

Nghiên cứu các thỏa thuận cạnh tranh cho chuyển đổi năng lượng (DCAT)

Báo cáo cuối cùng

Tháng Năm 2024

Phiên bản: 1.1



Về Kuungana Advisory

Kuungana Advisory Limited ("Kuungana") hoạt động trong lĩnh vực tư vấn, nghiên cứu tạo điều kiện cho sự thay đổi chuyển đổi cần thiết để tăng khả năng tiếp cận nguồn cung cấp năng lượng bền vững với môi trường và giá cả phải chăng.

Tên của chúng tôi, Kuungana, là động từ 'kết nối' trong tiếng Swahili. Điều này gói gọn sự tham gia của chúng tôi vào các dự án tăng khả năng tiếp cận năng lượng ở một số khu vực tiêu thụ nhiều năng lượng nhất trên thế giới và các dự án ở cả các nền kinh tế đang phát triển và phát triển đổi mới với các mô hình kinh doanh và thỏa thuận thương mại mới trong lĩnh vực có sự thay đổi nhanh chóng.

Miễn trừ

Báo cáo này được bảo mật và đã được Kuungana Advisory Limited ("Kuungana") chuẩn bị cho khách hàng của Kuungana ("Khách hàng") và được thiết kế để đáp ứng các yêu cầu đã thỏa thuận của Khách hàng như trong hợp đồng liên quan giữa Kuungana và Khách hàng. Báo cáo này được phát hành cho Khách hàng theo các điều khoản của hợp đồng. Thông tin được cung cấp bởi những người khác (bao gồm cả Khách hàng) và được sử dụng trong việc chuẩn bị báo cáo này được cho là đáng tin cậy nhưng chưa được xác minh và Kuungana không bảo đảm về tính chính xác của thông tin đó trừ khi có trong hợp đồng đó. Thông tin và dữ liệu công nghiệp và thống kê là từ các nguồn mà Kuungana cho là đáng tin cậy, nhưng Kuungana không tuyên bố về tính chính xác hoặc đầy đủ của thông tin đó đã được sử dụng mà không cần xác minh thêm. Báo cáo này không nên được coi là phù hợp để sử dụng hoặc dựa vào bất kỳ bên nào khác ngoài Khách hàng trừ khi có quy định khác trong hợp đồng đó. Bất kỳ bên nào khác ngoài Khách hàng có quyền truy cập vào báo cáo này hoặc bản sao và chọn dựa vào báo cáo này (hoặc bất kỳ phần nào của báo cáo) sẽ tự chịu rủi ro. Trong phạm vi tối đa được pháp luật cho phép, Kuungana không chịu trách nhiệm hoặc nghĩa vụ pháp lý đối với báo cáo này đối với bất kỳ cá nhân hoặc tổ chức nào khác ngoài Khách hàng trừ khi có quy định khác trong hợp đồng đó. Nếu bất kỳ điều khoản nào trong số này không hợp lệ hoặc không thể thực thi, việc tiếp tục có hiệu lực đầy đủ và hiệu lực của phần còn lại sẽ không bị ảnh hưởng. Bản quyền Kuungana © Advisory Limited. Đã đăng ký Bản quyền.

Liên hệ

Stephen Nash – Managing Director

E: stephen.nash@kuungana-advisory.com

M: +44 (0) 7766 075885

Kiểm soát tài liệu

Phiên bản	Ngày	Mô tả	Chuẩn bị bởi	Đánh giá bởi
Dự thảo rà soát ETP	16th Tháng Hai 2024	Dự thảo đầu tiên được phát hành cho ETP	Katrina Dasalla Ifnaldi Sikumbang Carlo Borlaza Van Nguyen Thi Nhu Stephen Nash	Stephen Nash David Lockhart
Dự thảo để xác nhận các bên liên quan	12th Tháng Hai 2024	Dự thảo thứ hai được ban hành trước hội thảo thẩm định cuối cùng	Katrina Dasalla Ifnaldi Sikumbang Carlo Borlaza Van Nguyen Thi Nhu Stephen Nash	Stephen Nash
1.0	16 tháng Tư 2024	Sửa đổi cho phiên bản ban hành	Katrina Dasalla Ifnaldi Sikumbang Carlo Borlaza Stephen Nash	Stephen Nash
1.1	6 th tháng Năm 2024	Giải trình các ý kiến từ ETP	Katrina Dasalla Stephen Nash	Stephen Nash

Mục lục

Tóm tắt chung	5
1. Giới thiệu	8
1.1. Mục tiêu	8
1.2. Đối tượng mục tiêu	8
1.3. Cấu trúc của báo cáo.....	8
2. Phương pháp phân tích	10
2.1. Tổng quan về phương pháp	10
2.2. Nguồn dữ liệu	10
2.3. Cân nhắc cụ thể theo quốc gia	11
3. Nghiên cứu và lộ trình: Vietnam	12
3.1. Năng lượng tái tạo trong cơ cấu nguồn	12
3.2. Đấu thầu năng lượng tái tạo cho đến nay	14
3.3. Quản lý mua bán năng lượng tái tạo	16
3.4. Khuyến nghị để thúc đẩy mua bán cạnh tranh năng lượng tái tạo	18
3.5. Tóm tắt lộ trình ưu tiên	23
4. Kết luận và chủ đề chung	25
4.1. Lập quy hoạch cho năng lượng tái tạo	25
4.2. Đảm bảo quyền sử dụng đất và kết nối lưới	26
4.3. Phân bổ rủi ro	27
4.4. Thu hút nguồn vốn dồi dào	28

Danh sách hình vẽ

Hình 1	Cơ cấu công suất đặt, 2022.....	12
Hình 2	Công suất lắp đặt năng lượng tái tạo, 2012-2022	13
Hình 3	Sản xuất điện tại Việt Nam, 2012-2022	13
Hình 4	Cơ cấu công suất nguồn dự kiến theo quy hoạch điện 8.....	14
Hình 5	Cơ cấu ngành điện, Việt Nam.....	16

Danh sách bảng

Bảng 1	Tóm tắt lộ trình cho Vietnam.....	7
Bảng 2	Các bước chính trong thực hiện nhiệm vụ DCAT	10
Bảng 3	Các hoạt động trước khi xây dựng chính để phát triển dự án phát điện tại Việt Nam	19
Bảng 4	Tóm tắt các khuyến nghị và mức độ ưu tiên, Việt Nam	24

Tóm tắt chung

Bối cảnh và cách tiếp cận

Tham vọng tăng cường vai trò của năng lượng tái tạo ngày càng lớn trên khắp khu vực Đông Nam Á. Trong khi các nhà máy nhiệt điện vẫn thống trị cơ cấu cung cấp điện thì vai trò của năng lượng tái tạo đang ngày càng gia tăng. Nhiều quốc gia đã công bố kế hoạch đầy tham vọng để tăng vai trò này trong những năm tới, góp phần vào các mục tiêu giảm phát thải toàn cầu.

Đối tác Chuyển đổi Năng lượng (ETP) đã chỉ định Kuungana Advisory hoàn thành Chẩn đoán các Thỏa thuận Cạnh tranh cho Chuyển đổi Năng lượng (DCAT). ETP là một đối tác đa vùng ở Đông Nam Á, được hình thành để đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng trong khu vực, phù hợp với Thỏa thuận Paris và các Mục tiêu Phát triển Bền vững. Nhiệm vụ này tập trung vào Indonesia, Philippines và Việt Nam (các quốc gia trọng tâm của ETP), với mục đích trao quyền cho các quốc gia này chuyển đổi sang các cơ chế mua sắm năng lượng tái tạo giúp giảm rủi ro đầu tư vào ngành và tăng cung năng lượng tái tạo. Điều này phù hợp với trụ cột thứ hai trong bốn trụ cột chiến lược của ETP: "giảm rủi ro về hiệu quả năng lượng và đầu tư năng lượng tái tạo".

DCAT có hai lĩnh vực trọng tâm chính. Công việc được thực hiện theo dự án này sẽ bao gồm cả các cơ chế (như đấu thầu cạnh tranh) có thể sử dụng để tăng cường đấu thầu năng lượng tái tạo và các điều khoản thương mại (như các điều khoản được thiết lập thông qua Hợp đồng mua bán điện, PPA), theo đó các dự án thành công sẽ được ký hợp đồng. Dự án sẽ đánh giá hiện trạng trong mỗi lĩnh vực ở từng quốc gia trong số ba quốc gia trọng tâm.

Báo cáo này trình bày phân tích về những thách thức chính để đẩy nhanh việc mua sắm năng lượng tái tạo ở Việt Nam, cùng với các khuyến nghị để giải quyết những thách thức đó. Báo cáo kết hợp phân tích nghiên cứu hiện trạng mua bán năng lượng tái tạo tại Việt Nam và đã được hoàn thành vào năm 2023. Các khuyến nghị được trình bày để giải quyết giảm thiểu các thách thức và rào cản được phát hiện trong quá trình nghiên cứu. Các tổ chức cần bắt tay ngay vào việc thực hiện các khuyến nghị được xác định và các hành động này phải được ưu tiên cùng với nhau, các khuyến nghị này tạo thành một lộ trình để đẩy nhanh việc mua bán cạnh tranh năng lượng tái tạo.

Bảng chứng được trình bày trong báo cáo này được rút ra từ nghiên cứu chi tiết. Các luật và quy định liên quan (tính đến đầu tháng 3/2024), cùng với các chiến lược và kế hoạch ngành năng lượng có liên quan, đã được xem xét chi tiết.

Lộ trình nêu bật các hành động mà các tổ chức hoạch định chính sách ngành năng lượng có thể thực hiện để đẩy nhanh việc mua sắm năng lượng tái tạo. Các bộ của chính phủ chịu trách nhiệm về lĩnh vực năng lượng là Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản (MEMR) ở Indonesia, Bộ Năng lượng (DOE) ở Philippines và Bộ Công Thương (MOIT) tại Việt Nam. Cả Indonesia và Việt Nam đều có các ngành điện vẫn tập trung, quản lý bởi công ty nhà nước. Do đó, một số hành động được xác định trong báo cáo này nhắm vào các công ty này, Perusahaan Listrik Negara (PLN) ở Indonesia và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) tại Việt Nam. Đối với Philippines, quốc gia có một cơ quan quản lý độc lập, riêng biệt, một số khuyến nghị dành cho Ủy ban Điều tiết Năng lượng (ERC).

Báo cáo này trình bày lộ trình cho Việt Nam. Để biết báo cáo đầy đủ, bao gồm Indonesia và Philippines, vui lòng tham khảo phiên bản tiếng Anh đầy đủ của tài liệu này.

Lộ trình đẩy nhanh mua bán năng lượng tái tạo tại Việt Nam

Kể từ năm 2017, vai trò của năng lượng tái tạo, và đặc biệt là năng lượng mặt trời, đã tăng lên đáng kể ở Việt Nam. Công suất năng lượng mặt trời đã tăng từ mức gần bằng 0 vào năm 2017 lên đạt 18,5 GW vào năm 2022.¹ Sự gia tăng công suất năng lượng tái tạo được thúc đẩy bởi cơ chế giá FIT (FIT) đã hết hạn. Sự tăng trưởng vượt trội về công suất lắp đặt có nghĩa là năng lượng tái tạo biến đổi chiếm 13% sản lượng điện vào năm 2022. Sản lượng nhiệt điện than đã giảm cả về mặt tuyệt đối và tương đối. Chưa có sự thay thế vĩnh viễn nào cho FIT được thiết lập.

Sự gia tăng nhanh chóng của năng lượng tái tạo không phải là không có thách thức. Đầu tư vào hệ thống truyền tải không theo kịp tốc độ tăng trưởng công suất năng lượng tái tạo và một số dự án đã bị cắt giảm do tắc nghẽn lưới điện, đặc biệt là ở khu vực miền Trung Việt Nam. Việc thanh toán giá

¹ Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (2023): Thống kê công suất tái tạo 2023. [Liên kết](#).

FIT là một trong nhiều yếu tố, cùng với chi phí hàng hóa tăng cao đã góp phần gây lỗ tại EVN (Tập đoàn Điện lực Việt Nam). Lỗ lũy kế đã được bù đắp một phần bằng việc tăng giá bán lẻ điện. Nhiều dự án gió đã bỏ lỡ thời hạn vận hành các dự án theo FIT, dẫn đến trong một thời gian dài các dự án đó bị mắc kẹt không phát điện lên lưới. Khung đàm phán song phương với các dự án này được đặt ra bởi Thông tư 15/2022/TT-BCT của Bộ Công Thương và mức giá trần dựa trên khung này sau đó đã được công bố tại Quyết định 21/QĐ-BCT của Bộ Công Thương. Khi các điều khoản mới đã được thống nhất, những điều này thường chỉ được thỏa thuận trong một năm và sẽ yêu cầu đàm phán thêm để có giải pháp lâu dài. Mức giá thỏa thuận thường chỉ đủ để trang trải các khoản trả nợ và được tính bằng Đồng Việt Nam, thay vì bằng Đô la Mỹ, như trường hợp trong các (Thỏa thuận mua điện) PPA ban đầu

Quy hoạch phát triển Điện 8 (PDP8) vừa hoàn thiện gần đây² khẳng định cam kết liên tục tăng vai trò của năng lượng tái tạo. PDP8, được phê duyệt vào năm 2023, bao gồm thêm 22 GW gió trên bờ, 6 GW gió ngoài khơi và 2,6 GW điện mặt trời vào năm 2030. Kế hoạch cũng nêu rõ rằng chính phủ sẽ đưa ra các lựa chọn để mua bán công suất này thông qua các cơ chế cạnh tranh.

Các mẫu PPA hiện có,³ đã được sử dụng cho các dự án được ký hợp đồng thông qua cơ chế FIT, chưa các điều khoản khác với các tiêu chuẩn quốc tế. Các mẫu này không cung cấp bất kỳ biện pháp bảo vệ nào chống lại việc cắt giảm đối với các dự án năng lượng tái tạo - tương tự như REPA ở Philippines. Các mẫu hợp đồng này cũng bao gồm các điều khoản không theo tiêu chuẩn quốc tế liên quan đến giải quyết tranh chấp và chấm dứt.

Tuy nhiên khung pháp lý của Việt Nam rất phức tạp để đưa ra các cơ chế mua bán mới cho năng lượng tái tạo đặc biệt là các cơ chế liên quan đến đấu thầu và cạnh tranh. Kể từ khi hết hạn cơ chế FIT, chưa có cơ chế mua bán các dự án năng lượng tái tạo nào tại Việt Nam. Mặc dù chủ trương tiến tới mua bán cạnh tranh, nhưng vẫn chưa có cơ chế nào được thiết lập. Sự phức tạp của pháp luật Việt Nam (và luật liên quan đến quyền sử dụng đất - đặc biệt là tất cả đất đai thuộc sở hữu của Nhà nước) có nghĩa là việc sửa đổi có thể được yêu cầu đối với một số luật. Tham vấn với các bên liên quan ở Việt Nam đã gợi ý rằng ít nhất cần phải có những thay đổi pháp lý sau đây:

- Luật Đấu thầu⁴ sẽ yêu cầu hướng dẫn (trong một văn bản riêng của Luật) về cách áp dụng cơ chế đấu thầu cho các dự án phát điện.
- Luật Điện lực cũng có thể yêu cầu thay đổi để cho phép mua sắm cạnh tranh.
- Một số bên liên quan đã đề nghị bổ sung một Luật riêng về năng lượng tái tạo, mặc dù lưu ý rằng không có sự đồng thuận về điểm này.
- Pháp luật đặc biệt để bao gồm việc mua sắm năng lượng tái tạo cũng có thể sẽ được yêu cầu.

Đây là một quá trình có thể mất nhiều năm.

Những cải cách pháp lý phức tạp cần thiết để cho phép mua sắm năng lượng tái tạo cạnh tranh cần được hoàn thành, nhưng các giải pháp tạm thời cũng cần được thực hiện để Việt Nam không bị tạm dừng quá lâu trong việc phát triển công suất năng lượng tái tạo mới. Sẽ mất thời gian tương đối dài để có thể thiết kế và thực hiện cải cách hoàn chỉnh hỗ trợ chuyển sang mua bán cạnh tranh có nghĩa là cần có một giải pháp thay thế ngắn hạn. Điều này có thể liên quan đến việc mở lại các cơ chế FIT đã đóng trước đó, hoặc thực hiện các dự án khu năng lượng mặt trời hoặc tương tự, tập trung vào một địa điểm được xác định trước. Các dự án như vậy có thể được đấu thầu cạnh tranh, điều này có thể giúp giảm bớt áp lực tài chính cho EVN. Một cuộc đấu thầu như vậy vẫn sẽ yêu cầu một số thay đổi pháp lý nhưng có thể đơn giản hơn để thực hiện so với một cuộc cạnh tranh hoàn toàn mở, nơi các nhà phát triển chỉ cần đảm bảo trong khu vực của họ

² Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050. [Liên kết](#).

³ Bộ Công Thương, nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2017): Thông tư số 16/2017/TT-BCT quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời. [Liên kết](#).

⁴ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Luật số 22/2023/QH15, Luật Đấu thầu. [Liên kết](#).

Bảng 1 Tóm tắt lộ trình cho Vietnam

Rào cản hoặc thách thức được xác định	Khuyến nghị	Trách nhiệm	Thời gian
Sự phức tạp của những thay đổi cần thiết về mặt pháp lý để tạo điều kiện thuận lợi cho việc giới thiệu mua bán cạnh tranh có thể có nghĩa là những cải cách này mất nhiều năm để thực hiện.	Thực hiện các giải pháp tạm thời để mua bán công suất năng lượng tái tạo trước khi cơ chế cạnh tranh được giới thiệu, ví dụ: thông qua việc giới thiệu lại các dự án FIT và / hoặc các trang trại/ khu năng lượng mặt trời hoặc tương tự.	MOIT/EVN	Ngay lập tức
Các điều khoản trong hợp đồng PPA mẫu cho các dự án điện gió và mặt trời còn một số điều không theo chuẩn quốc tế. Các dự án không được bảo vệ trước nguy cơ cắt giảm công suất.	Xác định lại việc phân bổ rủi ro trong PPA mẫu cho các dự án năng lượng tái tạo, Thử nghiệm thị trường khi các điều khoản được đề xuất với các nhà đầu tư tiềm năng, bao gồm cả các nhà cho vay quốc tế.	MOIT/EVN	Trung hạn
Chính phủ đã tuyên bố ý định mua bán các dự án năng lượng tái tạo trong tương lai một cách cạnh tranh, ⁵ nhưng khung pháp lý hiện tại không phù hợp với mua bán cạnh tranh.	Đẩy nhanh việc sửa đổi luật và các quy định để tạo điều kiện thuận lợi cho việc chuyển đổi sang mua bán cạnh tranh các dự án năng lượng tái tạo.	MOIT, MONRE, MPI, PPCs và các bộ ngành liên quan	Dài hạn
Các bên được yêu cầu tham gia vào lộ trình:		MONRE – Bộ Tài nguyên và Môi trường	
EVN – Tập đoàn Điện lực Việt Nam, công ty điện lực nhà nước		MPI – Bộ Kế hoạch và Đầu tư	
MOIT – Bộ Công Thương		PPCs – Ủy ban nhân dân tỉnh	

Kết luận và chủ đề chung

Mặc dù nhiều hành động được xác định ở trên là dành riêng cho Việt Nam, phân tích được trình bày trong báo cáo đầy đủ xác định một số chủ đề chung. Những chủ đề này nêu bật những bài học có thể được áp dụng rộng rãi hơn trong việc mở rộng quy mô mua bán năng lượng tái tạo trên toàn khu vực:

- **Lập quy hoạch cho năng lượng tái tạo.** Cả ba quốc gia đều có quy hoạch ngành điện và / hoặc các mục tiêu năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, không có quốc gia nào thông báo rõ ràng cho thị trường về cách họ dự định mua công suất năng lượng tái tạo cần thiết theo thời gian. Mặc dù các kế hoạch này luôn có khả năng thay đổi theo thời gian, nhưng một thông tin rõ ràng về tần suất đấu thầu, công suất và công nghệ được mua trong các cuộc đấu giá đó, sẽ giúp các nhà phát triển dự án tự tin lập kế hoạch.
- **Đảm bảo quyền sử dụng đất và công suất hệ thống điện.** Quyền sở hữu đất đai thường bị chia nhỏ trong khu vực, và quá trình đảm bảo quyền sử dụng đất có thể tốn thời gian và dẫn đến sự chậm trễ. Đảm bảo kết nối lưới cũng có thể là một thách thức và ở nhiều khu vực, lưới truyền tải có thể không thể hỗ trợ các dự án mới. Đây là những thách thức phức tạp và sẽ mất thời gian để giải quyết, nhưng việc phát triển các quy trình mà các nhà phát triển có thể dựa vào sẽ rất quan trọng để mở rộng công suất năng lượng tái tạo. Trong ngắn hạn, trong một số công trình có thể cho đấu thầu để các nhà phát triển có thể xây dựng các dự án trên các khu vực được xác định trước, nơi khả năng kết nối đã được bảo đảm có thể là một giải pháp thích hợp.
- **Tính toán lại việc phân bổ rủi ro giữa các dự án và bên mua.** Mặc dù các chi tiết cụ thể giữa ba quốc gia được phân tích là tương đối khác nhau tuy nhiên ở cả ba quốc gia, PPA cho năng lượng tái tạo thường bao gồm các điều khoản khác với các tiêu chuẩn quốc tế. Mặc dù một lượng công suất khá lớn đã được mua bán theo các điều khoản này, nhưng có khả năng sẽ có giới hạn về việc ngành có thể mở rộng quy mô đến mức độ mà không thay đổi các điều khoản thương mại theo đó công suất mới được ký hợp đồng.

Cùng với nhau, việc giải quyết các yếu tố này có khả năng giúp thu hút nhiều nhà đầu tư hơn và nguồn vốn sâu hơn vào lĩnh vực này. Sự phát triển của các dự án năng lượng tái tạo trong khu vực đã bị chi phối bởi các công ty trong nước và khu vực. Các thỏa thuận tài chính tại chỗ cho các dự án thường khác với các thỏa thuận tài chính dự án ở nhiều thị trường. Để đáp ứng các mục tiêu đầy tham vọng về năng lượng tái tạo đã được đặt ra trên cả ba quốc gia, cần có một nguồn vốn sâu hơn, có khả năng liên quan đến nhiều nhà đầu tư quốc tế hơn. Việc huy động nguồn vốn đó ở quy mô lớn sẽ đòi hỏi nhiều vấn đề được nhấn mạnh trong báo cáo này phải được giải quyết.

⁵ Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050. [Liên kết](#).

1. Giới thiệu

1.1. Mục tiêu

Mục tiêu của nhiệm vụ DCAT của Đối tác Chuyển đổi Năng lượng (ETP) tập trung vào việc phát hiện các lỗ hổng cần được giải quyết để thúc đẩy đấu thầu cạnh tranh năng lượng tái tạo và tư vấn các giải pháp cần thiết để lấp đầy các lỗ hổng đó. DCAT đang thực hiện phân tích này ở Indonesia, Philippines và Việt Nam. Dự án có ba mục tiêu chính đã nêu:

- **Nghiên cứu điều kiện kinh tế pháp lý, kinh tế, tài chính và chính trị** liên quan đến việc nghiên cứu ứng dụng cơ chế thị trường cạnh tranh và minh bạch thay cho các hệ thống mua điện thông thường;
- **Tiến hành tham vấn, đối thoại chính sách để phát triển các chương trình hành động** nhằm tạo điều kiện tiếp xúc, quan tâm và áp dụng các cơ chế thị trường để tích hợp NLTT vào hỗn hợp năng lượng trong khu vực; và
- **Xây dựng lộ trình cụ thể của từng quốc gia, các biện pháp xây dựng năng lực và các mẫu để phê duyệt và thực hiện các thỏa thuận cạnh tranh** dựa trên thị trường tối ưu, nâng cao tính linh hoạt trong các cơ chế mua sắm điện để cho phép tiếp cận thông suốt và nhanh chóng các nguồn năng lượng tái tạo.

DCAT sẽ đóng góp vào trụ cột thứ hai trong bốn trụ cột chiến lược của ETP; Cụ thể, để giảm rủi ro hiệu quả năng lượng và đầu tư năng lượng tái tạo.

Kuungana Advisory đã được ETP chỉ định để hoàn thành nhiệm vụ DCAT. Báo cáo tạm thời này trình bày kết quả đầu ra từ giai đoạn chẩn đoán của nhiệm vụ. Nó trình bày tổng quan về tình trạng chính sách và mua sắm năng lượng tái tạo ở mỗi quốc gia của ETP, cùng với phân tích các vấn đề và rào cản chính để mở rộng vai trò của năng lượng tái tạo. Phân tích tập trung vào hai lĩnh vực:

- Các cơ chế đấu thầu được sử dụng để tạo ra nhu cầu cho các dự án năng lượng tái tạo.
- Các thỏa thuận thương mại (ví dụ: PPA) cho các dự án năng lượng tái tạo.

1.2. Đối tượng mục tiêu

Báo cáo này có thể được sử dụng bởi chính phủ Việt Nam và công ty điện lực, EVN. Các khuyến nghị có thể được sử dụng bởi các nhà hoạch định chính sách trong nước để xác định những can thiệp nào có khả năng là ưu tiên cao nhất để thu hút nhiều nhà đầu tư vào các dự án năng lượng tái tạo. Các bên liên quan sau đây có thể là người dùng chính của báo cáo này:

- Tại **Việt Nam**, Bộ Công Thương (MOIT) có thể sẽ là người sử dụng chính của báo cáo, mặc dù như đã được thảo luận thêm trong Phần 3, một số sửa đổi chính sách có thể được yêu cầu ở Việt Nam rất phức tạp và cũng sẽ cần sự tham gia của các bộ liên quan khác của chính phủ. Tập đoàn điện lực Việt Nam EVN, cũng có thể là người sử dụng báo cáo này vì vai trò là bên bao tiêu cho các IPP, bao gồm các dự án năng lượng tái tạo.

Báo cáo cũng sẽ hữu ích cho các đối tác phát triển, bao gồm ETP, làm việc với các nhà hoạch định chính sách ở Việt Nam để đẩy nhanh tiến độ về năng lượng tái tạo.

Các nhà phát triển và nhà đầu tư trong các dự án năng lượng tái tạo cũng có thể sử dụng báo cáo. Báo cáo trình bày một phân tích về tình trạng mua sắm năng lượng tái tạo ở mỗi quốc gia, cùng với các vấn đề chính cần được giải quyết để mua sắm cạnh tranh có thể bắt đầu hoặc được nhân rộng trong nước. Khi làm như vậy, nó bao gồm nhiều rủi ro chính sẽ phù hợp với các nhà đầu tư mới xem xét đầu tư vào Việt Nam.

1.3. Cấu trúc của báo cáo

Phần còn lại của báo cáo cuối cùng này được cấu trúc như sau:

- Phần 2 trình bày tổng quan về phương pháp luận đã được sử dụng để hoàn thành phân tích được trình bày trong báo cáo này.

- Phần 3 trình bày phân tích chi tiết cho Việt Nam. Điều này bao gồm:
 - Phân tích thực trạng năng lượng tái tạo cơ cấu nguồn phát của Việt nam
 - Tổng quan về các hoạt động mua bán năng lượng tái tạo đã thực hiện tại Việt nam
 - Phân tích các bên liên quan chính, quản lý hoạt động mua bán năng lượng tái tạo.
 - Khuyến nghị đẩy nhanh việc đấu thầu cạnh tranh năng lượng tái tạo.
 - Một lộ trình tóm tắt, kết hợp các khuyến nghị được xác định ở trên và thứ tự ưu tiên cho từng hoạt động
- Phần 4 trình bày một số kết luận tổng thể từ khắp ba quốc gia, xác định một số chủ đề chung từ khắp Indonesia, Philippines và Việt Nam.

2. Phương pháp phân tích

2.1. Tổng quan về phương pháp

Phân tích được trình bày trong báo cáo này tập trung vào việc tìm hiểu các rào cản chính đối với việc mua sắm năng lượng tái tạo cạnh tranh giữa các quốc gia ETP và khuyến nghị các hành động để giải quyết những rào cản đó. Phân tích các rào cản xem xét một cách tổng thể về bức tranh năng lượng tái tạo, nhưng tập trung vào hai lĩnh vực chính:

- **Các cơ chế mua bán** tại mỗi một gia cho năng lượng tái tạo. Trọng tâm là đấu giá cạnh tranh và mức độ mà các cơ chế đấu giá / đấu thầu đã hoặc có thể được thực hiện. Tuy nhiên, phân tích cũng đánh giá các cơ chế như FIT đã được sử dụng trước đây để tạo ra nhu cầu về năng lượng tái tạo ở một số quốc gia.
- **Các lộ trình tiến tới thị trường** năng lượng tái tạo; cụ thể, đối với các dự án năng lượng tái tạo đã được mua bán bằng các cơ chế cạnh tranh. Trọng tâm của phân tích là các điều khoản thương mại cho các dự án như vậy có trong các hợp đồng mua bán điện năng lượng tái tạo (PPA).

Công việc trên bao gồm hai giai đoạn: giai đoạn nghiên cứu, tiếp theo là chuẩn bị các khuyến nghị để giải quyết các vấn đề được xác định thông qua nghiên cứu. Bảng 2 tóm tắt các bước chính trong phương pháp đã được sử dụng để hoàn thành nhiệm vụ DCAT. Báo cáo này đã được chuẩn bị sau khi xác nhận nghiên cứu hoàn thành với các bên liên quan chính. Các khuyến nghị tiềm năng để giải quyết các vấn đề được xác định bởi nghiên cứu cũng đã được thảo luận với các bên liên quan.

Bảng 2 Các bước chính trong thực hiện nhiệm vụ DCAT

Bước tiếp cận	Tổng quan
A: Báo cáo đầu kỳ và khởi động dự án	Cuộc họp khởi động và xác nhận cách tiếp cận chi tiết của chúng tôi cho nhiệm vụ. Xác nhận các mốc quan trọng và mọi ràng buộc về dòng thời gian. Chuẩn bị báo cáo đầu kỳ, bao gồm khung M&E cho nhiệm vụ.
B: Nghiên cứu và phân tích khoảng trống	Thu thập dữ liệu về bối cảnh chính sách năng lượng tái tạo ở mỗi quốc gia, nghiên cứu các rào cản cụ thể đối với việc thúc đẩy triển khai năng lượng tái tạo. Tham vấn với các bên liên quan để thực hiện nghiên cứu và xác nhận những phát hiện ban đầu của chúng tôi. Báo cáo giữa kỳ để trình bày kết quả nghiên cứu và kế hoạch tư vấn tiếp theo
C: Tư vấn	Tham vấn lặp đi lặp lại để trình bày và điều chỉnh các khuyến nghị mới và các lộ trình khả thi.
D: Lộ trình và khuyến nghị	Xây dựng lộ trình chính sách hợp nhất cho từng quốc gia. Các đề xuất chính sách và khuyến nghị về các điều khoản PPA được xây dựng.
E: Trình bày và hiệu chỉnh	Tinh chỉnh các khuyến nghị cuối cùng sau vòng tham vấn cuối cùng. Phổ biến kết quả đầu ra từ nhiệm vụ.

2.2. Nguồn dữ liệu

Phân tích được trình bày trong báo cáo này là kết quả của nghiên cứu, sự hiểu biết của nhóm DCAT về thị trường và tham vấn các bên liên quan. Dựa trên kiến thức mà nhóm DCAT có về bối cảnh năng lượng tái tạo ở mỗi thị trường, nghiên cứu này đã được thông báo bởi:

- **Nghiên cứu**, bao gồm xem xét các luật và quy định chính trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, cũng như các chiến lược, kế hoạch và thống kê chính của ngành. Đánh giá này bao gồm các luật và quy định được áp dụng trước tháng 3 năm 2024.
- **Tham vấn** với nhiều bên liên quan trong ngành, bao gồm các nhà hoạch định chính sách, các tổ chức ngành, đối tác phát triển và các nhà đầu tư khu vực tư nhân. Quá trình này thực hiện thông qua các cuộc họp song phương trực tiếp ở mỗi quốc gia cũng như các cuộc họp trực tuyến.

Tham vấn các bên liên quan đặc biệt quan trọng trong việc đạt được một loạt các quan điểm về những rào cản chính đối với phát triển năng lượng tái tạo. Cụ thể, phân tích chi tiết các rào cản ở Việt Nam được trình bày tại Phần 3 của báo cáo này.

2.3. Cân nhắc cụ thể theo quốc gia

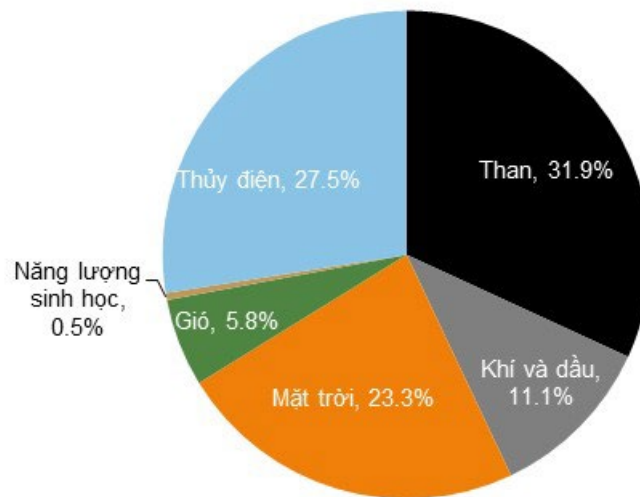
Do thực trạng mua bán năng lượng tái tạo ở ba quốc gia khác nhau, nên phương pháp thực hiện và trọng tâm các khuyến nghị trong báo cáo này cũng được điều chỉnh phù hợp cho từng quốc gia. Ở Việt Nam, chương trình FIT trước đó đã đạt được tiến bộ nhanh chóng, nhưng tiến độ này đã bị đình trệ vì nhiều lý do. Do đó, phân tích trong Phần 3 tập trung vào một số vấn đề dẫn đến việc tạm dừng này, nhằm mục đích tìm hiểu các biện pháp can thiệp có thể giúp khởi động lại thị trường.

3. Nghiên cứu và lộ trình: Vietnam

3.1. Năng lượng tái tạo trong cơ cấu nguồn

Năng lượng tái tạo chiếm hơn một nửa công suất đặt tại Việt Nam. Các nhà máy nhiệt điện, đặc biệt là các nhà máy điện than, vẫn chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nguồn như trong Hình 1. Năm 2022, nhiệt điện than, thủy điện và năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) chiếm tỷ trọng tương đương nhau trong cơ cấu phát điện. Kết quả đã kể này đạt được là nhờ vào tích hợp VRE từ cuối những năm 2010, với năng lượng mặt trời chiếm 23% và gió chiếm 6% công suất lắp đặt vào năm 2022.

Hình 1 Cơ cấu công suất đặt, 2022

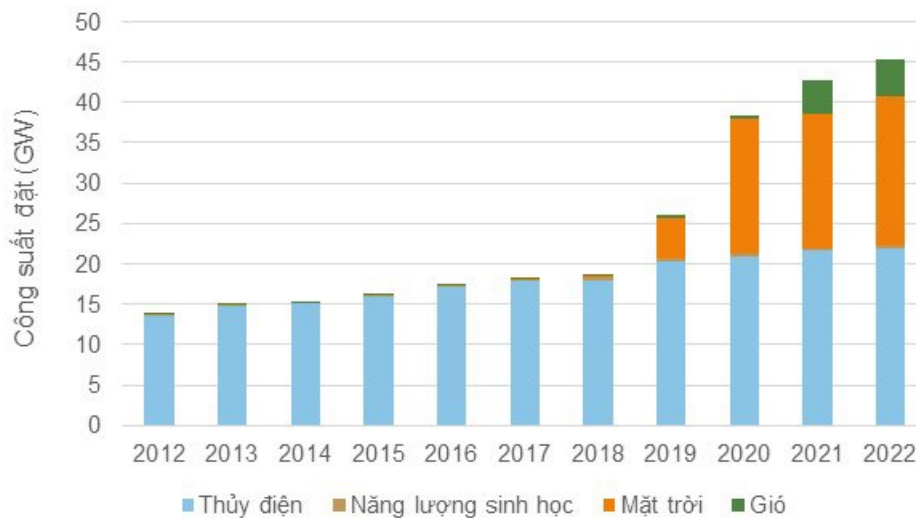


Nguồn: Phân tích Kuungana Báo cáo thường niên EVN và Dữ liệu IRENA

Hầu hết các công suất đặt của điện mặt trời và gió đã được bổ sung trong vài năm qua. Đây là kết quả của cơ chế giá FIT mà Việt Nam thực hiện (xem Phần 3.2). Việt Nam đã phát triển điện mặt trời, với công suất lắp đặt tăng từ 0 trong năm 2017 lên 18.5 GW vào năm 2022, như thể hiện trong Hình 2.⁶ Điều này dẫn đến sự gia tăng nhanh chóng tổng công suất lắp đặt của điện mặt trời trong giai đoạn này. Tuy nhiên, FIT đã hết hạn như được thảo luận trong Phần 3.2 và trong những năm gần đây, việc lắp đặt năng lượng tái tạo đã chậm lại, phần lớn là do không có cơ chế mới để thay thế giá FIT cho hầu hết các dự án năng lượng tái tạo.

⁶ Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (2023): Thống kê công suất tái tạo 2023. [Liên kết](#).

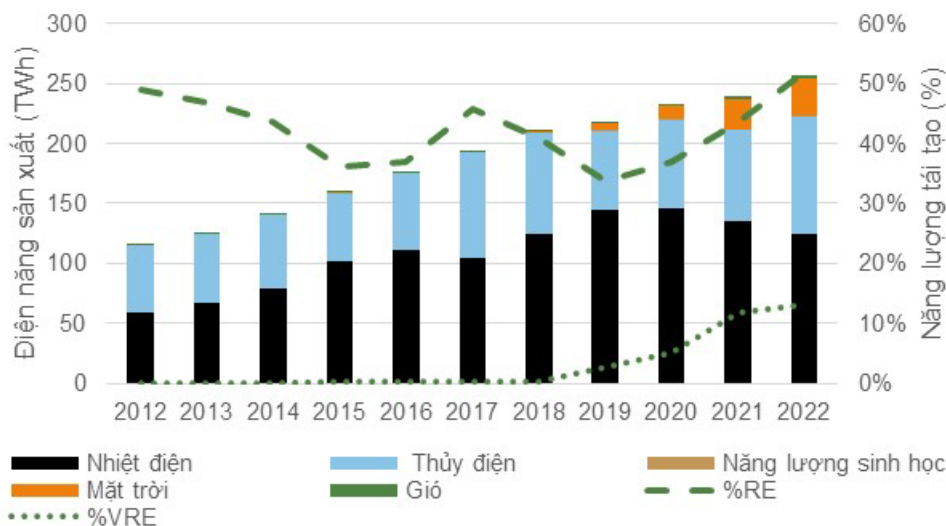
Hình 2 Công suất lắp đặt năng lượng tái tạo, 2012-2022



Nguồn: Phân tích Kuungana Báo cáo thường niên EVN và Dữ liệu IRENA

Tỷ trọng sản xuất điện từ năng lượng tái tạo vì thế cũng tăng lên. Sản xuất điện chủ yếu đến từ các nhà máy nhiệt điện và sản xuất thủy điện. Mặc dù tỷ trọng năng lượng tái tạo biến đổi trong cơ cấu công suất lắp đặt đã tăng lên trong những năm gần đây, sản xuất từ năng lượng tái tạo không tăng nhanh. Năm 2022, tỷ trọng của VRE ở mức 13% tổng sản lượng mặc dù công suất tăng rất lớn. Tỷ lệ sản xuất với thủy điện đã giảm vào năm 2019 do điều kiện hạn hán dẫn đến sản lượng thủy điện thấp hơn. Tỷ trọng (bao gồm cả thủy điện) này phục hồi bằng 37% vào năm 2020 và tăng lên 52% vào năm 2022. Sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch đã giảm trong những năm gần đây như thể hiện trong Hình 3, do sự hiện diện ngày càng tăng của năng lượng tái tạo và nhập khẩu điện từ Lào và Trung Quốc.

Hình 3 Sản xuất điện tại Việt Nam, 2012-2022



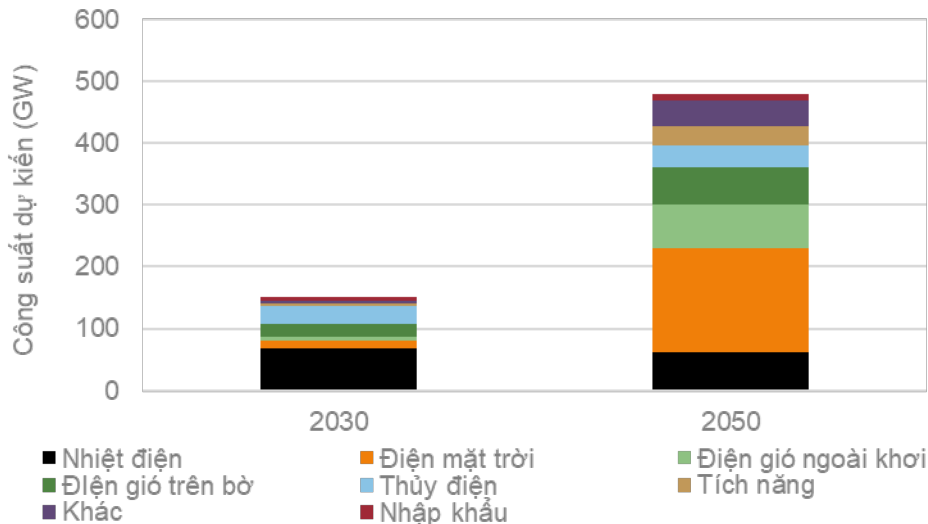
Nguồn: Phân tích Kuungana Báo cáo thường niên EVN và Dữ liệu IRENA

Quy hoạch phát triển điện 8 (PDP8) vừa hoàn thiện gần đây⁷ bao gồm các mục tiêu rất tham vọng về công suất đặt của năng lượng tái tạo. PDP8 là văn bản quy hoạch năng lượng mới nhất và quan trọng của đất nước, do Bộ Công Thương (MOIT) soạn thảo và được Thủ tướng Chính phủ

⁷ Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050. [Liên kết](#).

phê duyệt. PDP8 bao gồm giai đoạn 2021-2030 với các mục tiêu hướng tới năm 2050 (xem Hình 4). Đây là một bản quy hoạch tham vọng về công suất cho năng lượng tái tạo biến đổi. PDP8 bao gồm các chỉ tiêu tổng công suất và dự án cụ thể đã được phê duyệt xây dựng. Đối với VRE, mục tiêu thêm 22 GW gió trên bờ, 6 GW gió ngoài khơi và 2,6 GW năng lượng mặt trời vào năm 2030. Khi nhiều nguồn gián đoạn bổ sung vào hệ thống thì quy hoạch bổ sung thủy điện tích năng và pin dự trữ 300 MW vào năm 2030.

Hình 4 Cơ cấu công suất nguồn dự kiến theo quy hoạch điện 8



Nguồn: Phân tích Kuungana của PDP8

Ghi chú:

- Tổng công suất điện mặt trời không bao gồm điện mặt trời mái nhà hiện có.
- BESS bao gồm cả thủy điện tích năng và pin. Đến năm 2030, Việt Nam có kế hoạch đưa 300MW BESS vào cơ cấu nguồn.
- Nhiệt điện bao gồm than, khí đốt và LNG. Đến năm 2050, PDP8 chỉ ra rằng các nhà máy này được chuyển đổi để chạy bằng sinh khối, amoniac hoặc hydro.
- Những thứ khác bao gồm sinh khối, WTE, đồng phát và nguồn năng lượng linh hoạt.

3.2. Đấu thầu năng lượng tái tạo cho đến nay

Cơ chế giá FIT của Việt Nam đã nhận được sự quan tâm của toàn cầu trong những năm gần đây. Như đã minh họa trước đây trong, biểu giá FIT dẫn đến sự gia tăng nhanh chóng công suất lắp đặt của gió và mặt trời. Điều này đặc biệt đúng với năng lượng mặt trời, đã làm tăng công suất không đáng kể vào năm 2017 lên 16,7 GW vào cuối năm 2021 và 18,5 GW vào cuối năm 2022. Mức tăng công suất lớn nhất là trong năm 2020 (tăng từ 5,0 GW lên 16,7 GW).

Một phần đáng chú ý của sự tăng trưởng này là kết quả của việc lắp đặt năng lượng mặt trời trên mái nhà. Điều này được hiểu rằng phần lớn sự tăng trưởng này là để đáp ứng Quyết định 13/2020/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ.⁸ Quyết định này được đưa ra sau khi hết hạn cơ chế biểu giá FIT trước đó vào năm 2019⁹ và cho phép các nhà phát triển kết nối các dự án cho đến cuối năm 2020. Quyết định cũng cung cấp cho phép ký kết PPA sau đồng hồ, cho phép các thỏa thuận thương mại và tài chính sáng tạo hơn giữa các nhà phát triển dự án năng lượng mặt trời và các doanh nghiệp và tổ chức có các dự án năng lượng mặt trời trên mái nhà thực hiện các mục tiêu năng lượng tái tạo hoặc năng lượng sạch của công ty. Các dự án trên mái nhà được coi là đặc biệt hấp dẫn ở Việt Nam, nơi việc thu hồi đất có thể là thách thức (điều này được thảo luận thêm trong Phần 3.4). Biểu giá FIT cho các dự án điện mặt trời áp mái được đặt ở mức tương đương 8,38 đô la Mỹ / kWh trong giai đoạn này.

⁸ Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2020): Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam. [Liên kết](#).

⁹ Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2017): Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam. [Liên kết](#).

Sự bùng nổ sản xuất năng lượng tái tạo của Việt Nam chủ yếu dựa vào sự huy động của các nhà phát triển địa phương và vốn địa phương. Hầu hết các dự án được phát triển bởi các nhà phát triển và tập đoàn Việt Nam và các khu vực khác. Tài chính doanh nghiệp (tức là trên tài chính bảng cân đối kế toán) thường được sử dụng thay vì tài chính dự án (tức là, nơi các quỹ được cho vay trên cơ sở không truy đòi cho một công ty dự án chuyên dụng). Khi tài chính dự án được sử dụng, người ta hiểu rằng điều này phần lớn được cung cấp bởi các ngân hàng có mối quan hệ chặt chẽ hiện có với các tập đoàn. Điều này cho phép các ngân hàng thoải mái chi tiền do sự hiện diện của khách hàng hiện tại, đáng tin cậy và cho phép cung cấp tiền ngay cả khi các thỏa thuận thương mại không đáp ứng các tiêu chuẩn thường được yêu cầu cho tài chính dự án không hoàn lại

Sự bùng nổ vượt xa mọi mong đợi; điều này được cho là đã góp phần vào sự tạm dừng hiện tại. Kế hoạch phát triển điện trước đó, PDP7, được phê duyệt vào năm 2016, bao gồm 2.030 MW điện gió và 3.935 MW năng lượng mặt trời.¹⁰ Quá trình lập kế hoạch tập trung của Việt Nam thường yêu cầu các dự án phải được đưa vào PDP để chúng được phép tiến hành. Sản lượng được chấp nhận cho cơ chế FIT vượt quá quy hoạch trong PDP. Mặc dù có những lý do chính đáng cho điều này (sự chậm trễ của các dự án than có nghĩa là đất nước đang gặp phải tình trạng thiếu điện), nhưng người ta hiểu rằng sự sai lệch so với PDP trước đó đã góp phần vào sự thận trọng trong việc tiếp cận bất kỳ hoạt động mới nào để mua công suất năng lượng tái tạo.

Bất chấp sự gia tăng gần đây về công suất năng lượng mặt trời, sự quan tâm của chính phủ đối với điện gió đã có trước biểu giá FIT của điện mặt trời. Quyết định 37/2011/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ¹¹ đã thiết lập biểu giá FIT cho điện gió, ban đầu được quy định ở mức 7,8 USD/kWh trong thời gian 20 năm. Mức giá này thu hút rất ít đầu tư vào công suất mới, với 136 MW được lắp đặt vào cuối năm 2015. Nhiều người cho rằng mức giá FIT này là quá thấp đối với hầu hết các dự án. Năm 2018, Quyết định 39/2018/QĐ-TTg¹² đã tăng biểu giá cho các dự án điện gió trên bờ lên 8,5 USD/kWh (mức giá cho các dự án điện gió ngoài khơi được đặt ở mức 9,8 USD/kWh); công suất lắp đặt sau đó tăng lên 4,6 GW vào cuối năm 2022 (mặc dù cũng được hưởng lợi từ việc giảm đáng kể vốn đầu tư trong thập kỷ trước). Các mức thuế này đã được cấp cho các dự án có thể đạt được hoạt động thương mại trước ngày 1 tháng 11 năm 2021.

37 dự án điện gió đã bị mắc kẹt và không thể tham gia vào cơ chế giá FIT theo chế độ cũ.¹³ Con số này tương đương với gần 150 trang trại gió có PPA vào cuối năm 2021.¹⁴ Hạn chót tháng 11/2021 đối với các dự án điện gió theo biểu giá FIT tăng đồng nghĩa với việc nhiều dự án bị cuốn vào các hạn chế và chậm trễ liên quan đến đại dịch Covid-19. Điều này không được coi là kích hoạt bất khả kháng theo các PPA được ký bởi các nhà phát triển và điều này dẫn đến nhiều nhà phát triển dự án gió vỡ nợ PPA của họ vì bỏ lỡ thời hạn vận hành. Các dự án này không được đấu nối và bị mắc kẹt khỏi lưới điện EVN.

Dựa trên các cuộc thảo luận với các nhà phát triển dự án bị ảnh hưởng, người ta hiểu rằng các điều khoản thương mại cho nhiều dự án này đã được đàm phán lại và khoảng hai phần ba các dự án bị ảnh hưởng đã được kết nối. Khung đàm phán song phương với các dự án này được đặt ra bởi Thông tư 15/2022/TT-BCT của Bộ Công Thương,¹⁵ và mức giá trần khung này sau đó đã được công bố tại Quyết định 21/QĐ-BCT của Bộ Công Thương.¹⁶ Khi các điều khoản mới đã được đồng ý, những điều khoản này thường chỉ được đồng ý trong một năm và sẽ yêu cầu đàm phán thêm để có giải pháp lâu dài. Mức giá thỏa thuận thường chỉ đủ để trang trải các khoản trả nợ và được tính bằng đồng Việt Nam (giá trần trong Quyết định 21 là 1.587,12 đồng/kWh đối với điện gió trên bờ, tương

¹⁰ Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2016): Quyết định số 428/QĐ-TTg về phê duyệt điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có tính đến năm 2030. [Liên kết](#).

¹¹ Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2011): Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam. [Liên kết](#).

¹² Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2018): Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg sửa đổi, bổ sung một điều của Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 29 tháng 6 năm 2011 của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam. [Liên kết](#).

¹³ Liên minh Bảo tồn Thiên nhiên Quốc tế (2022): Cơ hội và thách thức trong việc mở rộng gió trong cơ cấu điện của Việt Nam. [Liên kết](#).

¹⁴ Hà Dương, Minh (2022): Bộ dữ liệu các dự án điện gió tại Việt Nam, 2022-05. [Liên kết](#).

¹⁵ Bộ Công Thương (2022): Thông tư số 15/2022/TT-BCT quy định phương pháp xây dựng khung giá nhà máy điện mặt trời, nhà máy điện gió chuyển tiếp. [Liên kết](#).

¹⁶ Bộ Công Thương (2023): Quyết định số 21/QĐ-BCT ban hành khung giá phát điện từ các nhà máy điện mặt trời, nhà máy điện gió chuyển tiếp. [Liên kết](#).

đương 6,5 USD/kWh vào đầu năm 2024), thay vì tính theo đô la Mỹ, như trường hợp trong các hợp đồng mua bán điện ban đầu.

Kinh nghiệm ở các thị trường khác cho thấy rằng việc sử dụng tài chính dự án thông thường sẽ đòi hỏi sự thẩm định có khả năng giảm thiểu rủi ro. Các nhà phát triển và người cho vay quốc tế thường sẽ yêu cầu thẩm định các điều khoản thương mại sẽ dẫn đến các điều khoản phù hợp hơn với các tiêu chuẩn quốc tế. Mặc dù điều ẩn tượng là Việt Nam đã đạt được sự mở rộng như vậy trong vai trò của năng lượng tái tạo mà không có sự tham gia của các thực thể này, nhưng các vấn đề phát sinh có thể dẫn đến việc một số nhà phát triển và người cho vay địa phương thận trọng hơn trong quá trình mua sắm trong tương lai. Điều này có thể hạn chế nguồn vốn có sẵn để đầu tư

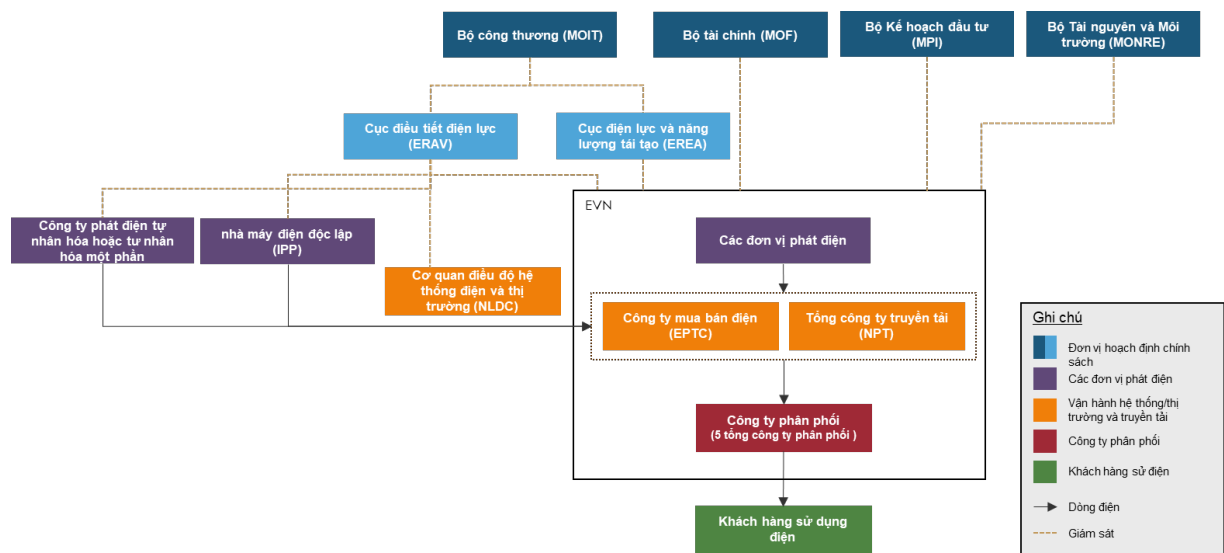
Chính phủ dự định tiến tới mua sắm năng lượng tái tạo cạnh tranh, nhưng tiến độ đã bị đình trệ. Quyết định 13/2020/QĐ-TTg,¹⁷ xúc tác cho sự phát triển của các dự án điện mặt trời mái nhà, cũng nêu rõ, các dự án chưa sẵn sàng kịp thời cho giá FIT sẽ được trả một mức giá được xác định thông qua các cơ chế cạnh tranh. Gần đây, việc sử dụng đấu thầu được Bộ Công Thương đề xuất như một giải pháp để xác định giá cho các dự án điện gió bị mắc kẹt nêu trên. Tuy nhiên, không có tiến bộ vật chất nào được thực hiện trong việc phát triển khuôn khổ cho các cuộc thi như vậy. Điều này được hiểu rằng đây ít nhất một phần là kết quả của những thách thức rất cụ thể đối với pháp luật Việt Nam, như đã thảo luận chi tiết trong Phần 3.4.1.

Trong khi tiến độ ở Việt Nam đã bị đình trệ, một số dự án gió đang được phát triển ở Lào theo biểu giá FIT. Giới hạn giá cho các dự án này là 6,95 USD/kWh đã được thiết lập vào năm 2020 cho các dự án này. Các dự án đăng ký biểu giá này bắt buộc phải trực tuyến trước cuối năm 2025.

3.3. Quản lý mua bán năng lượng tái tạo

Ngành điện Việt Nam được vận hành bởi công ty tích hợp theo chiều dọc của nhà nước. Điều này được thể hiện trong Hình 5, cung cấp sơ đồ thể hiện cấu trúc của ngành điện. Các IPP đã tăng cường vai trò của khu vực tư nhân trong sản xuất điện (và chiếm ưu thế trong việc phát triển các dự án năng lượng tái tạo), nhưng phần còn lại của chuỗi giá trị vẫn do Tập đoàn Điện lực Việt Nam chi phối. Mặc dù thị trường bán buôn đã được thành lập nhưng trên thực tế, thị trường này vẫn do Tập đoàn Điện lực Việt Nam kiểm soát và chi phối.

Hình 5 Cơ cấu ngành điện, Việt Nam



Nguồn: Phân tích Kuungana

Bộ Công Thương là cơ quan chính phủ chịu trách nhiệm hoạch định chính sách và quản lý ngành năng lượng Việt Nam. Bộ Công thương xây dựng và thực hiện các chính sách, quy định hoặc

¹⁷ Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2020): Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam. [Liên kết](#).

cơ chế để phát triển ngành năng lượng trong nước. Bộ Công Thương là cơ quan chính phủ chịu trách nhiệm xây dựng Quy hoạch phát triển điện lực, đóng vai trò là kế hoạch quốc gia để đảm bảo cung cấp điện trong nước. Bộ Công Thương có trách nhiệm chung trong việc giám sát việc thực hiện mua năng lượng tái tạo (bao gồm thông qua các cơ chế biểu giá FIT được mô tả trong Phần 3.2), để phát triển các hợp đồng chính như mẫu hợp đồng PPA cho các dự án áp dụng giá FIT (được thảo luận thêm trong Phần 3.4.2) và phối hợp với các Ủy ban nhân dân tỉnh (PPC), đóng vai trò quan trọng trong quy hoạch địa phương.

Hai bộ phận trong Bộ Công Thương liên quan nhiều nhất đến phát triển năng lượng tái tạo là:

1. **Cục Điều tiết Điện lực Việt Nam (ERAV)**, chịu trách nhiệm điều tiết hoạt động điện lực và tư vấn cho Bộ trưởng về việc thực thi các chính sách và quy định do Bộ Công Thương ủy quyền trong ngành. Trong năm 2023, ERAV được chỉ định chịu trách nhiệm về Trung tâm Điều độ và Phụ tải Quốc gia (NLDC), đơn vị vận hành thị trường và hệ thống, và trước đây trực thuộc EVN.
2. **Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA)** xây dựng và đệ trình các chính sách, cơ chế, chiến lược, kế hoạch (ví dụ: PDP) lên Bộ Công Thương. EREA cũng là cơ quan chịu trách nhiệm tổ chức và lựa chọn các dự án BOT.

Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI) là cơ quan chính phủ chịu trách nhiệm giám sát đầu tư trong nước. MPI cũng giám sát các thỏa thuận cho các giao dịch BOT và đầu tư quốc tế trong lĩnh vực năng lượng. Xây dựng và thực hiện Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đồng thời phối hợp với các bộ ngành khác trong việc thực hiện các luật và quy định để thực hiện các kế hoạch năng lượng tại Việt Nam. Bộ KH&ĐT cũng chịu trách nhiệm xây dựng các đề án khuyến khích phát triển và sản xuất thiết bị điện tại Việt Nam.

Bộ Tài chính (MOF) cũng có một vai trò quan trọng trong lĩnh vực này. Nó quản lý nợ và nợ phải trả của EVN và phối hợp với Bộ Công Thương trong việc xây dựng các chính sách liên quan đến giá điện.

Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường (TN&MT) là cơ quan chủ trì được giao nhiệm vụ quản lý đất đai, tài nguyên nước, tài nguyên khoáng sản và địa chất, môi trường, biến đổi khí hậu... Đây là cơ quan chính phủ chính được giao nhiệm vụ thực hiện JETP tại Việt Nam, phối hợp với Bộ Công Thương, Bộ KH&ĐT và Bộ Tài chính.

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) là tập đoàn điện lực nhà nước phụ trách các hoạt động phát điện, truyền tải, phân phối và thị trường bán buôn, bán lẻ điện. EVN vẫn là đơn vị chủ đạo trong lĩnh vực phát điện, chiếm phần lớn sản lượng điện cả nước. Ngoài các công ty phát điện nằm trong EVN, các bộ phận cấu thành còn lại của EVN bao gồm:

- **Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPTC)** trực thuộc EVN sở hữu và vận hành hệ thống truyền tải và chịu trách nhiệm phát triển hệ thống trên khắp Việt Nam.
- **Tổng công ty Mua bán điện (EPTC)** là đơn vị mua duy nhất toàn bộ lượng điện. Đơn vị này mua toàn bộ điện năng của IPP (bao gồm cả IPP năng lượng tái tạo) và của các nhà máy thuộc EVN. Sau đó, sản lượng này được bán cho các đơn vị phân phối thuộc tập đoàn điện lực thông qua thị trường bán buôn
- Có năm **Tổng công ty Điện lực**, tất cả đều là các công ty con của EVN, chịu trách nhiệm phân phối và cung cấp điện tại Việt Nam. Sau khi mua điện từ EPTC, các đơn vị này phân phối điện thông qua hệ thống lưới phân phối của mình để bán cho khách hàng. Các tổng công ty điện lực hoạt động trên cơ sở khu vực:
 - Tổng công ty Điện lực miền Bắc
 - Tổng công ty Điện lực miền Trung
 - Tổng công ty Điện lực miền Nam
 - Tổng công ty Điện lực Hà Nội
 - Tổng công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh

Các nhà sản xuất điện độc lập (IPP) và **các nhà máy điện tư nhân hóa hoặc tư nhân hóa một phần** bán điện trực tiếp cho EVN, như đã đề cập ở trên. Đầu tư nước ngoài được phép vào lĩnh vực này theo thỏa thuận BOT.

3.4. Khuyến nghị để thúc đẩy mua bán cạnh tranh năng lượng tái tạo

Sự gián đoạn hiện tại trong việc mua bán các dự án năng lượng tái tạo ở Việt Nam thể hiện rõ những thách thức cơ bản cần được giải quyết để tạo điều kiện cho sự phát triển của các dự án trong tương lai. Một số vấn đề trong việc xây dựng khung pháp lý cơ bản cần thiết để thực hiện các cơ chế đấu thầu cạnh tranh dự án năng lượng tái tạo, điều đó có nghĩa là bản chất của những thách thức được nêu trong phần này khác với những thách thức được nêu trước đó trong báo cáo cho Indonesia và Philippines. Các vấn đề và đề xuất liên quan (hiển thị trong **hộp màu xanh lam nhạt**) được đề cập dưới hai tiêu đề:

- **Khung pháp lý cho mua năng lượng tái tạo.** Trong khi chính phủ đã tuyên bố mong muốn tiến tới cạnh tranh cho các dự án năng lượng tái tạo trong tương lai, khung pháp lý hiện tại không cho phép điều này. Điều này được thảo luận thêm trong Phần 3.4.1.
- **Phân bổ rủi ro trong PPA.** Như ở Philippines, việc phân bổ rủi ro trong mẫu PPA được công bố cho các dự án gió và mặt trời không phù hợp với các tiêu chuẩn quốc tế. Các hợp đồng PPA mẫu cũng rất ngắn so với PPA cho các dự án năng lượng tái tạo quốc tế. Điều này được thảo luận thêm trong Phần 3.4.2.

3.4.1. Khung pháp lý cho cạnh tranh năng lượng tái tạo

Chính phủ đã tuyên bố rõ ràng ý định sử dụng các quy trình đấu thầu cạnh tranh để mua bán năng lượng tái tạo trong tương lai. Như đã lưu ý trước đây tại Phần 3.2, Quyết định 13/2020/QĐ-TTg¹⁸ nêu rõ, các dự án điện mặt trời chưa sẵn sàng kịp thời cho giá FIT sẽ được trả một mức giá được xác định thông qua các cơ chế cạnh tranh. PDP8¹⁹ cũng lưu ý rằng chính phủ sẽ nghiên cứu và phát triển cơ chế đấu giá hoặc đấu thầu để lựa chọn các dự án.

Việc xây dựng một cơ chế cạnh tranh cho việc lựa chọn các dự án, một phần, bị kìm hãm bởi sự phức tạp chỉ có ở pháp luật Việt Nam. Theo pháp luật Việt Nam, thuật ngữ đến "đấu giá" và "đấu thầu" có ý nghĩa rất cụ thể và khác biệt. Theo Luật Đầu tư (Điều 33),²⁰ đấu giá được gọi là chỉ giới hạn trong việc đấu giá quyền sử dụng đất. Triển khai "đấu giá" như một cơ chế cạnh tranh năng lượng tái tạo sẽ yêu cầu đất mà dự án sẽ được xây dựng phải được xác định trước. Điều này có thể làm việc cho một dự án kiểu nhà máy điện năng lượng mặt trời. Tuy nhiên, nếu các nhà phát triển chọn địa điểm của riêng họ và có được các quyền sử dụng đất cần thiết (như trường hợp của các dự án FIT), điều này sẽ phù hợp với quy trình "đấu thầu" theo Luật Đầu tư của Việt Nam. Ở Việt Nam, người ta thường đề cập đến việc giới thiệu đấu thầu cạnh tranh, thay vì đấu giá, vì sự khác biệt pháp lý này.

Tình trạng này trở nên phức tạp hơn vì cơ chế được sử dụng cũng bị tác động bởi các quy định pháp luật liên quan đến việc định giá đất. Quyền sử dụng đất là trọng tâm của sự phân biệt giữa đấu thầu và đấu giá. Giá đất do UBND tỉnh (UBND tỉnh) quy định. Khung giá trong đó các giao dịch có thể diễn ra thường sẽ phản ánh việc sử dụng đất hiện tại. Đất được đề xuất sử dụng cho một dự án năng lượng mặt trời hoặc gió thường là đất nông nghiệp. Bị hạn chế ở các mức giá này có nghĩa là có thể khó đảm bảo đất cần thiết; ít nhất, không có sự hỗ trợ của UBND tỉnh. Quá trình đấu giá và đấu thầu có thể là cơ chế tiềm năng trong tương lai, nhưng cả hai đều có những thách thức riêng:

- **Đấu giá:** Như đã đề cập, theo pháp luật Việt Nam, đấu giá về cơ bản được xác định trong bối cảnh đấu giá quyền sử dụng đất. Quyền sử dụng đất chỉ được đấu giá vì mục đích thương mại nhất định được xác định theo Luật Đất đai.²¹ Luật Đất đai khẳng định đất sử dụng cho các dự án phát điện (và truyền tải) sẽ được phân loại là "mục đích công cộng", điều này có nghĩa là việc định giá đất đó phải do UBND tỉnh quy định. Ngoại lệ cho điều này có thể là trường hợp Nhà nước đã điều chỉnh và bán đấu giá đất này cho một chủ đầu tư.
- **Đấu thầu:** Các dự án có khả năng được xử lý theo quy định tại Luật Đất đai để lựa chọn nhà đầu tư thực hiện dự án có sử dụng đất. Điều này có nghĩa là giá đất được quy định bởi UBND tỉnh.

¹⁸ Nguồn đã dẫn.

¹⁹ Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050. [Liên kết](#).

²⁰ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2020): Luật số 61/2020/QH14, Luật Đầu tư. [Liên kết](#).

²¹ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2013): Luật số 45/2013/QH13, Luật Đất đai. [Liên kết](#).

Việc quy định chặt chẽ về giá đất có nghĩa là người sử dụng đất cá nhân có thể cảm thấy họ chưa được đền bù đầy đủ cho việc mất đất, điều này có thể dẫn đến việc chống lại việc bán quyền sử dụng đất.

Điều này nhấn mạnh vai trò quan trọng của Ủy ban nhân dân cấp tỉnh trong bất kỳ dự án nào cần đất. UBND tỉnh giám sát việc quản lý quyền sử dụng đất và quy định giá chuyển đổi quyền sử dụng đất, do đó UBND tỉnh là một bên liên quan quan trọng đối với các nhà đầu tư có kế hoạch thực hiện dự án năng lượng tái tạo.

Bảng 3 tóm tắt một số phê duyệt và quy trình mà một dự án mới phải trải qua. Cột cuối cùng của bảng nêu bật một số lĩnh vực hiện đang tồn tại các rào cản đối với việc phát triển cơ chế cạnh tranh cho các dự án năng lượng tái tạo. Đặc biệt:

- Chưa có quy định thực hiện quy trình đấu thầu lựa chọn đầu tư dự án năng lượng tái tạo.
- Bất kể quy trình đấu giá hay đấu thầu được sử dụng, điều này được hiểu rằng khung pháp lý hiện tại sẽ chỉ cho phép các cạnh tranh cụ thể theo địa điểm.
- Việc đấu thầu bắt buộc phải diễn ra ở cấp tỉnh. Không có khung pháp lý cho cạnh tranh toàn quốc cho các dự án.
- Hạn chế về giá đất có nghĩa là giá có thể sai lệch so với giá trị thị trường thực.

Bảng 3 Các hoạt động trước khi xây dựng chính để phát triển dự án phát điện tại Việt Nam

Giai đoạn	Nhiệm vụ và yêu cầu phê duyệt	Cơ quan/ đơn vị giám sát	Rào cản đối với cơ chế cạnh tranh?
1 Phù hợp với quy hoạch	Dự án phải phù hợp với các quy hoạch hiện có và cụ thể là Quy hoạch phát triển điện lực (PDP). Trong khi PDP7 có danh sách các dự án cụ thể sẽ được xây dựng, PDP8 ²² chỉ bao gồm các mục tiêu về công suất cho các loại công nghệ năng lượng tái tạo, vì vậy các dự án riêng lẻ không cần phải có tên trong PDP.	Thủ tướng	Không
2 Chấp thuận chủ trương đầu tư	Theo Luật Đầu tư, ²³ đầu tư vào dự án cần có sự chấp thuận của Quốc hội, Thủ tướng Chính phủ hoặc UBND tỉnh, tùy thuộc vào loại hình đầu tư. Các dự án thông thường UBND tỉnh sẽ phê duyệt, nhưng đối với một số dự án cận diện tích lớn hoặc ảnh hưởng nhiều đến môi trường/ cộng đồng thì cần nhận được sự chấp thuận của Thủ tướng Chính phủ hoặc Quốc hội.	UBND tỉnh Thủ tướng Quốc hội	Không
3 Lựa chọn nhà đầu tư	Giai đoạn này phần lớn được kiểm soát ở cấp tỉnh. Trường hợp tổ chức đấu giá quyền sử dụng đất, UBND tỉnh có liên quan cùng với Phòng TN&MT cấp huyện sẽ lên kế hoạch đấu giá, kết quả sau đó được UBND tỉnh chấp thuận. Trong trường hợp đấu thầu cạnh tranh sẽ được Bộ KH&ĐT cùng với UBND tỉnh có liên quan lên kế hoạch. Cũng như quá trình đấu giá đất, kết quả của vòng đấu thầu cuối cùng sẽ được UBND tỉnh chấp thuận. Trong trường hợp không có quy trình cạnh tranh (như đã và đang triển khai), nhà đầu tư yêu cầu sự chấp thuận của Bộ KH&ĐT, chuyển tiếp yêu cầu đến UBND tỉnh có liên quan để phê duyệt	UBND tỉnh Bộ KH&ĐT Bộ TN&MT	CÓ: Chưa có quy định thực hiện đấu thầu các dự án năng lượng tái tạo. Luật Đầu tư ²⁴ yêu cầu đấu thầu phải ở cấp tỉnh. Đấu thầu cấp quốc gia muốn thực hiện được thì cần phải điều chỉnh Luật.

²² Thủ tướng Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050. [Liên kết](#).

²³ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2020): Luật số 61/2020/QH14, Luật Đầu tư. [Liên kết](#).

²⁴ Nguồn đã dẫn.

Giai đoạn	Nhiệm vụ và yêu cầu phê duyệt	Cơ quan/ đơn vị giám sát	Rào cản đối với cơ chế cạnh tranh?	
4	Giấy chứng nhận đầu tư và giấy chứng nhận đăng ký doanh nghiệp	Ủy quyền bổ sung được yêu cầu bởi các dự án liên quan đến đầu tư nước ngoài. Điều này được hiểu rằng những phê duyệt này thường đơn giản khi chính sách đầu tư (giai đoạn 2) đã được phê duyệt.	MPI	Không
5	Quyền sử dụng đất	Trường hợp đã tổ chức đấu giá quyền sử dụng đất thì UBND tỉnh có trách nhiệm đấu giá cấp Giấy chứng nhận quyền sử dụng đất. Trong các trường hợp khác, việc giải phóng mặt bằng phải được UBND tỉnh chấp thuận và chịu sự điều chỉnh của Luật Đất đai. ²⁵	UB ND tỉnh	CÓ: Các quy định hiện hành liên quan đến giá đất có thể đóng vai trò là rào cản đối với một số dự án. Điều này được hiểu rằng một dự thảo Luật Đất đai mới đã phản náo giải quyết mối quan tâm này bằng cách cho phép các khung giá đất được UBND tỉnh cập nhật thường xuyên hơn để phản ánh tỷ giá thị trường.
6	Quy hoạch chi tiết xây dựng	Quá trình lập kế hoạch đòi hỏi một loạt các giấy phép và ý kiến chi tiết hơn để được ban hành. Hầu hết các giấy phép được cấp/ giám sát bởi UBND tỉnh có liên quan, nhưng các cơ quan khác cũng tham gia; ví dụ như trong việc phê duyệt an toàn phòng cháy chữa cháy, đánh giá tác động môi trường, đấu nối để chia sẻ hạ tầng, v.v.	PPC Bộ TN&MT Các cơ quan chính phủ chuyên môn khác	Không
7	Giấy phép xây dựng	Khi các giấy phép liên quan đã được cấp dự án sau đó phải xin giấy phép xây dựng, được cấp bởi UBND tỉnh có liên quan.	UBND tỉnh	Không
8	Giấy phép điện lực	Trước khi bắt đầu xây dựng, nhà đầu tư cũng phải đảm bảo (a) thỏa thuận đấu nối từ truyền tải EVN, (b) PPA với EVN và (c) giấy phép hoạt động điện lực. Giấy phép được Bộ Công Thương / EREA chấp thuận trong hầu hết các trường hợp, mặc dù có thể được UBND tỉnh chấp thuận cho một số dự án nhỏ.	EVN Bộ công thương / Cục điện lực và năng lượng tái tạo UBND tỉnh	Không

Nguồn: Kuungana phân tích của NHQuang²⁶

Một số thay đổi pháp lý là cần thiết để công suất năng lượng tái tạo được mua thông qua các cơ chế cạnh tranh. Các cuộc thảo luận với NHQuang, một công ty luật được ETP thuê để tư vấn về chế độ pháp lý cho các cơ chế đấu thầu cạnh tranh tại Việt Nam, cũng như với các bên liên quan trong ngành năng lượng khác ở Việt Nam, đã gợi ý rằng ít nhất cần phải có những thay đổi pháp lý sau đây trước khi các cơ chế đó có thể được thực hiện:

- Luật Đấu thầu²⁷ sẽ yêu cầu hướng dẫn (trong một văn bản riêng của Luật) về cách thức đấu thầu đối với các dự án phát điện. Hiện nay, Luật Đấu thầu quy định các dự án liên quan đến đất đai phải được đấu thầu theo quy trình đấu thầu quy định tại Luật Đất đai.²⁸
- Luật Điện lực cũng có thể yêu cầu thay đổi để cho phép mua sắm cạnh tranh.
- Một số bên liên quan đã đề nghị bổ sung một Luật riêng về năng lượng tái tạo, mặc dù lưu ý rằng không có sự đồng thuận về điểm này.

²⁵ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2013): Luật số 45/2013/QH13, Luật Đất đai. [Liên kết](#).

²⁶ NHQuang (2023): Báo cáo về hệ thống pháp luật Việt Nam và tóm tắt những khó khăn trong đầu tư các dự án phát điện, truyền tải điện.

²⁷ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Luật số 22/2023/QH15, Luật Đấu thầu. [Liên kết](#).

²⁸ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2013): Luật số 45/2013/QH13, Luật Đất đai. [Liên kết](#).

- Pháp luật thứ cấp, đặc biệt để bao gồm việc mua sắm năng lượng tái tạo cũng có thể sẽ được yêu cầu. Các quy định này sẽ thay thế các quy định hiện đã hết hạn để thực hiện các cơ chế biểu giá thức ăn chăn nuôi được mô tả trong Phần 3.2. Với những điều kiện tiên quyết trên, một số bên liên quan cho rằng điều này sẽ khó thực hiện trước năm 2025/26.

KHUYẾN NGHỊ: Đẩy nhanh sửa đổi pháp lý để tạo thuận lợi cho việc mua bán năng lượng tái tạo cạnh tranh

Vấn đề về khung pháp lý đóng vai trò là rào cản đối với việc mua sắm cạnh tranh năng lượng tái tạo ở Việt Nam cần được giải quyết. Hỗ trợ pháp lý sẽ được yêu cầu để đảm bảo rằng khung chính sách và pháp lý là mạnh mẽ. Bởi vì có nhiều luật liên quan (Luật Đấu thầu, Luật Đầu tư, Luật Đất đai cũng như Luật Điện lực), đây sẽ là một quá trình soạn thảo phức tạp và sẽ liên quan đến nhiều bộ. Sự phối hợp từ các nhà lãnh đạo cấp cao trong chính phủ có thể sẽ được yêu cầu. Ít nhất, đầu vào sẽ được yêu cầu từ MOIT, MONRE, MPI. Do vai trò quan trọng của UBND tỉnh trong việc điều tiết sử dụng đất ở các tỉnh, sự tham gia của UBND tỉnh cũng rất quan trọng. Các tổ chức hoạch định chính sách do Bộ Công Thương đứng đầu sẽ cần tham vấn sâu rộng với ngành về những thay đổi được đề xuất để đảm bảo rằng chúng đáp ứng các yêu cầu của các nhà phát triển dự án và nhà đầu tư.

Mặc dù những sửa đổi pháp lý được đề xuất này nên được thực hiện, nhưng cần có một giải pháp tạm thời để việc mua sắm công suất năng lượng tái tạo có thể tiếp tục. Do sự phức tạp của các thay đổi pháp lý cần thiết, có thể sẽ mất một khoảng thời gian đáng kể để thực hiện thành công những thay đổi này. Một số bên liên quan đã gợi ý rằng những thay đổi lập pháp cần thiết có thể mất 2-3 năm ngay cả với sự hỗ trợ chính trị cấp cao đáng kể. Nếu Việt Nam muốn tiếp tục mua sắm công suất năng lượng tái tạo trước khi những thay đổi này được thực hiện, do đó sẽ cần một giải pháp tạm thời.

Bộ Công Thương gần đây đã thiết lập một khuôn khổ tạm thời để thiết lập giá cho điện gi và mặt trời. Thông tư 19/2023/TT-BCT xác định phương pháp tính toán để biểu giá thức ăn chăn nuôi sẽ được áp dụng cho các công nghệ này trong tương lai.²⁹ Tuy nhiên, tại thời điểm viết bài, giá được tính bằng phương pháp này vẫn chưa được ERAV công bố. Cũng cần lưu ý rằng thông tư dường như yêu cầu giá phải được sửa đổi hàng năm, thay vì cung cấp một mức giá cố định trong 20 năm như trường hợp của các mức thuế trước đây ở Việt Nam. Giá cũng chỉ được xác định bằng đồng/kWh theo Thông tư mới.

Có vẻ như để thu hút đầu tư đáng kể, sẽ cần phải có sự đảm bảo về giá dài hạn hơn. Phương pháp định giá cho thấy dự kiến các nhà máy sẽ được tài trợ ít nhất một phần bằng nợ. Các bên cho vay tài trợ dự án quốc tế có thể sẽ yêu cầu ít nhất một mức giá sàn để hỗ trợ các yêu cầu về dịch vụ nợ. Thông tư mới quy định mức sàn là 0 đồng/kWh, khó có khả năng huy động vay từ ngân hàng. Hiện chưa rõ liệu khuôn khổ mới có được các ngân hàng địa phương chấp nhận hay không, những ngân hàng mà trước đây đã thể hiện mức độ chấp nhận rủi ro cao hơn nhiều

Một giải pháp thay thế cho việc cải cách khung giá mới có thể là thực hiện một dự án công viên năng lượng mặt trời hoặc tương tự. Cơ sở lý luận cho phương án này là việc thu hồi đất đã được nhấn mạnh là một thách thức ở trên. Trong trường hợp này, chính phủ sẽ chịu rủi ro về đất đai, xác định một địa điểm mà một dự án hoặc nhiều dự án được phát triển. Các nhà phát triển khu vực tư nhân sau đó sẽ cạnh tranh để có quyền đầu tư vào khu vực đó, để lắp đặt nhà máy điện. Đây là một mô hình được thiết lập tốt đã được sử dụng ở nhiều quốc gia, đặc biệt là ở các quốc gia đang ở giai đoạn đầu trong việc phát triển các dự án năng lượng tái tạo, bao gồm cả ở Campuchia.³⁰ Một số thay đổi pháp lý nêu trên vẫn có thể cần được giải quyết về dài hạn để tất cả các hình thức cạnh tranh có thể được tham gia, nhưng một giải pháp như vậy ít nhất sẽ làm giảm sự phức tạp trong ngắn hạn. Ví dụ, có thể một công viên năng lượng mặt trời có thể được thực hiện thông qua cơ chế 'đấu giá' trong Luật Đất đai.

KHUYẾN NGHỊ: Giải pháp tạm thời cho mua năng lượng tái tạo

Do thời gian và sự phức tạp liên quan đến việc thực hiện các thay đổi pháp lý nêu trên, Việt Nam nên xem xét một giải pháp tạm thời để có thể tiếp tục mua công suất năng lượng tái tạo trong vài năm tới. Điều này có thể bao gồm cải cách khung giá FIT mới và / hoặc thực hiện các dự án cụ thể theo địa điểm, ví dụ, thông qua các công viên năng lượng mặt trời. Phương án thứ nhất có ưu điểm là đòi hỏi

²⁹ Bộ Công Thương, nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Thông tư số 19/2023/TT-BCT về phương pháp xác định khung giá phát điện áp dụng cho nhà máy điện mặt trời và điện gió. [Liên kết](#).

³⁰ Ngân hàng Phát triển Châu Á (2022): Bài báo: Công viên năng lượng mặt trời quốc gia do ADB hỗ trợ tại Campuchia kết nối với lưới điện. [Liên kết](#).

ít thay đổi hơn và quen thuộc với những người tham gia hiện có trong ngành điện. Lựa chọn thứ hai sẽ có lợi ích trong việc mở khóa cạnh tranh, có khả năng làm giảm giá, nhưng có thể sẽ yêu cầu ít nhất một số thay đổi pháp lý được nêu bật trong cuộc thảo luận ở trên được thực hiện. Điều này sẽ đòi hỏi sự phối hợp giữa Bộ Công Thương (với tư cách là Bộ thực hiện) và EVN (với tư cách là đơn vị mua điện). Một số thay đổi pháp lý đã được nêu bật vẫn có thể được yêu cầu, trong trường hợp đó một số phối hợp với các bộ khác sẽ được yêu cầu.

3.4.2. Phân bổ rủi ro trong PPAs

Việt Nam có mẫu PPA cho cả dự án năng lượng mặt trời và gió. Thông tư số 16/2017/TT-BCT³¹ và 02/2019/TT-BCT³² có các hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện mặt trời và điện gió tương ứng. Các PPA mẫu này đã được sử dụng để ký hợp đồng với các dự án được ủy thác theo cơ chế giá FIT. Mẫu năng lượng mặt trời bao gồm các điều khoản cho các dự án năng lượng mặt trời trên mái nhà (như đã nêu trong Phần 3.1, đã có vai trò chính ở Việt Nam), bao gồm các điều khoản về bố trí đo đếm ròng.

Các PPA mẫu chi tiết trong một số lĩnh vực (được mô tả bên dưới) và chứa các thuật ngữ không phải lúc nào cũng phù hợp với các tiêu chuẩn quốc tế. Bối cảnh địa phương sẽ luôn có một số tác động đến các điều khoản pháp lý thích hợp được đưa vào PPA. Tuy nhiên, có một số lĩnh vực mà PPA mẫu hiện tại khác xa với các tiêu chuẩn quốc tế (tức là các điều khoản thương mại thường được yêu cầu để giải quyết lợi ích, mối quan tâm và ưu tiên của các nhà đầu tư) theo cách có thể không thể chấp nhận được đối với các nhà đầu tư quốc tế. Đây có thể là một trong những yếu tố đằng sau hầu hết các dự án hiện tại đã được tài trợ bởi các nhà đầu tư địa phương và / hoặc khu vực. Mặc dù rõ ràng là tích cực rằng các nguồn vốn này có sẵn, nhưng chỉ phụ thuộc vào vốn địa phương có thể đóng vai trò là rào cản đối với việc mở rộng quy mô ngành và cũng có thể hạn chế tiềm năng cạnh tranh về giá nếu cơ chế mua sắm cạnh tranh được giới thiệu trong tương lai.

Đáng chú ý nhất là các mẫu PPA không cung cấp bất kỳ sự bảo vệ nào cho các dự án khi bị cắt giảm công suất. Các PPA mẫu chỉ đơn giản là trả tiền cho các dự án cho điện được tạo ra. Trong hợp đồng mua bán điện mặt trời, Điều 2, khoản 2, lưu ý rằng "... Bên mua điện có trách nhiệm mua toàn bộ điện năng phát ra...", tức là không đề cập đến điện năng lẽ ra đã được tạo ra nếu EVN có thể chấp nhận nguồn điện đó. Từ ngữ tương tự tồn tại trong PPA gió mẫu. Trong Hợp đồng mua bán điện mặt trời, đoạn 7 của cùng một điều khoản quy định rằng "Bên Mua điện sẽ không phải thực hiện nghĩa vụ của mình hoặc nhận điện..." trong một số tình huống; ví dụ, khi lưới điện truyền tải không có sẵn, hoặc khi EVN yêu cầu nhà máy tạo ra ít điện năng hơn để duy trì ổn định lưới điện. Hầu hết các nhà đầu tư quốc tế sẽ yêu cầu ít nhất một số biện pháp bảo vệ chống lại việc cắt giảm; ít nhất, họ thường sẽ yêu cầu số tiền cắt giảm có thể diễn ra mà không cần bồi thường để được giới hạn.

KHUYẾN NGHỊ: Trong PPA nên gồm các điều khoản bảo vệ nhà đầu tư khi bị cắt giảm công suất

Nhóm các nhà đầu tư sẵn sàng đầu tư vào các dự án năng lượng tái tạo ở Việt Nam có thể sẽ bị hạn chế nếu không có điều khoản bảo vệ khi bị cắt giảm công suất. Các nhà đầu tư quốc tế có thể yêu cầu bảo vệ trong các sự kiện nằm ngoài tầm kiểm soát của dự án. Để mở rộng quy mô những thành tựu trong việc triển khai NLTT thông qua biểu giá FIT, những thay đổi đối với PPA mẫu có thể sẽ được yêu cầu để cung cấp sự bảo vệ đó. Bộ Công Thương sẽ cần ban hành một thông tư để thực hiện những thay đổi như vậy.

Các mẫu PPA chứa các lỗ hổng liên quan đến giải quyết tranh chấp và chấm dứt. Cả hai PPA mẫu đều bao gồm các điều khoản để giải quyết bất kỳ tranh chấp nào liên quan đến thỏa thuận. Trong mỗi trường hợp có một điều khoản lưu ý rằng, "nếu không thể đạt được thỏa thuận và đồng thuận, các bên có quyền gửi yêu cầu bằng văn bản đến EREA để được hỗ trợ giải quyết (các) tranh chấp." PPA năng lượng mặt trời (được phát triển hai năm trước PPA gió) thay vào đó đề cập đến "Tổng cục Năng lượng" là cơ quan tiền thân của EREA, cũng là một phần của Bộ Công Thương. Thông thường, các nhà đầu tư sẽ yêu cầu tranh chấp được giải quyết bởi một bên độc lập nếu cần sự can thiệp từ bên ngoài. Điều này có thể, ví dụ, bao gồm việc bổ nhiệm một chuyên gia độc lập (nếu tranh chấp có tính chất kỹ thuật) hoặc giới thiệu đến một tòa án trọng tài được quốc tế công nhận. Mặc dù không rõ hỗ trợ EREA sẽ đòi hỏi những gì, các nhà đầu tư quốc tế có thể xem việc giới thiệu đến MOIT là chấp nhận được hoặc đủ độc lập.

³¹ Bộ Công Thương, nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2017): Thông tư số 16/2017/TT-BCT quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời. [Liên kết](#).

³² Bộ Công Thương, nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2019): Thông tư số 02/2019/TT-BCT quy định về phát triển dự án điện gió và hợp đồng mua bán điện cho các dự án. [Liên kết](#).

Trong trường hợp chấm dứt, PPA không bao gồm các điều khoản mua lại. Các điều khoản như vậy một lần nữa thường được yêu cầu bởi các nhà cho vay quốc tế để đảm bảo rằng nợ luôn được hoàn trả, ngay cả trong trường hợp chấm dứt.

Cơ chế định giá tạm thời mới được đưa ra bởi Thông tư 19/2023/TT-BCT³³ dẫn đến các mối quan tâm phân bổ rủi ro bổ sung đã được giải quyết bởi các mẫu PPA ban đầu. Việc điều chỉnh giá hàng năm làm suy yếu lợi ích của giá cố định được cung cấp bởi các mức thuế trước đó, cũng như chỉ số tỷ giá hối đoái có trong các mẫu PPA.

KHUYẾN NGHỊ: Thử nghiệm các mẫu PPA trong tương lai với các nhà cho vay quốc tế

Trước khi triển khai bất kỳ hoạt động mua sắm cạnh tranh nào về công suất năng lượng tái tạo (như đã thảo luận trong Phần 3.4.1, có thể sẽ mất thời gian), Bộ Công Thương và/hoặc EVN nên thử nghiệm PPA để sử dụng để ký hợp đồng với các dự án thành công (ví dụ: thông qua một bài tập toàn diện về thị trường) với các nhà đầu tư quốc tế. Không có số lượng nhà đầu tư nhất định nên được tham vấn, nhưng bài tập nên bao gồm một loạt các nhà phát triển, nhà đầu tư cổ phần và người cho vay.

3.5. Tóm tắt lộ trình ưu tiên

Ưu tiên trước mắt của EREA và EVN là xây dựng chiến lược tạm thời để mua công suất năng lượng tái tạo. Như đã lưu ý trong Phần 3.4.1, những thay đổi đáng kể về khung pháp lý và mức độ phức tạp cao là cần thiết để hỗ trợ việc chuyển sang cơ chế cạnh tranh năng lượng tái tạo. Sự phức tạp của những thay đổi này có nghĩa là có thể mất nhiều năm để thực hiện các thay đổi. Do đó, cần có giải pháp ngắn hạn đến trung hạn. Nếu không có giải pháp tạm thời, nguy cơ Việt Nam không đạt được các mục tiêu tham vọng đề ra trong PDP8 là rất cao.

Trong ngắn hạn, việc điều chỉnh cơ chế giá mới cho điện mặt trời và gió do Bộ Công Thương đưa ra có thể sẽ là câu trả lời thẳng thắn nhất. Mặc dù cơ chế giá FIT không phải là không có sai sót, như đã thảo luận trong Phần 3.2, cơ chế này đã thu hút thành công đầu tư đáng kể trong quá khứ. Tuy nhiên, điều này sẽ mâu thuẫn với ý định đã nêu của chính phủ là tiến tới mua sắm cạnh tranh.

Một lựa chọn khác có thể là khởi động đấu thầu công viên năng lượng mặt trời, thay vì mời các nhà phát triển đưa các dự án của riêng họ trong một cuộc đấu thầu mở. Cơ sở lý luận cho một mô hình như vậy, như được mô tả ở trên, là những thách thức liên quan đến việc thu hồi đất sẽ được giải quyết một phần. Một công viên năng lượng mặt trời vẫn sẽ yêu cầu một số thay đổi lập pháp cần thiết để hỗ trợ mua sắm cạnh tranh nhưng có nghĩa là chính phủ (hoặc EVN) chịu trách nhiệm quản lý rủi ro đất đai. Điều này có thể đơn giản hơn để thực hiện so với đấu giá hoàn toàn mở, vì sự tương tác phức tạp giữa Luật Đầu tư³⁴ và Luật Đất đai³⁵ ở Việt Nam (được thảo luận thêm trong Phần 3.4.1).

Các điều khoản và điều kiện theo đó các dự án năng lượng tái tạo được ký kết (tức là PPA mẫu) nên được sửa đổi. Như đã lưu ý ở trên, PPA mẫu hiện có bao gồm các thuật ngữ không phù hợp với các chuẩn mực quốc tế. Tuy nhiên, mặc dù vậy, các PPA này đã được sử dụng để ký hợp đồng >20 GW công suất năng lượng mặt trời và gió. Có khả năng Việt Nam có thể ký hợp đồng thêm bao nhiêu công suất mà không có các điều khoản hợp đồng có thể ngân hàng quốc tế. Ví dụ, có khả năng các nhà đầu tư mới gia nhập thị trường Việt Nam sẽ yêu cầu một số biện pháp bảo vệ chống lại rủi ro cắt giảm, điều này không được cung cấp bởi PPA mẫu hiện có.

Song song, sự hợp tác giữa các bộ ban ngành sẽ được yêu cầu để thực hiện các thay đổi lập pháp cần thiết để hỗ trợ việc thực hiện cuối cùng một khuôn khổ cạnh tranh năng lượng tái tạo. Cụ thể, quá trình xây dựng và tư vấn về những thay đổi lập pháp này sẽ cần có sự tham gia của Bộ TN&MT, Bộ KH&ĐT và UBND tỉnh cũng như Bộ Công Thương trong vai trò giám sát ngành năng lượng. Một khuôn khổ cạnh tranh cho việc mua NLTT sẽ giúp đạt được giá trị tốt hơn cho người tiêu dùng điện Việt Nam trong dài hạn. Chính phủ đã thừa nhận điều này thông qua cam kết chuyển hướng sang cạnh tranh, ví dụ như trong PDP8. Tuy nhiên, như đã thảo luận chi tiết trong Phần 3.4.1, có nhiều luật có thể cần sửa đổi hoặc hướng dẫn thực hiện để được xây dựng. Môi trường pháp lý cho đất đai ở Việt Nam là duy nhất và có nghĩa là các cơ chế pháp lý để thực hiện mua sắm năng lượng tái tạo cạnh tranh cũng có khả năng cụ thể đối với Việt Nam.

³³ Bộ Công Thương, nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Thông tư số 19/2023/TT-BCT về phương pháp xác định khung giá phát điện áp dụng cho nhà máy điện mặt trời và điện gió. [Liên kết](#).

³⁴ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2020): Luật số 61/2020/QH14, Luật Đầu tư. [Liên kết](#).

³⁵ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2013): Luật số 45/2013/QH13, Luật Đất đai. [Liên kết](#).

Ít nhất, những điều sau đây sẽ cần phải được đề xuất

- Luật Đấu thầu³⁶ sẽ yêu cầu hướng dẫn (trong một văn bản riêng của Luật) về cách thức đấu thầu đối với các dự án phát điện.
- Luật Điện lực cũng có thể yêu cầu thay đổi để cho phép mua bán điện cạnh tranh.
- Một số bên liên quan đã đề nghị bổ sung một Luật riêng về năng lượng tái tạo, mặc dù lưu ý rằng không có sự đồng thuận về điểm này.
- Pháp luật thứ cấp, đặc biệt để bao gồm việc mua sắm năng lượng tái tạo cũng có thể sẽ được yêu cầu.

Bảng 4 Tóm tắt các khuyến nghị và mức độ ưu tiên, Việt Nam

Khuyến nghị	Trách nhiệm của các bên	Thời gian
Thực hiện các giải pháp tạm thời để mua công suất năng lượng tái tạo trước khi mua bán cạnh tranh được giới thiệu, ví dụ: thông qua cải cách cơ chế giá được giới thiệu gần đây cho các dự án năng lượng mặt trời và gió và / hoặc các dự án công viên năng lượng mặt trời hoặc tương tự.	MOIT/EVN	Ngay lập tức / càng sớm càng tốt
Điều chỉnh lại điều khoản phân bổ rủi ro trong PPA mẫu cho các dự án năng lượng tái tạo, thử nghiệm thị trường các điều khoản được đề xuất với các nhà đầu tư tiềm năng, bao gồm cả các nhà cho vay quốc tế.	MOIT/EVN	Trung hạn
Đẩy nhanh việc sửa đổi luật và các quy định để tạo điều kiện thuận lợi cho việc chuyển đổi sang mua bán cạnh tranh năng lượng tái tạo.	MOIT, MONRE, MPI, UBND tỉnh/ thành phố	Dài hạn

³⁶ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (2023): Luật số 22/2023/QH15, Luật Đấu thầu. [Liên kết](#).

4. Kết luận và chủ đề chung

Có một số chủ đề chung – và các khuyến nghị chung – trong phân tích mua bán năng lượng tái tạo ở Indonesia, Philippines và Việt Nam được trình bày trong báo cáo này. Mặc dù các khuyến nghị lộ trình được trình bày trong Phần 3 của báo cáo được điều chỉnh cho phù hợp với hoàn cảnh ở Việt Nam và có những thách thức riêng đối với mỗi quốc gia, nhưng cũng có những chủ đề chung được thể hiện rõ trong phân tích, được tóm tắt dưới đây.

4.1. Lập quy hoạch cho năng lượng tái tạo

Mặc dù thực trạng về năng lượng tái tạo khác nhau giữa Indonesia, Philippines và Việt Nam, cả ba quốc gia đều thiếu một cơ chế mua bán được xác định rõ ràng. Cả ba quốc gia đều có kế hoạch ngành và / hoặc các mục tiêu năng lượng tái tạo cho thấy công suất sẽ được mua bao nhiêu trong trung và dài hạn, nhưng trong mỗi trường hợp, có những yếu tố có nghĩa là các nhà phát triển không hiểu rõ về quy trình cơ chế mua bán

- Ở Indonesia, đã có một sự mất kết nối khá lâu giữa các kế hoạch ngành điện được công bố (như RUPTL) và việc thực hiện. Nhiều dự án được thể hiện là 'cam kết' trong RUPTL và các kế hoạch khác nhưng đã không được thực hiện. Điều này có nghĩa là các kế hoạch không cung cấp một tín hiệu hữu ích cho các nhà đầu tư về những gì có khả năng diễn ra trong một giai đoạn lập kế hoạch nhất định.
- Tại Philippines, các cuộc đấu giá năng lượng tái tạo đã đặt ra các mục tiêu rất tham vọng. Trong vòng đấu giá thứ hai, GEA-2, số lượng công suất được bảo đảm ít hơn nhiều so với mục tiêu đặt ra cho cuộc đấu giá đó. GEA-2 đã cố gắng mua nhiều công suất hơn mức cần thiết để đáp ứng mục tiêu năng lượng tái tạo do Philippines đặt ra trong NREP (Kế hoạch năng lượng tái tạo quốc gia). Số tiền mà GEA-2 nhắm mục tiêu có thể đã được mua qua một số cuộc đấu giá nhỏ hơn trong những năm 2020, làm tăng sự cạnh tranh giữa các nhà phát triển. DOE đã nói rõ rằng họ có ý định tiến hành các cuộc đấu giá tiếp theo nhưng chưa công bố bất kỳ hướng dẫn nào giúp các nhà phát triển hiểu khi nào có thể mua thêm công suất.
- Tại Việt Nam, thách thức đối với các nhà phát triển đang cố gắng tìm hiểu khi nào việc mua bán NLTT có thể được diễn ra là cơ bản hơn. Như đã thảo luận trong Phần 3.4.1, mặc dù chính phủ đã công bố ý định rằng việc mua công suất năng lượng tái tạo trong tương lai sử dụng các quy trình cạnh tranh, nhưng có nhiều vấn đề mà luật pháp và quy định sẽ cần được cập nhật để có thể thực hiện được điều này. Có nghĩa là trong khi các nhà đầu tư có thể thấy các mục tiêu năng lượng tái tạo đầy tham vọng trong kế hoạch ngành điện mới nhất của Việt Nam, PDP8, không rõ làm thế nào hoặc khi nào công suất cần thiết để đáp ứng các mục tiêu này sẽ được mua.

Nếu có thể, các cơ quan mua NLTT nên đưa ra thông điệp rõ ràng về thời gian và quy mô của các vòng đấu thầu trong tương lai cho các công nghệ khác nhau. Mỗi quốc gia có một số thành phần cần thiết; cụ thể, mỗi quốc gia có một kế hoạch ngành điện được công bố hoặc một kế hoạch năng lượng tái tạo riêng biệt cung cấp tín hiệu về sản xuất năng lượng tái tạo là cần thiết. Tuy nhiên, không có quốc gia nào trong số ba quốc gia có mối liên hệ rõ ràng giữa các kế hoạch hoặc mục tiêu này và thời gian của các sự kiện đấu thầu cạnh tranh và công suất sản lượng điện thông qua các sự kiện đó. Những điều sau đây là bắt buộc đối với các nhà đầu tư trong lĩnh vực này để có tầm nhìn rõ ràng về các sự kiện đấu thầu trong tương lai mà họ có thể tham gia::

- **Kế hoạch ngành điện đáng tin cậy và / hoặc các mục tiêu năng lượng tái tạo.** Ở những quốc gia mà các kế hoạch hiện tại dường như thiếu uy tín, những kế hoạch này nên được cập nhật để các nhà đầu tư có thể tự tin dựa vào các kế hoạch đã công bố.
- **Truyền thông rõ ràng về tiến độ đấu thầu để thực hiện kế hoạch ngành điện.** Các mốc thời gian chính xác cho các cuộc đấu giá và số lượng chính xác được mua có thể sẽ phát triển theo thời gian, nhưng thông tin rõ ràng về tần suất đấu giá sẽ giúp các nhà đầu tư hiểu được thời gian và số lượng cơ hội thị trường. Ví dụ: nếu một nhà đầu tư biết rằng một số lượng nhất định, x công suất gió hoặc mặt trời sẽ được mua qua một loạt các y cuộc đấu giá, thì nói một cách rất đơn giản, họ có thể ước tính cơ hội tương tự tại mỗi sự kiện mua sắm là, trừ khi đơn vị mua sắm cung cấp hướng dẫn thay thế. Không có quốc gia nào trong số ba quốc gia được

phân tích trong báo cáo này hiện cung cấp hướng dẫn cho thị trường sẽ giúp các nhà đầu tư hiểu rõ hơn về cơ hội thị trường theo cách này x/y .

4.2. Đảm bảo quyền sử dụng đất và kết nối lưới

Các bộ chịu trách nhiệm về năng lượng nên phối hợp chặt chẽ với các bộ khác để giải quyết các rào cản liên quan đến quá trình lập kế hoạch. Ngoài việc đảm bảo các kế hoạch ngành điện là đáng tin cậy và mối liên hệ giữa các kế hoạch đó và mua bán năng lượng tái tạo là rõ ràng, các bộ của chính phủ chịu trách nhiệm về ngành năng lượng nên xem xét vai trò của họ và các tổ chức ngành năng lượng khác trong việc giải quyết các cân nhắc quy hoạch khác. Ở cả ba quốc gia, các nhà phát triển đã trải qua những thách thức trong việc đảm bảo quyền sử dụng đất và đảm bảo khả năng truyền tải mà họ cần cho các dự án của họ. Cải thiện quy trình lập kế hoạch để giải quyết những vấn đề này có thể mất thời gian nhưng sẽ rất quan trọng để có thể mở rộng quy mô ngành năng lượng tái tạo để cung cấp số lượng công suất mới cần thiết cho quá trình chuyển đổi năng lượng.

Đảm bảo quyền sử dụng đất có thể phức tạp ở cả ba quốc gia. Các địa điểm tốt nhất cho các dự án gió và mặt trời thường ở xa các trung tâm dân cư lớn và nằm ở khu vực nông thôn. Ở nhiều vùng nông thôn, quyền sở hữu đất đai có thể không rõ ràng và phân mảnh, và có thể khó chuyển đổi việc sử dụng đất cho các địa điểm hiện đang được sử dụng cho nông nghiệp. Ở Indonesia, việc thiếu một cơ sở dữ liệu đăng ký đất đai duy nhất có thể có nghĩa là rất phức tạp để đảm bảo các quyền đất đai cần thiết để thực hiện một dự án nhất định. Tại Philippines, việc chuyển đổi đất nông nghiệp sang đất công nghiệp cần có sự cho phép của Bộ Cải cách Nông nghiệp (DAR), điều này đã dẫn đến sự chậm trễ cho một số dự án. Ở Việt Nam, tất cả đất đai đều thuộc sở hữu nhà nước, và việc định giá quyền sử dụng đất được quy định chặt chẽ. Trong thực tế, điều này có thể đóng vai trò là rào cản để có thể có được quyền sử dụng đất cần thiết để thực hiện một dự án năng lượng tái tạo thâm dụng đất. Hợp lý hóa các quy trình để đảm bảo quyền sử dụng đất có thể là một thách thức trung và dài hạn. Các bộ chịu trách nhiệm về chính sách năng lượng nên hợp tác chặt chẽ với các bộ và cơ quan chính phủ khác để giải quyết các nút thắt được xác định trong báo cáo này.

Đảm bảo quyền truy cập vào hệ thống truyền tải cũng có thể là một thách thức đối với các dự án năng lượng tái tạo. Tại Philippines, các nhà phát triển dự án đã gặp phải sự chậm trễ trong việc đảm bảo Nghiên cứu tác động hệ thống (SIS), đây là điều kiện tiên quyết để kết nối với hệ thống truyền tải. Sự chậm trễ trong việc củng cố mạng lưới truyền tải cũng dẫn đến việc cắt giảm các dự án năng lượng tái tạo đã được xây dựng. Điều này đã ảnh hưởng đến các nhà phát triển ở cả Philippines và Việt Nam, nơi PPA không cung cấp bất kỳ sự bảo vệ nào chống lại việc cắt giảm. Do đó, sự chậm trễ trong cơ sở hạ tầng truyền tải, nằm ngoài tầm kiểm soát của dự án, có thể dẫn đến tổn thất tài chính. Những vấn đề này ít rõ ràng hơn ở Indonesia; không phải vì nhu cầu đầu tư vào cơ sở hạ tầng truyền tải ít hơn, mà vì các dự án được mua sắm cho các vị trí cụ thể, có nghĩa là PLN có thể chọn trước một trạm biến áp có đủ công suất để đáp ứng công suất phát điện mới. Đây là một cơ chế hữu ích để điều hướng các hạn chế trong ngắn hạn, nhưng có thể khó mở rộng quy mô để đáp ứng các mục tiêu năng lượng tái tạo đầy tham vọng.

Các hạn chế về đường truyền không phải là duy nhất đối với khu vực; Thách thức của việc cung cấp kết nối vững chắc cho tất cả các dự án năng lượng tái tạo mới là một vấn đề lớn ngay cả trong các thị trường năng lượng tự do hóa, nơi hàng đợi để đảm bảo kết nối có thể được đo bằng năm. Tại Anh, hàng đợi kết nối đã tăng lên 400 GW, với một số dự án hiện đang được cung cấp ngày kết nối vào cuối năm 2037.³⁷ Có một số cơ chế đã được quốc tế sử dụng để quản lý những thách thức trong việc nâng cấp hệ thống truyền tải, có thể có liên quan trong tương lai khi hệ thống điện khu vực phát triển:

- **Kết nối hàng đợi.** Hàng đợi kết nối có thể giúp cung cấp thông tin cho các nhà khai thác hệ thống về nhu cầu về dung lượng truyền tải mới, đồng thời nhằm mục đích phân bổ dung lượng giữa những người dùng hệ thống. Tuy nhiên, một hệ thống như vậy cần được thiết kế và quản lý cẩn thận; Ví dụ, cố gắng tránh nguy cơ khả năng truyền tải sẵn có bị 'chặn' bởi các dự án không có khả năng tiến hành sớm. Các hệ thống xếp hàng chính thức có thể được yêu cầu ở cả ba quốc gia để mở rộng vai trò của năng lượng tái tạo nhưng không có khả năng là ưu tiên ngay lập tức ở các quốc gia được báo cáo.
- **Kết nối linh hoạt.** Ở những khu vực có lưới điện có khả năng đầu nối, nhưng không thể đảm bảo 100% thời gian, có thể xây dựng các thỏa thuận đầu nối linh hoạt hoặc không chắc chắn.

³⁷ Ofgem (2023): Kết nối và sử dụng mã hệ thống (CUSC) CMP376: Bao gồm quy trình Quản lý hàng đợi trong CUSC, Quyết định cuối cùng. [Liên kết](#).

Điều này có thể thích hợp ở những khu vực dự kiến sẽ có hạn chế về lưới điện trong một số giờ nhỏ, ví dụ: trong giờ gió hoặc mặt trời rất cao. Có nhiều hình thức khác nhau mà các thỏa thuận kết nối linh hoạt có thể thực hiện,³⁸ nhưng thông thường các thỏa thuận này sẽ cho phép cắt giảm một số sản lượng năng lượng từ một nhà máy (ví dụ: lên đến một số giới hạn được xác định trước). Bởi vì PPA hiện đang được sử dụng ở Philippines và Việt Nam cho phép cắt giảm mà không cần bồi thường, các thỏa thuận kết nối như vậy khó có thể được áp dụng ngay lập tức ở các thị trường này, nhưng chúng có thể là một công cụ hữu ích nếu các mẫu PPA được sửa đổi trong tương lai.

- **Đẩy nhanh tiến độ phê duyệt các dự án chiến lược.** Các cơ quan quản lý ngành năng lượng ở tất cả các thị trường phải đạt được sự cân bằng khó khăn giữa việc cho phép (tức là phê duyệt) đầu tư vào mạng lưới điện cần thiết để kết nối công suất phát điện mới và cho phép chuyển đổi năng lượng, đồng thời bảo vệ người tiêu dùng bằng cách chỉ phê duyệt các dự án có lợi cho người tiêu dùng trong dài hạn. Điều này đặc biệt khó khăn trong quá trình chuyển đổi nhanh chóng hệ thống năng lượng. Một số cơ quan quản lý đã hạ thấp các yêu cầu để phê duyệt các khoản đầu tư truyền tải quan trọng chiến lược với mục đích cố gắng đẩy nhanh các dự án đó. Ở Anh, cơ chế Đầu tư truyền tải chiến lược tăng tốc (ASTI) của Ofgem là một ví dụ về điều này.³⁹
- **Đấu thầu phát triển truyền dẫn ở các khu vực được lựa chọn.** Cạnh tranh có thể được sử dụng, với đấu thầu một số dự án truyền tải được xác định trước. Ví dụ, New South Wales ở Úc đang giới thiệu một cơ chế trong đó các dự án truyền tải trong các khu vực năng lượng tái tạo được xác định sẽ được trao thông qua quy trình đấu thầu cạnh tranh.
- **Tín hiệu giá theo vị trí.** Trong các lĩnh vực điện tự do hóa, định giá theo vị trí có thể được sử dụng để hiệu chỉnh sự hấp dẫn tương đối của các địa điểm khác nhau cho các nhà phát triển dự án. Điều này đã tồn tại ở một mức độ nào đó ở Philippines, nơi có thị trường bán buôn điện đầu mối. Ở một số quốc gia, việc sử dụng phí hệ thống theo vị trí phải chịu bởi máy phát điện.

4.3. Phân bổ rủi ro

PPA được sử dụng cho các dự án năng lượng tái tạo trên cả ba quốc gia có các điều khoản không phù hợp với các tiêu chuẩn quốc tế. Các vấn đề liên quan đến PPA được sử dụng cho các dự án năng lượng tái tạo ở Indonesia, Philippines và Việt Nam (Phần 3.4.2) đã được xác định và phân tích.

Các dự án ở Philippines và Việt Nam không được hưởng lợi từ bất kỳ biện pháp bảo vệ nào chống lại rủi ro cắt giảm. Các ngân hàng thường yêu cầu ít nhất một số biện pháp bảo vệ để cắt giảm nằm ngoài tầm kiểm soát của một dự án, bởi vì không có điều này, nhược điểm lý thuyết mà một dự án phải đối mặt là không giới hạn. Như đã đề cập ở trên trong Phần 4.1 các dự án năng lượng tái tạo ở cả Philippines và Việt Nam đã bị mất doanh thu do cắt giảm. Có thể kinh nghiệm này ảnh hưởng đến khả năng sinh lời của các dự án trong tương lai.

Ở Indonesia, mặc dù PPA cung cấp một số biện pháp bảo vệ chống lại rủi ro cắt giảm, các dự án phải đối mặt với rủi ro khối lượng theo những cách khác. PPA cho các dự án ở Indonesia thường hạn chế doanh thu mà một dự án có thể kiếm được trong một năm với tài nguyên gió hoặc mặt trời trên mức trung bình. Các điều khoản tương tự được quy định bởi một dự thảo quy định PPA đang được phát triển bởi MEMR. Điều này đưa ra sự bất cân xứng đối với rủi ro cho các dự án năng lượng tái tạo, vì các dự án vẫn có với doanh thu thấp hơn trong những năm có tài nguyên gió hoặc mặt trời dưới mức trung bình. Điều này lần lượt làm tăng giá mà các nhà đầu tư sẽ cần phải tính phí để đạt được một yêu cầu lợi nhuận nhất định.

PPA trong khu vực cũng không chuẩn theo những cách khác. Ví dụ, ở Indonesia, các điều khoản PPA liên quan đến giải quyết tranh chấp và trọng tài thường là vấn đề đối với các nhà đầu tư, với PLN yêu cầu Jakarta phải là nơi trọng tài, thay vì một địa điểm trọng tài có nhiều khả năng được chấp nhận rộng rãi, chẳng hạn như Singapore. Ở Philippines và Việt Nam, các mẫu PPA được công bố không bao gồm mức độ chi tiết được thấy trong nhiều PPA khác. Điều này đôi khi chỉ ra những khoảng trống và các nhà đầu tư quốc tế thường sẽ yêu cầu được bảo hiểm; Ví dụ, bồi thường khi chấm dứt hợp đồng. Trong các trường hợp khác (đặc biệt là ở Philippines), mẫu PPA chỉ dẫn các quy định hỗ trợ để

³⁸ Hội đồng các nhà quản lý năng lượng châu Âu (2023): Tài liệu CEER về các thỏa thuận kết nối thay thế. [Liên kết](#).

³⁹ Ofgem (2022): Quyết định đẩy nhanh tiến độ đầu tư truyền tải điện trên bờ. [Liên kết](#).

biết chi tiết. Điều này có khả năng làm tăng rủi ro rằng các điều khoản PPA có thể thay đổi và làm tăng nguy cơ tính nhất quán nội bộ của hợp đồng bị xâm phạm.

4.4. Thu hút nguồn vốn dồi dào

Các điều khoản thương mại phi tiêu chuẩn có thể làm tăng chi phí vốn cả trực tiếp và gián tiếp, bằng cách hạn chế tính sẵn có. Các điều khoản không phù hợp với các chuẩn mực quốc tế, như được nêu ở trên trong Phần 4.3, có khả năng (a) tăng rủi ro dự án và lợi nhuận theo yêu cầu của cả nhà đầu tư vốn chủ sở hữu và nợ, và (b) giảm số lượng nhà đầu tư và người cho vay sẵn sàng triển khai vốn trong lĩnh vực năng lượng tái tạo của một quốc gia. Việc giảm số lượng nhà đầu tư tham gia vào một thị trường có thể dẫn đến ít cạnh tranh hơn và giá cao hơn. Nhiều nhà đầu tư quốc tế có thể chọn triển khai vốn ở nhiều thị trường và có thể ít có khả năng triển khai vốn trong một thị trường nơi các điều khoản thương mại rời khỏi các tiêu chuẩn quốc tế.

Một lượng vốn ấn tượng đã được triển khai để tài trợ cho các dự án năng lượng tái tạo trong khu vực, chủ yếu từ các nguồn địa phương và khu vực. Như đã lưu ý trong các chương dành riêng cho từng quốc gia trước đây, các nhà đầu tư đã tài trợ cho nhiều dự án năng lượng tái tạo trong khu vực. Ví dụ, tại Việt Nam, 18,5 GW công suất năng lượng mặt trời đã được đưa vào vận hành trong khoảng thời gian 5 năm từ 2017 đến 2022 (xem Phần 3.1). Tuy nhiên, phần lớn vốn huy động, đặc biệt là ở Việt Nam và Philippines, là từ các công ty, tập đoàn và ngân hàng địa phương và khu vực. Việc huy động vốn địa phương này là một điều tốt và nên được tôn vinh. Tuy nhiên, sự vắng mặt hoặc vai trò nhỏ của các nhà đầu tư quốc tế và đặc biệt là các ngân hàng quốc tế cung cấp tài chính dự án cho thấy các nhà đầu tư đó đã không sẵn sàng triển khai vốn theo các điều khoản hiện đang được cung cấp. Khẩu vị rủi ro của các nhà đầu tư này thường được thông báo bằng kinh nghiệm tích lũy; Có thể là khi các nhà đầu tư trong nước bị thua lỗ do phân bổ rủi ro không phù hợp với các tiêu chuẩn quốc tế (ví dụ, khi đầu ra của dự án của họ bị cắt giảm), khẩu vị rủi ro của họ cũng sẽ giảm.

Với khối lượng vốn lớn cần thiết để tài trợ cho quá trình chuyển đổi năng lượng, các nguồn vốn khác có thể sẽ được yêu cầu. Indonesia, Philippines và Việt Nam đều có kế hoạch ngành điện bao gồm các kế hoạch đầy tham vọng để nhanh chóng mở rộng vai trò của năng lượng tái tạo trên hệ thống điện của họ trong vài năm tới. Điều này sẽ đòi hỏi phải huy động vốn nhanh chóng. Trong khi các nguồn tài chính trong nước đã thành công trong việc mang lại phần lớn sự tăng trưởng của năng lượng tái tạo cho đến nay, quy mô của sự chuyển đổi cần thiết có thể đòi hỏi vốn từ nhiều nguồn hơn, bao gồm cả các nhà đầu tư quốc tế. Theo thời gian, việc thu hút nhiều nhà đầu tư hơn cũng có khả năng mang lại lợi ích về giá bằng cách tăng cạnh tranh.



www.kuungana-advisory.com