

ỦY BAN NHÂN DÂN TỈNH NINH THUẬN

ĐỀ ÁN KHOA HỌC
PHÁT TRIỂN NINH THUẬN TRỞ THÀNH
TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC

BÁO CÁO TỔNG HỢP CHUYÊN ĐỀ
KIẾN NGHỊ CHÍNH SÁCH ĐỂ PHÁT TRIỂN TỈNH
NINH THUẬN TRỞ THÀNH TRUNG TÂM NĂNG
LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC VỚI CHÍNH
PHỦ VÀ CÁC BỘ NGÀNH

Đơn vị thực hiện: Viện Khoa học năng lượng
(Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam)

Chủ nhiệm: TS. NCVCC. Đoàn Văn Bình

Hà Nội, 2020

Mục lục

Nội dung và các kiến nghị.....	4
1. Quá trình thực hiện Nghị quyết 115/NQ-CP phát triển tỉnh Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước và những khó khăn, vướng mắc.	11
2. Kinh nghiệm quốc tế về phát triển trung tâm NLTT	12
3. Các Kiến nghị chính sách để phát triển tỉnh Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước	22
3.1. Kiến nghị cấp trung ương	22
3.1.1. Lập quy hoạch Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận	22
3.1.2. Cơ chế mua bán điện trực tiếp trong nội khu TTNLTT	27
3.1.3. Cơ chế đấu thầu cạnh tranh phát triển các dự án phát điện thương mại....	45
3.1.4. Xây dựng quy định cụ thể về các chỉ tiêu phát điện NLTT bắt buộc cho các doanh nghiệp phát điện, phân phối, các hộ tiêu thụ điện lớn.....	54
3.1.5. Hình thành thị trường mua bán chứng chỉ phát điện NLTT	72
3.2. Kiến nghị cấp tỉnh.....	80
3.2.1. Thành lập và ban hành quy chế hoạt động của Hội đồng điều phối phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận	80
3.2.2. Lập đề án phát triển TTNLTT Ninh Thuận và đồng bộ hóa Quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh với quy hoạch phát triển điện lực và quy hoạch TTNLTT	84
3.2.3. Nghiên cứu triển khai cơ chế khoán chi năng lượng trong các cơ quan hành chính, đơn vị sự nghiệp công lập sử dụng ngân sách nhà nước	84
3.2.4. Nghiên cứu thành lập đơn vị sự nghiệp công ích tự trang trải trong lĩnh vực NLTT.....	84
3.2.5. Nghiên cứu thành lập quỹ đầu tư phát triển trong đó ưu tiên hỗ trợ phát triển NLTT.....	85

Danh mục bảng biểu

Bảng 1. Mục tiêu NLTT tại một số quốc gia châu Á.....	56
Bảng 2. Một số yếu tố chính của RPS	56
Bảng 3. Các lựa chọn về cấu trúc RPS theo kinh nghiệm quốc tế.....	60
Bảng 4. Đặc điểm thiết kế và ảnh hưởng chính của cơ chế GCS/REC tại Việt Nam.....	76
Bảng 5. Đề xuất sự tham gia của các bên và thể chế liên quan trong các giai đoạn thực hiện cơ chế GCS/REC	78

Danh mục hình vẽ

Hình 1. Một vùng NLTT ở Texas, Hoa Kỳ	15
Hình 2. Quy hoạch các TT NLTT của Úc	17
Hình 3. Các yếu tố chính của mô hình DPPA liên kết trực tiếp	33
Hình 4. Mô tả giao dịch và dòng tài chính cho mô hình PPA danh nghĩa.....	34
Hình 5. Mô tả giao dịch và dòng tài chính cho mô hình DPPA gián tiếp.....	36
Hình 6. Đề xuất triển khai DPPA gắn với các giai đoạn của thị trường điện	43
Hình 7. Các mục tiêu RPS trên phạm vi quốc tế	54
Hình 8. Các bang triển khai RPS tại Hoa Kỳ.....	63
Hình 9. Phân bổ quota NLTT tại Trung Quốc	66
Hình 10. Các yếu tố thiết kế chủ chốt của Cơ chế chứng chỉ năng lượng xanh	74

NỘI DUNG 7

KIẾN NGHỊ CHÍNH SÁCH ĐỂ PHÁT TRIỂN TỈNH NINH THUẬN TRỞ THÀNH TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC VỚI CHÍNH PHỦ VÀ CÁC BỘ NGÀNH

Nội dung và các kiến nghị

Thực tiễn phát triển trung tâm năng lượng tái tạo (TTNLTT) đầu tiên của cả nước ở Ninh Thuận theo Nghị quyết 115 của Chính phủ¹ đã cho thấy các kết quả tích cực. Trong giai đoạn 2019-2020, trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận đã lắp đặt và đưa vào vận hành 25 dự án điện gió, điện mặt trời, tổng công suất 1.561 MW so với toàn quốc là 6.025 MW, chiếm 25,9%. Dự kiến đến cuối năm 2020, Ninh Thuận sẽ có 37 dự án đi vào vận hành với tổng công suất 2.473,6 MW trong khi nhu cầu điện của tỉnh về công suất dao động 100-115MW, còn lại là đóng góp cho điện lực quốc gia. Hầu hết các dự án năng lượng tái tạo (NLTT) trên địa bàn Ninh Thuận là đầu tư của các doanh nghiệp ngoài nhà nước. Các dự án NLTT trên địa bàn Ninh Thuận đã có đóng góp tích cực trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, và cũng là một trong ba trụ cột kinh tế (cùng với du lịch và nông nghiệp) đưa Ninh Thuận vào nhóm năm địa phương có tốc độ tăng trưởng kinh tế cao nhất cả nước trong 5 năm qua. Ninh Thuận cũng là địa bàn đầu tiên thực hiện đầu tư tư nhân cho đường dây siêu cao áp 500kV để truyền tải điện tái tạo lên lưới điện quốc gia.

Đến nay, Ninh Thuận đã kêu gọi đầu tư được 50 dự án điện mặt trời, với tổng công suất 3.120 MW trên diện tích đất 4.349 ha, tổng vốn đầu tư 76.089 tỷ đồng và 20 dự án điện gió, tổng công suất 1.510 MW trên diện tích đất 286,67 ha, tổng vốn đầu tư 36.185 tỷ đồng. Kế hoạch của Tỉnh ủy Ninh Thuận là đến năm 2030, tổng công suất của các nguồn điện tại Ninh Thuận đạt khoảng 13.717 MW², sản lượng điện sản xuất có khả năng đạt khoảng 34,8 tỷ kWh. Riêng điện mặt trời, tỉnh đã dự kiến phát triển 8.442 MW³, khi thực hiện thành công, sẽ chiếm 42% trong tổng số

¹ Nghị quyết số 115/NQ-CP ngày 31/8/2018 của Chính Phủ về việc thực hiện một số cơ chế, chính sách đặc thù hỗ trợ tỉnh Ninh Thuận phát triển kinh tế - xã hội, ổn định sản xuất, đời sống nhân dân giai đoạn 2018 - 2023

² Kế hoạch số 239/KH-TU ngày 26/5/2020 của Tỉnh ủy Ninh Thuận thực hiện Nghị quyết số 55/NQ-TW ngày 11/02/2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

³ Tờ trình phê duyệt Quy hoạch điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận – Sở Công Thương

20.050 MW⁴ tổng công suất lắp đặt điện mặt trời toàn quốc năm 2030 theo kịch bản cơ sở. Những con số trên cũng khẳng định ý nghĩa và tầm quan trọng mang tính đột phá của giải pháp phát triển Ninh Thuận trở thành tâm năng lượng tái tạo của cả nước theo Nghị quyết 115, cũng như “Hình thành một số trung tâm năng lượng tái tạo tại các vùng và các địa phương có lợi thế” trong Nghị quyết 55.

Tuy vậy, quá trình hình thành và phát triển TTNLTT của Ninh Thuận gặp không ít khó khăn, thách thức. Một trong những thách thức lớn nhất là sự thiếu đồng bộ giữa phát triển các dự án nguồn điện tái tạo (điện gió và điện mặt trời) với phát triển lưới điện truyền tải. Các nhà máy điện mặt trời được đầu tư trong thời gian ngắn (6-12 tháng) trong khi thông thường, thời gian đầu tư các dự án lưới điện truyền tải theo quy định mất khoảng 2-3 năm đối với đường dây và trạm 110 kV, khoảng 5-6 năm đối với đường dây và trạm 500 kV. Sự thiếu đồng bộ nêu trên khiến các dự án NLTT được đầu tư thời gian vừa qua bị hạn chế trong việc huy động công suất như dự kiến. Có hơn một nửa số dự án NLTT trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận nhiều thời điểm trong năm 2019 phải giảm công suất phát điện đến hơn 60%, gây thiệt hại cho các nhà đầu tư nói riêng và cho kinh tế - xã hội nói chung. Hiện nay Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) đang rất nỗ lực đầu tư lưới điện truyền tải để cố gắng đến cuối năm 2020 sẽ giải tỏa được hết công suất phát của các dự án NLTT trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận. Tuy vậy, đây mới chỉ là giải pháp tình thế đối với khoảng 2.000 MW điện NLTT đầu tiên tại Ninh Thuận. Đến nay vẫn chưa có giải pháp tổng thể phù hợp để có thể giải phóng hết được lượng công suất có thể sản xuất theo kế hoạch của Ninh Thuận đến năm 2030. Thách thức trên đây không chỉ ở Ninh Thuận mà nó là vấn đề phổ biến ở các quốc gia khi phát triển TTNLTT. Vấn đề nghẽn mạch trên lưới truyền tải nói trên là một vấn đề kỹ thuật, liên quan đến cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải, nhưng để giải quyết nó thì lại liên quan đến nhiều vấn đề trong đó có cơ chế, chính sách để sao cho sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo.

Để có thể phát triển Ninh Thuận trở thành TTNLTT của cả nước, nhóm nghiên cứu Đề án đề xuất một số giải pháp về cơ chế, chính sách, cụ thể như:

Thứ nhất, quy hoạch phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận.

Theo Luật Quy hoạch hiện hành (2017), các dự án phát điện và truyền tải điện được thực hiện theo quy hoạch phát triển điện lực quốc gia. Quy hoạch tỉnh sẽ có nội dung về phương án phát triển mạng lưới cấp điện, bao gồm các công trình cấp

⁴ Công văn số 2491/BCT-ĐL ngày 09/4/2020 gửi Thủ tướng Chính phủ về việc kiến nghị, đề xuất kéo dài cơ chế giá điện gió cố định tại Quyết định 39.

điện và mạng lưới truyền tải điện đã được xác định trong quy hoạch cấp quốc gia, quy hoạch vùng trên địa bàn, mạng lưới truyền tải và lưới điện phân phối⁵. Ở Ninh Thuận, NLTT là ngành kinh tế quan trọng trên địa bàn, là nội dung được coi trọng trong quy hoạch tỉnh. Việc đồng bộ giữa phát triển các dự án nguồn điện tái tạo tại Ninh Thuận với nhu cầu huy động công suất, điện năng của thị trường điện và phát triển lưới truyền tải đồng bộ trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia là yêu cầu cấp thiết để hiện thực hóa Nghị quyết 115 của Chính phủ, đồng thời cũng là giải pháp được nêu trong Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị.

Như vậy, cần có quy hoạch chi tiết có tính chất kỹ thuật, chuyên ngành để tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia theo Luật Quy hoạch⁶, đó là “Quy hoạch phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận”. Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận sẽ đặt mục tiêu khai thác triệt để và hiệu quả nguồn NLTT tại Ninh Thuận theo quan điểm chỉ đạo tại Nghị quyết 55 và kế hoạch hành động của Tỉnh ủy Ninh Thuận. Đồng thời sẽ tích hợp phương án phát triển lưới truyền tải thu gom công suất các nguồn điện NLTT với nội dung về phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh. Tiến độ xây dựng và đưa vào vận hành các dự án phù hợp với yêu cầu huy động nguồn của điện lực quốc gia thông qua các đợt đấu thầu cạnh tranh. Về phía Quy hoạch điện VIII do Bộ Công Thương chủ trì, cần thiết phải ưu tiên huy động nguồn điện được sản xuất tại TTNLTT Ninh Thuận theo quan điểm khai thác triệt để và hiệu quả nguồn NLTT và chỉ định được các nút nhận công suất của TTNLTT Ninh Thuận. Quy hoạch TTNLTT sẽ đồng bộ cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải với các dự án phát điện về quy mô công suất và thời điểm vận hành, đồng thời tối ưu hóa lưới điện trên địa bàn tỉnh để giảm chi phí đầu tư và tiết kiệm đất. Nó sẽ xác định rõ ranh giới, phạm vi của TTNLTT để quy hoạch không gian và các thông số kỹ thuật bố trí các nhà máy điện và các tuyến đường dây tải điện, và cũng từ đó đề xuất cơ chế đặc thù trong phạm vi TTNLTT (về đền bù giải phóng mặt bằng, về tiếp cận các nguồn vốn, về rút gọn quy trình, thủ tục đầu tư⁷ v.v...).

⁵ Luật Quy hoạch 2017

⁶ Theo mục 39, Phụ lục 2 của Luật Quy hoạch 2017

⁷ Ví dụ: Không phải lập báo cáo tiền khả thi; Đối với các dự án phải lập báo cáo tiền khả thi thì cho phép chủ đầu tư cam kết đảm bảo về bảo vệ môi trường ở giai đoạn lập báo cáo tiền khả thi và lập, trình phê duyệt Báo cáo đánh giá tác động môi trường ở giai đoạn lập Báo cáo khả thi v.v...

Một trong những yếu tố quan trọng nhất là xác lập địa vị pháp lý của Quy hoạch TT NLTT, là một quy hoạch chi tiết có tính chất kỹ thuật, chuyên ngành để tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia theo Luật Quy hoạch. Khi được tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, cụ thể là Quy hoạch điện VIII đang xây dựng, nó sẽ giải quyết được tính đồng bộ về phát triển nguồn, lưới điện phù hợp với nhu cầu huy động nguồn phát của điện lực quốc gia. Tuy nhiên, cũng xin lưu ý là đối với những khu vực rất gần các trung tâm phụ tải lớn hoặc khu vực dễ dàng tiếp cận với lưới điện truyền tải hiện có thì không cần thiết phải thực hiện quy hoạch TTNLTT vì bài toán giải quyết tắc nghẽn truyền tải không đặt ra. Sở dĩ phải đặt ra nhiệm vụ quy hoạch TTNLTT là để xác định phạm vi không gian lưới điện truyền tải dùng chung làm cơ sở thu hút đầu tư tư nhân và khoanh vùng phạm vi đề xuất những cơ chế, chính sách phù hợp, tăng lợi suất quy mô, để tạo ra một khu vực phát triển NLTT có tính cạnh tranh cao trên thị trường điện.

Thứ hai, cơ chế thiết lập khu vực hạ tầng lưới điện dùng chung tại Trung tâm NLTT Ninh Thuận theo Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị⁸.

Thực tế, những nhà phát triển dự án phát điện NLTT chỉ có thể xây dựng đường dây đầu nối từ nhà máy của mình đến “điểm gần nhất” của lưới điện sẵn có ở cùng cấp điện áp để bán điện lên lưới. Tuy nhiên, “điểm gần nhất” đó chưa phải là điểm nút (220kV, 500kV) nhận điện của lưới điện truyền tải quốc gia để đưa đến những nơi có nhu cầu tiêu thụ. Mỗi nhà máy điện phải tự xây dựng đường dây đầu nối đến nút nhận điện của lưới truyền tải quốc gia là không khả thi về kinh tế - tài chính và chiếm dụng rất nhiều đất trên địa bàn. Điều đó dẫn đến sự cần thiết phải thiết lập khu vực hạ tầng lưới điện dùng chung để kết nối từ “điểm gần nhất” đến điểm nút nhận điện của lưới truyền tải quốc gia. Lưới điện dùng chung này sẽ được phát triển, mở rộng dựa trên lưới điện có sẵn của ngành điện để kết hợp hai chức năng: mạng lưới cấp điện cho nhu cầu tiêu thụ của tỉnh; và nhận công suất phát từ “điểm gần nhất” của các nhà máy điện NLTT đưa đến nút nhận điện quốc gia.

Thực trạng phát triển TTNLTT tại Ninh Thuận những năm qua và kinh nghiệm phát triển lưới điện truyền tải trong các TTNLTT đã thành công ở các nước trên thế giới

⁸ Nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu được nêu trong Nghị quyết 55: “Xác định danh mục hạ tầng năng lượng có thể dùng chung và xây dựng cơ chế dùng chung phù hợp với cơ chế thị trường. Xoá bỏ mọi độc quyền, rào cản bất hợp lý trong sử dụng cơ sở vật chất và dịch vụ hạ tầng năng lượng”

như Mỹ⁹, Úc¹⁰ cho thấy cần phải có các cơ chế mới để đáp ứng đủ nguồn lực đầu tư hạ tầng lưới điện dùng chung này.

Ninh Thuận đã thực hiện thành công bước đầu cơ chế huy động đầu tư tư nhân vào khu vực hạ tầng lưới điện truyền tải dựa trên việc phân định rõ phạm vi các công trình hạ tầng lưới điện do Nhà nước mà đại diện là các đơn vị quản lý – vận hành của Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) và các công trình do nhà phát triển dự án nguồn điện tự thực hiện đầu tư - xây dựng. Kinh nghiệm quốc tế tại bang Texas (Mỹ) và tại Úc cho thấy các nhà phát triển dự án nguồn điện có thể chia sẻ chi phí hạ tầng lưới điện bằng cách đệ trình, được phê duyệt và thiết lập khu vực hạ tầng lưới điện dùng chung để cùng sử dụng phục vụ phát điện vào lưới. Về nguyên tắc, các nhà phát triển nguồn điện sẽ phụ trách đầu tư phần lưới điện từ nhà máy của mình (hoặc từ cụm nhà máy điện) đến điểm đấu gần nhất của lưới điện dùng chung. Đầu tư phát triển, mở rộng lưới điện dùng chung sẽ là chia sẻ trách nhiệm của các đơn vị sử dụng (các máy điện và các đơn vị của EVN) và có thể có thêm các nhà đầu tư độc lập. Như vậy sẽ giảm gánh nặng đầu tư của EVN, đồng thời đảm bảo tiến độ huy động nguồn điện kịp thời. Đề xuất này dựa trên nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu thực hiện Nghị quyết 55 và theo Luật đầu tư theo phương thức đối tác công tư¹¹, trong đó quy định cụ thể lưới điện là một trong các lĩnh vực đầu tư cho phép sự tham gia của khối tư nhân. Đây là cơ sở pháp lý vững chắc cho đầu tư tư nhân vào hạ tầng lưới điện dùng chung.

Thứ ba, xây dựng cơ chế dùng chung phù hợp với cơ chế thị trường

Để khu vực tư nhân mà điển hình là các nhà phát triển nguồn điện thu hồi chi phí đầu tư vào hạ tầng lưới điện dùng chung, cần tạo hành lang pháp lý và cơ chế, chính sách mang tính khuyến khích để bảo đảm khả năng thu hồi chi phí và tính thanh khoản của tài sản – là các khoản đầu tư vào hạ tầng lưới điện. Nhà nước, trực tiếp hoặc thông qua đơn vị quản lý - vận hành lưới điện truyền tải có thể cung cấp cho họ lựa chọn hình thức nhận thanh toán khoản đầu tư vào hạ tầng truyền tải theo

⁹ Hurlbut, supra note 60, at 690, 693. A revision in 2005 to the Texas Utility Code “directed the Texas [Public Utilities Commission] to ‘designate competitive renewable energy zones’ and to ‘develop a plan to construct transmission.’” Id. at 695.

¹⁰ AEMO, 2018 Integrated System Plan, tr. 50; The Asian Renewable Energy Hub: <https://asianrehub.com/>

¹¹ Luật số 64/2020/QH14

khung giá nhà nước quy định hoặc một hình thức thanh toán khác. Việc thanh toán khoản đầu tư phải được đảm bảo và trong trường hợp lý tưởng nhất, có tính thanh khoản cao, để các nhà đầu tư không gặp khó khăn khi muốn duy trì sự linh hoạt của tài sản với các thương vụ, tối thiểu là bảo toàn được vốn và các chỉ tiêu kinh tế - tài chính đối với hoạt động đầu tư, phát triển nguồn điện. Một lựa chọn thực tế là cho phép quyền nhận khoản thu hồi đầu tư của các nhà đầu tư hoặc nhà phát triển nguồn điện được giao dịch trên thị trường chứng khoán hoặc các nền tảng tài chính hợp pháp như một tài sản. Mặc dù sẽ phải có các quy định cụ thể, chi tiết để điều chỉnh mối quan hệ giữa nhà đầu tư hạ tầng lưới điện và đơn vị tiếp nhận và quản lý vận hành, nhóm tác giả nhận định đây là một lựa chọn khả thi, có tiềm năng giúp ngành điện có thể thực hiện được các mục tiêu phát triển đã đề ra trong trung và dài hạn. Thực tế phát triển NLTT gần đây cho thấy một số nhà đầu tư tư nhân đã chủ động nguồn lực để tự xây dựng và vận hành – quản lý các công trình trạm biến áp và đường dây đến cấp điện áp 500kV. Mô hình này được nhân rộng với cơ sở pháp lý rõ ràng và đầy đủ sẽ tạo điều kiện và triển vọng phát triển lớn hơn đối với lĩnh vực NLTT tại Việt Nam.

Thứ tư, tạo động lực thu hút đầu tư vào TTNLTT

Cần luật hóa tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT đã nêu trong Chiến lược phát triển NLTT Việt Nam¹² và tạo điều kiện để các đơn vị có trách nhiệm thực hiện tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT được thuận lợi. Có thể xây dựng cơ chế cấp chứng chỉ phát điện NLTT cho các đơn vị phát điện tái tạo mới thành lập và hình thành thị trường giao dịch chứng chỉ này. Các đơn vị có trách nhiệm thực hiện tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT có thể mua chứng chỉ mà không nhất thiết phải là chủ sở hữu hoặc mua điện trực tiếp từ nhà máy điện NLTT. Thị trường giao dịch chứng chỉ về tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT sẽ tạo ra động cơ khuyến khích các nhà phát triển đầu tư xây dựng các nhà máy phát điện tái tạo có tính khả thi về hiệu quả đầu tư thông qua việc sử dụng các nguồn lực trên thị trường và đầu tư vào TTNLTT là nơi có tiềm năng NLTT tốt nhất và tận dụng lợi suất quy mô. Đồng thời cũng không khuyến khích xây dựng, phát triển các nhà máy điện NLTT kém hiệu quả kinh tế ở những nơi có tài nguyên NLTT không đủ tốt. Đây

¹² Quyết định số : 2068/QĐ-TTg ngày ngày 25 tháng 11 năm 2015 của Thủ tướng Chính phủ Phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050

cũng là kinh nghiệm thành công tại Texas, Hoa Kỳ khi thu hút đầu tư vào TTNLTT mà chúng ta có thể áp dụng.

Thứ năm, xem xét thành lập Hội đồng điều phối phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận

Các đề xuất trên là hoàn toàn mới mẻ ở Việt Nam và sẽ cần thời gian để kiến nghị, giải trình chi tiết, đạt được sự chấp thuận của các cơ quan quản lý nhà nước và sự đồng thuận của các bên liên quan. Theo kinh nghiệm quốc tế tại Mỹ và vận dụng các quy định hiện có của Việt Nam, nhóm thực hiện đề án kiến nghị thành lập và ban hành quy chế hoạt động của ***Hội đồng điều phối phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận*** (sau đây gọi tắt là Hội đồng điều phối) Nhiệm vụ, quyền hạn của Hội đồng điều phối tập trung vào công tác Tham mưu, đề xuất với Chủ tịch tỉnh về cơ chế, chính sách, quy hoạch, kế hoạch, chương trình, đề án, nhiệm vụ, dự án liên quan đến TTNLTT Ninh Thuận trong phạm vi quyền hạn của Chủ tịch tỉnh và tham mưu với Chủ tịch tỉnh đề xuất với Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ những vấn đề thuộc thẩm quyền của Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ.

Thứ sáu, UBND tỉnh Ninh Thuận và các Sở, ban ngành liên quan xem xét triển khai một số đề án, cơ chế hỗ trợ phát triển NLTT tại địa phương như: i) lập đề án phát triển TTNLTT Ninh Thuận và đồng bộ hóa Quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh với quy hoạch phát triển điện lực và quy hoạch TTNLTT; ii) triển khai cơ chế khoán chi năng lượng trong các cơ quan hành chính, đơn vị sự nghiệp công lập sử dụng ngân sách nhà nước; iii) thành lập đơn vị sự nghiệp công ích tự trang trải trong lĩnh vực NLTT có thể cho phép kêu gọi tư nhân đầu tư thực hiện các nhiệm vụ tư vấn như tư vấn đầu tư, kỹ thuật, tài chính, pháp lý, quản lý, cung cấp thông tin - truyền thông/ CSDL..., hỗ trợ kỹ thuật, đào tạo nguồn nhân lực, chuyển giao công nghệ phục vụ phát triển nguồn điện tái tạo phân tán; iv) thành lập quỹ đầu tư phát triển trong đó ưu tiên hỗ trợ phát triển NLTT, trọng tâm là hỗ trợ lãi suất cho các khoản vay thương mại đã được thẩm định và chấp thuận cấp vốn của ngân hàng.

1. Quá trình thực hiện Nghị quyết 115/NQ-CP phát triển tỉnh Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước và những khó khăn, vướng mắc.

Thực tiễn phát triển trung tâm năng lượng tái tạo (TTNLTT) đầu tiên của cả nước ở Ninh Thuận theo Nghị quyết 115 của Chính phủ¹³ đã cho thấy các kết quả tích cực. Trong giai đoạn 2019-2020, trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận đã lắp đặt và đưa vào vận hành 25 dự án điện gió, điện mặt trời, tổng công suất 1.561 MW so với toàn quốc là 6.025 MW, chiếm 25,9%. Dự kiến đến cuối năm 2020, Ninh Thuận sẽ có 37 dự án đi vào vận hành với tổng công suất 2.473,6 MW trong khi nhu cầu điện của tỉnh về công suất dao động 100-115MW, còn lại là đóng góp cho điện lực quốc gia. Hầu hết các dự án năng lượng tái tạo (NLTT) trên địa bàn Ninh Thuận là đầu tư của các doanh nghiệp ngoài nhà nước. Các dự án NLTT trên địa bàn Ninh Thuận đã có đóng góp tích cực trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, và cũng là một trong ba trụ cột kinh tế (cùng với du lịch và nông nghiệp) đưa Ninh Thuận vào nhóm năm địa phương có tốc độ tăng trưởng kinh tế cao nhất cả nước trong 5 năm qua. Ninh Thuận cũng là địa bàn đầu tiên thực hiện đầu tư tư nhân cho đường dây siêu cao áp 500kV để truyền tải điện tái tạo lên lưới điện quốc gia.

Đến nay, Ninh Thuận đã kêu gọi đầu tư được 50 dự án điện mặt trời, với tổng công suất 3.120 MW trên diện tích đất 4.349 ha, tổng vốn đầu tư 76.089 tỷ đồng và 20 dự án điện gió, tổng công suất 1.510 MW trên diện tích đất 286,67 ha, tổng vốn đầu tư 36.185 tỷ đồng. Kế hoạch của Tỉnh ủy Ninh Thuận là đến năm 2030, tổng công suất của các nguồn điện tại Ninh Thuận đạt khoảng 13.717 MW¹⁴, sản lượng điện sản xuất có khả năng đạt khoảng 34,8 tỷ kWh. Riêng điện mặt trời, tỉnh đã dự kiến phát triển 8.442 MW¹⁵, khi thực hiện thành công, sẽ chiếm 42% trong tổng số 20.050 MW¹⁶ tổng công suất lắp đặt điện mặt trời toàn quốc năm 2030 theo kịch bản cơ sở. Những con số trên cũng khẳng định ý nghĩa và tầm quan trọng mang tính đột phá của giải pháp phát triển Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả

¹³ Nghị quyết số 115/NQ-CP ngày 31/8/2018 của Chính Phủ về việc thực hiện một số cơ chế, chính sách đặc thù hỗ trợ tỉnh Ninh Thuận phát triển kinh tế - xã hội, ổn định sản xuất, đời sống nhân dân giai đoạn 2018 - 2023

¹⁴ Kế hoạch số 239/KH-TU ngày 26/5/2020 của Tỉnh ủy Ninh Thuận thực hiện Nghị quyết số 55/NQ-TW ngày 11/02/2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

¹⁵ Tờ trình phê duyệt Quy hoạch điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận – Sở Công Thương

¹⁶ Công văn số 2491/BCT-ĐL ngày 09/4/2020 gửi Thủ tướng Chính phủ về việc kiến nghị, đề xuất kéo dài cơ chế giá điện gió cố định tại Quyết định 39.

nước theo Nghị quyết 115, cũng như “Hình thành một số trung tâm năng lượng tái tạo tại các vùng và các địa phương có lợi thế” trong Nghị quyết 55.

Tuy vậy, quá trình hình thành và phát triển TTNLTT của Ninh Thuận gặp không ít khó khăn, thách thức. Một trong những thách thức lớn nhất là sự thiếu đồng bộ giữa phát triển các dự án nguồn điện tái tạo (điện gió và điện mặt trời) với phát triển lưới điện truyền tải. Các nhà máy điện mặt trời được đầu tư trong thời gian ngắn (6-12 tháng) trong khi thông thường, thời gian đầu tư các dự án lưới điện truyền tải theo quy định mất khoảng 2-3 năm đối với đường dây và trạm 110 kV, khoảng 5-6 năm đối với đường dây và trạm 500 kV. Sự thiếu đồng bộ nêu trên khiến các dự án NLTT được đầu tư thời gian vừa qua bị hạn chế trong việc huy động công suất như dự kiến. Có hơn một nửa số dự án NLTT trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận nhiều thời điểm trong năm 2019 phải giảm công suất phát điện đến hơn 60%, gây thiệt hại cho các nhà đầu tư nói riêng và cho kinh tế - xã hội nói chung. Hiện nay Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) đang rất nỗ lực đầu tư lưới truyền tải để cố gắng đến cuối năm 2020 sẽ giải tỏa được hết công suất phát của các dự án NLTT trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận. Tuy vậy, đây mới chỉ là giải pháp tình thế đối với khoảng 2.000 MW điện NLTT đầu tiên tại Ninh Thuận. Đến nay vẫn chưa có giải pháp tổng thể phù hợp để có thể giải phóng hết được lượng công suất có thể sản xuất theo kế hoạch của Ninh Thuận đến năm 2030. Thách thức trên đây không chỉ ở Ninh Thuận mà nó là vấn đề phổ biến ở các quốc gia khi phát triển TTNLTT. Vấn đề nghẽn mạch trên lưới truyền tải nói trên là một vấn đề kỹ thuật, liên quan đến cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải, nhưng để giải quyết nó thì lại liên quan đến nhiều vấn đề trong đó có cơ chế, chính sách để sao cho sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo.

2. Kinh nghiệm quốc tế về phát triển trung tâm NLTT

2.1. Kinh nghiệm của Texas (Mỹ)

Tại Mỹ, Bang Texas là một trong những nơi đầu tiên thúc đẩy thành công mô hình Vùng năng lượng tái tạo (Renewable Energy Zone - REZ), đặc biệt về mặt lập kế hoạch truyền tải để giúp tăng quy mô thâm nhập của năng lượng mặt trời, điện gió vào hệ thống điện. Một REZ tại Texas là một khu vực địa lý được thành lập để hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo (RE) hiệu quả và mang lại lợi nhuận, trong đó đảm bảo các điều kiện cần thiết bao gồm tài nguyên RE có chất lượng cao, địa hình phù

hợp và sự quan tâm mạnh mẽ của nhà đầu tư. Phát triển REZ cho phép các nhà hoạch định (quy hoạch) hệ thống điện khắc phục sự thiếu đồng bộ về thời gian liên quan đến việc phát triển lưới truyền tải và sản xuất điện NLTT. Một nhà máy năng lượng mặt trời hoặc gió quy mô cần 2-3 năm hoặc có thể ít hơn để xây dựng, trong khi đó quá trình lập kế hoạch, cấp phép và xây dựng ĐZ truyền tải mới có thể mất thời gian dài hơn, thậm chí tới 10 năm để hoàn thành. Sự thiếu đồng bộ này tạo ra một vấn đề nan giải đó là: các nhà đầu tư phát triển năng lượng mặt trời và gió phải đối mặt với những khó khăn trong việc đảm bảo công tác tài chính khi họ không thể kết nối vào hệ thống truyền tải, trong khi đó, trước khi phê duyệt kế hoạch phát triển lưới truyền tải mới, các cơ quan quản lý thường sẽ cần có đảm bảo rằng các đường dây (dẫn) mới sẽ được sử dụng và các chi phí là có thể thu hồi lại được. Tại Texas, REZ được thành lập với cách tiếp cận khác: lên kế hoạch truyền tải mới để hướng sự phát triển việc phát điện NLTT vào một vùng tốt nhất trong khu vực. Quan trọng hơn, TT NLTT này được hỗ trợ bởi khung pháp lý và quy định để lập kế hoạch phát triển và nâng cấp truyền tải mà cho phép triển khai NLTT hiệu quả về chi phí và lợi nhuận. Quá trình thực hiện REZ bắt đầu bằng việc xem xét lại môi trường pháp lý và chính sách cho việc lập kế hoạch truyền tải,... xác định các rào cản đối với sự phát triển truyền tải đến các khu vực có tài nguyên NLTT tốt nhất và đánh giá xem REZ có thể giúp khắc phục các rào cản này không. Khi thành lập TT NLTT, Texas cũng thiết lập cơ cấu tổ chức và trách nhiệm giữa các bên được làm rõ như sau:

- Mô tả cấu trúc và cơ chế phối hợp giữa các cơ quan quản lý địa phương và khu vực.
- Xác định chủ thể (cơ quan nhà nước) thực hiện thu hồi đất và / hoặc ủy quyền sử dụng đất.
- Giả quyết đầy đủ các quan ngại về môi trường và xã hội, và các hạn chế sử dụng đất khác.
- Cơ chế phân bổ chi phí đầu tư truyền tải.
- Cơ chế giải quyết các khúc mắc, bất cập có thể phát sinh trong quyết định chọn địa điểm và hướng tuyến truyền tải (ví dụ: quyền sử dụng đất, các vùng lãnh địa nổi tiếng/ chuyên dụng: như đất rừng đặc dụng, khu vực bảo tồn thiên nhiên...).

Khi các nhà chức trách quyết định thực hiện REZ, bước tiếp theo là thực hiện đánh giá tài nguyên NLTT để xác định các khu vực có tài nguyên NLTT chất lượng cao. Sử dụng phân tích không gian địa lý, đánh giá này sàng lọc các khu vực tài nguyên cho chất lượng và tiềm năng phát triển dựa trên:

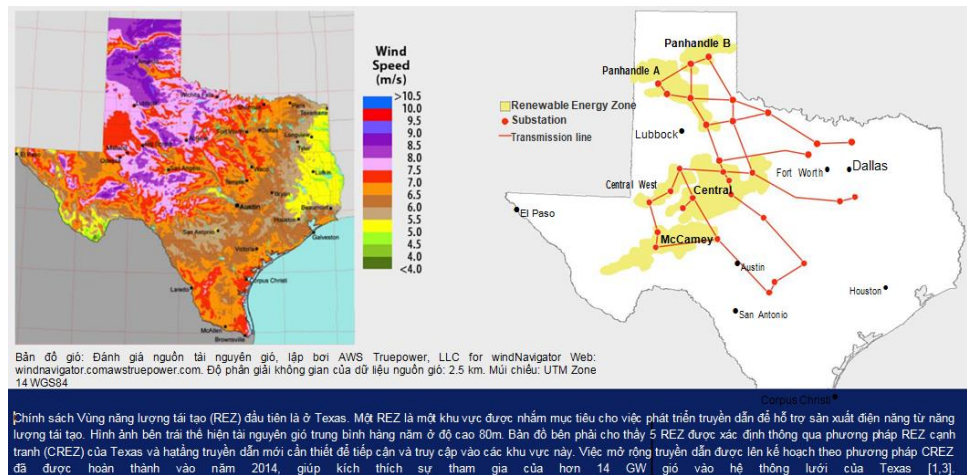
- Chất lượng tài nguyên NLTT (ví dụ: tốc độ gió, bức xạ mặt trời).
- Giới hạn địa hình để phát triển NLTT (ví dụ: độ che phủ đất, độ dốc).
- Các hạn chế về môi trường và xã hội (ví dụ: các khu vực được bảo vệ).

Quá trình sàng lọc cũng xác định các vấn đề môi trường và xã hội có khả năng ảnh hưởng đến tài nguyên NLTT có thể khai thác. Đôi khi, chính quyền phải tiến hành các đánh giá tác động xã hội hoặc môi trường tại địa điểm cụ thể, nhưng đôi khi việc đánh giá được đơn giản hóa để giảm thủ tục và giảm thời gian triển khai.

Bước tiếp theo cần phải có một quy trình kêu gọi chính thức để các nhà đầu tư - phát triển bày tỏ quan tâm đến các khu vực được xác định thông qua sàng lọc ban đầu, trước khi lựa chọn hoặc đấu thầu chọn nhà đầu tư. Bước này là rất quan trọng để giúp các cơ quan quản lý ưu tiên các REZ tiềm năng và phê chuẩn việc sử dụng các đường truyền tải đã được đề xuất. Các chủ đầu tư có thể chứng minh cam kết của họ đối với các REZ được đề xuất thông qua thu hồi/ thu mua đất, các nghiên cứu khả thi và các cam kết tài chính khác [3]. Các khu vực ít thu hút sự quan tâm của các chủ đầu tư sẽ bị hạ mức ưu tiên khi mở rộng lưới truyền tải. Sau khi các nhà đầu tư-phát triển đã cung cấp đầu vào và các cam kết của mình, cơ quan quản lý có thể đưa vào các phân tích kinh tế của các khu vực với lãi suất cao để đảm bảo tính khả thi của chúng. Bước cuối cùng của việc triển khai một REZ là phát triển và phê duyệt (các) kế hoạch truyền tải để kết nối các REZ với lưới. Việc thực hiện thành công các REZ phụ thuộc vào tính minh bạch và sự cam kết mạnh mẽ của các bên liên quan. Các bên liên quan cam kết ở mọi giai đoạn thực hiện xây dựng, hỗ trợ cho việc sửa đổi luật, quy định và các kế hoạch.

Quá trình triển khai REZ có thể được điều chỉnh để khuyến khích sự cạnh tranh giữa các nhà phát triển dự án với mục tiêu phát triển các dự án RE chất lượng cao với chi phí thấp nhất. Một ví dụ về khung REZ cạnh tranh là phương pháp-quy trình Vùng năng lượng tái tạo cạnh tranh (CREZs) được thực hiện ở Texas từ năm 2005 đến 2014. Trước khi triển khai CREZ, sự phát triển của gió đã áp đảo truyền tải lúc đó do thiếu các đường dây cao áp ở những nơi nhiều gió nhất West Texas, dẫn đến tắc

ngheo lưới, cắt giảm và hạn chế phát điện gió và sự đầu tư đã bị kìm hãm. Các CREZ đã chỉ ra việc lắp đặt các đường dây truyền dẫn cao áp mới giúp giảm tắc nghẽn lưới và mở ra các cơ hội mới cho các khu vực nhiều gió để phát triển RE. Vì kế hoạch CREZ nhằm mục tiêu phát triển truyền tải công suất cao cho các vùng chứa tiềm năng gió chưa phát triển, cao gấp ba đến bốn lần so với các đường cao thế mới có thể đáp ứng. Sự cạnh tranh được cải thiện này giữa các nhà đầu tư-phát triển RE và cuối cùng đã khuyến khích họ phát triển các dự án chất lượng cao với chi phí thấp nhất [2]. Các chi phí phát triển truyền dẫn đến các CREZ đã được tính vào cơ sở giá điện đã tài trợ cho phần còn lại của hệ thống truyền tải.



Hình 1. Một vùng NLTT ở Texas, Hoa Kỳ

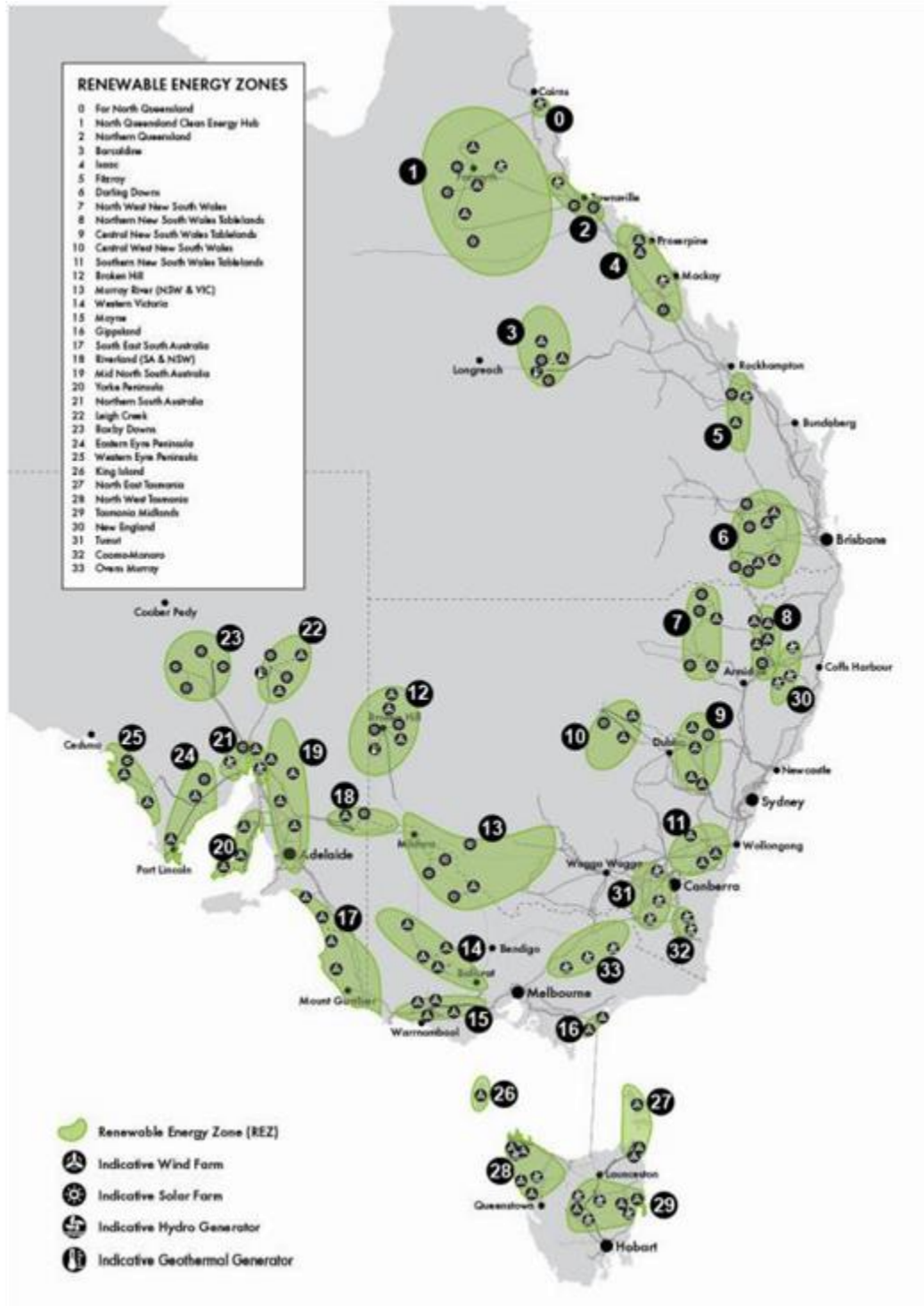
Nguồn: NREL

2.2. Kinh nghiệm của Úc

Úc là một quốc gia rất rộng lớn, và thị trường điện quốc gia Úc (NEM) là một hệ thống điện được kết nối dài và thưa thớt, với các trung tâm phụ tải tập trung nằm cách xa nhau. Mạng lưới truyền tải chủ yếu được thiết kế để kết nối các trung tâm sản xuất nhiệt và thủy điện lớn với các trung tâm phụ tải lớn ở một khoảng cách xa.

Úc chủ trương xây dựng Quy hoạch hệ thống (ISP) là quy hoạch tối ưu hóa dựa trên chi phí do AEMO lập nhằm dự báo các yêu cầu tổng thể về hệ thống truyền tải cho thị trường điện Úc (NEM) với tầm nhìn giai đoạn 20 năm. Mô hình ISP xác định các danh mục đầu tư mục tiêu có thể giảm thiểu tổng chi phí tài nguyên và cung cấp

quyền truy cập hệ thống cho các dự án nguồn với chi phí thấp nhất trong suốt thời gian lập kế hoạch 20 năm. ISP cũng xác định một lộ trình phát triển tối ưu cho hệ thống điện bao gồm đầu tư truyền tải, các giải pháp về nguồn, lưu trữ và quản lý đáp ứng nhu cầu và các TT NLTT. Trong ISP, các TT NLTT trong tương lai được tối ưu hóa, được quy hoạch đồng bộ với các kế hoạch mở rộng, nâng cấp lưới truyền tải hướng đến giảm chi phí đầu tư tổng thể.



Hình 2. Quy hoạch các TT NLTT của Úc

Nguồn: AEMO, 2018 Integrated System Plan, p. 50.

Hiện nay các chuyển động chính sách mới nhất tại Úc phân loại TT NLTT thành hai loại như sau:

TT NLTT Loại A là một cụm NMD chỉ chia sẻ tài sản kết nối – cụ thể là điểm đấu, là những tài sản được đơn vị phát điện sử dụng để kết nối với mạng truyền tải. Theo các quy định hiện hành tại Úc thì có đủ cơ sở pháp lý để thúc đẩy các TT NLTT loại A. Đôi khi một số trường hợp có thể không đạt được thỏa thuận chia sẻ điểm đấu thì chủ yếu là do các yếu tố về thương mại và bảo mật. Đây là hình thức tương tự các phân loại do Ngân hàng Thế giới, đối với hình thức đấu thầu điện mặt trời ở trạm biến áp.

TT NLTT Loại B là một cụm các NMD chia sẻ điểm đấu, và đáng chú ý là hạ tầng truyền tải dùng chung, giúp kết nối NMD đến người tiêu dùng. Sự khác biệt cơ bản giữa REZ loại A và B là loại B bao gồm các tài sản được sử dụng để chuyển điện năng đến người tiêu dùng, trong khi REZ loại A thì không bao gồm. Đây là hình thức tương tự các phân loại do Ngân hàng Thế giới, đối với hình thức đấu thầu điện mặt trời ở cụm các NMD, gọi là đấu thầu công viên ĐMT.

Chính phủ Úc và cơ quan vận hành thị trường điện đang nghiên cứu các phương án triển khai các TT NLTT loại A và B. Tuy nhiên, một trong những rào cản chính để tạo điều kiện cho các TT NLTT loại B là hiện tại Úc không có các khuyến khích cho các nhà phát triển dự án NMD có thể tham gia chia sẻ, cùng đầu tư cho mạng truyền tải dùng chung. Nếu có một nhà phát triển đơn phương đầu tư vào hạ tầng truyền tải sẽ gặp các rủi ro, trong đó phải kể đến là không được bảo đảm quyền huy động nếu trong tương lai có các nhà phát triển khác đấu nối chung vào đường dây đó. Hoặc thậm chí có các trường hợp có các bên khác đấu nối vào lưới truyền tải đó, mà không có cơ chế để thu phí hoặc thu hồi đầu tư thỏa đáng.

Mô hình được đề xuất bởi AEMO, là tạo cơ chế để các nhà phát triển dự án điện đóng góp tài chính vào việc đầu tư vào mạng lưới truyền tải dùng chung cần thiết cho một TT NLTT loại B. Đối lại khoản đầu tư đó, nhà phát triển dự án điện nhận được một khoản bảo hiểm dài hạn cung cấp một số đảm bảo về lợi tức tài chính của nó khi thực hiện khoản đầu tư đó. Căn cứ để thực hiện đảm bảo lợi tức tài chính thông qua hệ thống giá tham chiếu khu vực (RRP) do Nhà nước hoặc đơn vị quản lý

lưới điện ấn định, để đổi lại khoản đầu tư vào mạng truyền tải dùng chung của TT NLTT.

Tuy nhiên, yếu tố căn bản của mô hình đầu tư lưới điện dùng chung cho TT NLTT loại B là yêu cầu các nhà phát triển dự án phải chứng minh cam kết của họ đối với TT NLTT được đề xuất thông qua một khoản thanh toán tài chính, hoặc "đặt cọc". Nếu khoản đầu tư không được tiến hành, thì các nhà phát điện có thể nhận lại tiền ký quỹ của họ.

Cam kết tài chính, hoặc tiền ký quỹ, từ các nhà phát triển sẽ cần phải đủ lớn để trở thành một cơ chế hiệu quả để thể hiện cam kết thực sự đối với TT NLTT được đề xuất. Nếu số tiền không đáng kể, thì các nhà phát triển dự án có thể đặt tiền ở nhiều địa điểm như một cách đảm bảo quyền truy cập trong tương lai cho ít nhất một REZ, trong trường hợp họ không có ý định thực sự đặt tại TT NLTT cụ thể đó. Do đó, số tiền cần phải đủ lớn để tránh việc các nhà phát triển đưa tiền gửi vào cho nhiều TT NLTT nhất có thể. Tuy nhiên con số này cần hợp lý, tránh ảnh hưởng đến năng lực của các nhà phát triển dự án. Đề xuất hiện nay của AEMO là khoản tiền đặt cọc có thể lên tới 50% chi phí chia sẻ của nhà phát triển dự án trong TT NLTT được đề xuất. NMD sẽ được yêu cầu thanh toán chi phí còn lại của khoản đầu tư khi nó tiến hành thực hiện đầu tư thực tế tại TT NLTT.

Các bên chia sẻ đầu tư vào lưới điện dùng chung có thể cam kết chia sẻ đến 80% giá trị khoản đầu tư, và khoản này sẽ được xem là khoản các nhà phát điện chi trả cho dịch vụ truyền tải. 20% còn lại của chi phí TT NLTT có thể do Nhà nước hoặc đơn vị quản lý lưới điện chi trả.

Đổi lại cam kết chia sẻ tài chính, NMD sẽ có quyền tham gia đấu giá để mua các sản phẩm bảo hiểm, được gọi là giá phòng hộ (hedge). Thỏa thuận chia sẻ và nhận hoàn trả vốn đầu tư vào lưới điện dùng chung cần phải có thời hạn tương đương với khoản đầu tư của máy phát điện, hoặc nếu không, đủ dài để tương xứng với chi phí đầu tư của máy phát điện.

Giá phòng hộ cho hoàn trả đầu tư cần được tính toán mỗi khi xem xét một khoản đầu tư vào TT NLTT. Do vậy giá bảo đảm này có thể thực hiện cho mỗi dự án REZ. Công ty truyền tải quốc gia (TNSPs) sẽ chịu trách nhiệm tính toán giá phòng hộ. Phương pháp tính giá phòng hộ dài hạn sẽ cho ra kết quả về giá tổng thể mà bên phát triển dự án NMD phải trả. Giá sẽ được trả trong suốt thời gian bảo hiểm rủi ro

(có thể phù hợp với các khoản phí kết nối phải trả theo thời hạn của thỏa thuận kết nối của NMD).

Một trong những ví dụ nổi bật của TT NLTT Úc là Trung tâm năng lượng tái tạo châu Á (The Asian Renewable Energy Hub - AREH). Đây là khu vực phát triển hỗn hợp các nhà máy điện mặt trời và gió có công suất dự kiến lên tới 11 GW ở khu vực Đông Pilbara Tây Úc. Trung tâm này sẽ xuất khẩu sản phẩm điện sang Indonesia thông qua dây cáp điện ngầm dưới biển. AREH đang được phát triển bởi một nhóm bao gồm CWP Energy Asia và InterContinental Energy (các nhà phát triển dự án năng lượng tái tạo hàng đầu) và Vestas (công ty hàng đầu thế giới về các giải pháp năng lượng bền vững). Công suất phát điện của trung tâm đang được tăng lên hơn 11 GW, với hơn một nửa hiện được phân bổ cho những người sử dụng năng lượng mới và hiện có ở Pilbara, bao gồm sử dụng cho các mỏ, chế biến khoáng sản và dự kiến sẽ sản xuất hydro quy mô lớn. Trung tâm vẫn duy trì phát điện đáng kể để xuất khẩu trực tiếp sang Đông Nam Á thông qua cáp biển ngầm, nhưng sự nhấn mạnh vào sự hỗ trợ cho tăng trưởng kinh tế trong nước đã tăng lên. Công suất phát 11+ GW (bao gồm 7,5+ GW của các tuabin gió và 3,5+ GW của các tấm pin mặt trời PV), sẽ tạo ra hơn 40 TWh năng lượng sạch có giá cạnh tranh hàng năm. Tổng vốn đầu tư vào trung tâm dự kiến là trên 22 tỷ đô la Mỹ. Trong khi điện được tạo ra từ Úc, thiết bị tạo ra năng lượng gió và mặt trời sẽ được sản xuất tại Indonesia, tạo ra một nguồn mới cho: lao động lành nghề, các công việc công nghệ cao, sự phát triển chuỗi cung ứng địa phương và chuyển giao kiến thức và công nghệ. Đến năm 2025, AREH sẽ cung cấp điện cạnh tranh về chi phí và tin cậy, giúp đáp ứng nhu cầu năng lượng của Indonesia và các mục tiêu về năng lượng tái tạo. Ngoài ra, AREH sẽ giúp giải quyết các thách thức về an ninh năng lượng thông qua việc định giá điện lâu dài và ổn định, khi mà gió và mặt trời là nguồn điện không phải chi phí cho nhiên liệu đầu vào và không đối mặt với đánh giá về phát thải carbon trong tương lai. Các nguồn năng lượng mặt trời và gió nổi bật của dự án có thể ra cung cấp điện tái tạo quy mô lớn, ổn định và có giá cả cạnh tranh. Dự án có vị trí gần với Indonesia theo đường biển, kết hợp với những tiến bộ trong công nghệ cáp biển ngầm cho phép truyền tải điện hiệu quả về chi phí với khoảng cách rất dài, dẫn đến cơ hội kết nối khu vực Đông Nam Á và mở ra khả năng phát triển trung tâm năng lượng tái tạo liên lục địa quy mô lớn này.

Giai đoạn đầu tiên của Dự án AREH có ước tính chi phí ban đầu là 10 tỷ USD, với các giai đoạn tiếp theo trong đó sẽ bao gồm cả cung cấp năng lượng tái tạo cho các quốc gia khác ở Đông Nam Á. Các nghiên cứu phát triển trong và ngoài nước cho AREH đang được tiến hành, một nhóm các đối tác và nhà đầu tư đã được tập hợp, và Chính phủ Indonesia, Úc và Đan Mạch - có lịch sử lâu dài trong việc cho phép tạo ra thị trường năng lượng tái tạo - đã được kết hợp lại với nhau.

Nhóm phát triển Dự án AREH bao gồm CWP Energy Asia, InterContinental Energy và Vestas có nhiều kinh nghiệm phát triển và xây dựng các dự án năng lượng tái tạo ở Úc, Indonesia và trên toàn cầu.

Các trường hợp nghiên cứu về mô hình Trung tâm NLTT châu Á AREH (tại Tây Úc) hay Vùng NLTT - REZ (tại Texas – Hoa Kỳ), Tây Úc cho thấy việc nhận dạng và hình thành các Trung tâm NLTT quy mô lớn đã bước đầu được phát triển tại một số nước tiên tiến trong lĩnh vực NLTT như Hoa Kỳ và Australia. Các TT NLTT nêu trên có một số đặc điểm chung như sau:

- Được phát triển ở quy mô lớn đến rất lớn, tại Australia, AREH có quy mô công suất lên tới 11GW và tổng mức đầu tư trên 20 tỉ USD;
- Có hệ thống hạ tầng kỹ thuật đồng bộ, trong đó khâu quy hoạch và phát triển lưới điện truyền tải được nghiên cứu kỹ lưỡng nhằm tối ưu hóa chi phí đầu tư đồng thời huy động được lượng công suất phát phù hợp của các nhà máy điện NLTT trong khu vực
- Các TT NLTT này đều có các cách tiếp cận phi truyền thống, thậm chí mang tính thử nghiệm chính sách. Ví dụ đối với REZ tại Texas, quy trình quy hoạch và xây dựng/nâng cấp lưới truyền tải được đề xuất cải tiến mạnh mẽ. Đối với AREH, việc xây dựng và phát triển TTNLTT còn được định hướng rõ ràng và táo bạo: xuất khẩu phần lớn công suất điện NLTT sang châu Á (Indonesia) thông qua hệ thống cáp ngầm xuyên đại dương.

3. Các Kiến nghị chính sách để phát triển tỉnh Ninh Thuận trở thành trung tâm năng lượng tái tạo của cả nước

3.1. Kiến nghị cấp trung ương¹⁷

3.1.1. Lập quy hoạch Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận

Quá trình hình thành và phát triển TTNLTT của Ninh Thuận gặp không ít khó khăn, thách thức. Một trong những thách thức lớn nhất là sự thiếu đồng bộ giữa phát triển các dự án nguồn điện tái tạo (điện gió và điện mặt trời) với phát triển lưới điện truyền tải. Các nhà máy điện mặt trời được đầu tư trong thời gian ngắn (6-12 tháng) trong khi thông thường, thời gian đầu tư các dự án lưới điện truyền tải theo quy định mất khoảng 2-3 năm đối với đường dây và trạm 110 kV, khoảng 5-6 năm đối với đường dây và trạm 500 kV. Lưới truyền tải điện không theo kịp sự phát triển của nguồn phát gây ra hiện tượng nghẽn mạch, khiến các dự án NLTT được đầu tư thời gian vừa qua không có cơ hội phát hết công suất lắp đặt. Có hơn một nửa số dự án NLTT trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận nhiều thời điểm trong năm 2019 phải giảm công suất phát điện đến hơn 60%, gây thiệt hại cho các nhà đầu tư nói riêng và cho kinh tế - xã hội nói chung. Hiện nay Tập đoàn điện lực Việt Nam đang rất nỗ lực đầu tư lưới truyền tải để cố gắng đến cuối năm 2020 sẽ giải tỏa được hết công suất phát của các dự án NLTT trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận. Tuy vậy, đây mới chỉ là giải pháp tình thế đối với khoảng 2.000 MW điện NLTT đầu tiên tại Ninh Thuận. Đến nay vẫn chưa có giải pháp tổng thể phù hợp để có thể giải phóng hết được lượng công suất có thể sản xuất theo kế hoạch của Ninh Thuận đến năm 2030. Thách thức trên đây không chỉ ở Ninh Thuận mà nó là vấn đề phổ biến ở các quốc gia khi phát triển TTNLTT. Vấn đề nghẽn mạch trên lưới truyền tải nói trên là một vấn đề kỹ thuật, liên quan đến cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải, nhưng để giải quyết nó thì lại liên quan đến nhiều vấn đề trong đó có cơ chế, chính sách để sao cho sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo. Để có thể phát triển Ninh Thuận trở thành TTNLTT của cả nước, trước hết cần quy hoạch phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận với một số điểm chính như sau:

Hiện nay, đã có các quy hoạch liên quan trực tiếp đến TTNLTT Ninh Thuận:

Cấp trung ương:

- Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia VII hiệu chỉnh

¹⁷ Trong nghiên cứu này chỉ kiến nghị những cơ chế, chính sách mới có tính chất đặc thù cho TTNLTT. Những cơ chế chính sách đã có kế hoạch và/ hoặc đang được nghiên cứu, thực hiện thí điểm sẽ không thuộc phạm vi đề xuất này

Cấp địa phương:

- Quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội tỉnh Ninh Thuận;
- Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Ninh Thuận;
- Quy hoạch phát triển điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận;
- Quy hoạch phát triển điện gió tỉnh Ninh Thuận;
- Quy hoạch sử dụng đất tỉnh Ninh Thuận;

Ngoài ra còn có các quy hoạch ngành, quy hoạch chi tiết có tính chất kỹ thuật, chuyên ngành liên quan khác cả ở cấp tỉnh và cấp quốc gia. Hầu hết các quy hoạch trên đều đến giai đoạn lập mới, hoặc hiệu chỉnh hoặc lồng ghép, theo giai đoạn theo Luật Quy hoạch năm 2017.

Theo Luật Quy hoạch hiện hành (2017), các dự án phát điện và truyền tải điện được thực hiện theo quy hoạch phát triển điện lực quốc gia. Quy hoạch tỉnh sẽ có nội dung về phương án phát triển mạng lưới cấp điện, bao gồm các công trình cấp điện và mạng lưới truyền tải điện đã được xác định trong quy hoạch cấp quốc gia, quy hoạch vùng trên địa bàn, mạng lưới truyền tải và lưới điện phân phối¹⁸. Ở Ninh Thuận, NLTT là ngành kinh tế quan trọng trên địa bàn, là nội dung được coi trọng trong quy hoạch tỉnh. Theo kế hoạch hành động thực hiện Nghị quyết 55 của Tỉnh ủy Ninh Thuận và dự báo nhu cầu công suất cực đại của tỉnh, đến năm 2030 sẽ có khoảng 13.000 MW điện sản xuất tại Ninh Thuận với sản lượng trên 30 tỷ kWh bán lên lưới truyền tải quốc gia. Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia sẽ cân đối cung – cầu điện trong từng giai đoạn, xác định cơ cấu nguồn điện¹⁹ để huy động các nguồn phát và xây dựng lưới truyền tải phù hợp, và như vậy sẽ quyết định việc có hay không huy động hết công suất và điện năng được sản xuất từ Ninh Thuận. Việc đồng bộ giữa phát triển các dự án nguồn điện tái tạo tại Ninh Thuận với nhu cầu huy động công suất, điện năng của thị trường điện và phát triển lưới truyền tải đồng bộ trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia là yêu cầu cấp thiết để hiện thực hóa Nghị

¹⁸ Luật Quy hoạch 2017

¹⁹ Dự kiến cơ cấu nguồn điện năm 2030 138.000 MW, trong đó nhiệt điện than chiếm 27%, nhiệt điện dầu và khí chiếm 19%, thủy điện chiếm 18%, điện gió và mặt trời chiếm 28%, nhập khẩu 5%, còn lại là các nguồn khác.

quyết 115 của Chính phủ, đồng thời cũng là giải pháp được nêu trong Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị.

Để giải quyết vấn đề này, cần có một cách hiểu thống nhất về TTNLTT: là một vùng địa lý giàu tài nguyên NLTT, mà ở đó sẽ xây dựng các dự án phát điện NLTT và hệ thống lưới điện để thu gom và truyền tải điện đến lưới điện quốc gia. Và như vậy, nó cần có quy hoạch chi tiết có tính chất kỹ thuật, chuyên ngành để tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia theo Luật Quy hoạch²⁰, đó là “Quy hoạch phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận”. Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận sẽ đặt mục tiêu khai thác triệt để và hiệu quả nguồn NLTT tại Ninh Thuận theo quan điểm chỉ đạo tại Nghị quyết 55 và kế hoạch hành động của Tỉnh ủy Ninh Thuận. Đồng thời sẽ tích hợp phương án phát triển lưới truyền tải thu gom công suất các nguồn điện NLTT với nội dung về phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh. Tiến độ xây dựng và đưa vào vận hành các dự án phù hợp với yêu cầu huy động nguồn của điện lực quốc gia thông qua các đợt đấu thầu cạnh tranh. Về phía Quy hoạch điện VIII do Bộ Công Thương chủ trì, cần thiết phải ưu tiên huy động nguồn điện được sản xuất tại TTNLTT Ninh Thuận theo quan điểm khai thác triệt để và hiệu quả nguồn NLTT và chỉ định được các nút nhận công suất của TTNLTT Ninh Thuận. Quy hoạch TTNLTT sẽ đồng bộ cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải với các dự án phát điện về quy mô công suất và thời điểm vận hành, đồng thời tối ưu hóa lưới điện trên địa bàn tỉnh để giảm chi phí đầu tư và tiết kiệm đất. Nó sẽ xác định rõ ranh giới, phạm vi của TTNLTT để quy hoạch không gian và các thông số kỹ thuật bố trí các nhà máy điện và các tuyến đường dây tải điện, và cũng từ đó đề xuất cơ chế đặc thù trong phạm vi TTNLTT (về đền bù giải phóng mặt bằng, về tiếp cận các nguồn vốn, về rút gọn quy trình, thủ tục đầu tư²¹ v.v...). Thực hiện quy hoạch TTNLTT là phù hợp với quy định tại Luật Quy hoạch²² và Nghị quyết 55. Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận là cơ sở pháp lý và cơ sở thực tiễn quan trọng nhất để xác định Ninh Thuận là một TTNLTT, nó phân biệt với các tỉnh/ địa phương khác không phải là TTNLTT. Nó cũng là căn cứ để đề xuất các cơ chế, chính sách đặc thù để tận dụng lợi suất quy mô, thu hút các nhà đầu tư, mang lại hiệu quả kinh tế - xã hội cao nhất. Triển khai nó bằng cách tích hợp các quy hoạch điện gió,

²⁰ Theo mục 39, Phụ lục 2 của Luật Quy hoạch 2017

²¹ Ví dụ: Không phải lập báo cáo tiền khả thi; Đối với các dự án phải lập báo cáo tiền khả thi thì cho phép chủ đầu tư cam kết đảm bảo về bảo vệ môi trường ở giai đoạn lập báo cáo tiền khả thi và lập, trình phê duyệt Báo cáo đánh giá tác động môi trường ở giai đoạn lập Báo cáo khả thi v.v...

²² Luật Quy hoạch 2017

điện mặt trời, quy hoạch điện lực tỉnh đã thực hiện và cập nhật, bổ sung phù hợp với giai đoạn phát triển 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2040 và phù hợp với Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia. Quan trọng nhất là địa vị pháp lý của nó. Nó phải được xác định là một quy hoạch chi tiết có tính chất kỹ thuật, chuyên ngành để tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia theo Luật Quy hoạch. Khi được tích hợp vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, cụ thể là Quy hoạch điện VIII đang xây dựng, nó sẽ giải quyết được tính đồng bộ về phát triển nguồn, lưới điện phù hợp với nhu cầu huy động nguồn phát của điện lực quốc gia. Tuy nhiên, cũng xin lưu ý là đối với những khu vực rất gần các trung tâm phụ tải lớn hoặc khu vực dễ dàng tiếp cận với lưới điện truyền tải hiện có thì không cần thiết phải thực hiện quy hoạch TTNLTT vì bài toán giải quyết tắc nghẽn truyền tải không đặt ra. Sở dĩ phải đặt ra nhiệm vụ quy hoạch TTNLTT là để một mặt xác định phạm vi không gian lưới điện truyền tải dùng chung làm cơ sở thu hút đầu tư tư nhân và khoan vùng phạm vi đề xuất những cơ chế, **chính sách đặc thù, tăng lợi suất quy mô**, để tạo ra một khu vực phát triển NLTT có tính cạnh tranh cao trên thị trường điện. Mặt khác, việc đề xuất các cơ chế, chính sách cho TTNLTT cần lưu ý tránh các cơ chế ưu đãi bất bình đẳng với các khu vực khác.

Cùng với việc lập Quy hoạch TT NLTT Ninh Thuận, cần hình thành ***khu vực hạ tầng lưới điện dùng chung tại Trung tâm NLTT Ninh Thuận theo Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị***²³. Thực tế, những nhà phát triển dự án phát điện NLTT chỉ có thể xây dựng đường dây đấu nối từ nhà máy của mình đến “điểm gần nhất” của lưới điện sẵn có ở cùng cấp điện áp để bán điện lên lưới. Tuy nhiên, “điểm gần nhất” đó chưa phải là điểm nút (220kV, 500kV) nhận điện của lưới điện truyền tải quốc gia để đưa đến những nơi có nhu cầu tiêu thụ. Mỗi nhà máy điện phải tự xây dựng đường dây đấu nối đến nút nhận điện của lưới truyền tải quốc gia là không khả thi về kinh tế - tài chính và chiếm dụng rất nhiều đất trên địa bàn. Điều đó dẫn đến sự cần thiết phải thiết lập khu vực hạ tầng lưới điện dùng chung để kết nối từ “điểm gần nhất” đến điểm nút nhận điện của lưới truyền tải quốc gia. Lưới điện dùng chung này sẽ được phát triển, mở rộng dựa trên lưới điện có sẵn của ngành điện để kết hợp hai chức năng: mạng lưới cấp điện cho nhu cầu tiêu thụ của tỉnh; và nhận công suất phát từ “điểm gần nhất” của các nhà máy điện NLTT đưa đến nút nhận điện quốc gia.

²³ Nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu được nêu trong Nghị quyết 55: “Xác định danh mục hạ tầng năng lượng có thể dùng chung và xây dựng cơ chế dùng chung phù hợp với cơ chế thị trường. Xoá bỏ mọi độc quyền, rào cản bất hợp lý trong sử dụng cơ sở vật chất và dịch vụ hạ tầng năng lượng”

Thực trạng phát triển TTNLTT tại Ninh Thuận những năm qua và kinh nghiệm phát triển lưới điện truyền tải trong các TTNLTT đã thành công ở các nước trên thế giới như Mỹ²⁴, Úc²⁵ cho thấy cần phải có các cơ chế mới để đáp ứng đủ nguồn lực đầu tư hạ tầng lưới điện dùng chung này.

Ninh Thuận đã thực hiện thành công bước đầu cơ chế huy động đầu tư tư nhân vào khu vực hạ tầng lưới điện truyền tải dựa trên việc phân định rõ phạm vi các công trình hạ tầng lưới điện do Nhà nước mà đại diện là các đơn vị quản lý – vận hành của Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) và các công trình do nhà phát triển dự án nguồn điện tự thực hiện đầu tư - xây dựng. Kinh nghiệm quốc tế tại bang Texas (Mỹ) và tại Úc cho thấy các nhà phát triển dự án nguồn điện có thể chia sẻ chi phí hạ tầng lưới điện bằng cách đệ trình, được phê duyệt và thiết lập khu vực hạ tầng lưới điện dùng chung để cùng sử dụng phục vụ phát điện vào lưới. Về nguyên tắc, các nhà phát triển nguồn điện sẽ phụ trách đầu tư phần lưới điện từ nhà máy của mình (hoặc từ cụm nhà máy điện) đến điểm đấu gần nhất của lưới điện dùng chung. Đầu tư phát triển, mở rộng lưới điện dùng chung sẽ là chia sẻ trách nhiệm của các đơn vị sử dụng (các máy điện và các đơn vị của EVN) và có thể có thêm các nhà đầu tư độc lập. Như vậy sẽ giảm gánh nặng đầu tư của EVN, đồng thời đảm bảo tiến độ huy động nguồn điện kịp thời. Đề xuất này dựa trên nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu thực hiện Nghị quyết 55 và theo Luật đầu tư theo phương thức đối tác công tư²⁶, trong đó quy định cụ thể lưới điện là một trong các lĩnh vực đầu tư cho phép sự tham gia của khối tư nhân. Đây là cơ sở pháp lý vững chắc cho đầu tư tư nhân vào hạ tầng lưới điện dùng chung, được trình bày dưới đây.

Xây dựng cơ chế dùng chung hạ tầng phù hợp với cơ chế thị trường cho TTNLTT Ninh Thuận

Để khu vực tư nhân mà điển hình là các nhà phát triển nguồn điện thu hồi chi phí đầu tư vào hạ tầng lưới điện dùng chung, cần tạo hành lang pháp lý và cơ chế, chính sách mang tính khuyến khích để bảo đảm khả năng thu hồi chi phí và tính thanh

²⁴ Hurlbut, supra note 60, at 690, 693. A revision in 2005 to the Texas Utility Code “directed the Texas [Public Utilities Commission] to ‘designate competitive renewable energy zones’ and to ‘develop a plan to construct transmission.’” Id. at 695.

²⁵ AEMO, 2018 Integrated System Plan, tr. 50; The Asian Renewable Energy Hub: <https://asianrehub.com/>

²⁶ Luật số 64/2020/QH14

khoản của tài sản – là các khoản đầu tư vào hạ tầng lưới điện. Nhà nước, trực tiếp hoặc thông qua đơn vị quản lý - vận hành lưới điện truyền tải có thể cung cấp cho họ lựa chọn hình thức nhận thanh toán khoản đầu tư vào hạ tầng truyền tải theo khung giá nhà nước quy định hoặc một hình thức thanh toán khác. Việc thanh toán khoản đầu tư phải được đảm bảo và trong trường hợp lý tưởng nhất, có tính thanh khoản cao, để các nhà đầu tư không gặp khó khăn khi muốn duy trì sự linh hoạt của tài sản với các thương vụ, tối thiểu là bảo toàn được vốn và các chỉ tiêu kinh tế - tài chính đối với hoạt động đầu tư, phát triển nguồn điện. Một lựa chọn thực tế là cho phép quyền nhận khoản thu hồi đầu tư của các nhà đầu tư hoặc nhà phát triển nguồn điện được giao dịch trên thị trường chứng khoán hoặc các nền tảng tài chính hợp pháp như một tài sản. Mặc dù sẽ phải có các quy định cụ thể, chi tiết để điều chỉnh mối quan hệ giữa nhà đầu tư hạ tầng lưới điện và đơn vị tiếp nhận và quản lý vận hành, nhóm tác giả nhận định đây là một lựa chọn khả thi, có tiềm năng giúp ngành điện có thể thực hiện được các mục tiêu phát triển đã đề ra trong trung và dài hạn. Thực tế phát triển NLTT gần đây cho thấy một số nhà đầu tư tư nhân đã chủ động nguồn lực để tự xây dựng và vận hành – quản lý các công trình trạm biến áp và đường dây đến cấp điện áp 500kV. Mô hình này được nhân rộng với cơ sở pháp lý rõ ràng và đầy đủ sẽ tạo điều kiện và triển vọng phát triển lớn hơn đối với lĩnh vực NLTT tại Việt Nam.

3.1.2. Cơ chế mua bán điện trực tiếp trong nội khu TTNLTT

Hợp đồng mua bán điện trực tiếp

Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) là một trong những cơ chế hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo dựa trên thị trường, trong đó các hợp đồng mua bán điện trực tiếp được ký kết theo nhu cầu và đề nghị của các doanh nghiệp hoạt động. DPPA là hợp đồng dài hạn, theo đó người mua điện, thường là một khách hàng thương mại hoặc công nghiệp mua điện tái tạo trực tiếp từ công ty phát điện (GENCO). DPPA có thể mang lại lợi ích cho người sử dụng, nhà phát triển dự án và chính phủ vì nó loại bỏ các chi phí, quy trình và giao thức liên quan đến nối lưới và cơ chế mua bán

điện hiện phải đi qua đơn vị mua bán điện là EVN hoặc bên mua buôn trung gian khác trên thị trường điện. Khi đưa ra và hình thành một DPPA, chi phí giao dịch và mua bán điện sẽ được xác định trực tiếp giữa người mua và người bán mà không có sự tham gia của bên trung gian (đơn vị mua bán điện EVN). Gần đây, Chính phủ đã xem xét cho thực hiện các nghiên cứu để thí điểm DPPA tại Việt Nam trong tương lai gần.

Triển khai DPPA là một phương pháp ít tốn kém hơn để một quốc gia thu hút đầu tư nước ngoài và mở rộng công suất năng lượng tái tạo của mình so với mô hình PPA truyền thống được hỗ trợ bởi trợ cấp của chính phủ (ví dụ giá FIT). DPPA là hợp đồng dài hạn trong đó doanh nghiệp kinh doanh thương mại hoặc công nghiệp đồng ý mua một lượng điện cụ thể trực tiếp từ nhà máy điện với mức giá xác định. DPPA khác với các PPA truyền thống trong đó bên mua thường là một công ty điện lực bán điện cho nhiều hộ tiêu thụ lẻ.

Công cụ DPPA đã trở thành một cơ chế ngày càng có ảnh hưởng để thúc đẩy tăng trưởng trên thị trường năng lượng tái tạo, với bản chất là sự tận dụng sự năng động của khu vực tư nhân, dẫn đến các thỏa thuận trực tiếp giữa người mua và người bán điện, chính là các doanh nghiệp công nghiệp – thương mại chủ yếu là trong khu vực tư nhân. DPPA đang trở nên phổ biến ở nhiều nơi trên thế giới. Tại Mỹ và Mexico, các DPPA mới được công bố công khai năm 2017 cho NLTT ở mức 1,89 GW. Tại khu vực Đông Nam Á và Châu Đại Dương, DPPA đã được Singapore áp dụng đối với ĐMT trong khi Đài Loan đã bắt đầu thiết lập khuôn khổ DPPA.

Bên mua điện

Các tập đoàn đa quốc gia hoạt động trên khắp các nền kinh tế tiên tiến và đang phát triển có động lực để cam kết - vì mục đích tiếp thị, đa dạng hóa năng lượng và bền vững - mua lại phần lớn năng lượng mà họ tiêu thụ từ các nguồn tái tạo. Họ đã ưu tiên DPPA làm cơ chế mua sắm chính vì hai lý do sau:

- Đáp ứng các Cam kết Bền vững Toàn cầu và Nhu cầu của các Bên liên quan: Hơn 100 công ty đa quốc gia lớn đã ký cam kết RE100 cho mục tiêu 100% năng lượng tái tạo. Nhiều công ty khác đã chọn công bố lượng phát thải của họ theo Khung công bố các-bon, một yếu tố trung tâm liên quan đến việc báo cáo cung cấp năng lượng theo Phạm vi 2 của Dự án Công bố các-bon (CDP). Tương tự, các tập đoàn bị ảnh hưởng bởi nhiều bên liên quan, bao gồm chủ sở hữu và cổ đông, khách hàng, người sử dụng lao động và cộng đồng địa

phương, đang thúc đẩy tăng cường sử dụng năng lượng tái tạo. Trong mỗi trường hợp này, DPPA cung cấp một tầm nhìn rõ ràng hơn nhiều cho tài sản phát điện tái tạo - là các trang trại gió, ĐMT hay nhà máy sinh khối - hơn là mua điện thông thường từ thị trường điện bán lẻ.

- **Đảm bảo hiệu quả về chi phí năng lượng dài hạn:** Việc sử dụng năng lượng và chi phí điện chiếm một phần đáng kể trong chi phí của các công ty. Do đó, khả năng dự đoán và tính chắc chắn về sản phẩm này có ý nghĩa lớn đối với các mục đích lập ngân sách, sản xuất, định giá. DPPA tạo điều kiện thuận lợi bằng cách cho phép các công ty đa quốc gia mua nguồn cung cấp điện dài hạn với giá thiết lập giống như một bên tham gia thị trường bán buôn, thay vì phải chịu sự thay đổi giá trong thị trường điện bán lẻ truyền thống. Hơn nữa, cấu trúc DPPA trong đó công ty cuối cùng có thể sở hữu và vận hành tài sản sản xuất cho phép nó biến chi phí kinh doanh truyền thống thành một nền tảng tạo lợi nhuận tiềm năng.

Bên sản xuất điện

Các nhà phát triển năng lượng quốc tế lớn đang hoạt động ở các nước đang phát triển tập trung mạnh mẽ vào khả năng vay vốn của một dự án năng lượng trước khi đầu tư vào quốc gia này. Ngược lại, cuối cùng, khả năng vay vốn của dự án được quyết định bởi mức độ tín nhiệm của bên mua (hoặc bao tiêu) một cách đáng tin cậy một lượng điện được tạo ra từ dự án. Khi cả hai yếu tố này được giải quyết đầy đủ, dự án sẽ được “giảm rủi ro”. Về cơ bản, nhà phát triển có thể dễ dàng bán tài sản để sở hữu và vận hành bởi một bên khác, có thể bán tài sản và thanh toán cho hoạt động của nó hoặc cấu trúc vốn hóa của nó theo một số cách khác. Các yếu tố của uy tín tín dụng và bao tiêu đáng tin cậy được mô tả chi tiết hơn bên dưới.

- **Mức độ tín nhiệm của bên mua:** Các nhà phát triển nhận thấy hầu hết các thị trường mới nổi - bao gồm cả Việt Nam – chứa đựng yếu tố rủi ro chủ yếu bởi vì đối tác chính của bất kỳ thương vụ năng lượng nào thường là một công ty thuộc sở hữu nhà nước, giống như Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Do có nhiều ràng buộc khác nhau trong cơ cấu tổ chức của họ, các công ty điện lực này thường khó xác định mức giá cho phép họ thu hồi chi phí vận hành, tái đầu tư vào tài sản lưới điện và kết quả là bảng cân đối kế toán của họ bị vốn hóa mỏng và họ thường hoạt động thua lỗ. Sự căng thẳng tài chính này

cảnh báo các nhà đầu tư tiềm năng rằng công ty điện lực có thể không có khả năng hoặc không muốn thanh toán một cách nhất quán cho một lượng năng lượng đã thỏa thuận trong thời gian dài. Đối với cấu trúc DPPA, nhà phát triển ít nhất giảm thiểu được nguy cơ này và đảm bảo các khoản thanh toán dài hạn từ một công ty đa quốc gia có vốn hóa tốt với xếp hạng trái phiếu cao. Do đó, sự sẵn có của các cấu trúc như vậy cải thiện đáng kể hồ sơ rủi ro của nhiều thị trường mà ở đó các nhà phát triển năng lượng quốc tế sẽ không hoạt động.

- **Nâng cao mức độ tin cậy của cơ chế bao tiêu điện NLTT:** Lợi thế của các hợp đồng mua bán điện dài hạn - cho dù là DPPA hay PPA tiêu chuẩn - là chúng được cấu trúc trên cơ sở nhận hoặc trả. Có nghĩa là, theo các thỏa thuận này, bên cho thuê được yêu cầu lấy lượng năng lượng được sản xuất bởi nhà máy điện theo thỏa thuận bất kể những biến động về nhu cầu năng lượng của bên cho thuê trong bất kỳ thời kỳ nhất định nào. Các nhà phát triển nhận thấy các công ty điện lực thuộc sở hữu nhà nước ở các thị trường mới nổi khó có thể cung cấp loại hình chắc chắn nhận hoặc trả này. Đó là bởi vì các công ty điện lực có thể gặp phải tình trạng tắc nghẽn lưới điện hoặc các hạn chế về cân bằng dịch vụ - do không đầu tư vào tài sản của họ đã nói ở trên – có thể khiến họ phải cắt giảm sản lượng từ nhà máy sản xuất năng lượng, dẫn đến không thể kiểm soát dòng doanh thu. Ngược lại, DPPA cho phép các nhà phát triển thực hiện các giao dịch với các đối tác có khả năng đáp ứng các nghĩa vụ nhận hoặc trả của họ một cách đáng tin cậy hơn.

Nhà nước

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy, cơ chế DPPA được tạo động lực từ bốn yếu tố có thể giúp các chính phủ thực hiện được các mục tiêu phát triển: mong muốn thu hút các công ty đẳng cấp thế giới, chuỗi cung ứng của họ và đầu tư nước ngoài tương ứng; khuyến khích sự tham gia của các nhà phát triển năng lượng tái tạo trong việc xây dựng cơ sở năng lượng tái tạo của đất nước; để giảm bớt căng thẳng về tài chính trong việc xây dựng công suất phát điện tái tạo quy mô lớn; và cho phép phân bổ tăng trưởng kinh tế một cách công bằng hơn.

- **Động lực về thu hút đầu tư trực tiếp nước ngoài:** Cam kết của doanh nghiệp đối với các mục tiêu năng lượng tái tạo là một xu hướng thực tế, đang phát triển và mang tính chiến lược lâu dài. Cam kết bắt nguồn từ các động lực tiếp

thị, đa dạng hóa năng lượng và tính bền vững - các doanh nghiệp này nhận thấy lợi thế cả trong việc đảm bảo mua vào từ các bên liên quan và bằng cách hỗ trợ cung cấp năng lượng của họ trước sự gián đoạn hoặc biến động giá cả. Việc tham gia quy mô rộng vào các khuôn khổ như RE100 và CDP là một minh chứng cho những cam kết về khí hậu này. Bằng cách cho phép các tổ chức này mua năng lượng tái tạo dễ dàng hơn thông qua các cơ chế như DPPA, các quốc gia như Việt Nam có thể đạt được lợi thế cạnh tranh trong việc thu hút và giữ chân những người tạo việc làm như Nike, người vừa là một bên ký kết RE100 và có các nhà máy địa phương sử dụng hơn 20.000 người.

- **Động lực về phát triển nguồn điện NLTT:** Giống như nhiều thị trường mới nổi khác, Việt Nam đã thiết lập các mục tiêu tích cực trong việc áp dụng năng lượng tái tạo để đáp ứng các mục tiêu khí hậu của quốc gia. Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia sửa đổi giai đoạn 2011-2020 có xét đến năm 2030 (PDP7-sửa đổi) đã nâng công suất gió lắp đặt lên 60.000 MW vào năm 2030. Việt Nam cũng có kế hoạch mở rộng quy mô năng lượng mặt trời lên 12.000 MW công suất lắp đặt vào năm 2030. Tuy nhiên, để đạt được các mục tiêu này, rõ ràng Việt Nam và các quốc gia như nước này cần dựa vào không chỉ các nhà sản xuất điện trong nước mà còn là các đối tác quốc tế. Một khuôn khổ DPPA, như được mô tả ở trên, tạo động lực mạnh mẽ cho các nhà phát triển đầu tư thông qua việc tiếp cận với các đối tác quốc gia đáng tin cậy.
- **Động lực về giảm sức ép về tài chính trong đầu tư NLTT:** Trong hai thập kỷ qua, năng lượng tái tạo đã được thúc đẩy chủ yếu thông qua các ưu đãi như thuế nhập khẩu, tín dụng thuế hay các khoản trợ cấp khác do chính phủ hỗ trợ. Tuy nhiên, xu hướng phổ biến hiện nay - cả ở các nền kinh tế đang phát triển và tiên tiến - là ngân sách giảm mạnh hơn và giảm sự hỗ trợ của chính phủ cho ngành. Kết quả là giá năng lượng tái tạo ngày càng cạnh tranh với năng lượng hóa thạch - và với mức thuế thấp hơn, các nhà phát triển khó có khả năng đầu tư vào các thị trường rủi ro hơn. Các thị trường mới nổi đang nhận thấy rằng bối cảnh này buộc chính phủ phải chi cho các ưu đãi như thuế nhập khẩu hoặc từ bỏ việc xây dựng cơ sở lắp đặt năng lượng tái tạo. Hơn nữa, các nhà phát triển hiểu rằng các chính sách thuế quan được ban hành bởi các nhà đầu tư không có uy tín thì cũng ít tín nhiệm hơn. Các DPPA giải quyết tình trạng khó xử này bằng cách chuyển gánh nặng thanh toán từ chính phủ sang

các công ty, những người thường sẽ trả phí để mua năng lượng tái tạo đáng tin cậy.

- **Động lực về phân bổ công bằng cho tăng trưởng kinh tế:** Các quốc gia hiếm khi chỉ tập trung nâng cao công suất năng lượng tái tạo một cách riêng rẽ mà thực hiện trong bối cảnh chiến lược phát triển kinh tế rộng lớn hơn. Ví dụ, trong Chiến lược Phát triển Năng lượng Tái tạo Quốc gia (NREDS) của Chính phủ Việt Nam, Việt Nam nhấn mạnh sự đóng góp của việc triển khai năng lượng tái tạo vào việc cung cấp năng lượng nông thôn và phát triển kinh tế xã hội chung giữa các khu vực khác. Phát triển năng lượng bền vững trong các cộng đồng chưa được phục vụ là yếu tố nền tảng để thu hút ngành công nghiệp, tiếp cận thị trường vốn và việc làm. Các DPPA là cơ sở để thúc đẩy quá trình này bằng cách khuyến khích phát triển dự án ở các khu vực địa lý mà lưới điện khó tiếp cận. Với khả năng đạt được các DPPA, phát triển năng lượng tái tạo có thể mở rộng đến mức chuỗi cung ứng của một công ty và nhu cầu về năng lượng của nó.

Tại thị trường mới nổi như Việt Nam, có một số cơ sở để áp dụng các chính sách mở đường cho các tổ chức thương mại và công nghiệp và các nhà phát triển tham gia vào các thỏa thuận DPPA. Đáng chú ý, DPPA khuyến khích nhiều công ty đầu tư vào một quốc gia, giảm thiểu rủi ro của một quốc gia đối với nhà phát triển và do đó, chính phủ của quốc gia đó có cơ hội để thúc đẩy tăng trưởng kinh tế và đạt được tăng trưởng trong năng lượng tái tạo với chi phí đầu tư thấp hơn. Nhìn chung, bằng cách thiết lập một khuôn khổ DPPA, Việt Nam sẽ gửi một tín hiệu mạnh mẽ đến cộng đồng doanh nghiệp quốc tế rằng Việt Nam đang mở cửa nền kinh tế với các cơ hội kinh doanh đa dạng hơn.

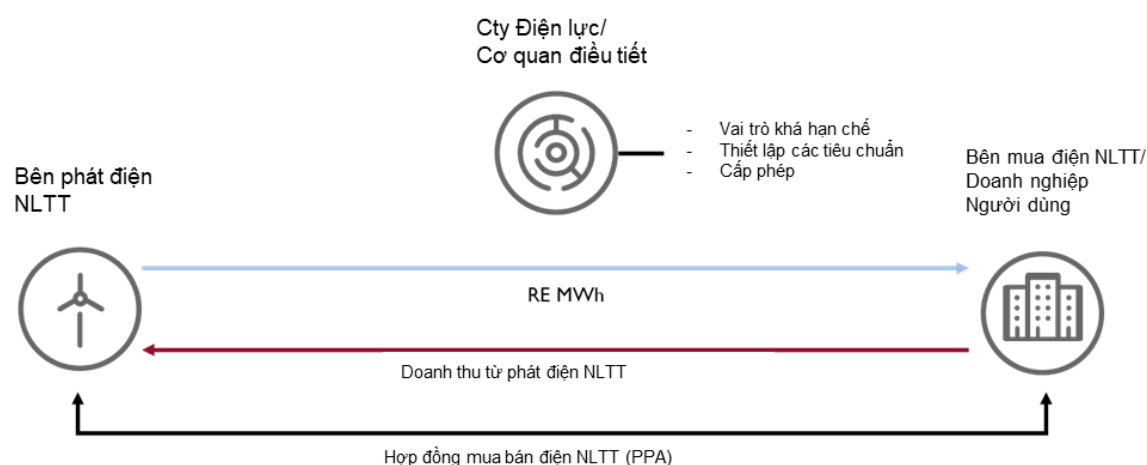
Tổng quan về các mô hình DPPA trên thế giới

Tùy thuộc vào bối cảnh của nền kinh tế và ngành năng lượng của một quốc gia, DPPA có thể có một số mô hình khác nhau. Tuy nhiên, có ba mô hình DPPA có tính ứng dụng cao trong thực tế: liên kết trực tiếp, danh nghĩa và gián tiếp với các đặc điểm nổi bật như sau:

DPPAs liên kết lưới trực tiếp

DPPAs liên kết lưới trực tiếp (Direct Private Wire) là một cấu trúc DPPA chú trọng vào sự kết nối thuận tiện nhất, trong đó người mua là công ty kết nối trực tiếp với

bên phát điện, hoàn toàn bỏ qua công ty điện lực hoặc nhà điều hành lưới điện. Mô hình này sử dụng kết nối lưới điện riêng để cung cấp điện cho người tiêu dùng. Mô hình này phù hợp với trường hợp nhà máy phát điện phải ở trên hoặc gần địa điểm của người tiêu dùng. Người mua là doanh nghiệp phải chịu rủi ro về phí truyền tải khi phải liên kết lưới, trong trường hợp nhu cầu điện của họ vượt quá sản lượng và khối lượng đã thỏa thuận giữa họ và bên phát điện. Tuy nhiên, nếu người mua chỉ nhận điện từ đường dây riêng, họ không phải trả chi phí truyền tải và phân phối để sử dụng lưới điện. Hình dưới đây thể hiện các yếu tố cơ bản của giao dịch gồm điện năng, tài chính và các thỏa thuận bắt buộc đối với đường dây dẫn riêng giữa bên phát điện và người tiêu dùng.



Hình 3. Các yếu tố chính của mô hình DPPA liên kết trực tiếp

Nguồn: USAID, *Direct Power Purchase Agreements: An International Review*, 2018

Theo mô hình này, sự tham gia và trách nhiệm của các bên được thiết lập như sau:

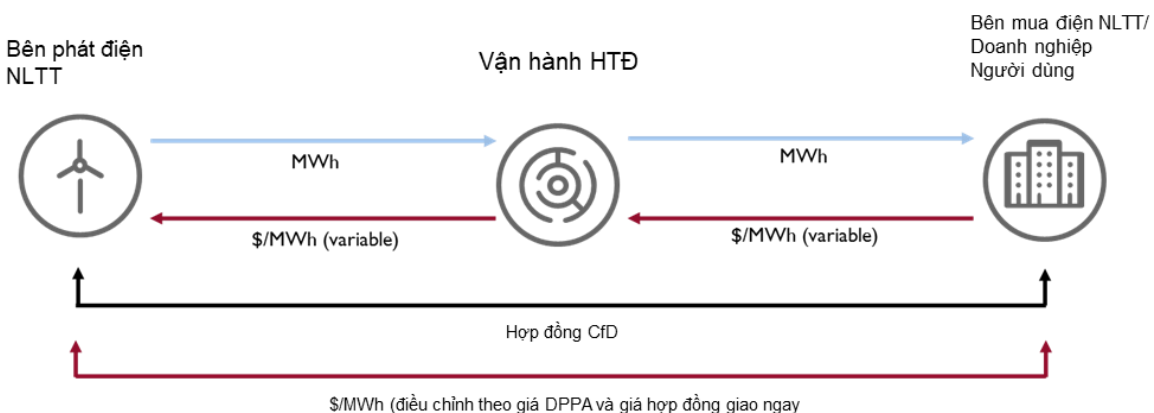
- Bên mua / Bên bao tiêu (DN): Bên mua không chịu trách nhiệm cấp vốn, lắp đặt hoặc bảo trì tài sản phát điện mà chỉ đơn thuần mua khối lượng điện đã thỏa thuận từ máy phát. Nếu người mua có nhu cầu năng lượng dư thừa, họ có thể sẽ cần bổ sung hệ thống DPPA của mình với kết nối tiêu chuẩn với lưới điện.
- Bên phát điện: Bên phát điện đảm nhận việc cung cấp tài chính, vận hành và bảo trì tài sản và cung cấp khối lượng điện đã thỏa thuận cho người mua. Bên

phát điện có thể sẽ làm việc với một nhà thầu để mua xây dựng nhà máy điện. Nếu nhà máy điện tạo ra năng lượng thặng dư, nó thường sẽ tìm cách bán phần thặng dư này cho lưới điện.

- Công ty điện lực / Cơ quan điều tiết: Cơ quan quản lý chịu trách nhiệm thiết lập các tiêu chuẩn tối thiểu để bên phát điện bán điện trực tiếp cho người mua. Các bên có thể đề xuất cơ quan quản lý thiết lập một phương pháp cân bằng mà thông qua đó, có sự tham gia của công ty điện lực để giải quyết cung và cầu năng lượng dư thừa, cần phát vào lưới điện.

DPPA danh nghĩa

Với mô hình này, (còn được gọi là Synthetic hoặc Financial PPA), bên phát điện không thực sự bán điện trực tiếp (về mặt vật lý) cho bên mua, mà thay vào đó, thực hiện một công cụ bảo hiểm rủi ro với bên bán hàng, thông qua “hợp đồng chênh lệch” (CfD) đặt trần hoặc sàn - tương ứng cho bên bán và bên phát - trên giá điện trong quá trình DPPA, hoặc "giá thực tế". Bên phát điện bán điện năng của cho đơn vị vận hành hệ thống với giá bán buôn đã được xác định trước đó (có thể thay đổi tùy theo cấu trúc thị trường) và bên mua mua điện từ nhà cung cấp điện được cấp phép theo giá điện thị trường. Nếu giá điện thị trường vượt quá giá DPPA, đơn vị phát điện sẽ bù cho người mua điện. Nếu giá điện thị trường giảm xuống dưới mức giá DPPA thì người mua bù cho máy phát điện. Ưu điểm của cách tiếp cận này là cả người bán hàng và người phát điện đều bổ sung một công cụ phòng ngừa rủi ro tương đối đơn giản bên cạnh các thỏa thuận cung cấp điện phổ biến trên thị trường. Hình dưới đây mô tả dòng tài chính cho mô hình PPA danh nghĩa.



Hình 4. Mô tả giao dịch và dòng tài chính cho mô hình PPA danh nghĩa

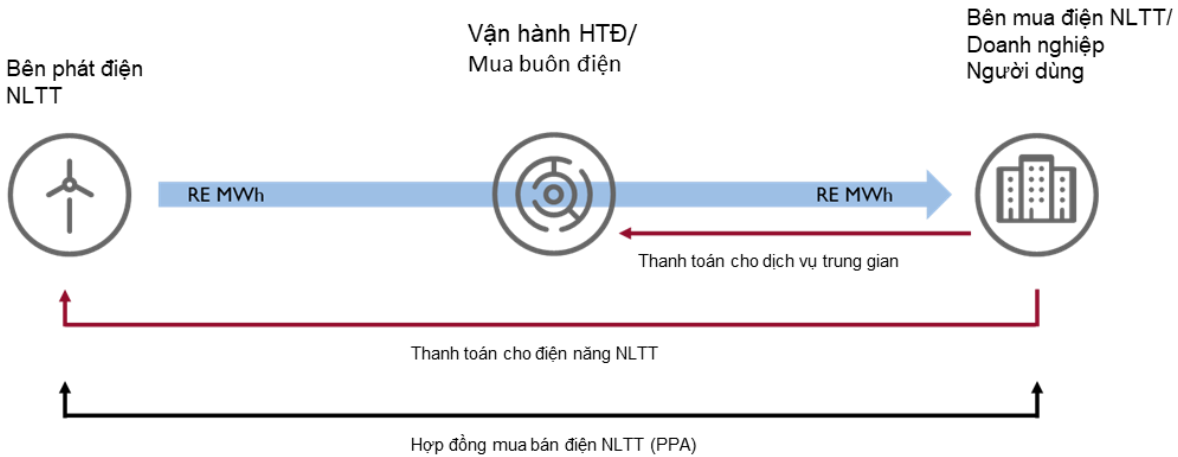
Nguồn: USAID, Direct Power Purchase Agreements: An International Review, 2018

Trong mô hình DPPA danh nghĩa, vai trò của các bên tham gia như sau:

- Bên mua / Bên bao tiêu: Bên mua mua điện từ đơn vị vận hành hệ thống với giá hiện hành. Bên bán điện chi trả cho bên phát điện khi giá thị trường giảm xuống dưới mức giá DPPA đã thỏa thuận (giá điện thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện “hợp đồng chênh lệch”).
- Bên phát điện: Bên phát điện sản xuất và bán điện cho đơn vị vận hành hệ thống theo giá hiện hành ở một khối lượng nhất định và đền bù cho người bán điện khi giá thị trường tăng cao hơn “giá thực tế” đã thỏa thuận.
- Đơn vị vận hành hệ thống: Công ty điện lực mua điện từ bên bán điện và cung cấp năng lượng cho người mua dựa trên các thỏa thuận hiện có; không có yêu cầu nào khác đối với công ty điện lực.

DPPAs gián tiếp

Trong trường hợp nhà máy điện và bên mua điện ở cùng một khu vực lưới điện, nhưng không đủ gần để có đường dây riêng cho DPPA liên kết trực tiếp. Như vậy, đơn vị bao tiêu và đơn vị phát điện sẽ ký DPPA – mà bản chất là mua bán điện một cách gián tiếp thông qua công ty điện lực. Việc cung cấp điện qua lưới điện truyền tải/phân phối, kèm theo yêu cầu phải có thỏa thuận riêng giữa đơn vị bao tiêu và đơn vị vận hành hệ thống về việc sử dụng lưới điện truyền tải/phân phối và cung cấp dịch vụ cân bằng khi bên mua DPPA cần sử dụng thêm điện (tăng nhu cầu) hoặc bên bán phát điện có lượng dư thừa nhất định (tăng công suất). Thỏa thuận này được gọi là DPPA gián tiếp (Sleeved DPPA). Thỏa thuận này đảm bảo rằng bên mua có lợi ích từ việc định giá cố định cho năng lượng tái tạo theo PPA và độ tin cậy của một thỏa thuận cung cấp tiện ích để đáp ứng nhu cầu năng lượng hàng ngày của họ. Hình 4 biểu đồ dòng điện và tài chính cùng với các thỏa thuận cần thiết cho mô hình PPA tay.



Hình 5. Mô tả giao dịch và dòng tài chính cho mô hình DPPA gián tiếp

Nguồn: USAID, *Direct Power Purchase Agreements: An International Review*, 2018

Trong mô hình DPPA gián tiếp, vai trò của các bên tham gia như sau:

- Bên mua / Bên bao tiêu: Bên mua mua điện từ bên phát điện theo tỷ lệ và khối lượng đã thỏa thuận, đồng thời nhận được các dịch vụ truyền tải, phân phối và phụ trợ từ nhà điều hành hệ thống theo một thỏa thuận song phương được gọi là thỏa thuận chuyển phát.
- Bên phát điện: Bên phát điện sản xuất và bán điện theo tỷ lệ và khối lượng đã thỏa thuận giữa họ và bên bao tiêu. Năng lượng tái tạo này được chuyển phát đến bên mua gián tiếp, thông qua lưới điện.
- Đơn vị vận hành hệ thống: Đơn vị vận hành hệ thống chuyển điện năng từ bên phát điện đến bên mua và tính phí chuyển phát ở một mức thích hợp cho các dịch vụ truyền tải, phân phối và phụ trợ theo một thỏa thuận riêng.

Đánh giá mức độ phù hợp và khả thi của mô hình DPPA tại Việt Nam

Trong số các mô hình DPPA chung nói trên, có thể thấy mô hình DPPA gián tiếp phù hợp với yêu cầu thí điểm DPPA tại Việt Nam, đảm bảo quy mô đủ lớn để khuyến khích sự tham gia và đủ nhỏ để thu thập thông tin chi tiết về chính sách. Mặc dù có những ưu điểm trong mô hình PPA danh nghĩa - chủ yếu là mô hình này duy trì các vai trò hoạt động hiện có của đơn vị phát điện và bên mua điện - nhưng tồn tại một số trở ngại khiến mô hình này cần được nghiên cứu chi tiết hơn để triển khai tại Việt

Nam. Trong bối cảnh Chính phủ Việt Nam đã hoàn thành việc thành lập Thị trường bán buôn điện Việt Nam (VWEM) và EVN được nâng hạng tín dụng trong thị trường vốn, thì sẽ là cơ sở để thực hiện các thỏa thuận PPA danh nghĩa.

Sẽ rất hữu ích khi xem xét ba hạn chế chính của thị trường Việt Nam và mô hình nào phù hợp nhất với chính nó để điều hướng tốt nhất những hạn chế đó. Những trở ngại chính là sự vận hành chưa hoàn thiện của thị trường bán buôn, năng lực trong nước để phát triển NLTT và đánh giá rủi ro đối với đầu tư vào Việt Nam của các tổ chức tài chính quốc tế.

- **Hạn chế 1 – sự vận hành chưa hoàn thiện của thị trường bán buôn:** Việt Nam vẫn chưa hoàn toàn thiết lập một thị trường bán buôn điện hoàn thiện. Hạn chế này là rất đáng kể vì thị trường điện bán buôn đầy đủ chức năng cung cấp các quy tắc rõ ràng để cân bằng tải, cắt giảm các nguồn năng lượng biến đổi và độ tin cậy của việc điều độ. Quan trọng nhất, thị trường bán buôn cạnh tranh thiết lập giá giao ngay - một động lực quan trọng để các công ty và nhà phát triển tham gia vào các DPPA để ấn định giá nếu không sẽ có thể biến động. Sự vắng mặt của các yếu tố này cho thấy thị trường ở trạng thái nguyên trạng không thể hỗ trợ các thỏa thuận PPA danh nghĩa. Như đã mô tả ở trên, các PPA danh nghĩa dành cho tất cả các mục đích và mục đích hợp đồng bảo hiểm rủi ro tài chính chống lại sự biến động của giá điện - một sự biến động mà VWEM hiện tại không được quy định. Nếu không có sự thay đổi về giá giao ngay, thì động lực cho các thỏa thuận song phương chống lại sự thay đổi là không tồn tại. Điều này càng bất lợi hơn cho triển vọng của một thị trường PPA danh nghĩa khi thị trường bán giao ngay chưa hoàn thiện. Do đây là một rủi ro thực sự đối với những người tham gia DPPA tiềm năng, nên không có khả năng các nhà đầu tư tham gia vào một thị trường chỉ hỗ trợ một thỏa thuận danh nghĩa. Tuy nhiên, việc không có giá giao ngay ít ảnh hưởng đến các mô hình PPA khác, trong đó nhu cầu duy nhất là các quy tắc rõ ràng liên quan đến điều độ và cân đối - các quy tắc mà trong một số trường hợp đã được đặt ra theo cơ chế FIT ở Việt Nam.
- **Hạn chế 2 – năng lực trong nước để phát triển NLTT:** Trong cả Chiến lược NLTT và PDP7 hiệu chỉnh, Việt Nam cam kết thực hiện các mục tiêu đầy tham vọng liên quan đến việc áp dụng năng lượng gió và mặt trời. Cụ thể, HTĐ sẽ đạt 2,1% và 5% sản lượng năng lượng từ năng lượng gió vào năm

2030 và 2050, và 3,3% và 20% từ năng lượng mặt trời trong cùng khoảng thời gian đó. Khoảng cách cực kỳ lớn giữa trạng thái hiện tại là gần 5% sản xuất từ các nguồn tái tạo với trạng thái trong tương lai với khoảng một phần tư năng lượng của quốc gia được tạo ra từ các nguồn tái tạo sẽ khó có thể thu hẹp do thiếu các khả năng hiện có về gió và mặt trời. Để có thể thu hẹp khoảng cách về cơ sở và năng lực phát triển NLTT, Việt Nam cần có cơ chế mở rộng điều kiện để tham gia vào thí điểm DPPA. Các phân tích này cho thấy mô hình PPA liên kết trực tiếp có hạn chế nhất định do gắn với phạm vi địa lý, không có tác dụng rõ ràng trong việc thúc đẩy đầu tư nước ngoài cho NLTT.

- **Hạn chế 3 – Mức tín nhiệm quốc gia:** Việt Nam vẫn được xem là một nền kinh tế mới nổi ở các thị trường vốn và các tổ chức tài chính phát triển như Ngân hàng Thế giới và Ngân hàng Phát triển Châu Á (ADB) đưa ra quyết định đầu tư vào Việt Nam. Có một số chỉ số thu hút đầu tư đáng tin cậy chứng minh thực tế này. Ví dụ, trong Chỉ số năng lực cạnh tranh của Diễn đàn Kinh tế Thế giới, Việt Nam xếp thứ 82 trong số 138 quốc gia về mức độ ổn định thể chế và chính sách, và xếp hạng 60 về năng lực cạnh tranh tổng thể. Tương tự trong Báo cáo Kinh doanh của Ngân hàng Thế giới, Việt Nam lần lượt xếp hạng 69, 96 và 82/190 về thực thi hợp đồng, sử dụng điện và mức độ dễ dàng kinh doanh nói chung. Một biện pháp khác về rủi ro quốc gia được bao gồm trong phí bảo hiểm rủi ro xuất khẩu do tất cả các cơ quan tín dụng xuất khẩu của các nước OECD áp dụng. Loại rủi ro của Việt Nam trong thước đo này là 5, hoặc tương tự như BB của cơ quan xếp hạng tín dụng - xếp hạng này cùng với các nước như Tunisia và Bangladesh. Bối cảnh này rất quan trọng vì những thước đo về mức độ hấp dẫn đầu tư này - được thừa nhận rộng rãi trên các thị trường vốn quốc tế - tác động đến sự sẵn có của vốn, mạch máu của sự phát triển dự án năng lượng. Do nguồn tài chính cho dự án quốc tế đã bị hạn chế do hồ sơ rủi ro của Việt Nam, nên bất kỳ mô hình DPPA nào có hoặc giữ lại rủi ro không cần thiết sẽ bị xem xét thay thế bởi các mô hình khác ít rủi ro hơn. Trong số ba mô hình chung được thảo luận, DPPA danh nghĩa thể hiện tiềm năng giữ nguyên cấu trúc hiện có và vai trò trung tâm của EVN, và do đó cũng đồng thời giữ lại tất cả các yếu tố rủi ro trong các đánh giá nói trên.

Theo nghiên cứu của USAID, kinh nghiệm quốc tế chứng minh yếu tố nền tảng để triển khai DPPA tại một quốc gia chính là mức độ hấp dẫn đầu tư. Đây là mức độ

sẵn sàng triển khai, bao gồm các yếu tố thúc đẩy NLTT, khả năng thu hút các công cụ giảm thiểu rủi ro, khả năng vay ngân hàng tổng thể của dự án, tính chắc chắn của giá thị trường năng lượng, sự minh bạch của các dịch vụ cân bằng và điều độ, và năng lực hoạt động hiện có của ngành năng lượng và các cơ quan quản lý.

Quy mô phát triển NLTT

Động lực để quốc gia theo đuổi khuôn khổ cho phép DPPA xoay quanh hai mục tiêu: (1) thu hút đầu tư của các công ty đa quốc gia lớn vào việc xây dựng chuỗi cung ứng địa phương nhằm thúc đẩy tăng trưởng kinh tế và tạo việc làm tại chỗ; và (2) xúc tác cho việc xây dựng nhanh chóng và quy mô lớn sản xuất NLTT, đồng thời giảm lượng hỗ trợ của chính phủ cần thiết để khuyến khích phát triển. Về vấn đề này, mô hình DPPA liên kết trực tiếp sẽ hạn chế các nhà đầu tư doanh nghiệp tiềm năng, do họ sẽ cần phải giới hạn chuỗi cung ứng của họ một cách không cần thiết ở các khu vực gần với các địa điểm sản xuất NLTT hiện có hoặc tiềm năng. Các nhà phát triển quốc tế cũng sẽ bị buộc phải thực hiện các dự án địa điểm tại hoặc gần các điểm phát điện, bất kể mức độ tiềm năng của địa điểm. Mô hình DPPA danh nghĩa và gián tiếp sẽ phù hợp hơn với Việt Nam, đồng thời, vẫn tạo cơ hội cho các thỏa thuận DPPA liên kết trực tiếp.

Khả năng vay vốn

Tiếp cận được vốn là đảm sự thông suốt của huyết mạch cho phát triển cơ sở hạ tầng năng lượng. Thị trường tài chính - dù là thị trường đại chúng hay tư nhân - đều cho phép các nhà phát triển quốc tế có sở thích rủi ro lớn nhưng bảng cân đối kế toán tương đối nhỏ giải phóng lượng tiền mặt cần thiết để thực hiện các dự án. Tuy nhiên, khả năng tiếp cận nguồn tài chính như vậy bị thắt chặt khi nhận thức về rủi ro tăng lên. Trong trường hợp của Việt Nam, EVN với vai trò là bên mua duy nhất trong thị trường điện, có bảng cân đối kế toán chứa đựng những yếu tố rủi ro nhất định, hạn chế khả năng tiếp cận thị trường vốn của các nhà phát triển. EVN đã công khai hóa các vấn đề về bảng cân đối kế toán - với tỷ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu ở mức xấp xỉ 70:30 vào cuối năm 2019. Theo đánh giá của USAID, tỉ lệ này cho thấy rủi ro rằng EVN có thể sẽ gặp khó khăn nhất định đối với việc thanh toán cho các thỏa thuận mua điện cũng như khả năng cung ứng điện đầy đủ cho khách hàng doanh nghiệp. Với DPPA danh nghĩa, mô hình này bao gồm một thỏa thuận tập trung vào vận hành lưới điện của EVN và điều phối nó, tương tự như vậy, vẫn giữ nguyên tình trạng kinh doanh bình thường về đầu tư nước ngoài và tăng trưởng năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Hình thức DPPA này sẽ không mang lại thay đổi đáng kể nào đối với cấu

trúc giao dịch hiện tại ở Việt Nam và các nhà đầu tư không thích rủi ro sẽ tiếp tục né tránh cam kết đầu tư với NLTT tại Việt Nam. Ngược lại, cấu trúc DPPA gián tiếp làm giảm mức độ ảnh hưởng của EVN, trong đó bên mua sẽ chịu trách nhiệm thanh toán bao tiêu và do đó đánh giá tín dụng sẽ áp dụng đối với công ty thỏa thuận bao tiêu, thay vì EVN. Bên cạnh đó, công ty này sẽ đàm phán một thỏa thuận chuyển phát điện với EVN, làm gia tăng khả năng đáp ứng các cam kết của EVN trên thị trường vốn.

Các phương án giảm rủi ro

Có một số công cụ đảm bảo được cung cấp bởi cộng đồng tài chính, bao gồm bảo lãnh rủi ro từng phần, bảo lãnh tín dụng một phần và bảo hiểm rủi ro chính trị, với chức năng chính là mở rộng nguồn vốn sẵn có trong các dự án rủi ro cao ở các nền kinh tế đang phát triển. Tuy nhiên, thông thường, những công cụ đó được điều kiện dựa trên sự sẵn sàng của chủ thể cung cấp sự đảm bảo về khả năng thanh toán của công ty. Các chủ thể thường miễn cưỡng làm như vậy, vì hành động như vậy ảnh hưởng đến xếp hạng tín nhiệm của họ.

Ảnh hưởng của giá điện trên thị trường đối với các bên tham gia DPPA

Ở mô hình DPPA danh nghĩa, các quan hệ mua bán, giao dịch được giữ nguyên. Doanh nghiệp mua năng lượng từ công ty điện lực với giá bán lẻ và nhà phát triển / chủ sở hữu tài sản phát điện bán điện cho công ty điện lực đó với giá bán buôn. Mô hình DPPA danh nghĩa chỉ đơn thuần phủ lên một **công cụ bảo hiểm rủi ro** (hợp đồng CfD) trên sự sắp xếp thị trường đã có từ trước. Điều này có nghĩa là tất cả những điểm không hoàn hảo của thị trường được tạo ra bởi mô hình kinh doanh như thường lệ (BAU) vẫn tồn tại. Một trong những điểm không hoàn hảo đó là thiếu cơ chế định giá bán buôn đáng tin cậy. Do hiện nay Việt Nam chưa hoàn thiện thị trường bán buôn cạnh tranh nên việc minh bạch giá chưa có liên hệ mạnh mẽ bởi sự thay đổi của cung và cầu thị trường. Hợp đồng CfD, vốn được thiết kế để bảo vệ người mua và người bán trước các tác động cực đoan của biến động giá tương ứng, sẽ không có hiệu lực đáng kể trong trường hợp thị trường bán buôn điện tại Việt Nam. Bên cạnh đó, việc ra đời giá FIT cho năng lượng mặt trời và gió (dự kiến là 8,35 UScents / kWh và 7,8 UScent / kWh) sẽ không khuyến khích các nhà phát triển ký hợp đồng CfD, vì người mua sẽ khó có thể đặt giá thực tế cao hơn mức FIT. Mặt khác, một thỏa thuận DPPA gián tiếp, trong đó EVN mua năng lượng dư thừa ở mức FIT mang lại lợi ích tốt nhất cho cả hai bên - nó sẽ vẫn khuyến khích phát triển năng

lượng mặt trời quy mô lớn, nhưng cũng tạo động lực để gia tăng sản xuất DPPA với giá thị trường cho công ty bao tiêu.

Minh bạch về các dịch vụ cân bằng và điều độ

Đối với các dịch vụ cân bằng và điều độ, việc quyết định lựa chọn giữa DPPA danh nghĩa hay gián tiếp trở nên khó khăn hơn do mức độ chưa hoàn thiện hiện tại của thị trường bán buôn điện. Việt Nam vẫn chưa tạo ra một hệ thống và nhà điều hành thị trường độc lập để quản lý sự cân bằng và điều phối và do đó, cả hai mô hình đều thiếu minh bạch vì nó liên quan đến việc cắt giảm sản xuất khi công ty gặp vấn đề tắc nghẽn hoặc khi sa thải phụ tải. Tương tự, sự thiếu rõ ràng trong việc điều phối điện từ lưới điện đến đơn vị bán điện để đáp ứng đủ nhu cầu của họ, điều này khiến nhà phát triển có nguy cơ không đáp ứng được các yêu cầu sản xuất của mình với đơn vị đầu mối mà không phải do lỗi của chính họ. Cũng chưa có quy tắc nào được ban hành để xác định cách mà người bán điện đáp ứng các yêu cầu năng lượng của nó trong tình huống DPPA nếu nhà máy điện gặp sự cố thiếu hụt trong sản xuất hoặc liệu nhà máy điện có thể bán năng lượng dư thừa được sản xuất cho công ty điện lực hay không. Có thể thấy mô hình DPPA gián tiếp vẫn có ưu điểm hơn một chút. Điều này là do công ty điện lực có thể thiết lập một thỏa thuận chuyển phát với người mua và đặt ra các điều khoản rõ ràng có thể chấp nhận được lẫn nhau - ngoài giới hạn của các thủ tục lập lịch đã thiết lập - để cân bằng và chuyển phát để đổi lấy giá “tem thư” để truy cập vào mạng lưới truyền tải. Hơn nữa, điều đáng chú ý ở đây là DPPA gián tiếp cần có cam kết ưu tiên mua điện, sẽ bắt chước các quyền hiện có dành cho các dự án được phê duyệt FIT, theo Thông tư 40 / 2014 / TT-BCT. DPPA gián tiếp có thể chỉ cần được ưu đãi tương đương với các dự án FIT.

Năng lực triển khai

Yếu tố này tính đến khả năng thực thi DPPA về mặt nguồn lực tài chính, tiến độ và nguồn lực. Các yếu tố này có thể là nhu cầu thuê nguồn nhân lực mới, xây dựng năng lực thể chế mới, tổ chức lại, sắp xếp lại quy trình kinh doanh và ban hành luật và quy định mới và kết hợp các chính sách đó vào bối cảnh chính sách hiện có. Có thể thấy, mô hình DPPA danh nghĩa có sự phù hợp hơn với cấu trúc và cách thức mua bán điện hiện có ở Việt Nam. Như đã được nhấn mạnh trong các phần trước, một phần sức hấp dẫn của cấu trúc DPPA danh nghĩa là có rất ít thay đổi đối với các giao dịch mua bán điện - đơn vị mua bán điện ngoài công ty vẫn mua điện với giá bán lẻ từ đơn vị vận hành lưới điện / đơn vị cung cấp điện, và nhà máy điện bán năng lượng của nó cho đơn vị vận hành lưới điện / công ty điện lực trên thị trường bán

buôn. Việc thực thi hợp đồng đối với công cụ bảo hiểm rủi ro chênh lệch được thực hiện giữa bên bán và bên mua là khá thuận tiện, ít đòi hỏi hỗ trợ hoặc tham gia của chính phủ. Ngược lại, hình thức DPPA gián tiếp sẽ đòi hỏi EVN phải xây dựng năng lực cần thiết để đàm phán các thỏa thuận chuyển phát và có một cơ cấu cân bằng và điều độ được tính toán kỹ lưỡng. Tuy nhiên, những lo ngại này có thể được giảm thiểu bằng cách thiết lập các điều khoản và điều kiện chuyển phát tiêu chuẩn bao gồm các yêu cầu rõ ràng về cân bằng, điều độ và các dịch vụ liên quan, và các bước được thực hiện để hạn chế việc thực hiện DPPA cho đến khi các khả năng hoạt động đó được thiết lập vững chắc hơn.

Khuyến nghị để thúc đẩy triển khai DPPA tại Việt Nam trong bối cảnh hình thành các Trung tâm NLTT quốc gia

Dựa trên phân tích một số mô hình DPPA, dưới đây chúng tôi đề xuất một số gợi ý và khuyến nghị, chú trọng vào các yếu tố cần thiết để triển khai thành công chương trình DPPA tại Việt Nam, phù hợp áp dụng và thúc đẩy mô hình các Trung tâm NLTT quốc gia.

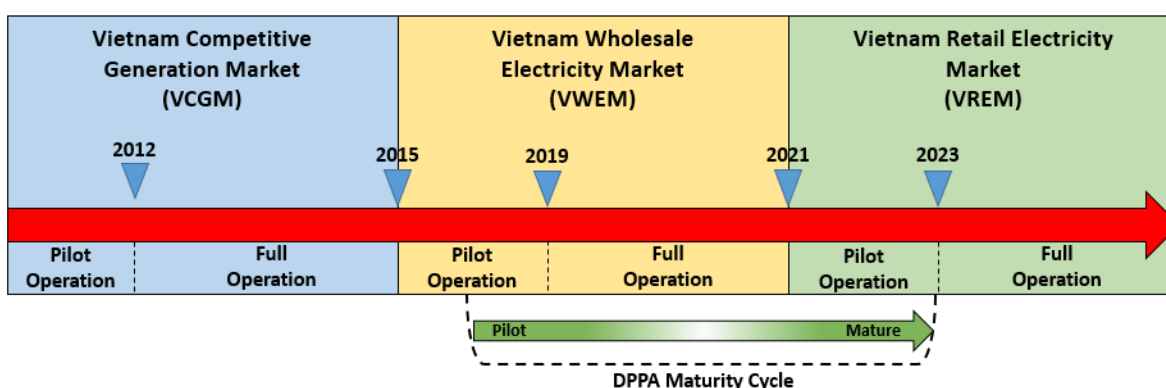
Đề xuất Mô hình DPPA

Mô hình DPPA gián tiếp thể hiện mức độ phù hợp cao đối với cấu trúc thể chế và các quy định hiện nay, trong bối cảnh hình thành các Trung tâm NLTT tại Việt Nam. Cơ chế này phù hợp trong bối cảnh Việt Nam đang tiếp tục hoàn thiện cơ chế định giá bán buôn dựa trên thị trường. Bên cạnh đó, các mô hình DPPA khác ít có khả năng thực hiện, do các thỏa thuận song phương giữa bên mua và bên bán gặp nhiều khó khăn, thủ tục, cũng như chưa đủ cơ sở thực hiện các quy tắc ưu tiên huy động của các bên tham gia DPPA. Trong nội khu Trung tâm NLTT, thực hiện DPPA sẽ thúc đẩy các dự án nguồn điện NLTT nhanh hơn, trong khi giảm sự phụ thuộc vào hạ tầng lưới điện liên vùng. Thay vào đó, chỉ sử dụng liên kết lưới điện nội khu Trung tâm NLTT, giúp giảm chi phí đầu tư hạ tầng NLTT trong nội khu Trung tâm NLTT. Bên cạnh đó, trong khi chờ đợi các cải cách và hoàn thiện các thể chế và tổ chức phát triển thị trường điện theo hướng minh bạch, dựa trên thị trường, các Trung tâm NLTT hoàn toàn có cơ hội để mở rộng ứng dụng các mô hình DPPA khác trong tương lai, như mô hình DPPA danh nghĩa và đặc biệt là mô hình DPPA liên kết lưới trực tiếp.

Xác định mục tiêu cụ thể và quy mô DPPA

Chính phủ và các Trung tâm NLTT cần thu hút các tập đoàn quan tâm đến việc thiết lập DPPA để tìm nguồn cung ứng, với quy mô ít nhất 1 MW năng lượng tái tạo từ các dự án điện gió, điện mặt trời hoặc sinh khối trên đất liền. Tổng công suất phát điện năng lượng tái tạo cần ở mức xấp xỉ công suất mà Trung tâm Điều độ HTĐ quốc gia (NLDC) sẽ gặp phải những hạn chế vận hành đáng kể về các hoạt động dịch vụ phụ trợ.

Về khả năng đạt được, cần cân nhắc thí điểm DPPA phù hợp với sự phát triển tổng thể của thị trường điện. Trong quá trình chuyển đổi từ thị trường một người mua sang thị trường điện bán lẻ, hiện đại hóa, DPPA sẽ có cơ hội tham gia khi thị trường bán buôn vận hành đầy đủ. Hình dưới đây cung cấp một mô tả trực quan về quá trình phát triển của DPPA phù hợp với lộ trình phát triển thị trường điện Việt Nam.



Hình 6. Đề xuất triển khai DPPA gắn với các giai đoạn của thị trường điện

Nguồn: USAID, 2019

Môi trường pháp lý và quy định chính phủ có vai trò rất quan trọng đối với sự thành công của chương trình DPPA. Có ba phương pháp mà cơ quan nhà nước có thể xem xét để cung cấp một môi trường thu hút sự tham gia vào chương trình DPPA: ban hành luật và quy định mới để tạo điều kiện cho DPPA, các thỏa thuận thúc đẩy dự án cụ thể đi kèm với các thỏa thuận với công ty điện lực và thông qua quá trình đấu thầu. Cần thực hiện thí điểm chương trình DPPA để kiểm tra các quy tắc thị trường trên cơ sở hạn chế trước khi áp dụng trên toàn quốc. Mục đích là để tránh các quá trình hoạch định chính sách kéo dài kém ổn định, tập trung trước mắt là từng dự án

cụ thể trong khuôn khổ thí điểm. Trong quá trình thí điểm, cần đảm bảo những yếu tố sau:

- (a) **Khả năng thực thi của DPPA**: Cần đảm bảo các thỏa thuận song phương được ký kết giữa nhà đầu tư thương mại (bên mua) và nhà phát triển NLTT (bên bán) là có hiệu lực pháp lý và các thỏa thuận sẽ được thực thi theo thẩm quyền cụ thể. Các thỏa thuận chuyên phát được thực hiện giữa EVN và bên bao tiêu phải có hiệu lực thi hành.
- (b) **Hướng dẫn triển khai DPPA**: Mục đích chung của các chương trình DPPA là cho phép các bên tư nhân tự tìm được cách thức đáp ứng nhu cầu điện năng của họ từ NLTT mà không đặt gánh nặng hành chính lên chính phủ và các công ty điện lực. Đổi lại, sự phát triển của thị trường điện tư nhân này có thể được kỳ vọng sẽ mang lại khả năng hấp thụ năng lượng tái tạo nhiều hơn với chi phí thấp hơn, đồng thời tăng hiệu quả vận hành cho lưới điện.

Một số hướng dẫn khác cần được đưa ra bao gồm:

- Thời hạn: Thường từ 15 năm trở lên
- Rủi ro Xây dựng / Hoàn thành: Thường được phân bổ cho chủ đầu tư, và sau đó chuyển sang nhà thầu EPC.
- Rủi ro về nhu cầu: Thường được phân bổ cho bên mua, thông qua một thỏa thuận mua hoặc trả
- Rủi ro nguồn cung: Được phân bổ cho nhà phát triển NLTT theo sự đảm bảo về công suất phát
- Rủi ro bảo trì: Được phân bổ cho nhà phát triển / nhà phát triển và chuyển cho Nhà thầu O&M
- Rủi ro bất khả kháng: Bao gồm các sự kiện bất ngờ ngoài tầm kiểm soát của các bên và việc phân bổ được chia sẻ giữa các bên cho một danh sách các trường hợp xảy ra được quy định.
- Rủi ro tỷ giá / lãi suất: Thường được phân bổ cho nhà phát triển, người mua các công cụ phòng ngừa rủi ro hoặc rủi ro được giảm thiểu bằng cách ký hiệu PPA bằng USD hoặc một số loại tiền tệ ổn định khác.

- Rủi ro về Chính trị / Thay đổi Luật pháp: Được phân bổ toàn bộ cho chính phủ. Nhà phát triển thường sẽ mua bảo hiểm rủi ro chính trị để làm cho dự án có khả năng ngân hàng.
- (c) Các vấn đề pháp lý bắt buộc khác: Ngoài các vấn đề pháp lý và quy định chính đã được thảo luận trong phần này, có một số lĩnh vực chính sách khác cần được làm rõ như sau:
- Giá và Phí: Chương trình thí điểm DPPA cần cho phép các công ty đầu tư và đơn vị phát điện đàm phán các điều khoản cốt lõi trong hợp đồng PPA của họ. Một trong những điều khoản cốt lõi này bao gồm giá cả, và như vậy ERAV cần làm rõ rằng các DPPA được phê duyệt thông qua quá trình đấu thầu không phải tuân theo các quy định về khung giá bán lẻ được quy định theo Luật Điện lực số 28/2004 / QH11, được sửa đổi bởi Luật số. 24/2012 / QH13, ngày 12 tháng 11 năm 2012 và Nghị định số 137/2013 / NĐ-CP thi hành Luật Điện lực, ngày 21 tháng 10 năm 2016. Chính phủ có thể làm rõ điều này bằng cách làm rõ các chính sách này không áp dụng cho các dự án tham gia thí điểm DPPA ; hoặc nó có thể định nghĩa DPPA là các thỏa thuận bán buôn, khiến các chính sách khung giá không thể áp dụng được. Tương tự, tài liệu đấu thầu phải nêu rõ rằng các điều khoản của thỏa thuận chuyển phát DPPA sẽ là bao gồm tất cả các loại phí, chi phí phân phối và giá đường dây truyền tải²⁷.
 - Thị trường điện bán buôn: Như đã đề xuất ở trên, để các bên thỏa thuận giá và phí trong DPPA, cần xem là DPPA là giao dịch xảy ra trong thị trường bán buôn và chi tiết này cần được làm rõ trong tài liệu đấu thầu theo (các) văn bản pháp lý mà Chính phủ đưa ra sự xem xét.

3.1.3. Cơ chế đấu thầu cạnh tranh phát triển các dự án phát điện thương mại

²⁷ Theo các Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg về việc xây dựng và phát triển Các cấp độ thị trường điện, ngày 29 tháng 6 năm 2011; Quyết định số 168/QĐ-TTg Phê duyệt Kế hoạch tái cơ cấu ngành Điện giai đoạn 2016-2020, tầm nhìn đến năm 2025; và Thông tư số 02/2017/TT/BCT của Bộ Công Thương về việc lập, thẩm định và phê duyệt giá truyền tải, ngày 10 tháng 02 năm 2017.

Đến nay Việt Nam chủ yếu sử dụng biểu giá FIT để hỗ trợ phát triển các nguồn NLTT. Tuy nhiên, chính phủ cũng xem xét phát triển cơ chế đấu giá để thúc đẩy NLTT. Đấu giá (hoặc đấu thầu) NLTT kêu gọi các nhà sản xuất NLTT đưa ra nguồn cung NLTT tương lai của họ ở một mức giá nhất định (và các điều kiện chất lượng năng lượng tiềm năng), từ đó nhà quản lý có thể lựa chọn mức chào tốt nhất theo một tiêu chí lựa chọn đã được định sẵn. Thông thường, giá là tiêu chí chủ chốt, trong trường hợp đó đơn vị có mức giá chào thầu thấp nhất sẽ là người thắng đấu giá. Nhà quản lý mua lượng NLTT sản xuất được chào trong các thầu có chất lượng tốt nhất cho đến khi hết ngân sách hoặc cho đến khi mua đủ lượng NLTT cần thiết. Giả sử là không phải tất cả các nguồn cung tiềm năng đều trúng thầu, sẽ có sự cạnh tranh nhằm mục đích thúc đẩy các nhà sản xuất NLTT đưa ra mức giá chào thầu thấp nhất có thể hoặc đưa ra sản phẩm với chất lượng tốt nhất (trong những đấu giá mà giá không phải là tiêu chí lựa chọn duy nhất). Do đó đấu giá được trông đợi là sẽ giúp giảm chi phí hỗ trợ sản xuất điện tái tạo và/ hoặc nâng cao chất lượng nguồn cung điện tái tạo. Hiện vẫn chưa có các quyết định chính sách chính thức về các bước phát triển của đấu giá NLTT. Một số nghiên cứu bước đầu tại Việt Nam đã xem xét và đề xuất mô hình đấu giá NLTT, áp dụng cho các dự án ĐMT. Dưới đây sẽ tổng hợp các kết quả nghiên cứu và gợi ý cho trường hợp áp dụng tại các TT NLTT.

Đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp

Đây là lựa chọn được nhóm nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới đề xuất, với các yếu tố và ý tưởng chính như sau:

Mô hình tổ chức:

Chính phủ Việt Nam, thông qua EVN/NPT sẽ xác định các trạm biến áp ở các tỉnh với giới hạn công suất kết nối dành cho nguồn điện mặt trời và mở thầu cho công suất nhất định tại mỗi trạm biến áp. Mô hình đấu thầu tại trạm biến áp được khuyến nghị áp dụng trong bối cảnh Việt Nam vì nó giúp tối ưu hóa sử dụng công suất truyền tải hiện có khi triển khai các dự án điện mặt trời giúp giảm chi phí phát sinh tiềm tàng để tích hợp NLTT và giảm rủi ro hạn chế.

ĐẤU THẦU CẠNH TRANH TẠI TRẠM BIẾN ÁP	
Chính phủ xác định các trạm biến áp với MW công suất sẵn có và MW công suất nhất định tại mỗi trạm được dùng để đấu thầu.	
Ưu điểm	Phương án này giúp sử dụng tối ưu năng lực truyền tải hiện có khi triển khai các dự án điện mặt trời, giảm chi phí tiềm tàng để tích hợp các dự án này. Nó giúp chủ động thúc đẩy đầu tư vào lưới điện để đấu nối các nguồn VRE mới.
Nhược điểm	Nếu số lượng trạm biến áp chọn được quá ít, có thể xảy ra cạnh tranh lớn đối với đất xung quanh trạm biến áp đó và đẩy giá PPA tăng lên.
Mexico đã phát triển theo phương án này và đã rất thành công trong việc hỗ trợ phát triển điện mặt trời một cách có kiểm soát hơn ở quốc gia này.	

Nguồn: Ngân hàng Thế giới 2019. Con đường chắc chắn để phát triển bền vững điện mặt trời.

Theo nghiên cứu, EVN/NPT nên thiết lập phạm vi hoặc giới hạn công suất cho một cấp điện áp nhất định. Phạm vi công suất và cấp điện áp thông thường có tính tới các đường dây/ngăn lộ nhiều mạch như sau:

CẤP ĐIỆN	PHẠM VI CÔNG SUẤT
110 kV	50 MW–100 MW
220 kV	Lên đến 250 MW

Vai trò và trách nhiệm của các bên trong phương án đấu thầu cạnh tranh tại trạm biến áp được đề xuất như sau:

VAI TRÒ	TRÁCH NHIỆM	(CÁC) BÊN LIÊN QUAN
Ban đấu thầu	Ban này sẽ (i) cùng với cố vấn giao dịch lập khung đấu thầu và tài liệu mời thầu; và (ii) mời thầu, thực hiện và kết thúc quá trình lựa chọn IPP.	MOIT và/hoặc EVN chủ trì quá trình này với hỗ trợ của EVN/MOIT và của PPC nơi có trạm biến áp/công viên điện mặt trời. Các PPC phải tham gia đầy đủ vì quá trình lựa chọn sẽ dẫn tới việc phê duyệt giấy phép đầu tư.

VAI TRÒ	TRÁCH NHIỆM	(CÁC) BÊN LIÊN QUAN
Bên ký PPA	Bên ký PPA ký kết PPA với IPP và sẽ chịu trách nhiệm thanh toán cho điện năng do IPP cung cấp theo mức giá xác định trong đấu thầu cạnh tranh.	EVN hoặc đơn vị có thẩm quyền theo các quy định của thị trường điện đầy đủ
Lựa chọn trạm biến áp/lộ ra và công suất	Lựa chọn trạm biến áp phải được thực hiện với tư cách là một phần trong nghiên cứu kỹ thuật rộng hơn về lưới để đảm bảo những ràng buộc tối thiểu khi tích hợp VRE và của mặt bằng để đảm bảo xung quanh trạm có đủ mặt bằng phù hợp.	EVN/NPT/Tổng công ty điện lực (PCs) với hỗ trợ của PPC và MOIT
Chủ nhà máy điện	Chủ nhà máy điện có trách nhiệm tài trợ, xây dựng và vận hành nhà máy điện mặt trời; và trong trường hợp đấu thầu tại trạm biến áp: (ii) xác định mặt bằng; và (iii) bồi thường tái định cư)	IPP

Về mua bán điện, IPP cần được chấp thuận mua điện về nguyên tắc của EVN và ký các thỏa thuận kỹ thuật phụ trợ (bao gồm Thỏa thuận kết nối lưới điện) và PPA với EVN.

- Về đất đai của dự án, UBND tỉnh phê duyệt đưa đất của dự án vào kế hoạch sử dụng đất địa phương có liên quan. UBND tỉnh cũng cần ban hành quyết định cho phép dự án được chọn thuê/giao đất hoặc chuyển đổi mục đích sử dụng đất. IPP tiến hành các thủ tục giải phóng mặt bằng và bồi thường. Dự án được chọn sau đó sẽ được cấp giấy chứng nhận quyền sử dụng đất.
- Về xây dựng và thiết kế, UBND tỉnh/Sở Công Thương hoặc Chủ thể quản lý có thẩm quyền đối với Trung tâm NLTT cần ban hành phê duyệt hành lang tuyển cho các công trình đấu nối của dự án. UBND tỉnh hoặc Sở Xây dựng cấp giấy phép xây dựng cho dự án.

- Về các giấy phép và phê duyệt khác, UBND tỉnh hoặc Sở TNMT ban hành phê duyệt ĐTM; Phòng cảnh sát phòng cháy chữa cháy phê duyệt thiết kế phòng cháy và chữa cháy cho dự án được chọn. Sau khi lựa chọn và trước COD của dự án. IPP cần nộp đơn xin Giấy phép hoạt động điện lực lên Cục Điều tiết Điện lực, Bộ Công Thương.

Đấu thầu cạnh tranh công viên điện mặt trời

Mô hình tổ chức

Chính phủ Việt Nam sẽ xác định các địa điểm, tiến hành giải phóng mặt bằng và đầu tư vào cơ sở hạ tầng thiết yếu nếu được thỏa thuận. EVN/NPT với các tỉnh cam kết thực hiện đầu tư vào hạ tầng công viên điện mặt trời. Khi dự án đạt đến “trạng thái sẵn sàng để đấu thầu cạnh tranh”, tức là đã được chấp thuận và có các phê duyệt cần thiết, quy trình đấu thầu cạnh tranh bắt đầu và các IPP thắng thầu sẽ chịu trách nhiệm thu xếp tài chính, xây dựng và vận hành dự án điện mặt trời.

Mô hình này có thể thu hút các công ty lớn hơn và ít chấp nhận rủi ro hơn. Các nhà đầu tư toàn cầu, những người thường cảnh giác với các rủi ro pháp lý và phát triển sở tại, nhiều khả năng sẽ tham gia phương án này. Công viên điện mặt trời giúp giảm đáng kể rủi ro phát triển, đặc biệt là trong giải phóng mặt bằng và chấp thuận và rút ngắn thời gian phát triển cho khu vực tư nhân, giúp tiết kiệm chi phí và từ đó giảm giá PPA.

Vai trò và trách nhiệm của các bên trong phương án đấu thầu công viên ĐMT như sau:

ĐẤU THẦU CẠNH TRANH CÔNG VIÊN ĐIỆN MẶT TRỜI	
Chính phủ (hoặc các Trung tâm NLTT) xác định (các) địa điểm, tiến hành giải phóng mặt bằng và xây dựng cơ sở hạ tầng cho công viên điện mặt trời có thể từ đường dây giải tỏa công suất đến các công trình cơ bản (như hàng rào, đường sá, chiếu sáng đường phố, v.v.). Khi dự án đã sẵn sàng để đấu thầu cạnh tranh, quy trình đấu thầu bắt đầu và IPP thắng thầu chịu trách nhiệm cấp vốn, xây dựng và vận hành dự án điện mặt trời.	
Ưu điểm	Công viên điện mặt trời giúp giảm đáng kể rủi ro phát triển (đặc biệt là những vấn đề liên quan đến giải phóng mặt bằng và sự chấp thuận) và rút ngắn thời gian phát triển cho khu vực tư nhân, giúp tiết kiệm chi phí và do đó giảm giá PPA.

Nhược điểm	Cơ quan thực hiện cần có thời gian và ngân sách trả trước để phát triển các công trình trong công viên điện mặt trời trước khi tiến hành đấu thầu. Có rủi ro là cơ sở hạ tầng dự kiến từ chính phủ không được xây dựng theo mốc thời gian đã thỏa thuận với IPP thắng thầu, dẫn đến gia tăng chi phí đối với chính phủ. Điều quan trọng là phải đưa những chậm trễ tiềm tàng này vào đánh giá những gì chính phủ sẽ xây dựng và những gì IPP sẽ phải làm (như đường dây đấu nối).
Ấn Độ và Ma-rốc đã đi đầu trong chương trình công viên điện mặt trời của nhà nước mang lại giá PPA cạnh tranh hơn.	

Nguồn: Ngân hàng Thế giới. 2019. Con đường chắc chắn để phát triển bền vững điện mặt trời.

Dưới đây mô tả một số trách nhiệm đối với đầu tư các hạng mục hạ tầng cho các công viên ĐMT:

HẠNG MỤC	TRÁCH NHIỆM
Đất cho công viên điện mặt trời, bao gồm cả xác định hành lang tuyến và quyền sở hữu	Nhà nước mua sắm dự án điện mặt trời - thường là doanh nghiệp điện lực của nhà nước hoặc các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT.
Hàng rào	Tốt nhất là do nhà nước, mà đại diện là các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT thực hiện để đảm bảo các khu định cư mới không được xây dựng sau và trong khi mua sắm.
Chuẩn bị mặt bằng về mặt kỹ thuật	Nếu địa điểm phức tạp và nếu có nhiều hơn một IPP trong cùng một công viên, tốt nhất là nhà nước hoặc các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT chuẩn bị mặt bằng, đặc biệt là liên quan đến công tác đất.
Đường dây kết nối từ nhà máy đến trạm biến áp	Nếu có nhiều hơn một IPP trong cùng một công viên, tốt nhất là phía nhà nước mà đại diện là các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT thực hiện công việc này.
Cấp thoát nước	Sẽ do nhà nước mà đại diện là các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT thực hiện nếu việc cung cấp nước và lũ lụt gây ra rủi ro và có vài IPP cùng trong một công viên.

HẠNG MỤC	TRÁCH NHIỆM
Trạm thời tiết	Có thể do nhà nước mà đại diện là các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT thực hiện để tối ưu hóa chi phí.
Trạm cứu hỏa	Có thể do nhà nước mà đại diện là các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT thực hiện để tối ưu hóa chi phí.
Đường chính	Có thể do nhà nước mà đại diện là các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT thực hiện để tối ưu hóa chi phí.
Chiếu sáng đường phố	Có thể do nhà nước mà đại diện là các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT thực hiện để tối ưu hóa chi phí.
Đường nội khu	Có thể do nhà nước mà đại diện là các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT thực hiện để tối ưu hóa chi phí.

Nguồn: Nhóm nghiên cứu dựa trên khuyến nghị của Ngân hàng Thế giới

Hạn chế chính khi thực hiện theo phương án này là năng lực thể chế hạn chế của các chính phủ và thiếu ngân sách để thực hiện công tác cơ sở hạ tầng. Đầu tư vào hạ tầng công viên có thể chỉ giới hạn ở giải phóng mặt bằng và hàng rào nếu bị hạn chế ngân sách.

Thỏa thuận hợp đồng giữa Chính phủ Việt Nam (là cơ quan quản lý công viên điện mặt trời) và IPP (thường là dưới dạng Thỏa thuận về công viên điện mặt trời) cần phải thiết lập các quyền và nghĩa vụ theo hợp đồng giữa hai bên trong thời hạn PPA.

Chính phủ có thể thu hồi các chi phí phát triển, đầu tư và bảo trì cơ sở hạ tầng chung và đất đai thông qua (i) khoản phí công viên điện mặt trời hàng năm do IPP chi trả trong thời hạn PPA hoặc (ii) nhận được khoản tiền bằng cách cho thuê quyền sử dụng hạ tầng trong công viên điện mặt trời theo hợp đồng cho thuê. EVN thu hồi vốn đầu tư vào hạ tầng truyền tải thông qua phí truyền tải được quy định phù hợp. Phí công viên điện mặt trời và phí truyền tải phải được thiết lập và ấn định trước quá trình đấu thầu và sẽ được nêu rõ trong hồ sơ dự thầu.

Vai trò và trách nhiệm của các bên liên quan trong phương án đấu thầu công viên điện mặt trời hoặc Trung tâm NLTT

VAI TRÒ	TRÁCH NHIỆM	(CÁC) BÊN LIÊN QUAN
Lựa chọn mặt bằng cho công viên điện mặt trời	Lựa chọn mặt bằng cần phù hợp với quy hoạch đất đai và có tác động tối thiểu về môi trường và xã hội.	PCC, các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT với hỗ trợ của MOIT và EVN
Giải phóng mặt bằng cho công viên điện mặt trời	Người dân trong khu vực giải phóng mặt bằng phải được bồi thường và bên liên quan phải có đầy đủ quyền sở hữu	PPC, các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT hoặc EVN
Cơ quan quản lý công viên điện mặt trời	Phát triển kỹ thuật, huy động tài chính và xây dựng hạ tầng (hàng rào và đường dây truyền tải) và Vận hành và Bảo dưỡng (O&M)	Cơ quan nhà nước (PPC, các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT hoặc EVN)

Nguồn: Nhóm nghiên cứu dựa trên khuyến nghị của Ngân hàng Thế giới

Các vấn đề cần xem xét về cơ chế và tổ chức đấu thầu

Theo nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới, cần áp dụng quy trình hai túi hồ sơ khi thực hiện đấu thầu cạnh tranh điện mặt trời thí điểm ở Việt Nam. Trong quy trình đấu thầu này, ứng thầu trình nộp hồ sơ về năng lực của IPP. Sau khi lọt vào danh sách ngắn các IPP đủ điều kiện, IPP sẽ nhận được yêu cầu nộp hồ sơ đề xuất kỹ thuật. IPP nộp đề xuất kỹ thuật (túi hồ sơ một) chứng minh đủ năng lực/hợp lệ và đề xuất tài chính/giá điện (túi hồ sơ hai) với giá điện chào cho dự án hợp lệ.

Để đảm bảo sự tham gia của các IPP có năng lực, việc đánh giá hồ sơ dự thầu sẽ kiểm tra các IPP về cả năng lực kỹ thuật và năng lực tài chính:

- Năng lực kỹ thuật bao gồm kinh nghiệm của IPP trong phát triển/xây dựng các dự án có công suất tương tự. Cơ quan đấu thầu cũng có thể chọn xem xét kinh nghiệm như vậy cho bất kỳ dự án cơ sở hạ tầng nào khác ngoài các dự án điện mặt trời.

– Năng lực tài chính sẽ kiểm tra năng lực đảm bảo tài chính dài hạn của IPP. Kinh nghiệm của IPP về đóng tài chính trong các dự án tương tự ở các khu vực địa lý tương tự có thể được xem xét cho năng lực tài chính.

Trong trường hợp của Việt Nam, do trọng tâm hiện nay của Chính phủ đối với lĩnh vực điện mặt trời là thu hút công nghệ và nguồn vốn quốc tế có chi phí thấp nhất, khuyến nghị chọn đơn vị thắng thầu dựa trên giá nộp thầu thấp nhất.

Các vấn đề cần lưu ý về pháp lý

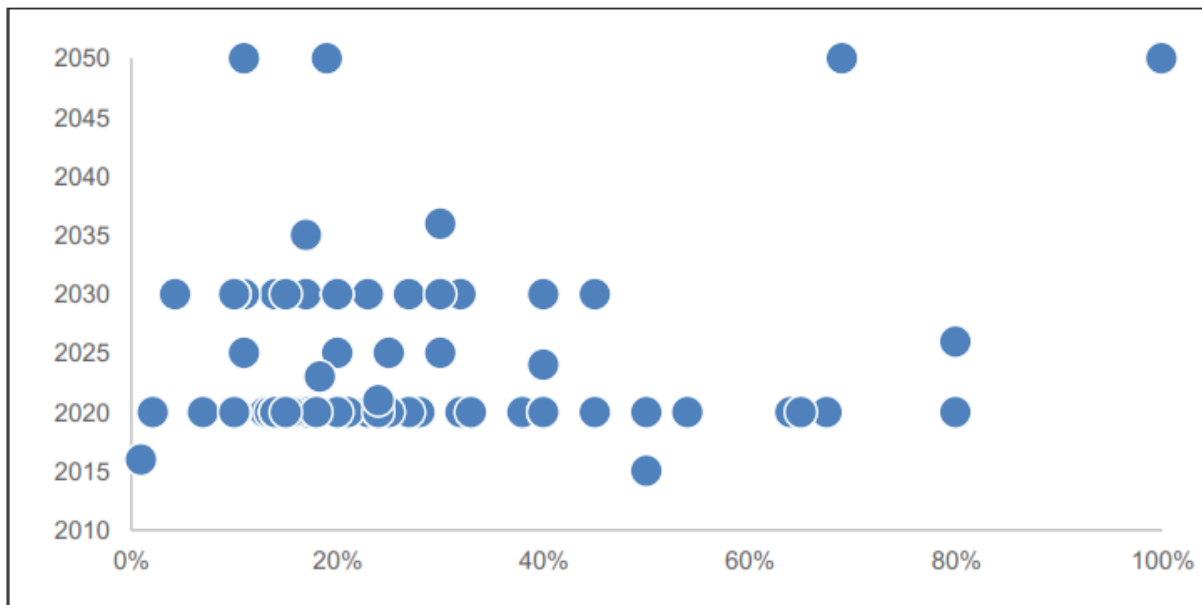
Các quy định hiện hành của Việt Nam không đưa ra cụ thể một khung toàn diện cho quá trình lựa chọn cạnh tranh các IPP. Do đó, Chính phủ cần có thêm hướng dẫn pháp lý cho pháp luật hiện hành và quyết định lựa chọn cạnh tranh trong thị trường điện sẽ dựa vào luật hoặc quy định nào. Việc triển khai cũng cần có quy định hướng dẫn trong đó nêu trách nhiệm của các bên liên quan, bao gồm Bộ Công Thương, các chủ thể quản lý Trung tâm NLTT, ngành điện và chính quyền địa phương trong quá trình đấu thầu. Cần có các hướng dẫn về các kế hoạch triển khai và khung đấu thầu cấp cao (ví dụ như cơ chế thanh toán, cơ cấu giá điện, thời hạn PPA và hỗ trợ tiềm năng của chính phủ).

Bên cạnh đó, cần có cơ chế linh hoạt để phân bổ dự án trong các quy hoạch điện. Một lựa chọn là không phân bổ các dự án NLTT đến từng dự án, mà chỉ lập quy hoạch lượng công suất cần huy động và hình thức huy động, trong đó có nêu quy mô huy động NLTT thông qua hình thức đấu thầu.

3.1.4. Xây dựng quy định cụ thể về các chỉ tiêu phát điện NLTT bắt buộc cho các doanh nghiệp phát điện, phân phối, các hộ tiêu thụ điện lớn

Tiêu chuẩn tỉ lệ năng lượng tái tạo (RPS) có thể được ban hành ở cấp quốc gia hoặc cấp địa phương và thể hiện ở tỉ trọng trong nhu cầu năng lượng hoặc lượng năng lượng sản xuất hoặc tiêu thụ cố định (GW hoặc GWh). Các mục tiêu RPS cũng có thể là tỷ lệ phần trăm phát điện dựa trên công suất lắp đặt tích lũy, bao gồm cả phát điện thông thường.

Các mục tiêu sử dụng năng lượng tái tạo (RE) đã xuất hiện trong các cuộc thảo luận chính sách của những năm 1970 và đã được thực hiện dưới một số hình thức, chẳng hạn như kế hoạch hành động năng lượng tái tạo, tuyên bố của chính phủ, tiêu chuẩn danh mục tái tạo và các hình thức khác. Đến tháng 4 năm 2017, đã có khoảng 173 quốc gia có một số hình thức mục tiêu về năng lượng tái tạo. Tính đến giữa năm 2016, 67 quốc gia đã đặt mục tiêu về công suất tái tạo hoặc phát điện. Ngoài ra, 23 quốc gia có mục tiêu tái tạo được đặt ra dựa trên tỷ trọng cung cấp năng lượng, 57 quốc gia về tỷ trọng tiêu thụ năng lượng và 8 quốc gia đặt mục tiêu cho cả hai²⁸.



Hình 7. Các mục tiêu RPS trên phạm vi quốc tế

Nguồn: REN21, 2017

²⁸ Renewable Energy target setting. International Renewable Energy Agency. http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_target_setting_2015.pdf

Một đặc điểm cần thiết là RPS đóng vai trò như cần bao gồm cơ chế thực thi; tức là, nếu đơn vị tuân thủ không đạt được mục tiêu, sẽ có chế tài áp dụng, thường là một khoản phạt hành chính.

Tiêu chuẩn tỉ lệ năng lượng tái tạo (RPS) hiện hành

Chiến lược phát triển NLTT quốc gia, Quyết định số 2068/2015/QĐ-TTg đưa ra mục tiêu NLTT và phát điện từ NLTT tại Việt Nam, cũng như các cơ chế hỗ trợ phát triển NLTT, như biểu giá điện hỗ trợ FIT, tiêu chuẩn tỉ lệ năng lượng tái tạo (RPS), công tơ hai chiều, vv. Chiến lược đặt mục tiêu đóng góp của các nguồn NLTT trong tiêu thụ năng lượng sơ cấp đạt 31% vào năm 2020, 32,3% vào năm 2030 và 44% vào năm 2050. Đặt mục tiêu tỉ lệ điện sản xuất từ các nguồn NLTT đạt 38% vào năm 2020, 32% vào năm 2030 và 43% vào năm 2050. Ước tính tổng đầu tư cần thiết để đạt được những mục tiêu này vào khoảng 1.983.179 tỷ VNĐ (tương đương 86,2 tỷ USD), trong đó 58,7% (tương đương 50,6 tỷ USD) phục vụ cho các dự án NLTT²⁹. Các nguồn tài chính sẽ được huy động từ ngân sách trung ương và địa phương, khu vực tư nhân, các nguồn tài chính quốc tế cũng như người tiêu dùng.

Liên quan đến tiêu chuẩn tỉ lệ NLTT, các đơn vị sản xuất và phân phối điện phải đạt các mục tiêu NLTT sau:

- Đối với các đơn vị phát điện có công suất trên > 1000 MW³⁰ tỷ lệ điện sản xuất từ nguồn NLTT tối thiểu trong tổng sản xuất điện của đơn vị là **3% vào năm 2020, 10% vào năm 2030 và 20% vào năm 2050** (không bao gồm các nguồn thủy điện có công suất trên 30 MW);
- Đối với các đơn vị phân phối điện sản xuất điện tái tạo và/ hoặc mua điện tái tạo từ người sử dụng cuối cùng, tỷ lệ tối thiểu là **5% vào năm 2020, 10% vào năm 2030 và 20% vào năm 2050**;
- Trong các năm trung gian, BCT sẽ đặt ra tỷ lệ điện tái tạo tối thiểu trong tổng sản xuất điện cho các doanh nghiệp sản xuất và phân phối điện.

²⁹ Bộ Công Thương, Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam, 2019

³⁰ Không kể các dự án BOT

Bảng 1. Mục tiêu NLTT tại một số quốc gia châu Á

Quốc gia	Mục tiêu	Năm
Bangladesh	10%	2020
Trung Quốc	20%	2030
Indonesia	25%	2025
Hàn Quốc	11%	2030
Lào	30%	2025
Philippines	35%	2030
Thái Lan	30%	2036
Việt Nam	20%	2050

Nguồn: NREL

Theo kinh nghiệm quốc tế, cần đảm bảo các yếu tố sau đối với việc triển khai thực hiện RPS, bao gồm: 1) Thiết kế RPS dựa trên các phân tích điều kiện và bối cảnh quốc gia, 2) thu thập thông tin đầu vào của các bên liên quan trong việc xây dựng các mục tiêu để thực hiện, 3) xác định các loại tài nguyên tái tạo đủ điều kiện và đặc điểm, 4) xác định rõ ràng Khả năng áp dụng RPS, 5) thực thi tuân thủ và 6) kiểm soát chi phí

Bảng 2. Một số yếu tố chính của RPS

Yếu tố	Ví dụ
Mục tiêu ở năm cuối	20% điện tái tạo vào năm 2050
Các mục tiêu ở năm giữa	5% điện tái tạo vào năm 2020, 10% vào năm 2030, 15% vào năm 2040
Các công nghệ được áp dụng	điện mặt trời, gió, sinh khối và thủy điện nhỏ hơn 10 MW được lắp đặt vào hoặc sau ngày 1 tháng 7 năm 2019
Các đơn vị chịu sự điều chỉnh	Tất cả các công ty điện lực phục vụ phụ tải với hơn 50.000 khách hàng
Cơ quan giám sát	Ủy ban điều tiết quốc gia (hoặc vùng)
Chế tài vi phạm	\$50/MWh

Nguồn: USAID, Best Practices and Recommendations for adopting Renewable Portfolio Standards in Vietnam, 2018

Hiện nay mặc dù Việt Nam đã có định hướng áp dụng RPS, thể hiện ở tỉ trọng NLTT bắt buộc nêu tại Chiến lược phát triển NLTT quốc gia, nhưng chưa thiết kế chi tiết và có quy định cụ thể để triển khai RPS. Dưới đây sẽ trình bày các vấn đề cơ bản khi thiết kế chi tiết quy định RPS. Trong đó bao gồm các yếu tố chính là: a) mục tiêu (MWh hoặc MW), b) năm mục tiêu, c) danh sách các công nghệ tái tạo đủ điều kiện, d) xem xét nhập khẩu tái tạo và e) cấu trúc tuân thủ và thực thi.

- Mục tiêu RPS có thể được đặt ở dạng mục tiêu sản xuất (tính bằng MWh) hoặc mục tiêu công suất lắp đặt (tính bằng MW). Mặc dù đặt mục tiêu công suất có thể dễ dàng hơn cho cơ quan quản lý, nhưng nó không xem xét lượng điện thực sự được sản xuất. Do đó, nó có thể khuyến khích các nhà máy điện nổi lưới nhưng có thể được đặt ở những khu vực có nguồn tài nguyên chất lượng thấp (ví dụ, thiếu gió ổn định) hoặc ở những khu vực có tắc nghẽn cao, dẫn đến hạn chế phát điện tái tạo. Đặt mục tiêu sản xuất trong MWh đảm bảo rằng các nhà phát triển dự án được khuyến khích sử dụng thiết bị và công trình tối đa hóa việc tạo ra từ các nguồn năng lượng tái tạo.

- Các mục tiêu RPS thường được thiết lập hàng năm với mục tiêu cuối năm. Ví dụ, mục tiêu RPS có thể là 30% doanh thu bán lẻ điện hàng năm vào năm 2030, bắt đầu từ 20% vào năm 2030 và tăng 1% hàng năm để đạt được mục tiêu 30% vào cuối thời kỳ. Mục tiêu hàng năm cùng với kỳ vọng cuối thời kỳ cung cấp bối cảnh và thông tin chắc chắn cho các nhà phát triển dự án. Các khu vực có tốc độ tăng phụ tải nhanh, có thể ảnh hưởng đến các yêu cầu tuân thủ, có thể cần phát triển cơ chế để xác định MWh thực tế cần thiết dựa trên các nguồn dữ liệu xác định và khung thời gian xác định.
- Các chính sách RPS cần liệt kê các công nghệ đủ điều kiện. Vì các bên liên quan có thể có các định nghĩa khác nhau về tài nguyên “tái tạo”, do đó cần theo dõi sự tuân thủ để liệt kê các công nghệ đủ điều kiện. Trong một số trường hợp, các quốc gia đang thiết lập các tiêu chuẩn năng lượng “sạch”, bao gồm cả việc phát điện từ năng lượng hạt nhân. Ngoài việc liệt kê các loại công nghệ đủ điều kiện, RPS cần xác định mọi ràng buộc về thời gian và địa lý. Ví dụ, RPS có thể chỉ bao gồm NLTT được sản xuất sau khi RPS được ban hành, để khuyến khích các nhà máy năng lượng tái tạo mới.
- Thiết kế quy định RPS cũng cần làm rõ liệu NLTT nhập khẩu có đủ điều kiện hay không. Đôi khi NLTT nhập khẩu cũng nên được xem xét tham gia RPS, do ở một số vùng, một lượng đáng kể điện tái tạo có thể đã được nhập khẩu và các nguồn năng lượng tái tạo có thể được phát triển với chi phí thấp hơn ở các vùng khác và sau đó nhập khẩu (do đó giảm chi phí cho người tiêu dùng), và 3) cơ sở pháp lý, hợp đồng hoặc các hạn chế khác, có thể cấm phân biệt đối xử với nhập khẩu điện. Ngược lại, một số chính sách RPS loại trừ nhập khẩu có thể tái tạo, để hỗ trợ ngành công nghiệp địa phương hoặc vì các lý do khác.
- Cơ cấu tuân thủ và thực thi là điều cần thiết để đảm bảo cam kết về sự ổn định của thị trường NLTT với các nhà đầu tư, trong suốt thời gian đầu tư của họ. Một RPS có tác động lớn nhất đối với việc huy động đầu tư của khu vực tư nhân nếu nó có tính ràng buộc pháp lý³¹.

³¹ IRENA (2017). “Renewable Energy Target Setting and Support Schemes – Regional Workshop on Renewable Energy in Central Asia.” International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Apr/26/7-Session-II-Renewable-Energy-Target-Setting-and-Support-Schemes-Diala-Hawila.pdf>

- Thực hiện RPS là một quá trình lâu dài đòi hỏi sự phối hợp và hỗ trợ giữa các bên khác nhau. Do đó, cần thiết tham vấn và ghi nhận ý kiến đóng góp của các bên liên quan và sự tham gia ban đầu trong quá trình phát triển mục tiêu hàng năm và tạm thời có thể dẫn đến việc thực hiện chính sách suôn sẻ hơn và hỗ trợ bền vững.
- Một số quốc gia khi ban hành RPS thường ban hành các hạn chế với một số nhất định các nguồn tài nguyên tái tạo có thể xem xét trong RPS. Đôi khi việc lựa chọn dựa trên chi phí, tác động môi trường hoặc các mục tiêu khác của quốc gia, ví dụ, khuyến khích các công nghệ có thể mang lại lợi ích phát triển kinh tế hoặc việc làm. Một số trường hợp, chính phủ có thể khuyến khích đa dạng hóa năng lượng tái tạo thông qua các mục tiêu công nghệ cụ thể để hạn chế sự phụ thuộc quá mức vào một lựa chọn tài nguyên duy nhất. Cuối cùng, các chính sách RPS có thể xem xét tuổi của các máy phát điện tái tạo đủ điều kiện theo RPS.
- Điều đặc biệt quan trọng đối với việc triển khai RPS là phải xác định các đơn vị cụ thể phải chịu trách nhiệm về việc đáp ứng các mục tiêu và phương pháp báo cáo; và xem xét các trường hợp loại trừ hoặc không hợp lệ.
- Cần có sự giám sát và thực thi để RPS bắt buộc có hiệu quả trong việc triển khai các nguồn tài nguyên tái tạo mới và đáp ứng các mục tiêu. Các nhà đầu tư cần được củng cố niềm tin vào thị trường năng lượng tái tạo sẽ tồn tại trong suốt thời gian đầu tư trước khi thực hiện những gì trong nhiều trường hợp là chi phí vốn cực lớn. Do đó, phương pháp luận để đánh giá và xác minh sự tuân thủ cần phải rõ ràng và với một cơ quan chính phủ giám sát được chỉ định hoặc tổ chức có thẩm quyền có thể thực thi các chế tài được quy định trong chính sách RPS. Nếu không có các biện pháp này, các khoản đầu tư quan trọng có thể không được thực hiện do thiếu niềm tin của nhà đầu tư và RPS sẽ hoạt động như một nguyện vọng hơn là một mục tiêu chắc chắn, không thể bác bỏ.
- Do sự không chắc chắn về chi phí phát sinh trong tương lai, hầu hết các RPS đều có cơ chế hạn chế chi phí, để bảo vệ khách hàng sử dụng cuối không phải chịu sự gia tăng chi phí do RPS. Các cơ chế như vậy miễn trừ hợp pháp pháp nhân có nghĩa vụ tuân thủ RPS trong thời gian báo cáo đó.

Bảng sau đây trình bày các ví dụ về các lựa chọn về cấu trúc RPS theo kinh nghiệm quốc tế.

Bảng 3. Các lựa chọn về cấu trúc RPS theo kinh nghiệm quốc tế

Quốc gia (vùng)	Mục tiêu RPS (cuối thời kỳ)	Cơ chế/công cụ thực hiện	Đối tượng áp dụng	Chế tài
Mexico	35% (2024)	Clean Energy Certificate (CECs)	Các đơn vị bán lẻ, người tiêu dùng lớn mua năng lượng từ thị trường bán buôn	Phạt hành chính
California (Mỹ)	50% (2030)	Renewable Energy Certificate (REC)	Utilities (some smaller utilities are exempt)	Phạt hành chính
Australia	5% (2020)	Large-Scale Generation Certificates (LGC) và Small-Scale Technology Certificates (STCs)	Các công ty bán lẻ điện	10% trường hợp không tuân thủ có thể được nợ sang một năm sau; nếu không thì áp dụng mức phạt 65 AUD cho mỗi chứng chỉ.
Trung Quốc (dự thảo)	20% (2030)	Đang dự thảo	Provincial grid companies, distribution companies and retail electricity companies, industrial users with captive power plants, and C&I users who purchase power bilaterally	Replacement REC option; penalties can include delay or cancellation of fossil fuel capacity or reduced market trading power

Quốc gia (vùng)	Mục tiêu RPS (cuối thời kỳ)	Cơ chế/công cụ thực hiện	Đối tượng áp dụng	Chế tài
Hàn Quốc	11% (2030)	Renewable Energy Certificate đánh giá theo công nghệ và ứng dụng	Các nhà cung cấp năng lượng có nghĩa vụ bằng cách tạo ra hoặc mua REC	Tối đa 150% giá giao dịch của giấy chứng nhận cung cấp năng lượng tái tạo được áp dụng đối với trường hợp không tuân thủ. Số lượng hình phạt khác nhau tùy thuộc vào nguyên nhân và tần suất của việc không tuân thủ

Nguồn: Tổng hợp từ USAID, Bộ Công Thương

Cơ chế đảm bảo tuân thủ và thực thi RPS

Cần có cơ chế giám sát và thực thi bắt buộc để RPS có hiệu quả trong việc triển khai các nguồn tài nguyên tái tạo mới và đáp ứng các mục tiêu. Cần nâng cao sự tin tưởng của các nhà đầu tư vào sự tồn tại ổn định và lâu dài của thị trường năng lượng tái tạo trước khi họ ra quyết định đầu tư, trong nhiều trường hợp là chi phí vốn cực lớn. Do đó, phương pháp luận để đánh giá và xác minh sự tuân thủ cần phải rõ ràng và cần chỉ định một cơ quan chính phủ giám sát và có thẩm quyền có thể thực thi bất kỳ hình phạt nào được quy định trong chính sách RPS. Nếu không có các biện pháp này, các khoản đầu tư quan trọng có thể không được thực hiện do thiếu niềm tin của nhà đầu tư và RPS sẽ không hoạt động hiệu quả, thiếu mục tiêu chắc chắn và có cam kết.

Thông thường, tuân thủ và thực thi là chức năng của cơ quan quản lý giám sát điện hoặc năng lượng. Việc thực hiện chính sách RPS có thể thiết lập một lịch trình để các bên tham gia tuân thủ gửi báo cáo (thường là hàng năm) cho cơ quan quản lý về hiệu quả hoạt động và tiến độ hướng tới các mục tiêu tạm thời.

Báo cáo sẽ phụ thuộc vào cách thức đơn vị tuân thủ mua sắm năng lượng tái tạo, cấu trúc thị trường của nó, v.v. Ví dụ: nếu đơn vị tuân thủ là một công ty độc quyền mua năng lượng tái tạo so với (các) hợp đồng mua bán điện, hàng năm báo cáo có thể bao gồm cả bản cập nhật về lượng năng lượng tái tạo được sản xuất trong năm so với mục tiêu tạm thời tiếp theo và bản sao của bất kỳ hợp đồng nào về năng lượng tái tạo đã được ký kết trong năm báo cáo. Các công ty điện lực cũng có thể sở hữu trực tiếp các nhà máy phát điện tái tạo của họ. Ngoài việc cung cấp thông tin về hợp đồng, các công ty điện lực cần phải trình bày một số tài liệu chứng minh hợp đồng hoặc sở hữu NLTT, ví dụ, thông qua đồng hồ đo hoặc các biện pháp khác.

Một lựa chọn khác để tuân thủ là hiển thị bằng chứng về chứng chỉ NLTT (REC) qua tài khoản hệ thống theo dõi REC, nếu có thị trường thiết lập cơ chế chứng chỉ năng lượng tái tạo (REC).

Nếu không được quy định trong quy chế, quy định thực thi RPS, thì cơ quan quản lý sẽ phải xác định theo thủ tục cách tiếp cận nào có thể phù hợp nhất với bối cảnh thị trường sở tại. Trong các thị trường phi điều tiết, có thể có nhiều giao dịch giữa các bên khác nhau, làm cho hệ thống theo dõi REC trở thành một phương pháp đơn giản hơn để chứng minh sự tuân thủ. Ở những thị trường có số lượng giao dịch hạn chế, việc tuân thủ RPS có thể được giám sát thông qua việc kiểm tra các hợp đồng và hồ sơ sản xuất điện.

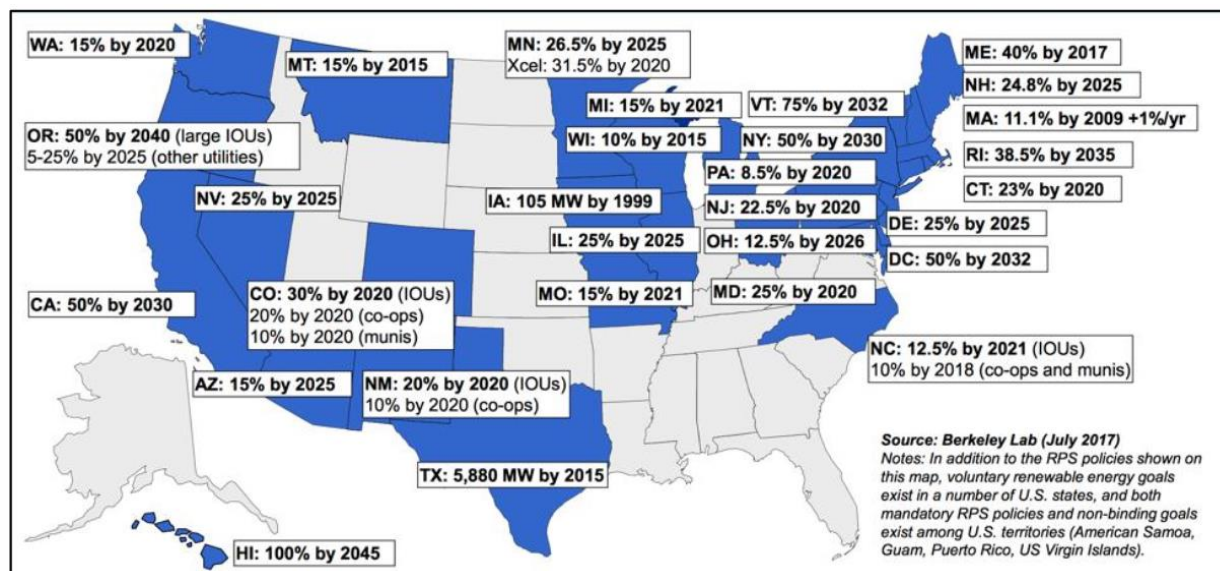
Thực thi

Khi cơ quan quản lý xác định rằng các bên tham gia RPS không đáp ứng các nghĩa vụ của mình, cần có chế tài hoặc các biện pháp khác để giải quyết việc thực thi hành vi không tuân thủ có thể giúp đảm bảo rằng sẽ đạt được các mục tiêu RPS hàng năm. Một trong số các chế tài là đưa ra cơ chế phạt, ví dụ, nếu RPS yêu cầu một số lượng MWh điện tái tạo nhất định, chế tài có thể chỉ định rằng thực thể tuân thủ phải trả một khoản phạt, chẳng hạn như \$ 100 cho mỗi MWh không tuân thủ.

Các cơ quan quản lý cũng cần xem xét lộ trình giảm mức phạt là phù hợp. Khoản phạt này có thể bắt đầu ở một mức cụ thể và giảm dần theo thời gian (ví dụ: bắt đầu ở mức 100 đô la / MWh trong năm đầu tiên và giảm 10 đô la / MWh mỗi năm trước khi duy trì ở mức 50 đô-la/MWh trong tất cả các năm tiếp theo. Các hình phạt tuân thủ ban đầu có thể được thiết lập dựa trên kinh phí dự kiến được yêu cầu bởi các máy phát điện tái tạo, để có được tài chính. Tại Hoa Kỳ, các khoản phạt đã được cấu trúc để chúng khác nhau đối với điện năng lượng mặt trời và các đối tượng chịu sự

điều chỉnh của RPS. Đây là một hình thức ghi nhận rằng chi phí năng lượng mặt trời trước đây cao hơn chi phí của các nguồn điện truyền thống chịu sự điều chỉnh của RPS.

Kinh nghiệm triển khai RPS tại Hoa Kỳ



Hình 8. Các bang triển khai RPS tại Hoa Kỳ

Nguồn: Berkeley Lab 2017

Tại Hoa Kỳ, RPS đã được thực hiện ở cấp tiểu bang từ những năm 1980. Hoa Kỳ có cả hệ thống điện tích hợp theo chiều dọc và hệ thống phi điều tiết, cung cấp nhiều ví dụ chính sách khác nhau, với cấu trúc chính sách khác nhau về mục tiêu, khung thời gian, thực thể bắt buộc, công nghệ, địa chỉ, địa điểm, đối tượng điều chỉnh của RPS, cơ chế REC, yêu cầu hợp đồng, cơ chế tuân thủ, giới hạn chi phí và các tính năng chính sách khác³². RPS hiện được ban hành tại 29 Tiểu bang và Washington DC, áp dụng cho 56% tổng Doanh số bán lẻ điện của Hoa Kỳ.

Kể từ khi RPS được thông qua, các chính sách đã phát triển đáng kể tại Hoa Kỳ. Một thay đổi quan trọng là các mục tiêu tham vọng hơn ở nhiều bang như Hawaii (75% vào năm 2040 và 100% vào năm 2045), California (50% vào năm 2030) và Oregon (50% vào năm 2040), đều ở mức rất cao.

³² LBNL 2017

Nhìn chung, RPS đã có tác động đáng kể, dẫn đến khoảng 50% tổng tăng trưởng phát điện NLTT của Hoa Kỳ kể từ năm 2000³³. Tổng tăng trưởng NLTT thực sự vượt quá yêu cầu RPS do mua sắm của doanh nghiệp và thị trường điện xanh. Mặc dù trước đây, gió là nguồn tài nguyên chính cho RPS, nhưng ngày nay năng lượng mặt trời đã giữ vị trí dẫn đầu do năng lượng mặt trời và khả năng cạnh tranh kinh tế của năng lượng mặt trời quy mô lớn.

Kinh nghiệm triển khai RPS tại Mexico

Năm 2012, Mexico đã thông qua Luật biến đổi khí hậu với các mục tiêu tạo ra năng lượng sạch. Từ năm 2013, Mexico bắt đầu thực hiện các cải cách sâu rộng trong lĩnh vực điện theo hiến pháp, bao gồm, chia tách các khu vực sản xuất và phân phối điện, tạo ra thị trường điện bán buôn do một nhà điều hành lưới điện độc lập kiểm soát. Với việc thông qua luật mới, Mexico thiết lập các mục tiêu năng lượng sạch mới cho sản xuất điện: 25% vào năm 2018, 30% vào năm 2021 và 35% vào năm 2024³⁴. Các chủ thể có nghĩa vụ bao gồm các đơn vị cung cấp điện bán lẻ và những người tiêu dùng lớn mua năng lượng từ thị trường bán buôn. Để tuân thủ, các chủ thể có nghĩa vụ phải mua Chứng chỉ Năng lượng Sạch (hoặc CEL) đại diện cho một MW điện tạo ra không sử dụng nhiên liệu hóa thạch và tương tự như REC. Vào năm 2018, yêu cầu là 5% lượng điện tiêu thụ hàng năm cho các đơn vị chịu sự điều chỉnh và 13,9% vào năm 2022. CEL được mua không theo gói thông qua thị trường bán buôn hoặc được kèm theo như một phần của PPA dài hạn, bao gồm cả lượng CEL thông qua đấu giá năng lượng tái tạo. Mexico đưa ra hình phạt \$200 cho mỗi CEC nếu không tuân thủ. Comisión Reguladora de Energía (Ủy ban Điều tiết Năng lượng, hoặc CRE) giám sát việc tuân thủ này. Tính đến 2019, Mexico đang trên đường đạt được tiêu chuẩn năng lượng sạch chiếm 20,82% tổng sản lượng điện.

Kinh nghiệm triển khai RPS tại Trung Quốc

Vào năm 2016, Cơ quan Quản lý Năng lượng Quốc gia của Trung Quốc đã thông qua Kế hoạch 5 năm phát triển năng lượng tái tạo lần thứ 13 cho giai đoạn 2016-2020. Kế hoạch này thiết lập các mục tiêu về năng lượng tái tạo đến năm 2020. Các mục tiêu là tăng năng lượng phi hóa thạch lên 15% vào năm 2020 và 20% vào năm 2030 (IEA 2018).

³³ Barbose 2017

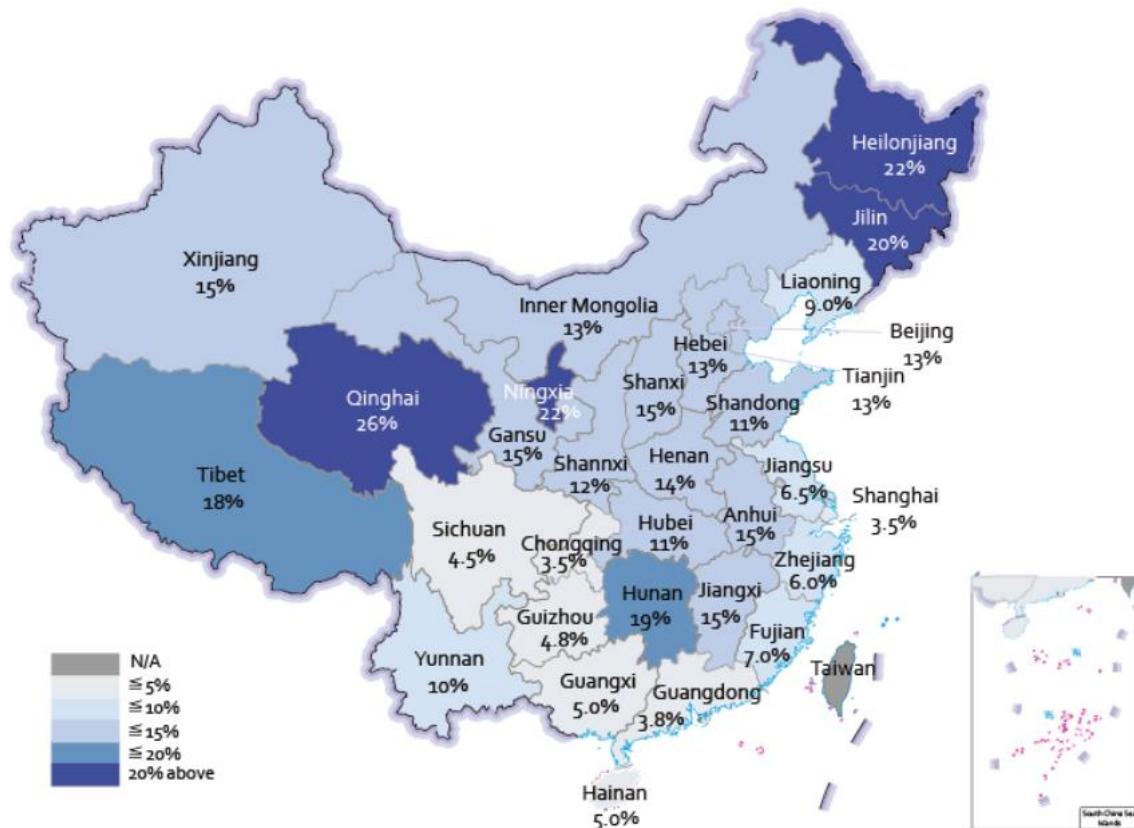
³⁴ Zinaman et al., 2018

Vào năm 2018, Cơ quan Quản lý Năng lượng Quốc gia đã phát hành chính sách quốc gia về Nghĩa vụ NLTT (RE Obligation) trong đó đề xuất những thay đổi chính đối với mục tiêu NLTT bao gồm:

- Các đối tượng chịu sự điều chỉnh bao gồm: công ty lưới điện tỉnh, công ty phân phối và công ty bán lẻ điện, khách hàng sử dụng công nghiệp có nhà máy điện cố định và khách hàng công nghiệp – thương mại sử dụng mua điện song phương.
- RPS bắt buộc với một hệ thống các mức phạt. Lưới điện cấp tỉnh sẽ xác định giá REC thay thế và các đơn vị có thể mua REC thay thế để bù đắp bất kỳ thiếu sót nào trong nghĩa vụ của mình. Nếu nhiệm vụ không được đáp ứng, chính phủ có thể trì hoãn việc phê duyệt công suất nhiên liệu hóa thạch mới hoặc giảm công suất đã được phê duyệt. Đối với các công ty bán lẻ điện không tuân thủ, họ sẽ bị hạn chế hoặc hủy bỏ khả năng giao dịch (mua) trên thị trường trong năm tiếp theo.
- Chuyển từ mục tiêu MW sang mục tiêu phần trăm, trong đó chuyển đổi cách đo lường dựa trên MWh sản xuất NLTT so với tổng doanh thu bán điện. Đây là sự thay đổi so với các mục tiêu MW trước đó của Trung Quốc, dẫn đến việc lắp đặt công suất bị cắt giảm ở mức cao tại một số khu vực.

RO của Trung Quốc chỉ định mục tiêu tiêu dùng chỉ cho ba năm (bao gồm cả năm hiện tại), thay vì đặt mục tiêu cho các tỉnh hoặc thị trường để hướng tới trong dài hạn. Trên thực tế, nghĩa vụ của tỉnh cho năm 2020 đã được điều chỉnh vào tháng 6 năm nay để phản ánh chặt chẽ hơn sản lượng. Điều này có nghĩa là nghĩa vụ tương tự như hạn ngạch lập kế hoạch hành chính và ít để thúc đẩy đầu tư dựa trên thị trường vào năng lượng sạch trong dài hạn³⁵.

³⁵ Oxford Institute for Energy Studies, Current direction for renewable energy in China, 2020



Hình 9. Phân bố quota NLTT tại Trung Quốc

Nguồn: GIZ 2018

Kinh nghiệm triển khai RPS tại Úc

Tại Úc, RPS đã được sử dụng ở cấp liên bang và tiểu bang. Ở cấp liên bang đã ban hành Mục tiêu năng lượng (RET) bắt đầu hoạt động vào năm 2011. RET yêu cầu các chủ thể tham gia thị trường điện tuân thủ cung cấp 16% năng lượng tái tạo, tăng lên 23,5% vào năm 2020³⁶. Các đơn vị đủ điều kiện tuân thủ thường là các nhà bán lẻ điện, được định nghĩa là bất kỳ “cá nhân hoặc công ty nào là người đầu tiên mua điện trên lưới điện có công suất lắp đặt từ 100 MW trở lên”.

³⁶ Australia (July 18, 2018b). “Large-scale Renewable Energy Target market data,” website. Australian Government Clean Energy Regulator. <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/Large-scaleRenewable-Energy-Target-market-data#progress>

Sự tuân thủ được xác định thông qua RECs: chứng chỉ phát điện quy mô lớn (LGC) và chứng chỉ công nghệ quy mô nhỏ (STC). Các pháp nhân tuân thủ phải gỡ bỏ một số LGC và STC nhất định³⁷. LGCs được cấp cho mỗi MWh năng lượng tái tạo quy mô lớn. STC được phát hành trả trước cho các nhà máy điện quy mô nhỏ để phát điện ước tính đến năm 2030. Việc phát hành trả trước cho phép các nhà phát triển STC (ví dụ: chủ nhà) tài trợ cho các giao dịch mua của họ.

Nếu việc tuân thủ không được đáp ứng, thì chủ thể phải trả khoản phí không được hoàn thuế, mặc dù 10% của khoản thiếu hụt có thể được chuyển sang năm sau mà không bị phạt. Hình phạt là 65 AUD cho mỗi REC. Chính sách cho phép các doanh nghiệp liên quan đến các hoạt động Tiếp xúc với Phát thải-Thương mại Chuyên sâu (EITE) được miễn trừ.

Cơ quan điều tiết năng lượng sạch theo dõi tiến độ hướng tới mục tiêu năm 2020 và ước tính rằng cần có 6400 MW dự án để đạt được mục tiêu. Tính đến tháng 6 năm 2018, đã có 8.309 MW dự án đang hoạt động (2.290 MW), đã cam kết (5.275 MW), hoặc có thể (744 MW).

Vấn đề cơ cấu tổ chức và giám sát RPS

Có một số lựa chọn để thiết kế cấu trúc quản lý và giám sát của Tiêu chuẩn tỉ lệ NLTT tối thiểu, bao gồm chiến lược lập kế hoạch và báo cáo, kiểm đếm và bám sát tiến độ hướng tới mục tiêu, cơ chế linh hoạt, thu hồi chi phí và các yếu tố khác. Nhiệm vụ chính của cơ quan quản lý RPS là theo dõi và xác minh rằng:

- 1) Các chủ thể có nghĩa vụ đã mua sắm đủ nguồn lực đủ điều kiện để đạt được sự tuân thủ;
- 2) Thiết lập các quy tắc và giao thức để đảm bảo tuân thủ và tính minh bạch và rõ ràng của dữ liệu và báo cáo RPS;
- 3) Đặt ra và áp dụng các hình phạt đối với các thực thể có nghĩa vụ không tuân thủ và;
- 4) Tổng hợp báo cáo từ các chủ thể có nghĩa vụ và cung cấp các báo cáo toàn diện và tiếp cận về tiến độ trong việc đáp ứng RPS cho lãnh đạo chính phủ và chế độ công khai phù hợp.

³⁷ IEA (2017a). Policies and Measures – Australia – Renewable Energy Target. International Energy Agency. <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/australia/name-22211-en.php>

Việc báo cáo bao gồm giám sát hoặc theo dõi tiến độ, báo cáo tiến độ và xác minh kết quả. Các mục tiêu chính của giám sát, báo cáo và xác minh RPS là:

- cung cấp sự rõ ràng, đầy đủ, minh bạch và bền vững cho RPS
- theo dõi sự tuân thủ của các pháp nhân có nghĩa vụ và phòng ngừa các hoạt động không tuân thủ;
- Tạo điều kiện đánh giá hiệu quả của chương trình trong các tác động đối với nền kinh tế;
- Liên tục theo dõi tiến độ giữa tất cả các bên bị ảnh hưởng;
- Hỗ trợ đạt được các chiến lược quốc gia của đất nước, bao gồm chiến lược phát triển bền vững và biến đổi khí hậu.

Quá trình Giám sát và Đánh giá (“M&E”) định kỳ cũng cần được thực hiện để đánh giá việc đạt được các mục tiêu dự kiến của dự án và giám sát vai trò của các công ty điện lực bị ảnh hưởng đối với các hoạt động của dự án và các chiến lược phát triển nhằm đáp ứng các mục tiêu RPS. Theo đó, cách tiếp cận Giám sát và Đánh giá tổng hợp có thể dựa trên các khuôn khổ hiệu quả để thực hiện RPS tại các khu vực tài phán ở khu vực Châu Á Thái Bình Dương và Hoa Kỳ.

Một quy trình hợp tác để đề xuất và xem xét việc ban hành các quy tắc hành chính về Giám sát, Báo cáo và Xác minh RPS là một quy trình có thể được thực hiện bởi các công ty điện lực trong khuôn khổ điều chỉnh của RPS với sự giám sát của một cơ quan chính phủ thích hợp (ví dụ: Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo), và bao gồm các bên liên quan đến năng lượng thuộc khu vực tư nhân và lợi ích công.

Cơ chế thực thi RPS hiệu quả sẽ có khung hình phạt tối thiểu khi có vi phạm ở một trong những nội dung sau:

- 1) Không tuân thủ RPS, không đạt mục tiêu tỉ lệ NLTT khi đến hạn;
- 2) Chậm nộp báo cáo RPS hàng năm cho cơ quan giám sát;
- 3) Vi phạm kế hoạch tuân thủ, trong đó cơ quan giám sát yêu cầu một công ty điện lực nộp hồ sơ báo cáo tuân thủ, đáp ứng RPS
- 4) Cơ quan giám sát có toàn quyền áp dụng các hình phạt đối với bất kỳ pháp nhân có nghĩa vụ nào không tuân thủ RPS.

Chế tài xử lý vi phạm RPS

Trong bất kỳ năm nào ngay sau RPS có hiệu lực (năm tuân thủ), một pháp nhân có nghĩa vụ không tuân thủ RPS gần đây nhất của mình sẽ chuẩn bị và gửi Giải trình bằng văn bản về việc không tuân thủ của mình.

Sau khi nhận được Giải trình, cơ quan giám sát sẽ điều tra lý do tại sao đơn vị có nghĩa vụ không đáp ứng RPS. Khi làm như vậy, sẽ có một điều khoản theo các quy tắc cho phép từ bỏ RPS hoặc gia hạn để đáp ứng tiêu chuẩn quy định. Ngoài ra, các quy tắc cũng có thể cho phép sai lệch so với RPS trong trường hợp RPS không thể được đáp ứng theo cách hiệu quả về chi phí, hoặc do các sự kiện hoặc tình huống nằm ngoài tầm kiểm soát của công ty điện lực mà không thể dự đoán hoặc khắc phục một cách hợp lý.

Cơ quan giám sát sẽ xác định bất kỳ sự miễn trừ, gia hạn hoặc hình phạt nào, nếu có, trên cơ sở từng trường hợp. Khi quyết định xem có nên từ bỏ, gia hạn hoặc áp dụng hình phạt hay không, cơ quan giám sát có thể xem xét các yếu tố như:

- Các quy trình mà chủ thể thực hiện để thu được năng lượng điện tái tạo cần thiết để đáp ứng RPS, và tính hiệu quả của chủ thể trong việc quản lý các quy trình đó;
- Mức độ mà chủ thể đã nỗ lực trung thực để tuân thủ RPS và/hoặc để xây dựng và tuân theo một Kế hoạch Tuân thủ đã được phê duyệt;
- Các lý do hoặc yếu tố cụ thể dẫn đến việc không đáp ứng RPS và mức độ mà các lý do hoặc yếu tố đã nêu nằm ngoài tầm kiểm soát của chủ thể và/hoặc có thể đã được dự đoán hoặc cải tiến một cách hợp lý;
- Mức độ nghiêm trọng của việc không tuân thủ;
- Số lần chủ thể đã không tuân thủ trong quá khứ;
- Khả năng và lượng năng lượng tái tạo sẽ được bổ sung vào danh mục năng lượng tái tạo của đơn vị có nghĩa vụ trong tương lai gần; và
- Bất kỳ yếu tố hợp lý nào khác, theo quyết định của cơ quan giám sát, cần được tính đến

Dựa trên thẩm quyền ban hành một hình phạt như vậy và việc xem xét toàn bộ hồ sơ, cơ quan giám sát sau đó sẽ áp dụng các hình phạt đối với một chủ thể có nghĩa vụ thiếu RPS, cung cấp sự rõ ràng và minh bạch cho RPS.

Cơ chế tính phụ phí để thu hồi khoản đầu tư nâng cấp hạ tầng lưới điện phục vụ NLTT

Sự thành công của RPS phụ thuộc nhiều vào các dự án cơ sở hạ tầng NLTT có thể bao gồm phát triển các nguồn năng lượng tái tạo của bên thứ ba, duy trì các nguồn năng lượng tái tạo hiện tại và bằng cách tăng cường lựa chọn năng lượng cho khách hàng trong khi duy trì mức độ tin cậy có thể chấp nhận được.

Một hình thức bù đắp chi phí để cải thiện lưới điện và các khoản đầu tư khác mà các nhà cung cấp truyền tải và phân phối của Việt Nam có thể nghiên cứu thực hiện để hỗ trợ RPS là tạo và thực hiện Phụ phí cơ sở hạ tầng năng lượng tái tạo (Phụ phí). Phụ phí chỉ là một ví dụ về một lựa chọn để tạo điều kiện huy động vốn bằng cách cung cấp cho các nhà đầu tư sự đảm bảo về cơ chế thu hồi vốn đầu tư của các tiện ích vào cơ sở hạ tầng tái tạo một cách kịp thời. Mục đích của Phụ phí REI, ít nhất là trên cơ sở tạm thời, có giới hạn, sẽ là để cung cấp cho cơ sở có thẩm quyền đề nghị thanh toán cho các cơ sở kết nối nhất định cho các dự án năng lượng tái tạo độc lập ở Việt Nam và để thu hồi chi phí của các cơ sở đó thông qua đề xuất Phụ phí. Xin lưu ý rằng, khoản phụ phí này áp dụng cho các khoản đầu tư của Công ty điện lực nhà nước vào hạ tầng lưới điện, không áp dụng cho các khoản đầu tư của công ty tư nhân vào hạ tầng lưới điện.

Các khuyến nghị chính đối với Việt Nam khi nghiên cứu áp dụng RPS

Việt Nam cần luật hóa tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT đã nêu trong Chiến lược phát triển NLTT Việt Nam³⁸ và tạo điều kiện để các đơn vị có trách nhiệm thực hiện tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT được thuận lợi. Có thể xây dựng cơ chế cấp chứng chỉ phát điện NLTT (REC) cho các đơn vị phát điện tái tạo mới thành lập và hình thành thị trường giao dịch chứng chỉ này. Các đơn vị có trách nhiệm thực hiện tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT có thể mua chứng chỉ mà không nhất thiết phải là chủ sở hữu hoặc mua điện trực tiếp từ nhà máy điện NLTT. Thị trường giao dịch chứng chỉ về tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT sẽ tạo ra động cơ khuyến khích các nhà phát triển đầu tư xây dựng các nhà máy phát điện tái tạo có tính khả thi về hiệu quả đầu tư thông qua việc sử dụng các nguồn lực trên thị trường và đầu tư vào TTNLTT là nơi có tiềm năng NLTT tốt nhất và tận dụng lợi suất quy mô. Đồng thời cũng không khuyến khích xây dựng, phát triển các nhà máy điện NLTT kém hiệu quả kinh tế ở những nơi có tài nguyên NLTT không

³⁸ Quyết định số : 2068/QĐ-TTg ngày ngày 25 tháng 11 năm 2015 của Thủ tướng Chính phủ Phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050

đủ tốt. Đây cũng là kinh nghiệm thành công tại Texas, Hoa Kỳ khi thu hút đầu tư vào TTNLTT mà chúng ta có thể áp dụng. Một số khuyến nghị khác trong quá trình hình thành và triển khai cơ chế RPS cần được lưu ý như sau:

- 1) RPS của Việt Nam có mục tiêu được đặt ra là 3% đến 5% công suất điện tái tạo vào năm 2020, 10% vào năm 2030 và 20% vào năm 2050, tùy thuộc vào các chủ thể thực hiện. Tuy nhiên, có một số yếu tố về mục tiêu và lịch trình tạm thời có thể được làm rõ thêm. Liệu mục tiêu cho các công ty phân phối có bổ sung cho mục tiêu cho các công ty phát điện hay không (ví dụ: nghĩa vụ đối với các công ty phát điện cộng với nghĩa vụ đối với các công ty phân phối sẽ tương đương 8% vào năm 2020, 20% vào năm 2030 và 40% trong Năm 2050).
- 2) Phải cung cấp cho các bên liên quan đến thị trường và hệ thống điện một lộ trình rõ ràng để lập kế hoạch và đầu tư nhằm đảm bảo tiến độ đạt được RPS cuối cùng. Các biện pháp giải trình trách nhiệm hàng năm để báo cáo tiến độ nhằm xây dựng niềm tin vào thị trường năng lượng tái tạo và ngăn chặn việc không đạt được các mục tiêu tạm thời. Các mục tiêu đi kèm theo chế tài bắt buộc với các hình phạt cho việc không tuân thủ có hiệu quả trong việc đưa thị trường hướng tới mục tiêu cuối cùng và có thể không hiệu quả nếu không có các hình phạt đó.
- 3) Để có thể xác minh việc tuân thủ RPS, chính sách cần xác định rõ các nguồn tài nguyên tái tạo nào đủ điều kiện tham gia RPS. Việc nêu chi tiết các nguồn lực đủ điều kiện cụ thể theo công nghệ là rất quan trọng, vì các định nghĩa rộng như “năng lượng tái tạo” hoặc “năng lượng sạch” không cung cấp đủ rõ ràng cho các thực thể có nghĩa vụ. RPS hiện tại mới chỉ loại trừ các nhà máy thủy điện lớn hơn 30 MW nhưng chưa chỉ rõ các công nghệ đủ điều kiện. Do đó, RPS Việt Nam cần xác định các nguồn lực đủ điều kiện để phù hợp với định nghĩa về năng lượng tái tạo trong các quy hoạch hiện có này, trong đó **tối thiểu nên bao gồm DMT và điện gió**. Định nghĩa rõ ràng về các công nghệ đủ điều kiện cũng làm cho việc xác minh và thực thi khả thi.
- 4) Hiện tại, RPS Việt Nam được đề xuất sẽ áp dụng cho các công ty phát điện và công ty bán lẻ điện. Mô hình này không rõ ràng trong việc liệu một đơn vị phát điện thông thường có bắt buộc phải ký hợp đồng mua sản lượng của nhà máy NLTT hoặc xây dựng một dự án năng lượng tái tạo không? Thông thường, đơn vị bán lẻ ký kết hợp đồng mua bán điện với nhà máy điện theo mô hình hiện nay. Ngoài ra, việc áp dụng mục tiêu cho đơn vị phát điện khiến việc theo dõi và đảm bảo rằng tổng RPS đang được đáp ứng sẽ trở nên khó khăn hơn. Có những vấn đề phát sinh khi có một RPS áp dụng cho cả công ty phát điện và công ty phân

phối vì có thể có số lượng NLTT bị trùng lặp và được tính hai lần, làm cho việc lập kế hoạch và tuân thủ trở nên cực kỳ phức tạp.

- 5) Tại Việt Nam, vai trò giám sát có thể được thực hiện bởi Cục Điều tiết điện lực (ERAV), với các trách nhiệm có thể bao gồm: 1) theo dõi và xác minh rằng các đơn vị có nghĩa vụ đã mua sắm đầy đủ số lượng nguồn lực đủ điều kiện để đạt được sự tuân thủ, 2) thiết lập các quy tắc và giao thức để đảm bảo tuân thủ và tính minh bạch và rõ ràng của dữ liệu và báo cáo RPS, 3) thiết lập và áp dụng các hình phạt đối với các thực thể có nghĩa vụ không tuân thủ và 4) hợp nhất báo cáo từ các thực thể có nghĩa vụ và cung cấp các báo cáo toàn diện và tiếp cận về tiến độ trong việc đáp ứng RPS cho chính phủ và chế độ công khai phù hợp. **Các chủ thể quản lý các Trung tâm NLTT cũng có thể tham gia với tư cách hỗ trợ giám sát và điều phối các hoạt động tại các khu vực thuộc thẩm quyền quản lý** của họ và báo cáo cho ERAV.
- 6) Việt Nam cần cơ chế hạn chế chi phí thực hiện RPS khi giá điện có thể tiếp tục gia tăng trong những thập kỷ tới. Cần có các chính sách RPS bao gồm các điều khoản được thiết kế để giới hạn tổng chi phí tuân thủ RPS để bảo vệ khách hàng sử dụng cuối khỏi gánh nặng chi phí gia tăng. Bên cạnh đó, việc đưa ra các hình phạt cho việc không tuân thủ là rất quan trọng để đảm bảo rằng các chủ thể có nghĩa vụ sẽ đáp ứng các mục tiêu năng lượng tái tạo theo thời gian.
- 7) Xem xét áp dụng cơ chế tính phụ phí hạ tầng NLTT để thu hồi khoản đầu tư nâng cấp hạ tầng lưới điện phục vụ NLTT. Phụ phí này cần đối chiếu và đáp ứng các quy định của pháp luật về phí, đồng thời không áp dụng đối với các khoản đầu tư của tư nhân vào hạ tầng lưới điện.

3.1.5. Hình thành thị trường mua bán chứng chỉ phát điện NLTT

Các tiêu chuẩn tỉ lệ NLTT (RPS) đề xuất ở trên có thể là nền tảng cho cơ chế Chứng chỉ NLTT (REC). Cơ chế REC về bản chất là tiêu chuẩn tỉ lệ NLTT có thể giao dịch mua bán. Với khung luật pháp tương đối hoàn thiện có sẵn để hỗ trợ phát triển NLTT tại Việt Nam, có tiềm năng và mức độ khả thi cao để thực hiện cơ chế REC. Tuy nhiên, thực thi REC cần gắn với việc đặt các mục tiêu cụ thể cho thị trường REC và một số trách nhiệm cơ bản và công cụ thu thập dữ liệu có sẵn để hỗ trợ việc chủ động giám sát, báo cáo, tuân thủ và thực thi các mục tiêu này.

Tổng quan kinh nghiệm quốc tế về chứng chỉ NLTT

Theo Cơ quan Môi trường Châu Âu, chứng chỉ năng lượng tái tạo (hay năng lượng xanh) “ghi nhận chính thức việc sản xuất một lượng điện tái tạo cụ thể”³⁹. Chứng chỉ NLTT (REC) thể hiện ‘giá trị xanh’ của việc sản xuất năng lượng tái tạo, có thể được mua bán theo cơ chế chứng chỉ năng lượng xanh, độc lập với việc mua bán năng lượng. REC thường tập trung vào điện tái tạo, nhưng đôi khi cũng bao gồm cả nhiệt và/ hoặc nhiên liệu tái tạo. Giấy chứng nhận năng lượng tái tạo (“RECs”) là một tùy chọn mà công ty điện lực hoặc chủ thể mua để có thể đáp ứng các mục tiêu của RPS đã ban hành.

Trong cơ chế REC, chính phủ đưa ra các mục tiêu năng lượng tái tạo mà các ngành hoặc các đối tượng cần quản lý cụ thể phải đạt được. Các đối tượng này có thể là các đơn vị cung cấp năng lượng, các doanh nghiệp sản xuất điện và nhiệt hoặc người tiêu thụ điện. Các dự án năng lượng tái tạo được giám sát theo các quy định thống nhất và các doanh nghiệp sản xuất điện hoặc năng lượng tái tạo được cấp chứng chỉ năng lượng xanh. Nếu các đối tượng này không đạt mục tiêu năng lượng tái tạo, vì lý do kỹ thuật hoặc kinh tế, họ có thể hoàn thành (một phần) cam kết của mình bằng cách mua chứng chỉ. Chứng chỉ này có thể mua từ các đối tượng được quản lý khác hoặc từ bên thứ ba được phép đưa chứng chỉ năng lượng xanh ra thị trường, ví dụ như các nhà phát triển dự án hoặc các doanh nghiệp thương mại năng lượng xanh. Cơ chế chứng chỉ năng lượng xanh cho phép các đối tượng bắt buộc tính toán chi phí và lợi ích của việc hoàn thành các cam kết năng lượng tái tạo bằng cách tự cung cấp điện tái tạo hoặc mua chứng chỉ năng lượng xanh.

Trong thị trường tuân thủ, các hệ thống giám sát REC cung cấp việc tính toán chứng chỉ, giám sát việc hết hạn chứng chỉ để tránh việc tính toán hai lần, và thẩm tra việc tuân thủ tiêu chuẩn năng lượng tái tạo. Các doanh nghiệp sử dụng các cơ chế này để giám sát việc sản xuất năng lượng tái tạo của mình, chuyển nhượng REC cho các doanh nghiệp khác (hoặc người mua chứng chỉ khác), và cuối cùng để thể hiện việc tuân thủ các yêu cầu của RPS.

Các bước thiết lập REC

Các bước quan trọng trong thiết lập REC, bao gồm chỉ định một cơ quan độc lập để phát hành chứng chỉ; đưa ra tiêu chuẩn hợp lệ để tạo các chứng chỉ; đưa ra các quy

³⁹ Cơ quan Môi trường Châu Âu, Danh mục các thuật ngữ môi trường châu Âu: <https://www.eea.europa.eu/help/glossary/eea-glossary/green-certificate-electricity>

tắc cơ chế; thiết lập các cơ chế giám sát, thẩm tra và đăng ký (giám sát); đưa ra các quy tắc tuân thủ và tổ chức việc mua lại (hoặc nộp lại) chứng chỉ để đảm bảo việc tuân thủ..



Hình 10. Các yếu tố thiết kế chủ chốt của Cơ chế chứng chỉ năng lượng xanh⁴⁰

Hệ thống giám sát và theo dõi GCS/REC

Một hệ thống theo dõi và xác minh REC hiệu quả là yếu tố căn bản đảm bảo sự vận hành và hiệu lực của REC. Hệ thống đảm bảo khả năng giảm chi phí giao dịch, giảm giá hoặc các hình thức bồi thường khác mà các công ty điện lực và người trả tiền phải trả theo thỏa thuận mua điện trong tương lai.

Cơ quan Bảo vệ Môi trường Hoa Kỳ mô tả Hệ thống theo dõi và xác minh REC là một dạng cơ sở dữ liệu điện tử ghi lại thông tin cơ bản về mỗi megawatt-giờ (MWh) của điện NLTT ở các vùng địa lý cụ thể của Hoa Kỳ. Bằng cách cấp REC và ghi nhận cho đơn vị phát điện, tổ chức phát hành đã đảm bảo rằng một MWh điện tái tạo đã được chuyển vào lưới điện.

⁴⁰ European Commission Intelligent Energy Europe, Review and analysis of national and regional certificate schemes, 2008.

RECs cần được cung cấp một quy trình chứng nhận và xác minh hai bước về sản xuất điện NLTT. Là một sản phẩm được chứng nhận, việc sản xuất điện đáp ứng các tiêu chuẩn tiêu dùng được chấp nhận và môi trường thừa nhận nó đến từ các tài nguyên tái tạo đủ điều kiện. Chứng nhận của bên thứ ba có thể coi là một xác minh độc lập rằng lượng NLTT được bán thông qua hệ thống phân phối điện cho khách hàng tương đương với lượng điện tái tạo được mua sắm theo hợp đồng cung cấp. Về bản chất, bên xác minh thứ ba có thể được yêu cầu đóng vai trò là kiểm toán viên độc lập để xác minh doanh số bán lẻ và bán buôn cho các nhà cung cấp điện và giúp ngăn chặn gian lận và đảm bảo tính hợp lệ của các báo cáo danh mục đầu tư tái tạo. Ví dụ: Cơ quan đăng ký có thể giao dịch cho Năng lượng tái tạo toàn cầu (“TIGR”) là một nền tảng trực tuyến để theo dõi và giao dịch REC. Được hỗ trợ bởi các bên thứ ba trong khu vực tư nhân, chẳng hạn như APX, một cơ quan đăng ký như TIGR hoạt động trong một công trình trực tuyến cho phép cả nhà phát triển tạo, xác minh và bán REC và người mua để lấy REC ở bất cứ nơi nào có thị trường trên thế giới.

Mỗi quốc gia sẽ cần thành lập một tổ chức để chứng nhận các sản phẩm điện tái tạo. Tại Hoa Kỳ, chỉ có chương trình Green-e Energy của Trung tâm Giải pháp Tài nguyên, cung cấp cả chứng nhận cho các sản phẩm điện tái tạo hoặc điện “xanh”, nhưng cũng kiểm tra độc lập các sản phẩm mà tổ chức này chứng nhận hàng năm.

Bằng cách sử dụng nhận dạng duy nhất cho mỗi giao dịch năng lượng tái tạo thông qua hệ thống theo dõi điện tử, thị trường REC có thể được thiết lập để REC có thể được giao dịch giữa các chủ tài khoản. Đặc điểm chính của REC là thông tin cụ thể về từng giao dịch năng lượng tái tạo được thu thập, lưu trữ và theo dõi trên một hệ thống điện tử an toàn. REC sẽ bao gồm thông tin như:

- Vị trí cơ sở NLTT
- Công nghệ phát điện
- Chủ cơ sở
- Loại nhiên liệu
- Công suất phát
- Năm cơ sở bắt đầu hoạt động
- Tháng / năm mỗi MWh được tạo ra.

Kết hợp REC và DPPA

DPPA có xuất phát từ nhu cầu sử dụng điện NLTT để tạo ra các đóng góp về mặt môi trường, trong đó tại nhiều quốc gia, chứng nhận sử dụng NLTT được đăng ký,

giám sát, định giá và mua bán. Giá trị bổ sung này của điện tái tạo làm nên sự khác biệt về độ thu hút chung của các dự án hay giao dịch điện tái tạo. DPPA sẽ thu hút được sự quan tâm lớn hơn từ người sử dụng và công ty phát điện tái tạo hơn nếu giá trị bổ sung được ngầm hiểu là điện không phát thải có thể được đưa vào Chương trình Chứng chỉ Năng lượng tái tạo (REC) hoặc Năng lượng xanh (GCS). Bằng cách thiết lập nguồn gốc năng lượng tái tạo, những chứng chỉ này có thể đảm bảo sự uy tín của việc đầu tư và tiêu thụ NLTT. Do đó, điều này sẽ có lợi cho tất cả các bên liên quan nếu giai đoạn thử nghiệm DPPA cũng có thể kết hợp với giai đoạn thử nghiệm cơ chế REC/GCS. Trong trường hợp thực hiện cơ chế REC/GCS, DPPA cũng sẽ hình thành quyền tài sản đối với các chứng chỉ xanh liên quan đến điện tái tạo.

Tiềm năng và gợi ý lựa chọn triển khai REC tại Việt Nam

Trong khuôn khổ nghiên cứu hỗ trợ chuẩn bị sẵn sàng cho thị trường các-bon tại Việt Nam do Ngân hàng Thế giới phối hợp với Bộ Tài nguyên và Môi trường thực hiện, REC đã được đề xuất với tên gọi Chứng chỉ năng lượng xanh (Green Certificate Scheme), với một số đặc điểm sơ bộ như sau:

Bảng 4. Đặc điểm thiết kế và ảnh hưởng chính của cơ chế GCS/REC tại Việt Nam

Yếu tố thiết kế	Mô tả
Phạm vi	Tất cả điện được sản xuất và cung cấp tại Việt Nam (bao gồm điện nhập khẩu) chiếm 29,5% phát thải của ngành năng lượng và 16,2% tổng phát thải quốc gia năm 2014.
Lượng giảm phát thải	Giảm phát thải trong ngành điện trong kịch bản không điều kiện (NDC -8%) được ước tính là 5,3% so với kịch bản BAU; và kịch bản có điều kiện (NLTT & HQNL) giảm phát thải 18,3%.
Mục tiêu	Mục tiêu của cơ chế GCS là sản xuất điện tái tạo vào năm 2030 chiếm 2,2% (không bao gồm tất cả các loại thủy điện, 4,1% bao gồm thủy điện nhỏ) trong kịch bản không điều kiện; và 10,2% (không bao gồm tất cả các loại thủy điện, 12,9% bao gồm thủy điện nhỏ) trong kịch bản có điều kiện.
Tác động kinh tế xã hội	Nhìn chung không có ảnh hưởng kinh tế bất lợi lớn về mục tiêu được đề ra theo cơ chế GCS. Trong kịch bản không điều kiện, tổng chi phí cho cơ chế thấp hơn một chút trong giai đoạn 2015-2030 so với kịch bản BAU (-1,0%), đồng thời đầu tư các nhà máy điện cũng thấp hơn (-0,3%). Tổng chi tiêu nhiên liệu thấp hơn 5,9% so với kịch bản BAU. Dự kiến giá năng lượng không tăng. Trong kịch bản có điều kiện, tổng đầu tư các nhà máy điện cao hơn 9% so với kịch bản BAU, nhưng tổng chi phí cơ chế thấp hơn so với kịch bản BAU (-1,5%), tổng chi tiêu nhiên liệu thấp hơn 8,2% trong giai đoạn 2015-2030 so với kịch bản BAU.

Yếu tố thiết kế	Mô tả
Nhất quán với pháp luật hiện hành	Cơ chế GCS được đề xuất nhất quán với quy định hiện hành và các chiến lược dài hạn của Việt nam như Quy hoạch điện 7 hiệu chỉnh (QHĐ7 hiệu chỉnh), Chiến lược Phát triển Năng lượng Tái tạo Quốc gia (và các quy định về khung giá điện hiệu chỉnh trong đó có bao gồm chi phí bổ sung của NLTT). Kịch bản NLTT & HQNL được sử dụng làm kịch bản có điều kiện và được BCT (BCT) xem là một phần của mục tiêu NDC có điều kiện, đòi hỏi phải có hỗ trợ quốc tế để đạt được mục tiêu.
Phù hợp với mục đích	Cơ chế GCS được đề xuất phù hợp để xác định phát thải trong lĩnh vực phát điện, mặc dù nó tạo điều kiện ưu đãi cho ít giải pháp giảm phát thải hơn so với cơ chế giao dịch phát thải ETS. Cơ chế chỉ tập trung vào ngành điện, do đó nó không có hiệu lực đối với các ngành công nghiệp khác. Cơ chế có thể xây dựng dễ dàng trên cơ sở các quy trình và thể chế hiện hành của ngành năng lượng. Cơ chế mang lại các ưu đãi trực tiếp hơn so với cơ chế giao dịch phát thải ETS, bao gồm các đơn vị sản xuất, cung cấp điện tái tạo.
Đồng lợi ích và ảnh hưởng phụ	Việc giảm nhập khẩu nhiên liệu hoá thạch (đồng thời giảm chi tiêu tiền tệ mạnh) làm tăng khả năng tiếp cận với năng lượng sạch, giảm ô nhiễm không khí và giảm ảnh hưởng đến sức khoẻ con người do sử dụng các nguồn năng lượng sạch hơn.
Tính chấp nhận về mặt chính trị	So với các công cụ định giá các-bon khác, việc tăng tỉ lệ sản xuất điện tái tạo đã từng được đưa vào các quy hoạch và chiến lược dài hạn của quốc gia. Liên quan đến ít các bên liên quan hơn, về phía chính phủ cũng như phía các bên tham gia vào cơ chế GCS, với mối quan hệ công việc đã được thiết lập. Bên thứ ba cung cấp điện tái tạo lớn có thể dẫn đến các kháng cự với các đơn vị sản xuất điện từ nhiên liệu hoá thạch quy mô lớn hiện nay (EVN).
Tính phức tạp trong quản lý	Tính phức tạp trong quản lý của cơ chế GCS tương đối thấp với các quy tắc MRV đơn giản hơn, so với các công cụ định giá các-bon khác và có tiềm năng sử dụng cơ chế giám sát đã được thực hiện theo khung biểu giá điện hỗ trợ FIT. BCT là cơ quan quản lý ngành điện, với mối quan hệ và quy trình làm việc đã được thiết lập với các bên liên quan. Khung MRV khá đơn giản. Hợp phần giao dịch mua bán là điểm mới.

Nguồn: VNPMR, Chương trình sẵn sàng cho thị trường các-bon: Nghiên cứu phương pháp định giá các-bon, chính sách và các công cụ tài chính theo thị trường (2020)

Cơ chế GCS/REC có thể được tạo ra thông qua thị trường điện bán buôn, với ERAV là đơn vị quản lý chương trình. Chức năng hiện tại của ERAV và cơ quan vận hành thị trường điện – Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC) trực thuộc EVN – nên được điều chỉnh để bao hàm các chức năng liên quan đến cơ chế GCS như đề cập bên trên, và điều này nên được đưa vào các văn bản luật. Trung tâm NLDC là đơn vị vận hành thuộc EVN, có trách nhiệm vận hành hệ thống và thị

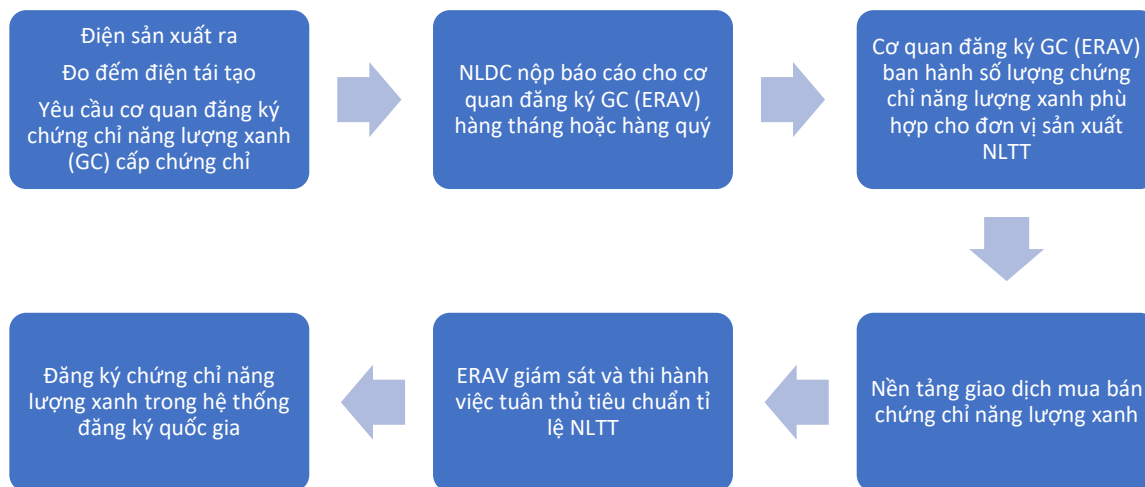
trường điện. Trung tâm này có tất cả dữ liệu liên quan đến sản xuất điện từ tất cả các nguồn bao gồm các nguồn NLTT. Do đó, các đơn vị này là các đơn vị phù hợp nhất để đảm nhiệm nhiệm vụ kỹ thuật hỗ trợ hệ thống đăng ký như việc thu thập và dữ liệu, IT và hạ tầng thông tin.

Bảng 5. Đề xuất sự tham gia của các bên và thể chế liên quan trong các giai đoạn thực hiện cơ chế GCS/REC

Chức năng	Cơ quan/ đơn vị
Đăng ký người mua và người bán và thiết lập các tài khoản	BCT (ERAV) ERAV là đơn vị trực thuộc BCT, có thể phê duyệt các đơn vị đủ tiêu chuẩn Các bên và thể chế liên quan được kiến nghị trong các giai đoạn thực hiện cơ chế GCS/RCE tham gia vào cơ chế GCS/RCE.
Sản xuất điện tái tạo và giám sát khối lượng và chất lượng của điện tái tạo được cung cấp	Nhà phát triển dự án Đây có thể là nhà phát triển dự án tư nhân hoặc công ty luật điện lực và các quy định khác, và thoả mãn các quy tắc và yêu cầu của cơ chế GCS/RCE.
Thẩm tra khối lượng và chất lượng điện tái tạo được cung cấp	Đơn vị thẩm tra độc lập Chức năng của đơn vị thẩm tra độc lập là thẩm tra khối lượng và chất lượng điện tái tạo được cung cấp. Xét đến các thiết lập thể chế hiện hành trong thị trường điện, Trung tâm NLDC trực thuộc EVN là đơn vị có trách nhiệm tính toán/ đo đếm năng lượng: <ul style="list-style-type: none"> - Đo đếm lượng điện sản xuất - Đo đếm thực hiện năng lượng tái tạo - Đo đếm tổng thực hiện năng lượng bởi tất cả các đơn vị bắt buộc
Ban hành các chứng chỉ năng lượng xanh và chuyển đến tài khoản của đơn vị sản xuất	BCT (ERAV) Cơ quan đăng ký (ERAV) sẽ ban hành một chứng chỉ cho đơn vị sản xuất cho mỗi MWh điện được sản xuất từ nguồn tái tạo hợp lệ. Điều này nên được thực hiện trên cơ sở công việc kỹ thuật và báo cáo/ thẩm tra bởi trung tâm NLDC.
Giám sát giao dịch mua bán chứng chỉ (theo các quy tắc được thiết lập)	BCT (ERAV) ERAV sẽ giám sát quá trình đăng ký và ban hành, thẩm tra các chứng chỉ GC/RC.

Chức năng	Cơ quan/ đơn vị
và chuyển nhượng chứng chỉ tương ứng giữa các tài khoản	

Nguồn: VNPMR, Chương trình sẵn sàng cho thị trường các-bon: Nghiên cứu phương pháp định giá các-bon, chính sách và các công cụ tài chính theo thị trường (2020)



Hình 1: Khung vận hành đề xuất đối với chứng chỉ năng lượng xanh

Khung vận hành đề xuất cho cơ chế GCS được trình bày trong *Hình 1*. Mô hình này dự kiến vận hành như sau:

- Điện sản xuất được từ các dự án NLTT được các đơn vị sản xuất NLTT chuyển lên lưới. Việc đo đếm điện tái tạo tương ứng sẽ được thực hiện bởi trung tâm NLDC. Các đơn vị sản xuất NLTT sẽ gửi yêu cầu đến cơ quan đăng ký ban hành chứng chỉ NLTT để ban hành các chứng chỉ năng lượng xanh GC như được chứng thực bởi trung tâm NLDC;

- Trung tâm NLDC đệ trình báo cáo lượng điện tái tạo sản xuất được và thẩm tra các dự án NLTT gửi đến đơn vị đăng ký chứng chỉ GC/RC (ERAV) hàng tháng hoặc hàng quý;
- Đơn vị đăng ký chứng chỉ GC/RC (ERAV) sẽ tạo và ban hành lượng chứng chỉ GC/RC phù hợp cho các đơn vị sản xuất NLTT;
- Chứng chỉ GC/RC có thể được mua bán trên nền tảng giao dịch mua bán chứng chỉ: các chứng chỉ GC/RC có thể được bán cho bất kỳ người mua nào và các doanh nghiệp bắt buộc có thể mua chứng chỉ GC/RC trực tiếp từ các đơn vị sản xuất NLTT hoặc từ thị trường để đạt yêu cầu bắt buộc về tiêu chuẩn tỉ lệ NLTT;
- Đơn vị đăng ký chứng chỉ GC/RC (ERAV) sẽ giám sát việc tuân thủ của các đơn vị tham gia so với mục tiêu tiêu chuẩn tỉ lệ NLTT, bao gồm việc thu hồi các chứng chỉ GC/RC và áp dụng biện pháp phạt đối với việc không tuân thủ, nếu cần;
- Đơn vị đăng ký chứng chỉ GC/RC (ERAV) sẽ báo cáo hàng năm lên BTNMT để đăng ký thêm chứng chỉ GC trong hệ thống MRV quốc gia để phục vụ mục đích giám sát việc tuân thủ NDC.

Trong giai đoạn thí điểm, cơ chế GCS/REC có thể được thực hiện với các sắp xếp thể chế và với sự tham gia của các bên liên quan với các vai trò được giao như mô tả bên trên.

3.2. Kiến nghị cấp tỉnh

3.2.1. Thành lập và ban hành quy chế hoạt động của Hội đồng điều phối phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận

UBND tỉnh Ninh Thuận nên trình Chính phủ xem xét về chủ trương thành lập và sau đó ban hành quy chế hoạt động của ***Hội đồng điều phối phát triển Trung tâm năng lượng tái tạo Ninh Thuận*** (sau đây gọi tắt là Hội đồng điều phối) với các nội dung chính như sau:

Các căn cứ thành lập Hội đồng điều phối:

- Luật Tổ chức chính quyền địa phương;
- Luật số 47/2019/QH14 sửa đổi bổ sung một số điều của Luật tổ chức Chính phủ và Luật tổ chức chính quyền địa phương;

- Nghị quyết số 115/NQ-CP ngày 31/8/2018 của Chính Phủ về việc thực hiện một số cơ chế, chính sách đặc thù hỗ trợ tỉnh Ninh Thuận phát triển kinh tế - xã hội, ổn định sản xuất, đời sống nhân dân giai đoạn 2018 – 2023

1) *Mục đích:* Thành lập Hội đồng điều phối nhằm điều phối, thúc đẩy phát triển bền vững Trung tâm NLTT Ninh Thuận

2) *Chức năng của Hội đồng điều phối:* Hội đồng điều phối là tổ chức phối hợp liên ngành do Chủ tịch tỉnh quyết định thành lập, thực hiện chức năng tham mưu, đề xuất với Chủ tịch tỉnh và giúp Chủ tịch tỉnh chỉ đạo, điều phối, kiểm tra, giám sát việc thực hiện phát triển bền vững TTNLTT Ninh Thuận.

3) *Cơ cấu tổ chức của Hội đồng điều phối*

Hội đồng điều phối hoạt động theo cơ chế kiêm nhiệm, không phát sinh thêm tổ chức và biên chế nhà nước.

a) Chủ tịch Hội đồng: Phó Chủ tịch UBND tỉnh

b) Phó Chủ tịch thường trực: Giám đốc sở Công Thương;

c) Phó Chủ tịch: Giám đốc sở Kế hoạch và Đầu tư;

c) Phó Chủ tịch: Giám đốc sở Tài nguyên và Môi trường;

d) Ủy viên thường trực: Phó Giám đốc sở Công Thương;

e) Các ủy viên: Phó Giám đốc các sở Tài Chính, Xây dựng, Khoa học và Công nghệ; Chủ tịch UBND các huyện, thành phố;

f) Đại diện có uy tín của cộng đồng doanh nghiệp phát triển dự án NTTT trên địa bàn tỉnh (hoặc có thể tham gia với tư cách tham vấn viên)

g) Thường trực Hội đồng điều phối gồm Chủ tịch, các Phó Chủ tịch và Ủy viên thường trực Hội đồng

h) Văn phòng Hội đồng điều phối là Bộ máy tham mưu, giúp việc của Hội đồng điều phối, đặt tại Sở Công Thương, do sở Công Thương bố trí nhân sự làm việc kiêm nhiệm.

4) Nội dung, lĩnh vực hoạt động điều phối

a) Điều phối phát triển bền vững TTNLTT Ninh Thuận;

b) Điều phối lập, thực hiện Quy hoạch phát triển TTNLTT Ninh Thuận giai đoạn 2021 – 2030 tầm nhìn 2040 (nếu không được thông qua chủ trương lập Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận riêng biệt thì phải đưa đầy đủ nội dung quy hoạch đó trong Quy hoạch tỉnh);

5) Nhiệm vụ, quyền hạn của Hội đồng điều phối

a) Tham mưu, đề xuất với Chủ tịch tỉnh về cơ chế, chính sách, quy hoạch, kế hoạch, chương trình, đề án, nhiệm vụ, dự án liên quan đến TTNLTT Ninh Thuận trong phạm vi quyền hạn của Chủ tịch tỉnh và tham mưu với Chủ tịch tỉnh đề xuất với Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ những vấn đề thuộc thẩm quyền của Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ, trong đó có:

* Quy hoạch TTNLTT Ninh Thuận (nếu được chấp thuận) hoặc nội dung quy hoạch mạng lưới điện trong Quy hoạch tỉnh Ninh Thuận thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2040;

* Kiến nghị với Thủ tướng Chính phủ (qua Bộ Công Thương) về việc huy động triệt để và hiệu quả nguồn NLTT theo Kế hoạch hành động của Tỉnh ủy Ninh Thuận thực hiện Nghị quyết 55 BCT trong Quy hoạch điện VIII (quy hoạch ngành quốc gia) theo cơ chế hiệu quả nhất, trong khuôn khổ quy định pháp luật hiện hành.

* Xây dựng phương án, kiến nghị với cấp có thẩm quyền thiết lập cơ sở hạ tầng lưới điện dùng chung thực hiện mục tiêu kép là phân phối điện đến các phụ tải điện trong tỉnh và truyền tải điện sản xuất dư thừa bán lên lưới điện truyền tải quốc gia. Xây dựng phương án huy động nguồn lực, phương án phân bổ vốn đầu tư và thu hồi vốn đầu tư (*xây dựng cơ chế dùng chung phù hợp với cơ chế thị trường*) đối với lưới điện dùng chung.

* Xây dựng, kiến nghị với cấp có thẩm quyền một số cơ chế, chính sách đặc thù trong phạm vi TTNLTT (về đền bù giải phóng mặt bằng, về tiếp cận các nguồn vốn, về rút gọn quy trình, thủ tục đầu tư v.v...).

* Huy động các nguồn lực hỗ trợ trong nước và quốc tế khác cho hoạt động phát triển bền vững TTNLTT Ninh Thuận.

b) Giúp Chủ tịch tỉnh chỉ đạo điều phối, đôn đốc, kiểm tra, giám sát các sở ngành, UBND các huyện, thành phố thực hiện quy hoạch, các cơ chế, chính sách phát triển bền vững TTNLTT Ninh Thuận; Hỗ trợ các doanh nghiệp giải quyết những khó khăn, vướng mắc trong quá trình đầu tư vào TTNLTT Ninh Thuận;

c) Tổ chức xây dựng cơ sở dữ liệu dùng chung, thiết lập hệ thống thông tin phát triển TTNLTT Ninh Thuận;

d) Tổ chức các hoạt động xúc tiến đầu tư vào TTNLTT Ninh Thuận.

e) Thực hiện nhiệm vụ và quyền hạn khác theo quyết định của Chủ tịch tỉnh.

6) Sử dụng con dấu

a) Chủ tịch Hội đồng điều phối sử dụng con dấu của UBND tỉnh trong các văn bản khi thực hiện nhiệm vụ, quyền hạn của Hội đồng điều phối và nhiệm vụ, quyền hạn của Chủ tịch Hội đồng;

b) Các Phó Chủ tịch, Ủy viên thường trực và các ủy viên Hội đồng điều phối sử dụng con dấu của cơ quan mình để thực hiện nhiệm vụ, quyền hạn được giao.

7) Kinh phí hoạt động

Kinh phí hoạt động của Hội đồng điều phối, Đoàn kiểm tra, giám sát, Văn phòng Hội đồng điều phối, phụ cấp kiêm nhiệm cho các thành viên hội đồng và thành viên văn phòng hội đồng được tổng hợp trong dự toán ngân sách hàng năm của Sở Công Thương, từ nguồn tài trợ của các tổ chức trong nước và quốc tế và được quản lý, thanh toán, quyết toán theo quy định của Luật Ngân sách nhà nước và các văn bản có liên quan. Văn phòng Hội đồng điều phối được sử dụng tài khoản và bộ máy tài vụ của sở Công Thương.

Trong trường hợp đề xuất thành lập Hội đồng điều phối được thông qua, Hội đồng sẽ xây dựng quy chế làm việc trình cấp có thẩm quyền phê duyệt (Chủ tịch UBND tỉnh).

3.2.2. Lập đề án phát triển TTNLTT Ninh Thuận và đồng bộ hóa Quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh với quy hoạch phát triển điện lực và quy hoạch TTNLTT

Sau khi quy hoạch TTNLTT được phê duyệt và ban hành, UBND tỉnh Ninh Thuận cần lập đề án phát triển TTNLTT, báo cáo Thủ tướng Chính phủ. Việc đồng bộ hóa Quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh với quy hoạch phát triển điện lực và quy hoạch TTNLTT là rất quan trọng để đồng bộ các nội dung liên quan đến sử dụng đất của tỉnh, quy hoạch lưới truyền tải trong quy hoạch điện quốc gia. Thẩm quyền ban hành Đề án phát triển TTNLTT Ninh Thuận có thể do HĐND hoặc UBND tỉnh để đảm bảo hành lang pháp lý đồng bộ và thể hiện sự cam kết/ quyết tâm đủ lớn và dài hạn của cơ quan quản lý nhà nước, nhằm thu hút các nhà đầu tư, các tổ chức tài chính, quỹ đầu tư quốc tế tham gia. Do đặc điểm phát triển NLTT cần nguồn vốn đầu tư ban đầu lớn, hàm lượng các công nghệ cao nhiều, nhất là đối với điện gió ven bờ, điện gió xa bờ nên rất cần thu hút đầu tư nước ngoài cả về tài chính và công nghệ.

3.2.3. Nghiên cứu triển khai cơ chế khoán chi năng lượng trong các cơ quan hành chính, đơn vị sự nghiệp công lập sử dụng ngân sách nhà nước

Tỉnh Ninh Thuận có thể cân nhắc và triển khai cơ chế khoán chi hoạt động thường xuyên trong đó có chi phí năng lượng. Cơ chế này sẽ tạo động lực cho các cơ quan hành chính, đơn vị sự nghiệp công lập sử dụng ngân sách nhà nước lắp đặt điện mặt trời áp mái. Đối với địa bàn có bức xạ mặt trời rất tốt như Ninh Thuận thì cơ chế này kỳ vọng sẽ mang lại kết quả rất tích cực. Với nguồn lực có từ hoạt động khoán chi, các đơn vị công lập trên địa bàn có cơ chế để triển khai các giải pháp cung cấp năng lượng từ ĐMT và các công nghệ khác để phục vụ cho nhu cầu sử dụng tại chỗ.

3.2.4. Nghiên cứu thành lập đơn vị sự nghiệp công ích tự trang trải trong lĩnh vực NLTT

Trong điều kiện tỉnh Ninh Thuận, việc nghiên cứu thành lập **đơn vị sự nghiệp công ích tự trang trải** hoặc doanh nghiệp phi lợi nhuận, trong đó có thể cho phép kêu gọi tư nhân đầu tư thực hiện các nhiệm vụ tư vấn như tư vấn đầu tư, kỹ thuật, tài chính, pháp lý, quản lý, cung cấp thông tin - truyền thông/ CSDL..., hỗ trợ kỹ thuật, đào tạo nguồn nhân lực, chuyển giao công nghệ phục vụ phát triển nguồn điện tái tạo phân tán (điện mặt trời áp mái) hoặc có thể mở rộng thành Trung tâm phát triển công nghệ NLTT. Đơn vị này sẽ góp phần nâng cao năng lực, thúc đẩy các hoạt động phát triển NLTT cho các bên liên quan tại địa phương cũng như các đối tác quan tâm đầu tư, phát triển tại địa phương trong lĩnh vực NLTT.

3.2.5. Nghiên cứu thành lập quỹ đầu tư phát triển trong đó ưu tiên hỗ trợ phát triển NLTT

Quỹ nên tiếp cận theo hướng huy động nguồn lực từ ngân sách và xã hội hóa, tập trung vào việc hỗ trợ lãi suất đối với các tổ chức vay vốn để đầu tư các dự án phát triển kinh tế - xã hội quan trọng trên địa bàn, trong đó ưu tiên cho hỗ trợ phát triển NLTT, bao gồm ĐMT, điện gió quy mô trang trại và ĐMT mái nhà. Các tổ chức được hỗ trợ lãi suất là các doanh nghiệp, các tổ chức kinh tế tập thể trong nước (100% vốn trong nước) được thành lập và hoạt động theo Luật Doanh nghiệp, Luật Hợp tác xã (gọi chung là chủ đầu tư) vay vốn để đầu tư các dự án phát triển kinh tế - xã hội quan trọng thuộc lĩnh vực hỗ trợ trên địa bàn tỉnh. Nguyên tắc hỗ trợ lãi suất nên bao gồm:

- a) Hỗ trợ lãi suất vay vốn đầu tư dự án mới và dự án mở rộng, nâng cấp.
- b) Các dự án đã sử dụng vốn tín dụng ưu đãi, bảo lãnh tín dụng Nhà nước hoặc đã được hưởng các ưu đãi về lãi vay khác không thuộc đối tượng được hỗ trợ lãi suất theo quy định tại Nghị quyết này.
- c) Chủ đầu tư khi đầu tư các dự án trên địa bàn, vùng khó khăn, khu vực giải tỏa đền bù được ưu tiên xem xét hỗ trợ lãi suất.

Mức hỗ trợ lãi suất có thể từ 50-100% tùy mức độ ưu tiên và đánh giá hồ sơ đề xuất. Thời gian hỗ trợ lãi suất đối với các dự án nên đặt ở mức không quá 05 năm (hỗ trợ hằng năm) kể từ ngày giải ngân lần đầu và không vượt quá thời hạn vay vốn (trong hạn) của chủ đầu tư thể hiện trên hợp đồng tín dụng với các tổ chức tài chính - tín dụng cho vay; số vốn vay của dự án được ngân sách hỗ trợ lãi suất tối đa 70% tổng số vốn vay đầu tư dự án nhưng cần thiết lập mức tối đa cho 01 dự án vay.