

Cơ chế hỗ trợ giá và động lực đầu tư năng lượng tái tạo tại Việt Nam: Phân tích chính sách trong giai đoạn chuyển dịch năng lượng

Nguyễn Thị Hương Giang¹

Ngày nhận bài: 20/02/2026 | Ngày gửi phản biện: 24/02/2026 | Ngày duyệt đăng: 12/3/2026

Tóm tắt: Trong bối cảnh Việt Nam cam kết đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, cơ chế hỗ trợ giá (Feed-in Tariff - FIT) được triển khai như một công cụ chính sách nhằm kích hoạt đầu tư vào năng lượng tái tạo trong điều kiện thị trường điện còn chưa hoàn thiện. Nghiên cứu này phân tích FIT tại Việt Nam giai đoạn 2017–2023 dưới góc độ thể chế và tái phân bổ rủi ro đầu tư. Trên cơ sở phương pháp phân tích chính sách định tính kết hợp tổng hợp dữ liệu thứ cấp, bài viết chỉ ra rằng FIT đã làm giảm bất định doanh thu, cải thiện tính khả thi tài chính của dự án và thúc đẩy tăng trưởng đột biến công suất điện mặt trời và điện gió. Tuy nhiên, thiết kế giá cố định cao và giới hạn thời gian đã tạo hiệu ứng tăng tốc đầu tư vượt quy hoạch, dẫn tới quá tải lưới điện và áp lực điều phối hệ thống. Nghiên cứu lập luận rằng FIT là công cụ phù hợp trong giai đoạn khởi động thị trường nhưng mang tính giai đoạn, cần được thay thế bằng cơ chế cạnh tranh và thị trường điện hoàn chỉnh trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng.

Từ khóa: Cơ chế hỗ trợ giá, năng lượng tái tạo, chuyển dịch năng lượng, đầu tư tư nhân, chính sách năng lượng, tái phân bổ rủi ro, Việt Nam.

Feed-in Tariff Mechanism and Renewable Energy Investment Incentives in Vietnam: Policy Analysis in the Energy Transition Period

Abstract: In the context of Vietnam's commitment to achieving net-zero emissions by 2050, the Feed-in Tariff (FIT) mechanism has been implemented as a policy instrument to stimulate investment in renewable energy under conditions where the electricity market remains incomplete. This study analyzes the FIT mechanism in Vietnam during the period 2017–2023 from an institutional perspective and in terms of investment risk reallocation.

Based on qualitative policy analysis combined with the synthesis of secondary data, the study finds that the FIT mechanism has reduced revenue uncertainty, improved the financial feasibility of renewable energy projects, and stimulated a rapid expansion in solar and wind power capacity. However, the design of relatively high fixed tariffs and strict time limits created an investment acceleration effect that exceeded planned capacity targets, resulting in grid congestion and increased pressure on system coordination.

The study argues that while FIT is an appropriate policy instrument in the early stage of market development, it is inherently transitional and should gradually be replaced by competitive mechanisms and a fully developed electricity market within the broader context of the energy transition.

Keywords: Feed-in Tariff (FIT), renewable energy, energy transition, private investment, energy policy, risk reallocation, Vietnam.

1. Tổng quan nghiên cứu và khung phân tích

Các nghiên cứu quốc tế cho thấy những công cụ chính sách giá như cơ chế hỗ trợ giá (Feed-in Tariff - FIT) đóng vai trò quan trọng trong giai đoạn khởi động thị trường, khi công nghệ còn có chi phí cao và

¹ ThS., Trường Đại học Kinh tế - ĐHQGHN; Email: giangngth@vnu.edu.vn

rủi ro đầu tư lớn (Azhgaliyeva & Mishra, 2022). FIT cho phép nhà sản xuất điện tái tạo được bán điện với mức giá cố định trong thời gian dài, qua đó giảm bất định doanh thu và tạo điều kiện tiếp cận vốn tín dụng. Từ góc độ kinh tế học thể chế, FIT được xem là một cơ chế tái phân bổ rủi ro giữa khu vực công và khu vực tư nhân, trong đó Nhà nước chấp nhận rủi ro biến động giá thị trường để đổi lấy sự gia tăng đầu tư tư nhân vào lĩnh vực có ngoại tác tích cực (Mitchell et al., 2006).

Trong khu vực ASEAN, hiệu quả của FIT thể hiện sự khác biệt đáng kể giữa các quốc gia. Indonesia từng áp dụng các cơ chế khuyến khích năng lượng tái tạo, song sự tồn tại song song của trợ cấp nhiên liệu hóa thạch làm suy yếu động lực chuyển dịch năng lượng (Hartono et al., 2020). Philippines là quốc gia sớm ban hành luật năng lượng tái tạo và áp dụng FIT, tuy nhiên cơ chế phân bổ chi phí hỗ trợ thông qua phụ phí điện đã làm gia tăng giá bán lẻ và tạo áp lực xã hội (Azhgaliyeva et al., 2024). Thái Lan triển khai FIT kết hợp với cơ chế đo lường điện năng ròng, đồng thời điều chỉnh linh hoạt theo biến động chi phí công nghệ. Những kinh nghiệm này cho thấy hiệu quả của FIT phụ thuộc vào thiết kế thể chế, tính nhất quán chính sách và khả năng tích hợp hạ tầng lưới điện. Theo Do và cộng sự (2021), Việt Nam là một trường hợp đặc biệt trong ASEAN khi tốc độ tăng trưởng công suất điện mặt trời và điện gió sau khi áp dụng FIT thuộc nhóm cao nhất khu vực, song cũng đối mặt với hiện tượng quá tải cục bộ và cắt giảm công suất phát.

Tại Việt Nam, cơ chế FIT được ban hành thông qua Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg và Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg đối với điện mặt trời, và các quyết định tương tự đối với điện gió. Mức giá mua điện cố định lên tới 9,35 US cent/kWh cho điện mặt trời nổi lưới trong thời hạn hợp đồng 20 năm đã tạo ra tín hiệu giá đủ mạnh để kích hoạt làn sóng đầu tư. Theo REN21 (2024), công suất điện mặt trời tại Việt Nam tăng từ mức gần như không đáng kể trước năm 2017 lên khoảng 16–18 GW vào năm 2021, đưa Việt Nam trở thành một trong những thị trường điện mặt trời phát triển nhanh nhất thế giới trong giai đoạn này. Sự tăng trưởng đột biến này cho thấy FIT đã khắc phục được rào cản không được ngân hàng hỗ trợ của các dự án năng lượng tái tạo trước đó, khi hợp đồng mua bán điện thiếu ổn định doanh thu và rủi ro thanh toán cao. Tuy nhiên, các nghiên cứu hiện nay chủ yếu dừng lại ở việc mô tả sự gia tăng công suất hoặc phân tích hiệu quả kinh tế ngắn hạn, trong khi chưa đi sâu vào cơ chế vận hành của FIT dưới góc độ tái phân bổ rủi ro và động lực đầu tư trong cấu trúc thị trường điện Việt Nam.

2. Phân tích cơ chế vận hành FIT tại Việt Nam

Về bản chất thể chế, FIT tại Việt Nam vận hành dựa trên ba thành tố chính: (i) Cam kết mua toàn bộ sản lượng điện tái tạo với mức giá cố định; (ii) Hợp đồng mua bán điện (PPA) có thời hạn dài (20 năm); và (iii) Nghĩa vụ mua điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) với vai trò bên mua duy nhất. Cấu trúc này làm giảm đáng kể bất định doanh thu – một yếu tố then chốt trong các dự án có cường độ vốn cao như điện mặt trời và điện gió. Theo lý thuyết tài chính dự án, chi phí vốn của dự án phụ thuộc mạnh vào mức độ ổn định của dòng tiền dự kiến (Yescombe, 2014). Khi doanh thu được bảo đảm ở mức cố định trong dài hạn, rủi ro thị trường giảm xuống, từ đó cải thiện khả năng được ngân hàng hỗ trợ của dự án – tức khả năng được các tổ chức tín dụng chấp nhận tài trợ vốn.

Tác động của FIT đối với quy mô đầu tư thể hiện rõ qua sự gia tăng nhanh chóng của công suất lắp đặt. Theo IRENA (2023), tổng công suất điện mặt trời của Việt Nam tăng từ dưới 100 MW trước năm 2017 lên khoảng 16,5 GW vào cuối năm 2020 và đạt trên 18 GW vào năm 2022, đưa Việt Nam vào nhóm 10 quốc gia có công suất điện mặt trời lớn nhất thế giới trong giai đoạn tăng trưởng cao điểm. REN21 (2024) cũng ghi nhận Việt Nam là một trong những thị trường điện mặt trời tăng trưởng nhanh nhất toàn cầu trong giai đoạn 2019–2021. Sự bùng nổ này diễn ra đặc biệt mạnh trong năm 2019–2020, khi các chủ đầu tư đẩy nhanh tiến độ hoàn thành dự án trước thời hạn kết thúc ưu đãi FIT. Điều này phản ánh tác động của thiết kế chính sách có giới hạn thời gian, tạo động lực đầu tư mạnh trong ngắn hạn.

Từ góc độ tái phân bổ rủi ro, cơ chế FIT đã chuyển rủi ro giá điện thị trường từ nhà đầu tư sang hệ thống điện quốc gia. Trong khi trước đây doanh thu dự án phụ thuộc vào khả năng đàm phán hợp đồng và biến động giá, FIT bảo đảm một mức giá tối thiểu trong 20 năm, giúp giảm biến động dòng tiền và cải thiện tỷ lệ hoàn vốn nội bộ (IRR). Nghiên cứu của Azhgaliyeva và Mishra (2022) chỉ ra rằng, trong bối cảnh Đông Nam Á, sự tồn tại của FIT có tương quan tích cực với mức độ đầu tư vào năng lượng tái tạo,

đặc biệt tại các quốc gia có môi trường thể chế chưa hoàn thiện. Đối với Việt Nam, trước khi áp dụng FIT, nhiều dự án năng lượng tái tạo bị đánh giá thiếu tính khả thi tài chính do hợp đồng PPA không đáp ứng yêu cầu bảo lãnh thanh toán và điều khoản chia sẻ rủi ro. FIT đã phần nào khắc phục điểm nghẽn này bằng cách thiết lập cơ chế giá rõ ràng và nghĩa vụ mua điện bắt buộc.

Tuy nhiên, chính cơ chế giá cố định và ưu đãi cao cũng tạo ra hiệu ứng “tăng tốc chính sách” (policy-induced acceleration). Khi mức giá FIT cao hơn chi phí biên của công nghệ đang giảm nhanh, biên lợi nhuận kỳ vọng của dự án gia tăng, thúc đẩy đầu tư vượt dự báo quy hoạch. Theo Bộ Công Thương (2022), tốc độ phát triển điện mặt trời giai đoạn 2019–2020 vượt xa các mục tiêu trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh. Sự phát triển tập trung tại các tỉnh có bức xạ tốt như Ninh Thuận và Bình Thuận đã dẫn tới tình trạng quá tải lưới truyền tải, buộc Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia thực hiện cắt giảm công suất phát trong nhiều thời điểm. Như vậy, cơ chế FIT đã thành công trong việc kích hoạt đầu tư nhưng đồng thời tạo ra sự lệch pha giữa phát triển nguồn và năng lực hạ tầng truyền tải.

Một khía cạnh khác của cơ chế vận hành FIT là nghĩa vụ tài chính dài hạn đối với bên mua điện. Khi EVN phải mua điện tái tạo với mức giá cố định cao hơn giá bán buôn bình quân trong một số thời điểm, chi phí chênh lệch được phân bổ vào cơ cấu giá điện hoặc bù đắp gián tiếp qua cơ chế tài chính nội bộ. Điều này phản ánh một đặc trưng của công cụ chính sách giá: hiệu quả trong ngắn hạn nhưng có thể tạo áp lực tài khóa nếu quy mô phát triển vượt dự báo (Mitchell et al., 2006). Do đó, cơ chế FIT tại Việt Nam cần được nhìn nhận như một công cụ mang tính giai đoạn, phù hợp trong bối cảnh khởi động thị trường nhưng đòi hỏi điều chỉnh khi thị trường trưởng thành.

3. FIT trong giai đoạn chuyển dịch chính sách

Việc kết thúc cơ chế giá FIT sau giai đoạn cao điểm 2017–2020 đánh dấu bước ngoặt quan trọng trong chính sách phát triển năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Nếu như FIT đóng vai trò công cụ kích hoạt thị trường trong giai đoạn đầu, thì từ năm 2021 trở đi, hệ thống chính sách bước vào giai đoạn chuyển tiếp với nhiều thách thức về thiết kế cơ chế thay thế, ổn định pháp lý và điều phối hạ tầng. Sự chuyển dịch này phản ánh đặc điểm vòng đời của công cụ chính sách giá: khi thị trường trưởng thành và chi phí công nghệ giảm mạnh, duy trì mức giá cố định dài hạn có thể làm méo mó tín hiệu thị trường và tạo áp lực tài chính cho hệ thống điện (Mitchell et al., 2006).

Sau khi cơ chế FIT hết hiệu lực vào cuối năm 2020 đối với điện mặt trời và cuối năm 2021 đối với điện gió, Việt Nam không ban hành ngay một cơ chế thay thế hoàn chỉnh. Điều này tạo ra khoảng trống chính sách kéo dài trong giai đoạn 2021–2023, khi nhiều dự án đã hoàn thành xây dựng nhưng chưa có khung giá mua điện chính thức để ký kết hợp đồng thương mại. Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư 15/2022/TT-BCT và sau đó là Thông tư 01/2023/TT-BCT quy định khung giá phát điện chuyển tiếp cho các dự án năng lượng tái tạo chưa kịp hưởng FIT. Tuy nhiên, cơ chế giá chuyển tiếp được xác định thông qua đàm phán song phương và chịu trần giá do Bộ Công Thương công bố, thay vì bảo đảm mức giá cố định như trước đây. Sự thay đổi này làm tăng mức độ bất định doanh thu và khiến nhiều dự án phải tái cấu trúc phương án tài chính.

Theo IRENA (2023), trong khi giai đoạn 2019–2020 Việt Nam nằm trong nhóm quốc gia tăng trưởng công suất điện mặt trời nhanh nhất thế giới, thì từ 2022 trở đi, mức tăng công suất mới gần như chững lại. REN21 (2024) ghi nhận mức bổ sung công suất điện mặt trời tại Việt Nam năm 2023 thấp hơn đáng kể so với giai đoạn cao điểm trước đó. Sự sụt giảm này cho thấy động lực đầu tư phụ thuộc mạnh vào sự rõ ràng và ổn định của cơ chế chính sách. Trong bối cảnh thiếu một khung đấu giá cạnh tranh hoàn chỉnh, các nhà đầu tư phải đối mặt với rủi ro giá cả và thời gian hoàn vốn dài hơn, đặc biệt khi chi phí vốn quốc tế gia tăng trong giai đoạn lãi suất toàn cầu tăng cao.

Song song với giai đoạn chuyển tiếp, Việt Nam đã ban hành Quy hoạch điện VIII (Quyết định số 500/QĐ-TTg năm 2023), trong đó xác định năng lượng tái tạo tiếp tục đóng vai trò trung tâm trong cơ cấu nguồn điện đến năm 2030 và tầm nhìn 2050. Quy hoạch điện VIII đặt mục tiêu tỷ trọng năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện lớn) đạt khoảng 30–39% tổng công suất vào năm 2030, đồng thời khuyến khích phát triển điện gió ngoài khơi quy mô lớn phục vụ xuất khẩu và chuyển dịch xanh. Tuy

nhiên, khác với giai đoạn FIT, định hướng mới nhấn mạnh cơ chế đấu giá cạnh tranh và thị trường điện cạnh tranh thay vì duy trì giá cố định dài hạn.

Một điểm nhấn quan trọng trong giai đoạn chuyển dịch là cơ chế mua bán điện trực tiếp (Direct Power Purchase Agreement – DPPA), được thí điểm nhằm cho phép các doanh nghiệp tiêu thụ lớn ký hợp đồng mua điện tái tạo trực tiếp từ nhà sản xuất. Cơ chế này được kỳ vọng giảm áp lực cho EVN với vai trò bên mua duy nhất, đồng thời đáp ứng nhu cầu sử dụng điện xanh của các doanh nghiệp xuất khẩu trong bối cảnh yêu cầu tuân thủ ESG và cơ chế điều chỉnh biên giới carbon (CBAM) của Liên minh châu Âu. Từ góc độ thể chế, DPPA đánh dấu bước chuyển từ mô hình tập trung sang mô hình thị trường đa bên, qua đó tái phân bổ rủi ro theo hướng thị trường hóa hơn so với cơ chế FIT truyền thống.

Tuy nhiên, giai đoạn chuyển tiếp cũng đặt ra vấn đề về tính ổn định chính sách và niềm tin nhà đầu tư. Khi một số dự án năng lượng tái tạo đối mặt với điều chỉnh giá chuyển tiếp thấp hơn kỳ vọng, hoặc chậm trễ trong đàm phán hợp đồng, rủi ro pháp lý và tài chính gia tăng. Theo lý thuyết thể chế, tính dự báo và tính nhất quán của chính sách là điều kiện tiên quyết để duy trì dòng vốn dài hạn trong các ngành có cường độ vốn cao (North, 1990). Vì vậy, bài học từ giai đoạn hậu FIT cho thấy sự cần thiết của một lộ trình chuyển đổi chính sách minh bạch, tránh các điều chỉnh mang tính hồi tố hoặc kéo dài khoảng trống pháp lý.

Tổng thể, giai đoạn chuyển dịch sau FIT phản ánh sự thay đổi từ chính sách kích hoạt nhanh sang chính sách điều phối bền vững. Nếu FIT đóng vai trò “cú hích thể chế” trong giai đoạn đầu, thì giai đoạn hiện nay đòi hỏi sự cân bằng giữa cạnh tranh thị trường, đầu tư hạ tầng và ổn định pháp lý. Thách thức không còn nằm ở việc thu hút đầu tư bằng giá ưu đãi cao, mà ở việc xây dựng một hệ sinh thái thị trường điện đủ linh hoạt và minh bạch để duy trì động lực đầu tư trong dài hạn, đồng thời bảo đảm an ninh hệ thống và hiệu quả phân bổ nguồn lực.

Từ góc độ vòng đời chính sách, giai đoạn hậu FIT phản ánh bước chuyển từ giai đoạn kích thích ban đầu sang giai đoạn điều chỉnh cấu trúc thị trường. Khi công nghệ đã trưởng thành và chi phí giảm nhanh, việc duy trì giá cố định có thể làm méo mó tín hiệu đầu tư và tạo gánh nặng phân bổ chi phí dài hạn. Do đó, chuyển sang cơ chế đấu giá và thị trường cạnh tranh không chỉ là điều chỉnh kỹ thuật mà là sự thay đổi logic điều phối chính sách trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng.

4. Hàm ý chính sách

Phân tích cơ chế vận hành của FIT và diễn biến chuyển tiếp sau khi cơ chế này kết thúc cho thấy Việt Nam đang bước vào giai đoạn điều chỉnh chính sách từ “kích hoạt tăng trưởng nhanh” sang “điều phối phát triển bền vững”. Nếu như FIT đã hoàn thành vai trò khởi động thị trường thông qua việc giảm rủi ro doanh thu và cải thiện khả năng huy động vốn, thì thách thức hiện nay không còn nằm ở việc tạo thêm ưu đãi giá, mà ở việc bảo đảm ổn định thể chế và tối ưu hóa cấu trúc hệ thống điện trong dài hạn. Do đó, hàm ý chính sách quan trọng trước hết là củng cố tính dự báo và nhất quán của khung pháp lý. Các nghiên cứu về kinh tế thể chế nhấn mạnh rằng tính ổn định và độ tin cậy của chính sách có ảnh hưởng trực tiếp đến chi phí vốn và quyết định đầu tư trong các ngành có chu kỳ dài như hạ tầng năng lượng (North, 1990). Trong bối cảnh một số dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp phải đàm phán lại giá mua điện sau khi FIT hết hiệu lực, việc thiết lập cơ chế minh bạch, có thời hạn xử lý rõ ràng và tránh điều chỉnh hồi tố là điều kiện tiên quyết để duy trì niềm tin của nhà đầu tư.

Song song với yêu cầu ổn định pháp lý, Việt Nam cần đẩy nhanh quá trình chuyển đổi sang cơ chế cạnh tranh dựa trên đấu giá, phù hợp với xu hướng quốc tế. Theo IRENA (2022), đấu giá cạnh tranh đã trở thành công cụ chủ đạo trong triển khai công suất năng lượng tái tạo mới trên toàn cầu, giúp giảm đáng kể chi phí bình quân quy dân (LCOE) thông qua cơ chế phát hiện giá. Tuy nhiên, hiệu quả của đấu giá phụ thuộc vào mức độ hoàn thiện của thị trường và sự đồng bộ giữa phát triển nguồn điện và hạ tầng truyền tải. Bài học từ giai đoạn FIT cho thấy tăng trưởng công suất vượt quá năng lực lưới điện có thể dẫn đến cắt giảm công suất phát và làm suy giảm hiệu quả tài chính của dự án. Vì vậy, thiết kế đấu giá cần gắn chặt với quy hoạch phát triển lưới điện, ưu tiên các khu vực có sẵn hạ tầng hoặc có kế hoạch đầu tư đồng bộ theo Quy hoạch điện VIII (Quyết định 500/QĐ-TTg, 2023).

Một định hướng quan trọng khác là thúc đẩy cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) nhằm đa dạng hóa cấu trúc thị trường và giảm gánh nặng cho bên mua điện duy nhất. Trong bối cảnh các doanh nghiệp xuất khẩu phải tuân thủ yêu cầu giảm phát thải và tiêu chuẩn ESG ngày càng nghiêm ngặt, khả năng tiếp cận điện tái tạo thông qua hợp đồng song phương sẽ trở thành lợi thế cạnh tranh quốc gia. DPPA không chỉ là công cụ thị trường, mà còn là cơ chế phân bổ rủi ro theo hướng thị trường hóa, giảm sự phụ thuộc vào ngân sách hoặc cơ chế bù giá. Điều này phù hợp với lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh mà Việt Nam đã đặt ra trong nhiều năm qua nhưng cần được thúc đẩy mạnh mẽ hơn.

Trong dài hạn, chính sách năng lượng tái tạo cần chuyển từ hỗ trợ giá trực tiếp sang tạo lập môi trường thị trường hoàn chỉnh, trong đó giá điện phản ánh đầy đủ chi phí và tín hiệu đầu tư. Khi thị trường bán buôn và bán lẻ điện cạnh tranh được vận hành đầy đủ, các nguồn điện tái tạo có thể tham gia trực tiếp vào cơ chế chào giá, thay vì phụ thuộc vào mức giá cố định do Nhà nước quy định. Đồng thời, việc tích hợp cơ chế định giá carbon hoặc thị trường tín chỉ carbon nội địa sẽ giúp nội hóa chi phí ngoại tác của nhiên liệu hóa thạch, qua đó nâng cao tính cạnh tranh tự nhiên của năng lượng tái tạo mà không cần duy trì cơ chế FIT dài hạn (Stiglitz, 2000). Trong bối cảnh mục tiêu đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, chính sách không chỉ hướng đến gia tăng công suất, mà còn phải bảo đảm tính bền vững tài chính và ổn định hệ thống.

Tổng hợp lại, giai đoạn hậu FIT đặt ra yêu cầu chuyển từ “chính sách kích hoạt” sang “chính sách điều phối”. Trọng tâm chính sách không còn là mức giá ưu đãi cao nhằm thu hút đầu tư nhanh chóng, mà là xây dựng nền tảng thể chế ổn định, cơ chế cạnh tranh minh bạch và hạ tầng đồng bộ để duy trì dòng vốn dài hạn. Do đó, trọng tâm chính sách không còn là duy trì ưu đãi giá cao, mà là xây dựng nền tảng thể chế ổn định, cơ chế cạnh tranh minh bạch và hạ tầng đồng bộ để duy trì dòng vốn dài hạn trong điều kiện chuyển dịch năng lượng sâu rộng.

Kết luận

Nghiên cứu này phân tích cơ chế giá hỗ trợ giá (FIT) tại Việt Nam dưới góc độ thể chế và động lực đầu tư trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng. Kết quả cho thấy FIT đã đóng vai trò như một công cụ chính sách giá hiệu quả trong giai đoạn khởi động thị trường, thông qua việc giảm bất định doanh thu và tái phân bổ rủi ro từ nhà đầu tư sang hệ thống điện quốc gia. Cơ chế bảo đảm giá cố định trong thời hạn 20 năm đã cải thiện đáng kể khả năng được hỗ trợ tài chính của dự án, tạo điều kiện huy động vốn và kích hoạt làn sóng đầu tư mạnh mẽ vào điện mặt trời và điện gió trong giai đoạn 2017–2020. Sự gia tăng nhanh chóng về công suất lắp đặt đưa Việt Nam trở thành một trong những thị trường năng lượng tái tạo tăng trưởng nhanh nhất khu vực, minh chứng cho hiệu quả của công cụ chính sách giá trong điều kiện thị trường chưa hoàn thiện.

Tuy nhiên, nghiên cứu cũng chỉ ra rằng hiệu quả kích hoạt đầu tư của FIT đi kèm với những hệ quả hệ thống đáng kể. Tăng trưởng công suất vượt quy hoạch đã làm phát sinh tình trạng quá tải lưới điện, cắt giảm công suất phát và áp lực điều phối hệ thống. Khi cơ chế FIT kết thúc mà chưa có khung chính sách thay thế hoàn chỉnh, thị trường bước vào giai đoạn bất định, làm suy giảm tốc độ đầu tư mới. Điều này khẳng định tính “giai đoạn” của FIT: phù hợp trong bối cảnh công nghệ còn đắt đỏ và thị trường chưa phát triển, nhưng cần được điều chỉnh hoặc thay thế khi điều kiện thị trường thay đổi. Từ góc độ lý thuyết, trường hợp Việt Nam phản ánh đặc điểm của mô hình “tăng tốc chính sách”, trong đó, công cụ hỗ trợ giá có thể tạo ra tăng trưởng nhanh nhưng đòi hỏi năng lực điều phối thể chế và hạ tầng tương ứng.

Đóng góp của nghiên cứu nằm ở việc tiếp cận FIT không chỉ như một công cụ thúc đẩy tăng trưởng công suất, mà như một cơ chế tái phân bổ rủi ro và điều chỉnh cấu trúc thị trường điện. Cách tiếp cận này giúp lý giải vì sao FIT có thể tạo động lực đầu tư mạnh mẽ trong ngắn hạn, đồng thời giải thích những thách thức thể chế xuất hiện trong giai đoạn chuyển tiếp. Về mặt thực tiễn, kết quả nghiên cứu cung cấp cơ sở tham khảo cho quá trình thiết kế chính sách hậu FIT tại Việt Nam, đặc biệt trong bối cảnh triển khai Quy hoạch điện VIII và mục tiêu đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

Bên cạnh những kết quả đạt được, nghiên cứu vẫn tồn tại một số hạn chế. Phân tích chủ yếu dựa trên phương pháp định tính và dữ liệu thứ cấp, do đó chưa lượng hóa được đầy đủ tác động tài chính của FIT

đối với chi phí hệ thống điện hoặc mức giảm chi phí vốn của dự án. Các nghiên cứu tiếp theo có thể mở rộng theo hướng định lượng, sử dụng dữ liệu dự án cụ thể để đánh giá mức độ thay đổi IRR, chi phí vốn và tác động phân bổ phúc lợi xã hội. Ngoài ra, việc so sánh sâu hơn giữa mô hình FIT và cơ chế đấu giá trong bối cảnh Việt Nam cũng là hướng nghiên cứu có giá trị.

Trường hợp Việt Nam cho thấy, FIT có thể tạo ra tăng trưởng đột biến trong giai đoạn thị trường chưa hoàn thiện, nhưng đồng thời đặt ra yêu cầu nâng cấp thể chế tương ứng. Điều này bổ sung bằng chứng thực nghiệm cho tranh luận quốc tế về tính giai đoạn của công cụ hỗ trợ giá trong chuyển dịch năng lượng. Việc chuyển từ chính sách kích hoạt bằng giá cố định sang cơ chế thị trường cạnh tranh sẽ quyết định khả năng duy trì động lực đầu tư bền vững trong dài hạn.

Tài liệu tham khảo

1. Azhgaliyeva, D., & Mishra, R. (2022). Feed-in tariffs for financing renewable energy in Southeast Asia. *WIREs Energy and Environment*, 11(3), e425. <https://doi.org/10.1002/wene.425>
2. Azhgaliyeva, D., Le, H., Olivares, R. O., & Tian, S. (2024). Renewable energy investments and feed-in tariffs: Firm-level evidence from Southeast Asia. *Applied Energy*, 374, 123986. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123986>
3. Do, T. N., Burke, P. J., Nguyen, H. N., Overland, I., Suryadi, B., Swandaru, A., & Yurnaidi, Z. (2021). Vietnam's solar and wind power success: Policy implications for the other ASEAN countries. *Energy for Sustainable Development*, 65, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.09.002>
4. Hartono, D., Komarulzaman, A., Irawan, T., & Nugroho, A. (2020). Phasing out energy subsidies to improve energy mix: A dead end. *Energies*, 13(9), 2281. <https://doi.org/10.3390/en13092281>
5. International Energy Agency. (2023). *World energy outlook 2023*.
6. International Renewable Energy Agency. (2022). *Renewable energy auctions: Status and trends beyond price*.
7. International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable capacity statistics 2023*.
8. Mitchell, C., Bauknecht, D., & Connor, P. (2006). Effectiveness through risk reduction: A comparison of the renewable obligation and the feed-in tariff in Germany. *Energy Policy*, 34(3), 297–305. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.047>
9. North, D. C. (1990). *Institutions, institutional change and economic performance*. Cambridge University Press.
10. REN21. (2024). *Renewables 2024 global status report*.
11. Stiglitz, J. E. (2000). *Economics of the public sector* (3rd ed.). W. W. Norton & Company.
12. Tran, T. L., Techato, K., & Jirakiattikul, S. (2019). The challenge of feed-in-tariff (FIT) policies applied to the development of electricity from sustainable resources: Lessons for Vietnam. *International Energy Journal*, 19, 199–212.
13. Thủ tướng Chính phủ. (2017). Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam.
14. Thủ tướng Chính phủ. (2020). Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam.
15. Thủ tướng Chính phủ. (2023). Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch điện VIII giai đoạn 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050.
16. Yescombe, E. R. (2014). *Principles of project finance* (2nd ed.). Academic Press.