ giá điện cho các vùng sâu vùng xa (nơi có chi phí cấp điện cao hơn) được tài trợ một phần từ quỹ Đóng góp cân đối giá điện, được xây dựng từ phí lưới điện do khách hàng trả ở các khu vực đông dân hơn của Bang. Các khoản này được công bố hàng năm trong Báo cáo Ngân sách Bang, với phần Đóng góp Cân đối giá điện (tức là trợ giá hàng năm) ước tính là 175 triệu AUD vào năm 2022-23³¹. Tương tự, theo Chính sách giá điện thống nhất của bang Queensland, chi phí trợ giá điện cho khách hàng khu vực nông thôn và vùng sâu vùng xa được Chính phủ bang Queensland thanh toán dưới hình thức khoản Nghĩa vụ Phục vụ Cộng đồng (CSO) trực tiếp cho Ergon Energy (là nhà điều hành lưới và nhà bán lẻ). Trong giai đoạn 2022-23, CSO hàng năm được ước tính là 635 triệu đô la Australia³². Khoản trợ cấp này được tài trợ hiệu quả từ việc phân phối lợi nhuận từ quyền sở hữu tài sản phát điện. Tuy nhiên, hai ví dụ này cho thấy không có sự cạnh tranh giữa các nhà bán lẻ điện cho các khách hàng sử dụng nhỏ tại khu vực nông thôn và vùng xa xôi của các bang Tây Australia và Queensland.

Các khu vực khác của Australia đã áp dụng biểu giá điện bán lẻ cạnh tranh đầy đủ và giảm thiểu điều tiết thông qua một quy trình thận trọng và phân kỳ để dỡ bỏ việc điều tiết và áp dụng cạnh tranh ở mỗi thị trường. Thông thường, cạnh tranh chỉ bắt đầu khi có đủ số lượng và quy mô của các nhà bán lẻ, và các biện pháp được áp dụng trước tiên đối với các khách hàng lớn, sau đó là khách hàng nhỏ. Mặc dù đã có biểu giá điện hoàn toàn không chịu điều tiết, các cơ quan quản lý của chính phủ Australia thường xuyên xem xét tình trạng cạnh tranh và áp dụng lại các hình thức điều chỉnh giá bán lẻ trong trường hợp cạnh tranh không đầy đủ đã không mang lại kết quả như mong muốn cho khách hàng. Kể từ năm 2013, Cơ quan quản lý năng lượng Australia³³ đã tiến hành đánh giá thường niên về cạnh tranh năng lượng bán lẻ trên thị trường năng lượng quốc gia để đánh giá xem liệu cạnh tranh có hiệu quả hay không. Kể từ năm 2019, Cơ quan quản lý năng lượng Australia đã áp dụng Chào hàng mặc định (tức là mức trần giá bán lẻ có hiệu lực) ở một số thị trường để đóng vai trò là mức giá tham chiếu cho các mức chào giá sinh hoạt và doanh nghiệp nhỏ.

Thậm chí nhiều cách tiếp cận có mục tiêu hơn để bảo vệ những khách hàng dễ bị tổn thương đang được áp dụng tích cực tại các thị trường tự do hóa hoàn toàn. Chính phủ các bang tại Australia cũng giảm giá trực tiếp trên giá điện cho người hưu trí và khách hàng dễ bị tổn thương thông qua hệ thống phúc lợi xã hội được tài trợ thông qua việc đánh thuế chung và quy trình lập ngân sách minh bạch của chính phủ.

³⁰ <https://www.wa.gov.au/organisation/energy-policy-wa/household-electricity-pricing#:~:text=The%20Uniform%20Tariff%20Policy%20means,supply%20electricity%20are%20considerably%20higher>

³¹ Ngân sách bang Tây Australia 2023-24, Báo cáo Ngân sách số 1, tập 2, trang 805. Truy cập tại <https://www.ourstatebudget.wa.gov.au/2023-24/budget-papers/bp2/2023-24-wa-state-budget-bp2-vol2.pdf>

³² Cơ quan quản lý cạnh tranh bang Queensland, Giá điện bán lẻ có điều tiết tại vùng Queensland giai đoạn 2023-24 - Bản cuối, tháng 6/2023, trang 10. Truy cập tại <https://www.qca.org.au/wp-content/uploads/2022/12/notified-prices-final-determination-june-2023.pdf>

³³ Cơ quan điều tiết Năng lượng Australia phối hợp với Ủy ban thị trường năng lượng quốc gia và các cơ quan điều tiết bang để thiết lập giá trần bán lẻ điện, như lưới an toàn cho khách hàng. Việc này gọi là Chào hàng mặc định.

Tại Australia, những cải cách nhằm tự do hóa ngành điện bắt đầu từ những năm 1990 được thúc đẩy bởi các mục tiêu nâng cao hiệu quả, khả năng cạnh tranh và tính bền vững tài chính của ngành điện.

Lộ trình cải cách biểu giá đáng tin cậy ở Việt Nam càng sớm được thông qua càng tốt để tránh khả năng xảy ra khủng hoảng gây thiệt hại trong lĩnh vực năng lượng. Xét nhiều mặt, đây là một vấn đề chính trị, đặc biệt là khi lĩnh vực này phần lớn vẫn thuộc quyền sở hữu và kiểm soát của nhà nước. Các giải pháp giải quyết vấn đề liên quan đến chính trị, thể chế và quản trị ngành điện. Sẽ vẫn cần phải có trợ giá sinh hoạt cho những người sử dụng điện nghèo nhất, nhưng trong chừng mực có thể, việc này nên được quản lý theo hướng sao cho không ảnh hưởng đến chức năng xác định chi phí chính của cải cách ngành hoặc ảnh hưởng đến tính bền vững tài chính của ngành.

Các điểm đề xuất xem xét:

Việt Nam có thể xem xét phát triển một lộ trình dài hạn, đáng tin cậy để đạt được mức thu hồi chi phí cao hơn và mức giá phản ánh chi phí nhiều hơn. Cách tiếp cận rộng có thể tương tự như cách tiếp cận của Australia và các quốc gia khác, nhưng được điều chỉnh cho phù hợp với bối cảnh của Việt Nam, bao gồm:

- i. Hiểu rõ tình trạng và tiến trình thu hồi chi phí, đồng thời nêu cụ thể các mục tiêu và khung thời gian để đạt được các biểu giá phản ánh chi phí nhiều hơn.
- ii. Phát triển một chiến lược rộng lớn hơn để đạt được điều đó với các mục tiêu rõ ràng và các ràng buộc (tức là các quy tắc quyết định) đối với quy trình. Nói cách khác, chính phủ kiểm soát chặt chẽ quy trình và quy định về những gì liên quan đến mức chịu đựng do các tác động về giá đối với khách hàng (ví dụ: không tăng giá quá X% trong một năm đối với phân khúc khách hàng Y)
- iii. Tích hợp chiến lược đó với chương trình cải cách năng lượng rộng hơn để đạt được độ tin cậy và tính bền vững cao hơn, vì các phần của chương trình cải cách năng lượng rộng hơn đó để hướng tới thu hồi chi phí lớn hơn sẽ tạo nhiều cơ hội và rủi ro.
- iv. Trong bối cảnh đó, một lộ trình dài hạn đáng tin cậy hướng tới thu hồi chi phí lớn hơn và biểu giá phản ánh chi phí nhiều hơn có thể sẽ có các đặc điểm chính sau:
 - a. Sử dụng hệ thống phúc lợi xã hội lớn hơn, bất cứ khi nào có thể, để bảo vệ những khách hàng dễ bị tổn thương
 - b. Trường hợp hệ thống phúc lợi xã hội không có hiệu quả (thường là trường hợp đặc biệt ở các nền kinh tế đang phát triển nhanh), thì phải dựa vào các chính sách giá
 - c. Trường hợp sử dụng các chính sách giá thì phải hướng các chính sách này tới càng nhiều khách hàng mà chính phủ đang tìm cách bảo vệ càng tốt (chẳng hạn bao gồm cả công nghiệp, đặc biệt là ngành chịu sự cạnh tranh thương mại (trade exposed industry)). Các chính sách giá như vậy thường có các đặc điểm sau:
 - Sử dụng nhiều biểu giá phản ánh chi phí hơn, nhưng nhìn chung lại cho phép giảm giá bất cứ khi nào có thể đối với những khách hàng mà chính phủ muốn bảo vệ
 - Khi giảm giá không mang lại hiệu quả đầy đủ, sử dụng ít biểu giá phản ánh chi phí hơn nhưng lại có các cơ chế điều chỉnh dài hạn để chuyển sang nhiều biểu giá phản ánh chi phí nhiều hơn
 - Khi sử dụng biểu giá, phải đảm bảo việc trợ giá được đưa vào biểu giá mạng lưới để giảm thiểu khả năng biến dạng các thành phần cạnh tranh của chuỗi cung ứng (ví dụ: sản xuất) và do đó làm sai lệch các quyết định đầu tư

5

Đa dạng hóa thị trường, không chỉ cải cách thị trường bán buôn điện

Các mục tiêu chính của việc thiết lập thị trường năng lượng cạnh tranh ở Australia cũng giống như nhiều thị trường khác trên thế giới nhằm: (i) tạo điều kiện thuận lợi cho cạnh tranh, (ii) cho phép khách hàng lựa chọn đối tác thương mại, (iii) tạo điều kiện tiếp cận thị trường một cách công bằng, (iv) xóa bỏ rào cản gia nhập, (v) xóa bỏ phân biệt đối xử giữa các nguồn năng lượng và công nghệ, (vi) tạo thuận lợi cho thương mại giữa và trong các khu vực, (vii) khuyến khích đổi mới sáng tạo, và (viii) cuối cùng là cung cấp năng lượng với chi phí thấp nhất.

Ở Australia, một nguyên tắc cốt lõi hướng dẫn cấu trúc đề xuất của thiết kế thị trường điện quốc gia (NEM) và thị trường điện bán buôn Tây Australia (WEM) là chỉ thiết lập các cơ chế thị trường ở những nơi có khả năng đạt đủ lựa chọn nguồn cung để có thể cạnh tranh đầy đủ. Quy mô của hệ thống điện trong Thị trường điện quốc gia cho phép cạnh tranh đầy đủ trong việc cung cấp năng lượng và cung cấp các dịch vụ giữ tần số. Việc phân tách các tài sản phát điện thành nhiều danh mục đầu tư cạnh tranh cho thấy rằng thiết kế thị trường chỉ dành cho năng lượng toàn phần là có thể thực hiện được. Điều này đã được hỗ trợ thông qua một số thị trường thử nghiệm trước khi thị trường đi vào hoạt động. Ngay từ đầu, thiết kế thị trường điện quốc gia đã kết hợp các thị trường thời gian thực cho thị trường năng lượng và tám thị trường dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số (FCAS).

Luật Điện lực (2004) vạch ra lộ trình tự do hóa và cải cách ngành điện Việt Nam hướng tới thị trường phát điện cạnh tranh một bên mua (2009), thị trường bán buôn điện (2022) và thị trường bán lẻ điện (2024). Tiến độ thành lập các thị trường này đang chậm hơn so với kế hoạch. Như đã lưu ý ở trên, sự thiếu minh bạch và cạnh tranh trong thị trường năng lượng của Việt Nam ảnh hưởng đến khả năng hệ thống điện của Việt Nam đạt được cả ba mục tiêu của bộ ba bất khả thi. Các điểm đề xuất xem xét số 3 xác định các giải pháp cho phép xác định giá trong ngắn hạn để giải quyết vấn đề tiến độ thị trường chậm và trong dài hạn đẩy nhanh việc thực hiện một thị trường cạnh tranh, minh bạch. Việc thiết kế thị trường tại Việt Nam dựa trên nguyên tắc thị trường toàn phần với mục tiêu tối ưu hóa giá điện trong từng chu kỳ đấu thầu và trong giới hạn vận hành kỹ thuật của hệ thống. Ngay từ đầu, phương hướng đề ra là phải có sự tham gia nhiều hơn của các nhà máy điện khác nhau bao gồm: các nhà máy điện Xây dựng-Vận hành-Chuyển giao (BOT), các nhà máy thủy điện đa mục tiêu chiến lược và cả các nhà máy điện NLTT.

So với thị trường Australia, tỷ lệ các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường tại Việt Nam không cao, khoảng 36%. Việt Nam cũng không có đủ điều kiện về cơ cấu quản trị (thiết lập Hệ thống vận hành thị trường độc lập (SMO) hay cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin đạt đến giai đoạn phát triển trưởng thành như Australia đã có). Đối với thị trường bán buôn, Việt Nam chỉ có thị trường năng lượng, trong khi Australia có thị trường năng lượng quốc gia, thị trường điện bán buôn Tây Australia (NEM, WEM) và nhiều thị trường khác, bao gồm tám thị trường dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số (FCAS) ở các khoảng thời gian khác nhau để hỗ trợ độ tin cậy của hệ thống. Ngoài ra, một thị trường công suất (capacity market) để đưa vào nguồn phát năng lượng tái tạo linh hoạt đã được phát triển cho Thị trường Điện quốc gia và là một tính năng của Thị trường bán buôn điện ngay từ khi bắt đầu hình thành thị trường vào năm 2006.

Điều quan trọng là Australia có một thị trường tài chính phát triển để tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư quản lý rủi ro của họ thông qua các phương pháp phòng ngừa rủi ro khác nhau. Thị trường tài chính Việt Nam hiện đang ở giai đoạn phân tích để triển khai thí điểm. Tính minh bạch của thị trường cũng là điểm mấu chốt Việt Nam cần xem xét để tăng sức hấp dẫn đối với khu vực kinh tế tư nhân.

Các điểm đề xuất xem xét:

Cải cách thị trường ở Việt Nam nên mở rộng ra ngoài thị trường cạnh tranh chỉ dành cho năng lượng và xem xét thiết lập các thị trường bổ sung cho Dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số (FCAS) cũng như thăm dò các thị trường công suất và thị trường tài chính. Các thị trường này xác định giá trị các dịch vụ và sản phẩm cần thiết cho các hệ thống điện đã có mức độ thâm nhập năng lượng tái tạo biến đổi, ví dụ: điều chỉnh tần số/điện áp và lưu trữ trong thời gian ngắn/dài hạn.

6**Hiện đại hóa lưới điện để đáp ứng mức độ thâm nhập cao của Năng lượng tái tạo**

Khi có sự thay đổi trong công nghệ phát điện chủ đạo chuyển từ phát điện đồng bộ sang phát điện dựa trên biến tần và từ nguồn cung cấp năng lượng có thể điều khiển sang gián đoạn, các vấn đề kỹ thuật chính về lưới điện đối với tương lai của hệ thống điện là sự ổn định của lưới điện và độ tin cậy năng lượng. Độ ổn định của lưới điện tương đương với khả năng hệ thống điện duy trì sự cân bằng giữa tổng lượng phát và tải trong các thang thời gian ngắn hạn từ phút đến vài phần giây. Những yếu tố này phải được giữ cân bằng trong giới hạn dung sai chặt chẽ để tránh việc máy phát đồng bộ bị ngắt kết nối, điều này có thể dẫn đến phản ứng dây chuyền và mất điện hệ thống. Độ tin cậy của năng lượng phụ thuộc vào sự ổn định của lưới điện, nhưng hơn thế nữa, độ tin cậy này luôn đòi hỏi phải có đủ tài nguyên năng lượng và công suất của lưới truyền tải để đáp ứng tổng nhu cầu.

Các điểm đề xuất xem xét:

Xét thấy năng lượng gió và mặt trời sẽ được phát triển và sẽ ngày càng chiếm ưu thế trong hệ thống, Việt Nam có thể cân nhắc những điểm sau:

- i. Xác định các Khu năng lượng tái tạo (Renewable energy zones) để định hướng phát triển lưới truyền tải, bao gồm cả cơ sở hạ tầng lưới điện chung.
- ii. Tiếp cận một cách có hệ thống để phát triển mạch đường trục (xem xét ưu tiên lưới điện cao thế xoay chiều có công suất cao hơn hoặc lưới điện cao thế một chiều).
- iii. Tạo điều kiện cho tư nhân đầu tư và vận hành các đường dây truyền tải cụ thể. Xem xét khuyến khích đầu tư bằng cách làm rõ quy trình đầu tư và bằng cách cung cấp các nguồn doanh thu được đảm bảo, đồng thời bảo vệ khách hàng sử dụng điện bằng cách giới hạn mức giá hoặc tổng chi phí cho phép³⁴.
- iv. Phát triển hệ thống lưu trữ năng lượng để nâng cao chất lượng điện năng bằng cách cung cấp FCAS.
- v. Phát triển thủy điện tích năng để cân bằng sự giao động về nguồn năng lượng gió và mặt trời (phù hợp với dự báo Quy hoạch điện 8 về yêu cầu lưu trữ năng lượng 30.650-45.550 MW vào năm 2050).
- vi. Xem xét tiềm năng của xe điện chạy bằng pin để tạo nhu cầu linh hoạt hoặc góp phần tích trữ năng lượng để cung cấp cho người tiêu dùng vào những thời điểm có nhu cầu điện cao (phát điện từ xe vào nhà hoặc từ xe lên lưới điện). Biểu giá bán lẻ có thể thay đổi theo thời điểm trong ngày đủ để khuyến khích việc sử dụng xe điện để lưu trữ điện.
- vii. Để góp phần ổn định tần số, thị trường phụ trợ cũng là một hướng hấp dẫn người dùng cuối.
- viii. Nâng cao tính hiện diện của điện mặt trời áp mái để đơn vị vận hành hệ thống lên kế hoạch trước, ví dụ: thiết lập một sổ đăng ký phát điện quy mô nhỏ bắt buộc gắn với quy trình phê duyệt và bằng cách cho phép đơn vị vận hành lưới giám sát và kiểm soát các tài nguyên dựa trên biến tần.

³⁴ Xem Báo cáo Thảo luận FEV, Lưới điện tương lai, bản phát hành 3, đặc biệt B3

- ix. Xem xét việc phát triển các nhà máy điện ảo để tận dụng điện mặt trời áp mái hiện có, đặc biệt nếu được trang bị hệ thống lưu trữ pin thì chúng cũng có thể cung cấp các dịch vụ phụ trợ.
- x. Xem xét việc phát điện mặt trời áp mái lên lưới điện phân phối (xem các Điểm đề xuất xem xét số 4 ở trên).

7

Coi khí đốt là nhiên liệu cân bằng linh hoạt để tăng tốc hơn nữa năng lượng tái tạo, chứ không phải là phụ tải nền thay thế cho than

Ở một số quốc gia, khí tự nhiên trước đây đã đóng vai trò chuyển tiếp trong lộ trình hướng tới hệ thống năng lượng phát thải ròng bằng không do khí đốt là nhiên liệu có hàm lượng các bon thấp hơn thay thế cho phát điện than và dầu có hàm lượng CO₂ cao hơn³⁵. Khí tự nhiên là một giải pháp thay thế sạch hơn cho than đá và dầu mỏ, và việc sử dụng khí tự nhiên đã góp phần giảm phát thải khí nhà kính ở một số nơi trên thế giới. Tuy nhiên, khí tự nhiên vẫn thải ra CO₂ khi bị đốt cháy, đồng thời việc sản xuất và vận chuyển cũng có thể dẫn đến phát thải khí mê-tan. Như vậy, khí tự nhiên không được coi là một giải pháp lâu dài để đạt được mức phát thải ròng bằng không.

Tại Australia, các nhà máy điện chạy than khi hết hạn sử dụng sẽ được thay thế bằng các nhà máy năng lượng tái tạo chứ không qua giai đoạn chuyển tiếp dùng khí đốt, vì vậy, khí đốt không được coi là nhiên liệu chuyển tiếp mà vẫn tiếp tục đóng vai trò cung cấp ổn định và phụ tải đỉnh trong hệ thống điện Australia. Trong một số trường hợp đặc biệt, nhà máy điện than trước đây được sử dụng để sản xuất điện và sưởi thì đã được thay bằng các nhà máy chạy nền khí. Tại Mỹ, nguồn cung cấp khí đốt phi truyền thống dồi dào, giá rẻ ban đầu đã thay thế phát điện bằng than trong hệ thống điện trong hai thập kỷ qua, và sau đó, gần đây đã có sự tham gia của năng lượng mặt trời và gió³⁶. Tại Australia, sản lượng điện chạy bằng khí đốt đã giảm trong khoảng một thập kỷ qua, từ mức cao nhất gần 22% trong năm 2013-2014 xuống còn khoảng 18% ở thời điểm hiện tại³⁷. Khi các nhà máy điện than ngừng hoạt động, chúng được thay thế trực tiếp bằng năng lượng mặt trời và gió - mà không cần chuyển đổi qua khí đốt. Điều này là do nguồn năng lượng mặt trời và gió dồi dào ở Australia cùng với chi phí lắp đặt giảm nhanh chóng đồng nghĩa với việc năng lượng mặt trời và gió là hình thức phát điện mới rẻ nhất trong phần lớn thập kỷ qua³⁸.

Cho đến nay, việc triển khai phát điện khí ở Việt Nam còn hạn chế, mặc dù Việt Nam có nguồn khí đốt trong nước. Hiện tại, chưa đến 13% công suất phát điện là dùng khí. Việc triển khai đã bị chậm lại do sự trì hoãn và các rào cản trong toàn bộ chuỗi cung ứng khí đốt từ việc phát triển các mỏ khí đốt ngoài khơi cho đến hoạt động đầu tư vào các nhà máy tua-bin khí bị chậm trễ. Tuy nhiên, Quy hoạch điện 8 coi các nhà máy điện khí mới là giải pháp ngắn hạn tốt nhất để đáp ứng nhu cầu công suất bổ sung. Đến năm 2030, việc bổ sung công suất sẽ đưa công suất lắp đặt của nguồn phát điện từ khí đạt 37,3 GW³⁹, khiến nó trở thành công nghệ phát điện lớn nhất trong hệ thống điện. Đến năm 2035, Việt Nam sẽ không phát triển thêm điện khí vào hệ thống và đến năm 2050, công suất lắp đặt của điện khí sẽ giảm xuống chỉ còn 7,9GW, trong đó 7GW khí đốt được chuyển đổi sang dùng khí hydro và các nhà máy nhiệt điện còn lại sẽ không còn

³⁵ Gursan, C., de Gooyert, V. 2021. Tác động có hệ thống của nhiên liệu chuyển giao: Khí tự nhiên có giúp hay là cản trở quá trình dịch chuyển năng lượng. Xem xét năng lượng Bản vắn và Tái tạo. Tập 138 tháng 3/2021, 110552. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110552>

³⁶ Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), Điện lực tại Hợp chủng quốc Hoa Kỳ, 2022, truy cập vào tháng 4, 2023

³⁷ DCCEEW, Thống kê năng lượng Australia, phiên bản 2022, truy cập vào tháng 4, 2023

³⁸ P Graham, J Hayward, J Foster and L Havas (2022), 'Số liệu dự án GenCost. V9. CSIRO Data Collection.', CSIRO, <https://doi.org/10.25919/p7nf-9k21>

³⁹ Bao gồm khí thiên nhiên hóa lỏng trong nước và nhập khẩu

được hoạt động.

Các điểm đề xuất xem xét:

Phần lớn khoản đầu tư đáng kể vào cơ sở hạ tầng khí đốt dự kiến trước năm 2035 là nhằm chuyển đổi sang hydro vào năm 2050. Việc chuyển đổi nhiên liệu sang hydro là có thể làm được, nhưng không chắc chắn khả thi về mặt kỹ thuật hoặc kinh tế, do đó có nguy cơ các tài sản điện khí bị mắc kẹt. Để tránh rủi ro tài sản điện khí bị mắc kẹt và đảm bảo chuyển đổi nhiên liệu thành công, Việt Nam nên:

- i. Đảm bảo rằng các nhà máy điện khí được thiết kế và xây dựng như nguồn điện linh hoạt, phụ tải đỉnh, không sử dụng làm phụ tải nền thay thế cho than. Các nhà máy điện khí cũng nên được thiết kế và xây dựng để sẵn sàng chuyển sang sử dụng nhiên liệu không phát thải như hydro.
- ii. Đảm bảo việc quy hoạch phát triển khí đốt phù hợp với việc phát triển chiến lược hydro quốc gia để cơ sở hạ tầng khí đốt được xây dựng ở những vị trí thích hợp cho các trung tâm hydro (hydro hubs).
- iii. Đầu tư vào cơ sở hạ tầng đường ống sẵn sàng cho cung cấp hydro. Các đường ống dẫn khí tự nhiên vẫn đang được xây dựng để mở rộng công suất hiện có hoặc để kết nối với các khu vực mới. Điều quan trọng là các nhà phát triển cơ sở hạ tầng mới này, phải xem xét khả năng làm cho các đường ống này sẵn sàng cung cấp hydro để giảm chi phí tái sử dụng trong tương lai và giảm thiểu rủi ro tài sản bị mắc kẹt ngay từ giai đoạn thiết kế. Một cách tiếp cận là tạo điều kiện có thể sử dụng nguồn tài chính công dựa trên các yêu cầu thiết kế như vậy.
- iv. Cũng nên xem xét liệu đường ống hoặc phương tiện vận tải hay đường ống có thể có kích thước nhỏ hơn với kho chứa lớn hơn đặt gần nhà máy phát điện sẽ phù hợp hơn⁴⁰.
- v. Đảm bảo rằng các cấu trúc hợp đồng nhất quán với việc sử dụng khí đốt có công suất ổn định cho năng lượng tái tạo hơn là phụ tải nền thay thế cho than

8

Ưu tiên đặt mục tiêu các nguồn điện linh hoạt trước năm 2030

Trước đây, nhiệt điện than và thủy điện đã giúp bảo đảm duy trì sự ổn định cần thiết của lưới điện trong cơ cấu điện của Việt Nam; trong khi thủy điện, dầu mỏ, và khí đốt là các nguồn phát có thể điều chỉnh (dispatchable), có khả năng linh hoạt và đáp ứng sự thay đổi của nhu cầu. Tuy nhiên, kể từ năm 2020, giá FIT đối với điện năng lượng mặt trời, điện mặt trời áp mái và điện gió trên bờ đã giúp năng lượng tái tạo biến đổi hòa lưới điện Việt Nam đạt tốc độ vào hàng nhanh nhất trên thế giới. Năm 2019, tại Việt Nam, chỉ có 377 MW điện gió và 4.696 MW điện mặt trời hòa lưới. Tới cuối năm 2021, công suất điện gió đạt 4.126 MW, điện mặt trời đạt 16.564 MW bao gồm 7.660 MW điện mặt trời áp mái và tổng mức NLTT chiếm 26,49% trong cơ cấu phát điện⁴¹. Các biểu giá FIT cho điện mặt trời và điện gió đã không còn được áp dụng lần lượt từ tháng 12 năm 2020 đối với các dự án điện mặt trời và tháng 11 năm 2021 đối với các dự án điện gió. Kể từ đó, không có nguồn NLTT biến đổi đáng kể nào được bổ sung vào hệ thống điện Việt Nam; trên thực tế, có 85 dự án năng lượng mặt trời và điện gió (được gọi là 'dự án NLTT chuyển tiếp') đã được phát triển nhưng không kịp đáp ứng thời hạn được hưởng giá FIT, tương đương với 4,7 GW công suất chưa sử dụng đang chờ hòa lưới điện. Đến ngày 21/7/2023, đã có 72 trong số 85 dự án chuyển tiếp đã gửi hồ sơ yêu cầu đàm phán giá mua điện, trong đó có 60 dự án với tổng công suất 3.331,41 MW

⁴⁰ Xem Báo cáo Thảo luận FEV – Nhiên liệu tương lai, phần “giảm sự phụ thuộc vào khí tự nhiên”

⁴¹ Báo cáo thường niên của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia năm 2021 về tình trạng vận hành hệ thống điện quốc gia.

đề nghị bán giá tạm thời bằng 50% giá trần theo Quyết định 21/QĐ-BCT ngày 7/1/2023 và chỉ có 15 dự án với tổng công suất 734,92 MW được vận hành thương mại để hòa lưới điện quốc gia⁴².

Việc tạm dừng triển khai thêm công suất nguồn năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) kể từ cuối năm 2021 một phần là do các vấn đề tắc nghẽn lưới nghiêm trọng ở Nam Trung Bộ, nhưng chủ yếu là do (i) việc NLTT biến đổi hòa lưới nhiều gây ra các vấn đề về sự ổn định của hệ thống lưới điện và độ tin cậy năng lượng, trong khi Việt Nam chưa có kinh nghiệm và các giải pháp cho các vấn đề này, (ii) chậm trễ phê duyệt Quy hoạch điện 8 và thiếu mục tiêu triển khai tiếp theo NLTT, và (iii) thiếu đầu tư thay thế và chương trình định giá.

Quy hoạch điện 8 giải quyết những thách thức này bằng cách trì hoãn phần lớn việc triển khai NLTT theo kế hoạch cho đến sau năm 2030. Trước năm 2030, Quy hoạch điện 8 ưu tiên nhiên liệu hóa thạch (than và khí đốt) được hỗ trợ bởi năng lượng gió trên bờ, và sau năm 2030 tập trung vào năng lượng mặt trời, gió ngoài khơi và chuyển đổi nhiên liệu cho các nhà máy điện than và khí.

Xét về kinh nghiệm của Australia với những vấn đề tương tự, lưới điện của Việt Nam cần thêm nguồn điện không phát thải có thể điều chỉnh công suất. Australia sử dụng cả thủy điện tích năng và hệ thống pin lưu trữ năng lượng để duy trì sự ổn định của lưới điện và tạo thêm độ tin cậy năng lượng, đồng thời dự kiến số lượng của hai hệ thống này sẽ tăng đáng kể. Việt Nam có tiềm năng lớn cho cả hai giải pháp này, tuy nhiên những công nghệ này hoạt động khác với điện than và thủy điện, vốn là những giải pháp trước đây; và vì vậy, có hai đề xuất được đưa ra để giải quyết vấn đề nguồn điện không phát thải có thể điều chỉnh công suất ở Việt Nam.

Sự thay đổi cơ cấu của công suất phát điện có nghĩa là việc duy trì sự ổn định của lưới điện, độ tin cậy của năng lượng, và khôi phục nguồn điện sau khi mất điện, và phải được quản lý theo cách khác trước đây. Độ tin cậy của năng lượng khó quản lý hơn vì NLTT từ gió và mặt trời dễ biến đổi hơn là các nguồn năng lượng có thể điều độ, và độ ổn định của lưới điện phải được quản lý theo cách khác vì năng lượng gió và mặt trời dựa trên biến tần (không đồng bộ) thay vì đồng bộ. Pin lưu trữ có thể là một giải pháp công nghệ khả thi hỗ trợ quản lý độ tin cậy của năng lượng, bằng cách làm hài hòa sự biến đổi khi phát điện. Pin lưu trữ cũng là một nguồn sử dụng biến tần.⁴³

Australia đã sử dụng pin quy mô lớn (ví dụ: hệ thống Hornsdale) và thủy điện tích năng (ví dụ: nhà máy Tumut 3) để cung cấp nguồn điện linh hoạt trên Thị trường điện quốc gia. Cả hai công nghệ này đều có tiềm năng lớn tại Việt Nam. Dự án thủy điện tích năng Bắc Ái là dự án thủy điện tích năng đầu tiên của Việt Nam, chiếm nửa công suất lắp đặt được phát triển trước 2030 trong khi Quy hoạch điện 8 dự kiến chỉ có 300MW hệ thống pin lưu trữ trước năm 2030.

Các điểm đề xuất xem xét:

- i. Để đảm bảo độ tin cậy năng lượng, Việt Nam cần khẩn trương đẩy nhanh việc triển khai thủy điện tích năng và đảm bảo rằng các hợp đồng mua bán điện (PPA) thể hiện biểu đồ sử dụng tương thích với NLTT biến đổi để đảm bảo nguồn cung cấp có thể điều độ được. Một chiến lược để mở rộng quy mô triển khai thủy điện tích năng ở quy mô GW nên được phát triển và tích hợp vào quá trình Quy hoạch phát triển điện bao gồm khoanh vùng kinh tế kỹ thuật và tích hợp các phương án thủy điện tích năng vào kế hoạch thực hiện thường niên Quy hoạch điện 8.
- ii. Để đảm bảo sự ổn định của lưới điện, pin lưu trữ quy mô lớn cung cấp giải pháp đã được chứng minh để quản lý sự biến đổi trong các khoảng thời gian ngắn, đồng thời cung cấp

⁴² Điện lực Việt Nam (EVN), tình trạng các dự án chuyển giao được cập nhật vào 21/7/2023, truy cập tại <https://www.evn.com.vn/c3/nang-luong-tai-cao/Cac-du-an-NLTT-chuyen-tiep--141-2014.aspx>

⁴³ B-MS Hodge et al (2020), "Giải quyết những thách thức kỹ thuật trên 100% các hệ thống điện năng lượng tái tạo sử dụng biến tần, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 2020, viewed 27 April 2023.

giải pháp cục bộ cho tình trạng nghẽn lưới. Việt Nam nên xem xét triển khai một số hệ thống pin lớn, đặc biệt tại các khu vực gần nguồn NLTT chất lượng cao như khu vực miền trung và miền nam Việt Nam⁴⁴, trước tiên để cân bằng sự biến động của các dự án năng lượng mặt trời và gió hiện có và chuyển tiếp, sau đó là mở khóa cho việc triển khai NLTT biến đổi trong tương lai ở miền Nam. Tại những khu vực nơi tài nguyên dựa trên biển tần (IBR) có mật độ cao, các thiết bị ngưng tụ đồng bộ có thể cung cấp các giải pháp với chi phí thấp cho sự thiếu hụt cường độ hệ thống hoặc khi xảy ra thiếu hụt quán tính.

- iii. Cuối cùng, Việt Nam hiện có một số lượng lớn các dự án thủy điện. Việc thiết kế các hoạt động để bù mức biến thiên của nguồn NLTT, cả trên quy mô ngắn để hỗ trợ ổn định tần số, và quy mô dài hạn để củng cố độ tin cậy năng lượng và thỏa thuận hợp đồng có thể cung cấp một phần công suất điện có thể điều độ mà hệ thống điện yêu cầu. Điều này có thể đạt được thông qua việc thiết lập thị trường cho các dịch vụ phụ trợ hoặc ký hợp đồng trực tiếp để cung cấp các dịch vụ phụ trợ⁴⁵.

9

Về ngắn hạn tạo điều kiện định giá để triển khai nguồn mới và trong dài hạn đẩy nhanh việc thiết lập thị trường bán buôn điện công khai, minh bạch

Tại Australia, năng lượng mặt trời và gió hiện là hình thức phát điện có chi phí thấp nhất và vì vậy, chúng chiếm phần lớn công suất phát điện mới được lắp đặt. Chi phí tấm quang năng, trên toàn cầu, giảm vào năm 2021, chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) trung bình toàn cầu của NLTT thấp hơn 11 - 39% so với lựa chọn nguồn mới chạy nhiên liệu hóa thạch rẻ nhất⁴⁶. Việt Nam cần nghiên cứu sâu hơn về lý do tại sao LCOE cho các nguồn điện này ở Việt Nam cao hơn nhiều so với Australia và thậm chí các khu vực khác. Giá FiT là một yếu tố rõ ràng, nhưng chúng không phải là yếu tố duy nhất. Từ góc độ nhà đầu tư, giá FiT cao, ban đầu khởi điểm ở mức 0,0935 USD/kWh được bù đắp cho việc thiếu Hợp đồng mua bán điện khả thi về tài chính, chi phí hành chính cao cho giấy phép đầu tư và giấy phép dự án, và các khoản phí không chính thức. Cộng đồng doanh nghiệp đã lập luận rằng giá FiT thấp hơn, thậm chí dù không có giá FiT nào thì các doanh nghiệp vẫn có thể chấp nhận được nếu thời gian gia nhập thị trường là hợp lý cùng với việc được Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) chia sẻ rủi ro vận hành. Điều này có nghĩa là, về mặt thực tế, Hợp đồng mua bán điện được chuẩn hóa giúp hạn chế rủi ro cắt giảm sản lượng và các quy trình cấp phép chuẩn hóa giúp rút ngắn thời gian đưa các dự án đến Ngày vận hành thương mại (COD). Tại Australia, thời gian xử lý đơn đăng ký đấu nối trung bình là 11 tháng, chuẩn bị đăng ký trung bình là 5,2 tháng và phê duyệt đưa vào vận hành trung bình là 8,4 tháng⁴⁷. AEMO cũng sẽ nhận tài trợ để tăng tốc hòa lưới phát điện lên Thị trường năng lượng quốc gia cho mùa hè 2023-2024⁴⁸. Kết quả sẽ là chi phí thấp hơn cho các nhà đầu tư và chi phí thấp hơn cho người tiêu dùng điện.

Chúng tôi lưu ý rằng các phương pháp tiếp cận chính sách để chuyển dịch sang nguồn tái tạo có thể được ưu tiên trong công tác nguồn phát thay vì bắt buộc các nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa

⁴⁴ Xem Báo cáo Thảo luận FED, Lưới điện tương lai, phát hành lần 1, phần B5

⁴⁵ Yang, W., Norrlund, P., Saarinen, L. et al. Gánh nặng lên thủy điện để cân bằng ngắn hạn các hệ thống điện NLTT. *Nat Commun* 9, 2633 (2018). <https://doi.org/10.1038/s41467-018-05060-4>

⁴⁶ Thấp hơn 11% đối với điện mặt trời tiện ích và thấp hơn 39% đối với điện gió trên bờ, trích dẫn tại: IRENA, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo vào năm 2021, Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế, 2022. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>.

⁴⁷ AEMO, Connection scorecard, June 2023, accessed 27th July 2023. <https://aemo.com.au/en/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/participate-in-the-market/network-connections/connections-scorecard>

⁴⁸ AEMO, AEMO được cấp tài chính để đẩy nhanh việc hòa lưới phát điện qua Thị trường Năng lượng Quốc gia trong mùa hè 2023-2024, 16/6/2023, truy cập vào 27/7/2023. <https://aemo.com.au/en/newsroom/media-release/aemo-funded-to-accelerate-generation-connections-across-nem-for-summer-2023-24>

thạch hiện tại đóng cửa. Việc này tạo điều kiện cho sự cạnh tranh, chẳng hạn như trong thị trường bán buôn, cho phép quá trình chuyển dịch năng lượng diễn ra.

Các điểm đề xuất xem xét:

Về ngắn hạn (trước năm 2030), cho đến khi Việt Nam có một thị trường bán buôn điện cạnh tranh đầy đủ chức năng, minh bạch và đáp ứng được đa số nhu cầu, Việt Nam có thể tập trung vào việc khởi xướng các cơ chế xác định giá mới để giảm chi phí đầu tư nguồn mới và rủi ro tài sản mắc kẹt. Các cơ chế xác định giá thể hiện giá phát điện thay đổi cho cả người tiêu dùng và cơ quan điều tiết khi tốc độ thích ứng phát triển, nhờ đó đưa ra cách tiếp cận chi phí thấp nhất cho quá trình chuyển dịch năng lượng. Điều này có thể đạt được thông qua các cơ chế được quốc tế xác nhận, chẳng hạn như đấu giá ngược với hợp đồng chênh lệch (CfD) có thể cho phép xác định giá trước khi phát triển thị trường giao ngay chính thức. Chúng tôi lưu ý rằng trong Quy hoạch điện 8 có yêu cầu nghiên cứu và xây dựng cơ chế đấu giá, điều này phù hợp với gợi ý của chúng tôi. Ngoài ra còn có cơ hội hỗ trợ các cơ chế này bằng cách sử dụng các Mục tiêu Năng lượng Tái tạo với các chứng chỉ có thể giao dịch được như đã thực hiện tại Australia.

Đấu giá ngược, vốn là công cụ thành công để xác định giá ở Australia và nhiều nơi khác trên thế giới, điều này đòi hỏi sửa đổi các luật liên quan đến đấu thầu của Việt Nam. Các luật hiện hành phản ánh quy trình đấu giá thông thường, trong đó người bán đưa ra một mặt hàng và người mua đặt giá cao dần cho đến khi mặt hàng đó đến tay người trả giá cao nhất. Trong đấu giá ngược, người bán đấu giá 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 kế hoạch đấu giá ngược được đề xuất trong Quy hoạch điện 8 sẽ rất cần thiết để cho phép xác định giá cho tất cả các hình thức phát điện, là một công cụ hỗ trợ trong quá trình mở rộng phần phát điện cạnh tranh trong thị trường bán buôn điện.

Về dài hạn (sau năm 2030), Việt Nam cần đẩy nhanh việc đưa vào vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh, từ đó khuyến khích thị trường hỗ trợ xác định nguồn phát điện mới nào được bổ sung vào hệ thống. Trao quyền cho thị trường theo cách này sẽ gắn kết Việt Nam với các thị trường khác trên toàn cầu, nơi chúng ta thấy rằng trong môi trường cạnh tranh mở, năng lượng tái tạo rẻ hơn chiếm ưu thế trong việc bổ sung công suất mới với những lợi ích tích cực quan trọng đối với hiệu quả kinh tế của hệ thống điện và môi trường. Với việc cải cách thị trường bị chậm đáng kể cho đến nay, việc đẩy nhanh cải cách thị trường sẽ đòi hỏi phải xem xét lại một cách có hệ thống ngay lập tức và hiểu rõ các rào cản cản trở quá trình cải cách để có thể xây dựng và bắt đầu một kế hoạch hành động thực tế, hiệu quả để tăng tốc ngay từ bây giờ.

Dù lựa chọn con đường nào, Việt Nam cũng nên lập kế hoạch cho một quỹ đạo chính sách nhất quán và tránh sự bất định về chính sách của chính phủ, nhằm giảm rủi ro đầu tư vào nguồn điện mới và giảm chi phí chuyển dịch năng lượng.

10

Quản lý nguồn năng lượng phân tán (DER) như một tài sản lưới cũng như tài sản người sử dụng

Nguồn năng lượng phân tán (DER) là các tài sản nguồn điện và lưu trữ có vị trí gần nơi tiêu thụ, thường nằm sau công tơ điện, bao gồm ví dụ như điện mặt trời áp mái (RTS), hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS), xe điện, pin nhiên liệu, động cơ tuần hoàn (máy phát điện diesel/dầu loại nhỏ) và máy bơm nhiệt. Chúng thường có kích thước nhỏ so với các nhà máy phát điện truyền thống và nếu xét riêng lẻ, các tài sản này tác động hạn chế lên hệ thống điện, tuy nhiên, xét về tổng thể, gộp lại, chúng có thể có tác động tích cực và tiêu cực trên toàn hệ thống. Trong Thị trường Điện

quốc gia (NEM) Australia, năng lượng mặt trời áp mái phân tán (14GW) là nguồn phát đơn lớn nhất.⁴⁹

Việt Nam đã có kinh nghiệm đáng kể với nguồn năng lượng phân tán tái tạo thông qua điện mặt trời áp mái. Với giá điện FIT ưu đãi, tới năm 2020, Việt Nam có hơn 105.212 hệ thống điện áp mái trên các mái nhà công nghiệp, thương mại, hành chính và dân cư, tạo nên tổng công suất lắp đặt là 9,7GWp⁵⁰. 84% công suất được lắp đặt trên các mái nhà thương mại và công nghiệp (C&I), các nguồn phân tán tập trung tại các khu công nghiệp; và phần lớn của tất cả hệ thống điện áp mái đã được đấu nối trong một thời gian ngắn vài năm. Người dân Việt Nam đã lắp đặt điện áp mái để giảm hóa đơn tiền điện. Đối với khách hàng thương mại và công nghiệp, có nhiều đề xuất giá và bao gồm lợi ích về Trách nhiệm xã hội của doanh nghiệp (CSR) để đạt được các cam kết phát thải ròng bằng 0 của công ty, tuy nhiên, như câu an ninh năng lượng ngày càng tăng cao vì mất điện có thể ảnh hưởng đáng kể đến hoạt động sản xuất trong các nhà máy. Hiện nay Việt Nam chưa có nhiều kinh nghiệm về các nguồn phân tán DER năng lượng tái tạo như hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) hoặc xe điện (EV).

Sự tăng trưởng mạnh mẽ của hệ thống điện áp mái tại Việt Nam đã tạo ra một số thách thức về quản lý. Đối với EVN, lượng tiêu thụ đã vượt xa so với triển khai dự kiến, điều này đã tạo ra sức ép gây ra căng thẳng về tài chính. Đối với độ tin cậy của hệ thống, sản lượng điện mặt trời tăng lên khi mặt trời mọc sẽ làm giảm nhu cầu ròng. Sản lượng điện mặt trời đạt mức đỉnh vào khoảng giữa ngày, dẫn đến nhu cầu giảm thiểu từ lưới điện. Khi sản lượng điện mặt trời giảm dần vào lúc mặt trời lặn, nhu cầu từ lưới tăng lên. Sự thay đổi về nhu cầu trong ngày này được gọi là “đường cong con vịt”, do biểu đồ mà nó tạo ra. Theo thời gian, khi điện mặt trời bổ sung được thêm vào lưới, đường cong con vịt ngày càng trở nên rõ ràng hơn, do điện mặt trời bổ sung làm tăng nhu cầu tối thiểu trong ngày. Ngoài ra, những ngày nhiều mây hoặc khoảng thời gian mây che phủ có thể khiến các hệ thống điện mặt trời áp mái lại quay về phụ thuộc vào lưới điện, gây ra các đột biến và biến động nhanh chóng về nhu cầu lưới.

Quy hoạch điện 8 áp dụng cách tiếp cận giảm rủi ro đối với điện mặt trời áp mái khi cho phép điện mặt trời áp mái hoạt động không giới hạn miễn là hệ thống đảm bảo không phát lên lưới (zero export). Quy hoạch điện 8 đặt mục tiêu 50% mái nhà văn phòng và nhà ở được lắp đặt hệ thống điện áp mái vào năm 2030, dự báo sẽ cung cấp thêm 2,6 GWp. Các mục tiêu ngắn hạn cho pin lưu trữ lớn thậm chí còn khiêm tốn hơn với chỉ 300MW được lên kế hoạch triển khai trước năm 2030, tăng lên 30,65 – 45,55 GW vào năm 2050 (bao gồm cả thủy điện tích năng).

Australia có kinh nghiệm hàng đầu thế giới về điện mặt trời áp mái với 3,44 triệu lượt lắp đặt với tổng công suất 15GWp vào năm 2022⁵¹. Đối với các hệ thống điện có quy mô tương tự (lưới điện của Australia có đạt ~65GWp vào năm 2021⁵² và lưới điện Việt Nam đạt tổng công suất lắp đặt ~80,7GW vào năm 2022), con số này lên tới gấp 1,5 lần số lượng điện áp mái ở Australia so với Việt Nam (khoảng 10GW vào năm 2022⁵³), điều đó có nghĩa là việc quản lý điện mặt trời áp mái tại Australia có nhiều thách thức hơn.

Australia cũng triển khai một số nguồn phân tán khác, bao gồm hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). Đến năm 2021, tổng hệ thống lưu trữ của Australia đã vượt qua 1GWh (bao gồm hệ thống pin lưu trữ quy mô nhà máy, pin phân phối quy mô cộng đồng và pin trữ điện ở các khu dân cư). Vào năm 2022, công suất tăng gần gấp đôi với 47.100 hệ thống pin trữ điện ở các khu dân cư

⁴⁹ Đơn vị vận hành thị trường điện Australia, Thông tin Thị trường 31/5/2023.

⁵⁰ Nhóm hợp tác năng lượng Việt Nam, Số liệu về tăng trưởng điện áp mái năm 2020, tháng 12/2020, truy cập vào 26/7/2023. http://vepg.vn/wp-content/uploads/2021/02/VEPG_RTS_Factfile_Dec_2020_EN_fin.pdf

⁵¹ Tính tới năm 2022, xem tài liệu Thảo luận “Nhu cầu tương lai”

⁵² AEMO, Số liệu thị trường năng lượng quốc gia, tháng 12/2021, truy cập vào 31/5/2023.

<https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf>

⁵³ Báo Đầu tư Việt Nam, Việt Nam và Đức thúc đẩy điện áp mái trong lĩnh vực thương mại và công nghiệp, 16/4/2023, truy cập vào 14/7/2023

được lắp đặt trong năm đó, nâng tổng công suất lên gần gấp đôi lên 1,92GWh⁵⁴. Ngoài ra, còn quy hoạch thêm 66GWh thủy điện tích năng. Ở cả quy mô lưới điện và người tiêu dùng, việc sử dụng pin lưu trữ tăng nhanh chóng ở Australia là để đáp ứng nhu cầu của người tiêu dùng muốn tối đa hóa lợi ích kinh tế của việc tự tiêu thụ và các đơn vị vận hành lưới điện đang tìm cách quản lý mức độ thâm nhập cao của năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) (năng lượng mặt trời và gió và điện mặt trời áp mái) trong hệ thống điện của Australia. Hiện tại không có nhiều ưu đãi khi đầu tư vào lưu trữ ở quy mô lớn, mặc dù Chương trình Đầu tư Công suất (CIS) mới sẽ hình thành khung quốc gia để thúc đẩy công suất tái tạo có thể điều độ mới kết hợp với lưu trữ năng lượng⁵⁵. Tại Australia, đầu tư vào pin lưu trữ được phục hồi nhờ doanh thu từ chênh lệch thị trường bán buôn, mua khi giá thấp và bán khi giá cao. Doanh thu bổ sung cũng có được từ thị trường Dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số, nghĩa là, việc bơm và hấp thụ năng lượng ngắn hạn xung quanh nhu cầu trung bình trong mỗi khoảng thời gian giao dịch bán buôn.

Trong những năm gần đây, lưu trữ pin đã thu được nhiều doanh thu hơn từ thị trường Dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số so với chênh lệch giá bán buôn⁵⁶.

Kinh nghiệm của Australia cho thấy rằng nếu các đơn vị vận hành lưới đảm bảo kiểm soát các nguồn phân tán thông qua giám sát công tơ và bộ biến tần thì có thể hỗ trợ tối ưu hóa các lợi ích trên toàn hệ thống.

Các điểm đề xuất xem xét:

Quá trình chuyển dịch năng lượng đang thay đổi cơ cấu phát điện, nhưng nó cũng đang thay đổi cấu trúc và chức năng của các hệ thống lưới khi người tiêu dùng tận dụng các công nghệ sạch mới để xây dựng hệ thống phát điện phân tán (như điện mặt trời áp mái) và thiết bị lưu trữ (như hệ thống pin BESS) phía sau công tơ và, trong khi các đơn vị vận hành lưới xây dựng hệ thống lưu trữ trên lưới phân phối. Nắm bắt sự xuất hiện của nguồn phân tán sẽ cung cấp cho lưới điện Việt Nam một tài sản hệ thống quan trọng. Việt Nam cần điều chỉnh cách tiếp cận của mình đối với nguồn phân tán để khuyến khích DER như tài sản của lưới điện và giảm thiểu xung đột giữa người dùng và việc sử dụng lưới của nguồn phân tán. Việt Nam cần xây dựng chiến lược nguồn phân tán cho cả năm lưới phân phối tại Việt Nam, chiến lược này phải bao gồm tối thiểu:

- i. Các mục tiêu tăng tốc triển khai điện mặt trời áp mái và có một chiến lược thiết thực để đạt mức trên 50% văn phòng, hộ gia đình và nhà máy lắp hệ thống điện mặt trời áp mái.
- ii. Xem xét khả năng cho phép phát có giới hạn điện mặt trời áp mái lên lưới phân phối, tới khả năng hấp thụ và truyền tải kỹ thuật của lưới phân phối. Điều này có thể giảm nhu cầu đầu tư vào công suất phát điện tập trung, hệ thống lưu trữ ở quy mô lớn, lưới truyền tải và phân phối mới, đặc biệt nếu được kết hợp với hệ thống lưu trữ pin phân tán (cả ở quy mô lớn và quy mô hộ gia đình) để cho phép cấp điện vào giờ cao điểm. Trong khi Quy hoạch điện 8 khuyến khích sử dụng điện mặt trời áp mái theo hình thức tự sản tự tiêu thì việc cho phép phát lên lưới tới mức giới hạn kỹ thuật của lưới phân phối là một phần giải pháp cấp điện với chi phí thấp nhất. Có thể có nhiều cơ chế định giá thay thế khác nhau, với các yêu cầu đo lường thay thế khác nhau và dễ dàng dự báo, bao gồm giá FiT cố định, biểu giá phát theo thời gian, tiếp cận thị trường bán buôn hoặc thông qua một thực thể tổng hợp trung gian.

⁵⁴ Tin tức lưu trữ năng lượng, Australia có trên 2GWh lưu trữ pin quy mô lớn được xây dựng vào cuối năm 2022, tin ngày 18/4/2023, truy cập vào 27/7/2023. <https://www.energy-storage.news/australia-had-over-2gwh-of-large-scale-battery-storage-under-construction-at-end-of-2022/>

⁵⁵ DCCEEW, Chương trình đầu tư công suất nhằm đẩy mạnh việc chuyển đổi thị trường năng lượng Australia, 9/12/2022, truy cập vào 26/7/2023. <https://www.energy.gov.au/news-media/news/capacity-investment-scheme-power-australian-energy-market-transformation>

⁵⁶ Energy Synapse, 'Batteries earn record energy arbitrage revenue in 2022, but FCAS still dominates' 30/1/2023. <https://energysynapse.com.au/batteries-earn-record-energy-arbitrage-revenue-in-2022-but-fcas-still-dominates/>

- iii. Nỗ lực đa dạng hóa việc triển khai nguồn phân tán DER và thúc đẩy, đặc biệt là hệ thống BESS ở quy mô hộ gia đình, và cộng đồng.
- iv. Giám sát và kiểm soát nguồn phân tán của đơn vị vận hành lưới thông qua cài đặt biến tần và công tơ thông minh
- v. Đơn vị sở hữu hạ tầng lưới phân phối giám sát rộng hơn dòng điện trong lưới phân phối, sử dụng công nghệ đo lường tiêu chuẩn hiện có. Điều này sẽ cho phép xác định chính xác hơn công suất kỹ thuật và dự báo nhu cầu nâng cao công suất⁵⁷.
- vi. Khuyến khích tích hợp nguồn phân tán vào sử dụng đất đa mục đích như nông nghiệp quang điện (trang trại năng lượng mặt trời).

⁵⁷ Cơ quan năng lượng tái tạo Australia, 'Gia tăng tính hữu hình của lưới phân phối', n.d., truy cập vào 26/7/2023. <https://arena.gov.au/projects/increasing-visibility-of-distribution-networks/>

FE-V

Tương lai Ngành điện
Việt Nam

Sáng kiến đối thoại khoa học –
chính sách của Đại sứ quán
Australia tại Việt Nam, cùng với sự
tham vấn của 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

Hà Nội

Việt Nam



Australian Government