



Kế hoạch Năng lượng sản xuất tại Việt Nam (Phiên bản 2.0)

Nghiên cứu về năng lực tập trung các nguồn lực trong nước của Việt Nam để khuyến khích đầu tư vào sản xuất năng lượng sạch, an toàn và chi phí hợp lý.

Ngày 1 tháng 12 năm 2019

Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam
Nhóm Công tác Điện và Năng lượng

NỘI DUNG

Lời cảm ơn	4
Tóm tắt	5
1 Trọng tâm của MVEP 1.0 về năng lượng tái tạo thay thế cho than vẫn giữ nguyên giá trị	12
1.1 Nhiệt điện than gây ra rủi ro tài chính, an ninh, môi trường và sức khỏe cộng đồng	13
1.1.1 Theo dự báo trong bản điều chỉnh Quy hoạch điện VII (TSD VIII), nhu cầu than nhập khẩu của Việt Nam tính đến năm 2030 là hơn 100 triệu tấn – với những hệ lụy đáng kể	13
1.1.2 Các nguồn năng lượng trong nước chưa được khai thác tương xứng	14
1.1.3 Rủi ro bên ngoài, rủi ro về xã hội và môi trường chưa được cân nhắc đầy đủ	14
1.1.4 Giảm khả năng cạnh tranh của ngành năng lượng Việt Nam trong dài hạn	14
1.2 MVEP 2.0 đưa ra đề xuất mạnh mẽ cho năng lượng tái tạo, công nghệ sạch, điện khí và hiệu quả năng lượng	14
2 Các quốc gia bên ngoài châu Á có xu hướng phát triển năng lượng tái tạo, chuyển dịch từ than sang khí tự nhiên và đầu tư vào công nghệ lưu trữ pin mới và hiệu quả năng lượng	15
2.1 Trong khi châu Á đầu tư vào điện than, nhiều khu vực khác đã chuyển sang sử dụng năng lượng tái tạo, khí tự nhiên và pin lưu trữ	15
2.1.1 Nhu cầu về than	15
2.1.2 Việc xây dựng nhà máy điện	15
2.1.3 Biến động giá	17
2.1.4 Đầu tư vào nhiệt điện than	18
2.2 Trên toàn cầu, năng lượng gió và năng lượng mặt trời đang trở thành sự thay thế có chi phí thấp hơn cho than và pin lưu trữ đang trở thành một sự thay thế cạnh tranh cho các nhà máy sản xuất khí	19
2.2.1 Năng lượng gió và mặt trời	19
2.2.2 Pin lưu trữ	19
2.3 A growing number of global corporations are directly purchasing renewable energy from 2.3 Số lượng gia tăng các tập đoàn toàn cầu mua năng lượng tái tạo trực tiếp từ các nhà sản xuất điện độc lập	21

3 Hệ thống năng lượng đa dạng, ít phụ thuộc vào than đá, với việc tăng tỷ lệ năng lượng được sản xuất bởi năng lượng tái tạo khí đốt tự nhiên và lưu trữ pin sẽ tạo ra một hệ thống năng lượng an toàn, giá cả phải chăng và đáng tin cậy **22**

- 3.1 Đề xuất mở rộng nhiệt điện than ở Việt Nam không tìm được nguồn hỗ trợ tài chính 23
- 3.2 Nhà đầu tư tư nhân quan tâm hơn đối với năng lượng tái tạo trong ba năm qua 25
- 3.3 Khí tự nhiên là nguồn phụ tải nền hiện có tốt nhất cho năng lượng tái tạo 29
- 3.4 Pin lưu trữ là cơ hội mới để duy trì mức độ hoạt động ổn định của lưới điện 31
- 3.5 Biểu giá điện của Việt Nam chưa tính đầy đủ chi phí, và cho thấy rủi ro của hệ thống điện trong tương lai 32
- 3.6 Cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng có thể hạn chế tốc độ tăng của nhu cầu sử dụng điện, giảm phát thải các-bon và tăng năng suất 33

4 Hệ thống năng lượng đa dạng hơn sử dụng các nguồn lực trong nước có thể đảm bảo lộ trình phát triển năng lượng an toàn, nhanh chóng và bền vững hơn. **35**

- 4.1 Các ưu tiên chiến lược về năng lượng 36
- 4.2 Lộ trình phát triển trong đó chú trọng năng lượng tái tạo, có sử dụng thủy điện và nhiệt điện sử dụng khí tự nhiên là giải pháp có chi phí thấp nhất để Việt Nam có thể nhanh chóng đáp ứng nhu cầu về năng lượng 36
- 4.3 Kịch bản phát triển chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo sẽ giảm mức tăng phát thải CO₂ và hỗ trợ Việt Nam thực hiện tốt hơn cả các cam kết NDC của mình. 37
- 4.4 Khuyến nghị của VBF phù hợp với phương thức tiếp cận này kèm theo một số cảnh báo 37

5 VBF khuyến nghị một chiến lược năng lượng ưu tiên năng lượng tái tạo dựa trên các nguồn năng lượng đa dạng để tạo ra một hệ thống điện an toàn, an ninh, đáng tin cậy và có hàm lượng carbon thấp **38**

- 5.1 VBF khuyến nghị sáu lĩnh vực chính sách chính 39
- 5.2 Để thực hiện được các mục tiêu nói trên, VBF khuyến nghị thực hiện các chính sách sau 39

Lời cảm ơn

Báo cáo này được hoàn thành nhờ nỗ lực tập thể, đại diện cho mối quan tâm, kinh nghiệm và lợi ích của các thành viên Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam, nhóm cố vấn là các thành viên và chi nhánh bao gồm 14 phòng thương mại trong và ngoài nước. Báo cáo này dựa trên Kế hoạch Năng lượng sản xuất tại Việt Nam (MVEP 1.0), phiên bản năm 2016 của Nhóm Công tác Điện và Năng lượng. Vào tháng 11 năm 2018, VBF đã ký hợp đồng với Peter duPont, đối tác quản lý của Đối tác Năng lượng sạch Châu Á và Đồng Chủ tịch của Diễn đàn Năng lượng Sạch Châu Á của Ngân hàng Phát triển Châu Á, để phác thảo phiên bản cập nhật đầu tiên của MVEP 1.0. Dự thảo báo cáo này đã được hoàn thành vào đầu năm 2019. Tuy nhiên, trong bối cảnh năng lượng thay đổi nhanh chóng của Việt Nam, Ban điều hành của Nhóm Công tác Điện và Năng lượng nhận ra rằng dự thảo ban đầu này sẽ cần phải cập nhật và sửa đổi cũng như thông tin về các chính sách của Chính phủ và nghiên cứu được tài trợ bởi các nhà tài trợ nước ngoài đang có sẵn. Lương Bá Hùng, Giám đốc PEWG, đóng vai trò quan trọng trong việc thu thập, chia sẻ các thay đổi về chính sách và nghiên cứu của Chính phủ, cũng như các báo cáo nghiên cứu khác giúp cho các thành viên khác trong nhóm công tác để sửa đổi và chỉnh sửa dự thảo ban đầu. Nhóm này bao gồm John Rockhold, Chủ tịch PEWG, Gavin Smith, Phó Chủ tịch Ủy ban về lĩnh vực tăng trưởng xanh của Eurocham, Virginia Foote, Phó Chủ tịch nhóm Công tác Năng lượng Amcham, và Tiến sĩ Michael DiGregorio, Đại diện quốc gia của Quỹ châu Á. Bản thảo cuối cùng đã được chuyển cho các thành viên của Ban điều hành VBF. Các tác giả muốn cảm ơn, ông Hong Sun, KoCham, ông Tetsu Funayama, JCCI và ông Thanh Hải, SBG vì những hiểu biết và quan sát sâu sắc. Chúng tôi cũng xin gửi lời cảm ơn đến Tiến sĩ Lê Việt Phú đã có những góp ý bổ ích của cá nhân cũng như các thành viên của Fulbright Việt Nam dành cho bản thảo cuối cùng của Báo cáo này.

Các tác giả biết ơn tất cả những người đóng góp của báo cáo này, bao gồm cả những người trong Chính phủ, những người đã đóng góp các báo cáo và quyết định kịp thời, và trong kinh doanh, những người có thể rút ra kinh nghiệm và kiến thức cụ thể của họ trong lĩnh vực năng lượng. Đóng góp này cũng bao gồm của các nhân viên và thực tập sinh của Ban thư ký VBF. Mặc dù chúng tôi không thể nêu tên từng cá nhân, chúng tôi xin ghi nhận báo cáo này không thể hoàn thành nếu không có sự đóng góp của họ.

Cuối cùng, chúng tôi xin cảm ơn Ban Kinh tế Trung ương, Bộ Kế hoạch và Đầu tư và Bộ Công Thương đã hợp tác và đối thoại làm việc rất bổ ích với Nhóm Công tác Điện và Năng lượng VBF.

Trân trọng,

Nhóm Công tác Điện và Năng lượng

VBF VIETNAM
BUSINESS
FORUM



The Asia Foundation



Asia Clean Energy Partners

Connections. Insights. Impact.

Tóm tắt

Chiến lược năng lượng tập trung vào năng lượng tái tạo, khí tự nhiên, tiết kiệm năng lượng và lưu trữ năng lượng có nhiều tiềm năng thu hút đầu tư tư nhân

Kế hoạch Năng lượng sản xuất tại Việt Nam (MVEP - Phiên bản 2.0/ MVEP2.0) cập nhật báo cáo trước đây và được xây dựng trong giai đoạn mà thị trường năng lượng toàn cầu và Việt Nam đang có chuyển biến nhanh chóng. Các công nghệ sản xuất năng lượng bền vững cho tương lai như năng lượng mặt trời, năng lượng gió và pin li-ion vốn từng được cho là chỉ khả thi về mặt kinh tế vào những năm cuối thập niên 2020 hoặc 2030 hiện nay có chi phí giảm mạnh, do vậy được sử dụng phổ biến. Trên thế giới ngày nay, các công nghệ năng lượng này thường áp đảo công nghệ sản xuất điện bằng nhiên liệu hoá thạch mà không được trợ giá. Các nhà máy sản xuất điện than từng được xem là giải pháp có chi phí thấp nhất và có tiềm năng vay vốn ngân hàng ở các nền kinh tế đang phát triển nhanh giờ khó tìm được nguồn tài trợ do các nhà đầu tư nhận thấy các quan ngại về huỷ hoại môi trường, các tác động tiêu cực đến sức khỏe con người, xu hướng giảm hệ số phụ tải và ngừng hoạt động sớm của các nhà máy này.

Khi các nguồn tài chính cho nhiệt điện than ở Việt Nam đã giảm, các nguồn năng lượng đáng tin cậy hơn, năng lượng tái tạo và hiệu quả cao tiếp tục gia tăng. Đánh giá chính xác về chi phí, giá bán, thuế và giá cả có thể tạo một môi trường pháp lý huy động khu vực tư nhân để đáp ứng các mục tiêu năng lượng của Việt Nam nhằm giảm cường độ năng



6 | Kế hoạch Năng lượng sản xuất tại Việt Nam

lượng và tăng sản xuất năng lượng sạch. Trên thực tế, do chi phí năng lượng mặt trời và năng lượng gió đã giảm so với các nguồn năng lượng khác, sự quan tâm của nhà đầu tư đối với năng lượng tái tạo đã tăng lên, bất chấp rủi ro tài chính liên quan đến môi trường pháp lý hiện tại của Việt Nam. Báo cáo này ghi nhận sự tăng trưởng nhanh chóng của năng lượng mặt trời và năng lượng gió dự kiến cho Việt Nam trong năm 2019, nhưng cũng nhận thấy sự cần thiết phải có điều tiết cho sự mở rộng bùng nổ hiện tại của hệ thống pin lưu trữ, tăng hiệu quả năng lượng và khí tự nhiên.

Theo số liệu của Bộ Công Thương, tại Việt Nam vào tháng 1/2019 có hơn 330 dự án năng lượng mặt trời với tổng công suất đăng ký là 26.000 MW, đã phải thực hiện nhiều bước trong quá trình phê duyệt để bổ sung vào Quy hoạch phát triển điện lực. Trong số đó, 121 dự án với tổng công suất 6.100 MW đã được phê duyệt và bổ sung vào các quy hoạch phát triển điện lực quốc gia và địa phương. Một dự án đầu tư lớn của tư nhân ở tỉnh Ninh Thuận với cụm ba nhà máy có công suất 330 MW đã hoà lưới điện quốc gia vào tháng 4/2019. Đây là nhà máy điện mặt trời lớn nhất Đông Nam Á với tổng số hơn 1 triệu tấm pin, và tổng giá trị đầu tư là hơn 7.000 tỷ đồng, tương đương 300 triệu USD ở thời điểm hiện tại. Dự án này góp phần giảm phát thải gần 304.400 tấn CO₂ ra môi trường mỗi năm.¹

Mức độ quan tâm vào năng lượng tái tạo cho thấy Việt Nam có tiềm năng phát triển nhanh chóng lĩnh vực này trong điều kiện thị trường hiện nay nếu có các chính sách hiệu quả. Tuy nhiên, tham vọng mở rộng hơn nữa hoạt động sản xuất năng lượng tái tạo vẫn bị hạn chế bởi những rào cản mà người tiêu dùng quan tâm mua năng lượng sạch và đơn vị sản xuất tiếp cận vốn tài trợ đang phải đối mặt. Báo cáo này tìm cách chỉ ra cách khắc phục các rào cản nói trên, cũng như đề xuất các giải pháp nhằm giúp người dân Việt Nam được hưởng lợi từ các công nghệ năng lượng có chi phí thấp nhất và các nguồn tài nguyên thiên nhiên trong nước.

Tổng công suất đặt ra cho các nhà máy nhiệt điện than trong bản điều chỉnh gần đây nhất của Tổng sơ đồ điện VII (TSD VII) đã giảm nhẹ 2,2%, từ 56,4% xuống còn 54,2% điện sản xuất tính đến năm 2030, tăng công suất than 19GW hiện tại lên 55GW. Chi phí sản xuất gia tăng cho thấy tỷ trọng nhiệt điện than có thể và nên được giảm sâu hơn nữa. Hiện nay, giá phát điện đối với nhà máy nhiệt điện than sử dụng than nhập khẩu dự kiến là hơn 1.800 đồng/kWh trong khi giá bán buôn điện than trong nước vào năm 2019 tăng lên mức 1.896 đồng/kWh,² tình trạng này khiến giá điện than vượt qua giá phát điện mặt trời vận hành thương mại từ ngày 1/7/2019.



Ảnh 1. Một nhà máy điện mặt trời lớn ở tỉnh Ninh Thuận.

Với lợi thế chi phí tương đối của năng lượng tái tạo và hiệu quả năng lượng (chi phí đang giảm và có thể cố định) đối với nhiên liệu hóa thạch (chi phí đang tăng và không thể đoán trước); sự hạn chế về nguồn vốn tài trợ để xây dựng nhà máy nhiệt điện than lớn, những rủi ro và chi phí về sức khoẻ và môi trường đi kèm, lợi ích về vai trò hiện tại của thủy điện, bên cạnh nhiều lựa chọn năng lượng thương mại hiện nay ở Việt Nam, MVEP2.0 đưa ra *luận điểm thuyết phục rằng tỷ trọng điện dự kiến sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo và tiết kiệm được từ việc ứng dụng các công nghệ sử dụng hiệu quả năng lượng, và vận hành bằng khí có thể và nên được tăng cao hơn nữa trong Tổng sơ đồ điện (TSD) VIII của Việt Nam.*

¹ Vietnam Biz (5 Jan 2019). "Vốn tư nhân đổ vào năng lượng tái tạo." Truy cập ngày 8 tháng 5 năm 2019 tại <https://vietnambiz.vn/von-tu-nhan-do-vao-nang-luong-tai- tao-20190501142526585.htm>

² Tiếng nói Việt Nam (21 tháng 2 năm 2019). Giá mới công bố cho sản xuất điện đốt than. Truy cập ngày 11 tháng 4 năm 2019 tại <https://english.vov.vn/economy/new-prices-announced-for-coalfired-power-generation-392477.vov>

Báo cáo này cho thấy tầm quan trọng rằng Việt Nam cần xây dựng kế hoạch phát triển năng lượng và khung chính sách để thu hút đáng kể vốn đầu tư tư nhân cả trong và ngoài nước; những hoạt động này sẽ bổ sung cho vốn tài trợ của nhà nước giúp phát triển hệ thống điện mạnh cho Việt Nam.

Ngoài phân tích độ nhạy về mặt kinh tế, báo cáo MVEP2.0 cũng nêu lên nguyên nhân của các mối đe dọa lớn đối với an ninh năng lượng và các rủi ro tài chính có thể đi kèm với kế hoạch phát triển năng lượng dựa chủ yếu vào nguồn than đá. Các quan ngại này có liên quan đến nhu cầu cần nhập khẩu than đá ngày càng tăng cũng như sự suy thoái và chi phí môi trường môi trường, đe dọa sức khỏe cộng đồng và tiềm năng chấm dứt hoạt động của các nhà máy nhiệt điện than. Ngoài ra, việc phát triển năng lượng chủ yếu dựa vào than đá đi ngược lại xu hướng phát triển các nền kinh tế các-bon thấp của thế giới, trái với cam kết quốc gia giảm phát thải khí các-bon của Việt Nam cũng như nhu cầu hoàn thành các mục tiêu phát triển bền vững doanh nghiệp của ngành điện. TSD VII không hỗ trợ các nỗ lực và sự quan tâm nói trên; Quy hoạch này sẽ tiếp tục góp phần làm trầm trọng thêm các vấn đề môi trường và sức khỏe cộng đồng liên quan đến chất lượng không khí kém, hoạt động phát thải qua ống khói nhà máy, phát tán tro bay, hồ bùn than và vị trí xây dựng các nhà máy điện.

Báo cáo MVEP2.0 đưa ra kế hoạch thay thế giúp phát triển ngành năng lượng của Việt Nam trong tương lai bằng cách đề xuất lộ trình phát triển năng lượng sạch hơn, có chi phí hợp lý hơn và bền vững hơn với ba mục tiêu chính như sau:

1. Đáp ứng nhu cầu năng lượng đang gia tăng
2. Đảm bảo không phụ thuộc về năng lượng
3. Giúp người tiêu dùng tiếp cận tới năng lượng sạch.

MVEP2.0 đưa ra khuyến nghị phát triển hệ thống năng lượng đa dạng ưu tiên sử dụng các nguồn năng lượng trong nước của Việt Nam

Dựa trên kết quả tham vấn với các lãnh đạo doanh nghiệp và đánh giá cẩn trọng các xu hướng trong nước và quốc tế, MVEP2.0 đưa ra sáu khuyến nghị định hướng hoạt động kinh doanh sau nhằm cải thiện độ tin cậy và đảm bảo mức chi phí phải chăng cho hệ thống năng lượng của Việt Nam.

1. Ưu tiên năng lượng tái tạo trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia:

Các kịch bản thay thế, trong đó điện năng sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện) có thể chiếm tới 30% tổng công suất vào năm 2030.³ Các kịch bản thay thế này phù hợp với các Cam kết đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định (NDC) của Việt Nam và đòi hỏi nhà nước phải xây dựng các văn bản pháp luật hỗ trợ và khuyến khích để thúc đẩy đầu tư của khu vực tư nhân ở Việt Nam. Việc khuyến khích khu vực tư nhân tham gia đóng góp các kinh nghiệm phân tích thị trường, tài chính và kinh nghiệm về đáp ứng nhu cầu của người tiêu dùng vào quá trình xây dựng TSD VIII sẽ cải thiện hiệu quả quy trình lập quy hoạch.

2. Tăng cường sử dụng khí tự nhiên như “phụ tải nền phù hợp nhất hiện nay” cho năng lượng tái tạo:

MVEP2.0 kiến nghị khuyến nghị phân cấp thuế cho việc phát triển khí đốt ngoài khơi được chứng nhận và nhập khẩu khí thiên nhiên hoá lỏng do đây là phụ tải nền phù hợp nhất cho năng lượng tái tạo. Điện

³ McKinsey & Company (2019). *Khai thác và lộ trình thay thế cho tương lai năng lượng của Việt Nam*. Truy cập ngày 1 tháng 5 năm 2019 tại <https://www.mckinsey.com/featured-insights/asia-pacific/exploring-an-alternative-pathway-for-vietnams-energy-future>

khí có thể dễ dàng mở rộng quy mô để đáp ứng nhu cầu sử dụng cao của Việt Nam và ứng phó với các biến động về phụ tải gián đoạn cũng như sự cố mất điện nhanh chóng hơn so với nhiệt điện than. Hơn nữa, trong khi pin lưu trữ có tiềm năng mang lại cho Việt Nam nhiều giải pháp khắc phục tình trạng phụ tải gián đoạn, các dự án khí đốt ngoài khơi và điện khí (LNG) hiện đang nhận được hỗ trợ tích cực từ đơn vị phát triển dự án, nhà đầu tư cũng như có nguồn tài trợ, đảm bảo khả năng được ngân hàng cấp vốn. Việc đưa điện khí nhập khẩu vào tổ hợp các nguồn năng lượng giúp Việt Nam củng cố năng lực năng lượng trong khi thiết lập các hợp đồng cung cấp khí ga ngoài khơi trong nước dài hạn. Khí thiên nhiên hoá lỏng sạch hơn than đá do chỉ phát thải lượng khí CO₂ bằng một nửa so với than đá. Nếu xem xét cả các tác động về bệnh tật, tử vong và làm sạch tro than thì khí ga là phương án có giá thành ở mức hợp lý hơn hẳn so với than đá.

Theo cơ chế thuế hiện tại, hoạt động khai thác các mỏ khí ngoài khơi có thể giúp Chính phủ Việt Nam có nguồn thu đáng kể từ các loại thuế thuế, hoặc nếu các mức thuế giảm sẽ khả thi hơn cho nhiều đối tượng tiêu thụ nguồn năng lượng này. TSD VIII cần nâng cao tỷ trọng điện năng sản xuất từ khí tự nhiên vào năm 2030.

3. Xây dựng môi trường pháp lý và thuận lợi để thu hút đầu tư tư nhân vào hoạt động sản xuất năng lượng sạch và sử dụng năng lượng hiệu quả

Hợp đồng mua bán điện (PPA): MVEP2.0 khuyến nghị xây dựng Hợp đồng mua bán điện cho các dự án sản xuất điện gió và điện mặt trời có khả năng được cấp vốn bằng cách thiết lập trước Cơ chế biểu giá FITs và tháo gỡ các quy định chưa hợp lý. VBF khuyến nghị minh bạch hoá các thay đổi về biểu giá FITs và khuyến khích thảo luận về cách điều chỉnh quá trình

duyet quy hoạch tổng thể. Cuối cùng, những nỗ lực này sẽ giúp giảm bớt rủi ro cho nhà đầu tư và hạn chế khả năng giảm giá FITs khi các dự án năng lượng tái tạo trở nên đơn giản và mang lại nhiều lợi nhuận hơn. Ngoài ra, việc xây dựng khung pháp lý cụ thể cho hoạt động sản xuất điện mặt trời nổi, hệ thống pin dự trữ, điện gió ngoài khơi, và tiếp cận đến năng lượng sạch sẽ có tác dụng cởi trói, thúc đẩy tiềm năng phát triển mạnh mẽ các dự án năng lượng tái tạo.

Sau-công-tơ-điện: Báo cáo này khuyến khích chính phủ nắm bắt những lợi ích của việc tạo điều kiện đầu tư dễ dàng vào các nhà máy năng lượng mặt trời, pin, sinh khối và năng lượng thủy sau các nhà cung cấp năng lượng và nhà cung cấp năng lượng. Quy định này sẽ phát triển một mô hình thị trường năng động mới trong khi vẫn bảo tồn nguồn cung cấp năng lượng an toàn và đáng tin cậy. VBF khuyến nghị rằng lượng phát điện sạch phía sau công tơ điện mà không truyền tải lên lưới điện của EVN sẽ:

1. Được miễn yêu cầu phải có Giấy phép hoạt động với công suất tối đa 50MW
2. Không bắt buộc phải xin phê duyệt trong Quy hoạch tổng thể phát triển năng lượng quốc gia
3. Yêu cầu thông báo chính thức cho EVN khi đưa nhà máy điện vào vận hành.

Giá bán điện: MVEP2.0 khuyến nghị công bố Lộ trình áp dụng biểu giá bán lẻ điện ở Việt Nam đến năm 2025, tập trung vào các đối tượng thương mại và công nghiệp. Lộ trình này phải cho thấy động thái dịch chuyển theo hướng định giá theo thị trường, giải quyết được tình trạng phụ tải đỉnh xảy ra trên hệ thống truyền tải trong giờ làm việc (từ 9h30 sáng đến 12h30 trưa và từ 13h30 chiều đến 15h30 chiều) và bao gồm mức giá bán lẻ khác nhau áp dụng cho các

khu vực khác nhau. Bên cạnh đó, Việt Nam cũng cần tiến hành một chiến dịch tuyên truyền nhằm cung cấp thông tin cho các bên có liên quan về nhu cầu và lợi ích của việc sử dụng năng lượng hiệu quả. Nâng cao nhận thức của người tiêu dùng dân cư và người dùng công nghiệp về việc sử dụng điện hiệu quả, các cơ chế khuyến khích hiệu quả hiện có và lý do cần phát triển điện có mức phát thải khí các-bon thấp sẽ giúp người tiêu dùng điện tham gia và chia sẻ thông cảm cho ngành điện khi giá bán điện tăng.

4. Xây dựng một môi trường pháp lý và cho phép thu hút đầu tư dự án không hòa lưới quy mô nhỏ hơn vào sản xuất năng lượng sạch và hiệu quả năng lượng

Điện mặt trời áp mái: VBF đã khuyến nghị trong dự luật điện mặt trời áp mái năm 2017 rằng nên miễn Giấy phép hoạt động phát điện từ 1MW lên 3MW. VBF tiếp tục khuyến nghị rằng Bộ Công Thương nên cân nhắc nâng mức miễn giấy phép lên 3MW để tận dụng tối đa lợi ích từ việc đầu tư vào điện mặt trời áp mái.

Hiệu quả năng lượng: Cường độ năng lượng bình quân đầu người của Việt Nam thuộc vào hàng cao nhất khu vực - trong giai đoạn 2009-2013 cao hơn hẳn những nước trong khu vực, nhất là những nước có cùng mức GDP bình quân đầu người. Bên cạnh các chiến dịch tuyên truyền, bản báo cáo cũng khuyến nghị xây dựng và áp dụng những quy định về hạn chế cường độ điện trong sản xuất, thương mại và dân cư.

ESCOs: Các công ty dịch vụ năng lượng (ESCOs), phát triển, thiết kế, xây dựng và tài trợ cho các dự án tiết kiệm năng lượng, giảm chi phí năng lượng và giảm chi phí vận hành và bảo trì tại các cơ sở của khách hàng, có thể đóng vai trò là cầu nối giữa các tổ chức tài chính và người sử dụng năng lượng. Khi ESCO

thực hiện một dự án, khoản bồi thường của công ty được liên kết trực tiếp với việc tiết kiệm chi phí năng lượng thực tế. Tại Việt Nam, mô hình kinh doanh mới này vẫn đang ở giai đoạn phát triển ban đầu. Rào cản gây khó khăn cho sự phát triển của các công ty dịch vụ năng lượng cần được gỡ bỏ nếu các chính sách hỗ trợ về tài chính và các khuyến khích đang được mở rộng để tăng hiệu quả sử dụng năng lượng và khung pháp lý hỗ trợ các hợp đồng được thực hiện thông qua tiết kiệm năng lượng.

5. Đầu tư phát triển hạ tầng lưới điện để cải thiện tính ổn định và nâng cao công suất

Khi các nguồn năng lượng tái tạo và khí tự nhiên đóng góp cho lưới điện tăng sẽ gây ra một số thách thức liên quan đến việc hoà lưới các nhà máy điện phân tán đang cấp điện gián đoạn. Do lượng điện gió và điện mặt trời tăng mạnh, đặc biệt tại khu vực phía nam, Việt Nam cần nhanh chóng thực hiện đầu tư để tăng cường và mở rộng mạng lưới truyền tải và phân phối. Hơn nữa, Việt Nam có nhiều cơ hội tiềm năng để thúc đẩy sự tham gia và tận dụng kinh nghiệm chuyên môn của khu vực tư nhân và của các nhà tài trợ quốc tế trong lĩnh vực hoà lưới điện năng sản xuất từ năng lượng tái tạo, pin lưu trữ và tính linh hoạt của hệ thống.

6. Dừng phê duyệt mới các dự án nhiệt điện than

Trong bối cảnh có nhiều quan ngại về việc tăng cường phát triển nhiệt điện than theo định hướng của TSD VII, chúng tôi khuyến nghị Việt Nam dừng phê duyệt các nhà máy nhiệt điện than mới và rà soát các nhà máy đã được duyệt nhưng chưa có nguồn tài trợ hoặc chưa ký hợp đồng mua bán điện.

Sáu chính sách hành động và quy định pháp luật quan trọng để đảm bảo tương lai năng lượng bền vững hơn về mặt môi trường, xã hội và tài chính

Các khuyến nghị nêu trên của MVEP2.0, những điều sẽ hỗ trợ Việt Nam xây dựng hệ thống năng lượng bền vững hơn về mặt môi trường, xã hội và tài chính trong tương lai, cần được thực hiện bằng năm hành động chính sau đây:

1. Khuyến khích các chuyên gia năng lượng trong khu vực tư nhân tham gia hỗ trợ xây dựng TSD VIII trong đó đặc biệt ưu tiên đầu tư phát triển năng lượng tái tạo, khí, pin lưu trữ và sử dụng hiệu quả năng lượng. Trừ lĩnh vực pin lưu trữ mới trở thành giải pháp có chi phí phải chăng trong thời gian gần đây, biện pháp này phản ánh các mục tiêu đã nêu trong MVEP 1.0.
2. Thực hiện các quy định pháp luật và ưu đãi để khuyến khích đầu tư phát triển các dự án năng lượng tái tạo, như điện mặt trời áp mái, pin lưu trữ, điện mặt trời nổi và điện gió ngoài khơi; đơn giản hoá quy trình phê duyệt dự án trong khi vẫn duy trì các hệ thống điện an toàn.
3. Chuẩn hoá hợp đồng mua bán điện năng lượng tái tạo thành hợp đồng có khả năng được cấp vốn quốc tế và bắt đầu thí điểm mô hình Sleeved DPPA trong năm 2019.
4. Công bố lộ trình giá bán lẻ điện đến năm 2025 trong đó cần phản ánh sự dịch chuyển theo hướng định giá theo thị trường, điều chỉnh số giờ áp giá điện đỉnh và cân nhắc áp dụng biểu giá bán lẻ khác nhau cho các khu vực khác nhau và các hộ gia đình có hoàn cảnh khó khăn

5. Đánh giá nhu cầu cấp thiết về phát triển hệ thống lưới truyền tải và cách thức phát triển hạ tầng lưới điện có chi phí thấp nhất nhằm hỗ trợ cho lượng điện năng lượng tái tạo và nguồn điện truyền tải gia tăng.

6. Đánh giá nguyên nhân và giải pháp cho cường độ năng lượng cực kỳ cao và ngày càng tăng của Việt Nam so với các nước láng giềng khu vực có GDP bình quân đầu người tương tự, cao hơn và chuẩn bị một chiến dịch giáo dục công cộng về giảm lãng phí năng lượng.

Các biện pháp đề xuất nói trên sẽ đảm bảo hệ thống năng lượng có chi phí hợp lý, đáng tin cậy và an ninh năng lượng

Các khuyến nghị nêu trên của MVEP2.0 sẽ đem lại sáu kết quả đầu ra chính như sau:

1. Tăng cường an ninh năng lượng từ việc bao gồm khí đốt tự nhiên, hiệu quả năng lượng và tái tạo năng lượng trong hệ thống năng lượng. Dự phòng và đa dạng hóa là chìa khóa cho an ninh và khả năng phục hồi hệ thống năng lượng.
2. Giảm chi phí hệ thống điện so với kế hoạch năng lượng tập trung vào than bằng cách hạn chế tính dễ bị tổn thương đối với thị trường than biến động, tránh các khoản nợ tài chính của tài sản bị mắc kẹt và giảm chi phí liên quan đến sức khỏe cộng đồng và tác động môi trường.
3. Thu hút được nhiều đầu tư tư nhân hơn vào các dự án năng lượng tái tạo, nhờ đó giảm bớt áp lực về công suất điện cho EVN và chia sẻ trách nhiệm này với nhiều đối tượng sử dụng điện cũng như đơn vị sản xuất điện trong mô hình sản xuất phân tán.

4. “Xã hội hoá” thị trường điện để bảo vệ những hộ gia đình có hoàn cảnh khó khăn có khả năng chi trả thấp nhất, đảm bảo EVN hoạt động bền vững về tài chính và phản ánh bước dịch chuyển hướng tới định giá theo thị trường trong khuôn khổ TSD VIII.

5. Giảm mức phát thải khí nhà kính, ô nhiễm không khí và các chi phí khác so với kế hoạch năng lượng dựa vào than đá, phù hợp với các cam kết NDC của Việt Nam.

6. Hỗ trợ các doanh nghiệp vừa và nhỏ và các sáng kiến công nghiệp tư nhân khác làm giảm cường độ năng lượng, cho phép sử dụng năng lượng mặt trời trên mái nhà dân cư và tăng hiệu quả sử dụng năng lượng thông qua giáo dục công cộng và các quy trình pháp lý



1 Trọng tâm của MVEP 1.0 về năng lượng tái tạo thay thế cho than vẫn giữ nguyên giá trị

TSD VII sửa đổi (2016) dự đoán tốc độ tăng trưởng trung bình hàng năm về nhu cầu trong khoảng 8,0-8,7% mỗi năm. Để đáp ứng nhu cầu dự báo, công suất phát điện của hệ thống đã được lên kế hoạch tăng lên 60.000 MW vào năm 2020 và 129.500 vào năm 2030. Khi công suất phát điện tăng lên, cấu trúc của các nguồn năng lượng trong hệ thống dự kiến sẽ thay đổi đáng kể. Tỷ lệ thủy điện trong hệ thống năng lượng dự kiến sẽ giảm từ 38% năm 2015 xuống 17% vào năm 2030 và khí đốt tự nhiên từ 21% năm 2015 xuống còn 15% vào năm 2030 trong khi công suất sản xuất

than dự kiến sẽ tăng từ 33% vào năm 2015 tới 43 phần trăm vào năm 2030, tương đương với sự gia tăng của 40 nhà máy nhiệt điện than. Tổng nhu cầu vốn cho các khoản đầu tư này ước tính khoảng 9,8 tỷ USD mỗi năm, trong đó phần lớn tập trung vào phát triển điện than.

Năm 2016, Kế hoạch Năng lượng sản xuất ở Việt Nam (MVEP 1.0) được xây dựng nhằm đưa ra phản biện lẫn phương án thay thế cho TSD VII. MVEP 1.0 hướng tới xây dựng một kế hoạch phát triển năng lượng định hướng

trong nước và bền vững hơn cho Việt Nam so với các dự báo của TSD VII, vốn ưu tiên phát triển các nhà máy nhiệt điện than trên cơ sở kỳ vọng về các khoản đầu tư trực tiếp nước ngoài và lượng than nhập khẩu ngày một tăng. MVEP 1.0 cho rằng nếu tiếp tục thực hiện TSD VII sẽ đem lại các rủi ro tài chính và an ninh năng lượng.

1.1 Nhiệt điện than gây ra rủi ro tài chính, an ninh, môi trường và sức khỏe cộng đồng

1.1.1 Theo dự báo trong bản điều chỉnh TSD VII, nhu cầu than nhập khẩu của Việt Nam tính đến năm 2030⁴ là hơn 100 triệu tấn – với những hệ lụy đáng kể:

Chi phí tăng. Số lượng ngày càng tăng của các nhà máy nhiệt điện than do TSD VII đề xuất sẽ yêu cầu lượng than nhiệt (bitum) mà Vinacomin và Đông Bắc không thể cung cấp. Than antraxit, chủ yếu được sử dụng trong luyện kim, là loại than chất lượng cao nhất. Loại than này có hàm lượng carbon cao nhất và đốt nóng hơn các loại than khác. Than antraxit bao gồm 67% trữ lượng than Việt Nam.⁵ Trong khi than antraxit có thể được trộn với than nhiệt trong các nhà máy điện, hoặc được thổi dưới dạng bột than trực tiếp vào lò, quyết định này thường được đưa ra trong giai đoạn thiết kế phát triển nhà máy điện. Than antraxit cũng là loại than có chi phí cao hơn, hiếm hơn than nhiệt hoặc than non. Hệ quả của sự mất cân bằng cung - cầu trong khi khối lượng than nhiệt lượng nhập khẩu ngày càng tăng này là Vinacomin lại có lượng than tồn không bán được. Tới giữa năm 2017, lượng than tồn kho của tập đoàn ước tính là 9,3 triệu tấn, chủ yếu do không xuất được sang thị trường Trung Quốc vì chất lượng kém. sang thị trường Trung Quốc vì chất lượng kém.⁶ Theo các báo cáo truyền

thông, trong năm 2017, Việt Nam đã nhập khẩu 14,5 triệu tấn than với mức chi phí là 1,52 tỷ USD, tăng 9,8% về khối lượng so với năm trước đó nhưng chi phí tăng tới 58,4%.⁷

An ninh năng lượng giảm. Gia tăng sự phụ thuộc vào nhập khẩu than và nhu cầu nhập khẩu năng lượng từ các nước láng giềng sẽ dẫn đến suy giảm an ninh năng lượng cho Việt Nam. TSD VII dự kiến đến năm 2030 Việt Nam sẽ cần nhập khẩu khoảng 100 triệu tấn than mỗi năm, chủ yếu vận chuyển bằng tàu biển qua Biển Đông vào các cảng Việt Nam. Ngoài lý do an ninh của các tàu chở than trên Biển Đông, các tỉnh phía nam hiện đang từ chối các kế hoạch xây dựng cảng than gần các cảng hiện có, vốn chủ yếu dùng để xuất khẩu hoa quả, rau củ và gạo. Cuối cùng, việc trì hoãn xây dựng các nhà máy nhiệt điện than mới dẫn đến tình trạng thiếu hụt năng lượng đáng kể tại khu vực phía nam. Do đó, Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vương đã công nhận “nguy cơ thiếu điện trong giai đoạn 2021 – 2023”⁸ và đề xuất nhập khẩu điện từ Lào và Trung Quốc để bù đắp.

Chi phí hạ tầng tăng. Nhập khẩu than sẽ không chỉ gây sức ép lên hạn mức dự trữ ngoại tệ của Việt Nam mà còn đòi hỏi Chính phủ phải đầu tư thêm vào các công trình cơ sở hạ tầng như kho bãi, cảng, bãi rửa than và đường bộ. Những chi phí này chưa được xem xét khi phân tích kinh tế các nhà máy nhiệt điện than dự kiến xây mới trong TSD VII.

Rủi ro đầu tư. Tương lai của các nhà máy nhiệt điện than trên toàn cầu đang bị đe dọa nghiêm trọng do các lo ngại liên quan đến hạn chế phát thải khí nhà kính và nguy cơ về tài sản bị mất giá.⁹ Với cả hai lý do trên, số lượng các định chế tài chính sẵn lòng đầu tư vào nhà máy nhiệt điện

⁴ Bộ Công thương, *Tổng cục Năng lượng. Kế hoạch phát triển điện lực Việt Nam*. Hà Nội, tháng 4/2017.

⁵ Mijal, W. (2018). *Khai thác than và xử lý than tại Việt Nam*, Tạp chí Hiệp hội kỹ thuật khoáng sản Ba Lan, tháng 1-tháng 6, trang 275-286. Truy cập ngày 3 tháng 6 năm 2019 tại http://potopk.com.pl/Full_text/2018_full/IM%201-2018-a40.pdf.

⁶ VietnamNews (20 tháng 6 năm 2017). *Bán kho than, giá mìn: từ PM đến Vinacomin*. Truy cập ngày 25 tháng 4 năm 2019 tại <https://vietnamnews.vn/economy/378574/sell-coal-stockpile-cut-rates-pm-to-vinacomin.html>.

⁷ Vietnamnet (18 tháng 4 năm 2018). *Bộ lý giải nguyên nhân can thiệp vào than*. Truy cập ngày 12 tháng 1 năm 2019 tại <https://english.vietnamnet.vn/fms/business/199212/ministry-defends-high-coal-inventory.html>.

⁸ VNExpress (ngày 20 tháng 8 năm 2018). *Việt Nam xem xét nhập khẩu điện từ Trung Quốc, Lào*. Truy cập ngày 11 tháng 4 năm 2019 tại <https://e.vnexpress.net/news/business/vietnam-eyes-power-imports-from-china-laos-3790465.html>.

⁹ IEEFA Châu Á (5 tháng 2 năm 2018). *Các công ty than ASEAN đang xin hỗ trợ từ các nhà đầu tư nợ*. Truy cập ngày 15 tháng 1 năm 2019 tại <http://ieefa.org/ieefa-asia-emerging-markets-asean-coal-companies-shaking-stranded-asset-cup-debt-investors>.

than sẽ giảm. Trong số những tổ chức vẫn muốn đầu tư, một số tính chi phí cho vay cao hơn và yêu cầu chuyển giao rủi ro trách nhiệm sang cho doanh nghiệp vận hành hoặc cho cơ quan nhà nước. Sau cùng, các dự án được đầu tư dưới hình thức BOT có rủi ro.¹⁰ Khi được bàn giao cho EVN sau thời gian thu hồi vốn kéo dài 20-25 năm, những nhà máy này có thể không còn giá trị như các cơ sở cùng thế hệ.

1.1.2 Các nguồn năng lượng trong nước chưa được khai thác tương xứng

Trong khi hầu hết các công trình thủy điện trong nước đã được khai thác tối đa, MVEP 1.0 đưa ra lộ trình rõ ràng và nguyên nhân cần tăng cường sử dụng khí đốt thiên nhiên trong nước, mảng vẫn còn đang chưa phát triển. Cũng tương tự, TSD VII chưa đưa ra một lộ trình rõ ràng cho việc phát triển các nguồn năng lượng tái tạo. Trên thực tế, TSD VII đánh giá thấp sự quan tâm của các nhà đầu tư vào năng lượng mặt trời, năng lượng gió và sinh khối so với than. Kết quả là hàng loạt dự án năng lượng tái tạo vẫn đang chờ phê duyệt trong khi chiến lược phát triển nhiệt điện than chưa thể thu hút đầu tư. Cuối cùng, hiệu quả năng lượng – yếu tố có thể giảm đáng kể nhu cầu xây dựng nhà máy mới nhưng chỉ đóng vai trò nhỏ trong TSD VII. Khuyến khích hiệu quả, bao gồm định giá năng lượng phù hợp và sử dụng các tiêu chuẩn hiệu quả cho các thiết bị và xây dựng công trình, có thể giảm đáng kể nhu cầu về nguồn năng lượng mới trong khi nhiệt thải thành năng lượng có thể giảm chi phí vận hành và tạo ra các nguồn năng lượng mới trong ngành công nghiệp sản xuất xi măng, thép và lọc dầu.

1.1.3 Các rủi ro bên ngoài, rủi ro về xã hội và môi trường chưa được cân nhắc đầy đủ

Việc xây mới các nhà máy nhiệt điện than theo kế hoạch trong TSD VII sẽ gây ra các tác động đáng kể về mặt môi trường và xã hội vốn chưa được cân nhắc đầy đủ. Đó là các tác động môi trường liên quan đến việc tro bay có chứa thủy ngân ngấm xuống đất canh tác, ao nuôi cá và làng xóm xung quanh nhà máy điện và thải bỏ tro bay và bùn than tại các bãi chôn lấp, cũng như các tác động cấp tính và lâu dài gây ra cho sức khỏe con người do gia tăng nồng độ hạt bụi phát tán vào bầu khí quyển.¹¹ Kể từ khi TSD VII được phê duyệt, đứng trước các nguy

cơ về môi trường và sức khỏe cộng đồng, một số tỉnh đã từ chối các nhà máy nhiệt điện than và các công trình cảng than mới.

1.1.4 Giảm khả năng cạnh tranh của ngành năng lượng Việt Nam trong dài hạn

Các công nghệ sản xuất năng lượng tái tạo đang nhanh chóng thay thế nhiên liệu hóa thạch với vai trò là nguồn năng lượng tương lai. Công nghệ sản xuất năng lượng mặt trời, gió, sinh khối và ắc quy hiện là những phương án lựa chọn với chi phí tối ưu cho trong nhiều thị trường năng lượng. Đi ngược lại với những xu thế này, TSD VII đưa ra rất ít ưu đãi cho ngành công nghiệp đang ngày một lớn mạnh nói trên. MVEP 1.0 khuyến khích 3 yếu tố chính nhằm hướng tới một hệ thống năng lượng bền vững hơn: nâng cao hiệu quả năng lượng, gia tăng tỷ trọng đóng góp của năng lượng tái tạo và sử dụng khí thiên nhiên trong nước như phụ tải nền phù hợp nhất cho năng lượng tái tạo. Mỗi yếu tố đều cần có hỗ trợ chính sách và khung pháp lý phù hợp với thông lệ quốc tế để tạo điều kiện thúc đẩy đầu tư trong nước và nước ngoài của khu vực tư nhân.

1.2 MVEP 2.0 tạo ra nền tảng vững chắc hơn cho năng lượng tái tạo, công nghệ sạch, điện khí và hiệu quả năng lượng

MVEP 2.0 thống nhất với phần lớn các nội dung và khuyến nghị mà MVEP 1.0 đã đề cập. Tuy nhiên, đối với lộ trình năng lượng phát thải carbon thấp trong lĩnh vực năng lượng Việt Nam mới có những bước tiến mạnh mẽ hơn trong vòng ba năm trở lại đây. Cụ thể, các thị trường năng lượng trên toàn cầu đã bắt đầu củng cố ý kiến cho rằng chi phí năng lượng tái tạo và công nghệ sạch sẽ tiếp tục giảm nhanh và những nguồn này sẽ vượt qua các nguồn năng lượng khác về mặt chi phí trong vòng từ 5 – 10 năm tới, nếu không phải là sớm hơn. Những diễn biến trên thị trường năng lượng trên toàn cầu và trong khu vực trong vòng hai năm trở lại đây làm tăng đáng kể khả năng thị trường năng lượng vào năm 2030 sẽ tập trung nhiều hơn vào các năng lượng chi phí thấp và ít phụ thuộc hơn vào nhiên liệu hóa thạch, dẫn tới việc tạo ra hệ thống năng lượng đa dạng, ổn định, đáng tin cậy với chi phí hợp lý hơn.

¹⁰ Tạp chí đầu tư Việt Nam (11 tháng 2 năm 2017). *Ngành điện được tăng BOT*. Truy cập ngày 10 tháng 4 năm 2019 tại <https://www.vir.com.vn/electricity-sector-gets-bot-boost-53395.html>.

¹¹ Nghiên cứu do Đại học Harvard và Greenpeace cùng tiến hành đã kết luận rằng nhiệt điện than là một trong những nguồn gây ô nhiễm không khí chính, được dự báo sẽ gây ra 4.300 ca tử vong sớm, nâng tổng con số lên 21.000 trường hợp vào năm 2030. Greenpeace Southeast Asia 2015, tại <http://www.greenpeace.org/seasia/Press-Centre/Press-Releases/Coal-expansion-in-Vietnam-could-claim-25000-lives-per-year/>



Nguồn: Wikimedia Commons

2 Các nước ngoài châu Á đã có xu hướng tăng năng lượng tái tạo, chuyển từ than sang khí tự nhiên và đầu tư vào các công nghệ lưu trữ pin mới và hiệu quả năng lượng

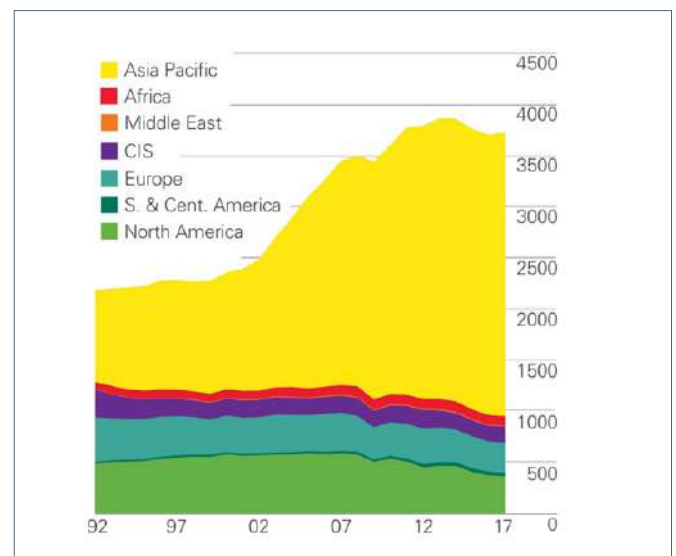
Ngành năng lượng đã chứng kiến những thay đổi to lớn về công nghệ, kinh tế và cả tài chính kể từ khi MVEP 1.0 được soạn thảo năm 2016. Phần này cập nhật ngắn gọn một số thay đổi quan trọng nhất.

2.1 Trong khi châu Á đầu tư vào than đá, nhiều khu vực khác đã chuyển sang sử dụng năng lượng tái tạo, khí đốt tự nhiên và pin lưu trữ

2.1.1 Nhu cầu về than

Sản lượng than toàn cầu đạt đỉnh vào năm 2013. Nhu cầu than trong ba năm sau đó giảm hơn 3% mỗi năm. Xét tổng thể thì mức giảm này xuất phát từ việc giá cả không ổn định, các nhà máy nhiệt điện than ở các quốc gia phát triển ngừng hoạt động, sự phát triển của các nguồn năng lượng tái tạo và sự dịch chuyển sang sử dụng khí tự nhiên sạch hơn và có chi phí thấp hơn làm nhiên liệu để sản xuất điện. Ví dụ, vào tháng 4/2019, ngành năng lượng tái tạo của Mỹ lần đầu tiên sản xuất lượng điện nhiều hơn so với các nhà

máy nhiệt điện than, với công suất khoảng 240 gigawat. Khí tự nhiên đã vượt qua than và trở thành nguồn năng lượng chính tại Mỹ vào tháng 1/2018 khi tỷ trọng khí tự nhiên trong tổ hợp năng lượng leo lên mức 35% trong khi tỷ lệ của than giảm còn 27%.¹²



Nguồn: BP

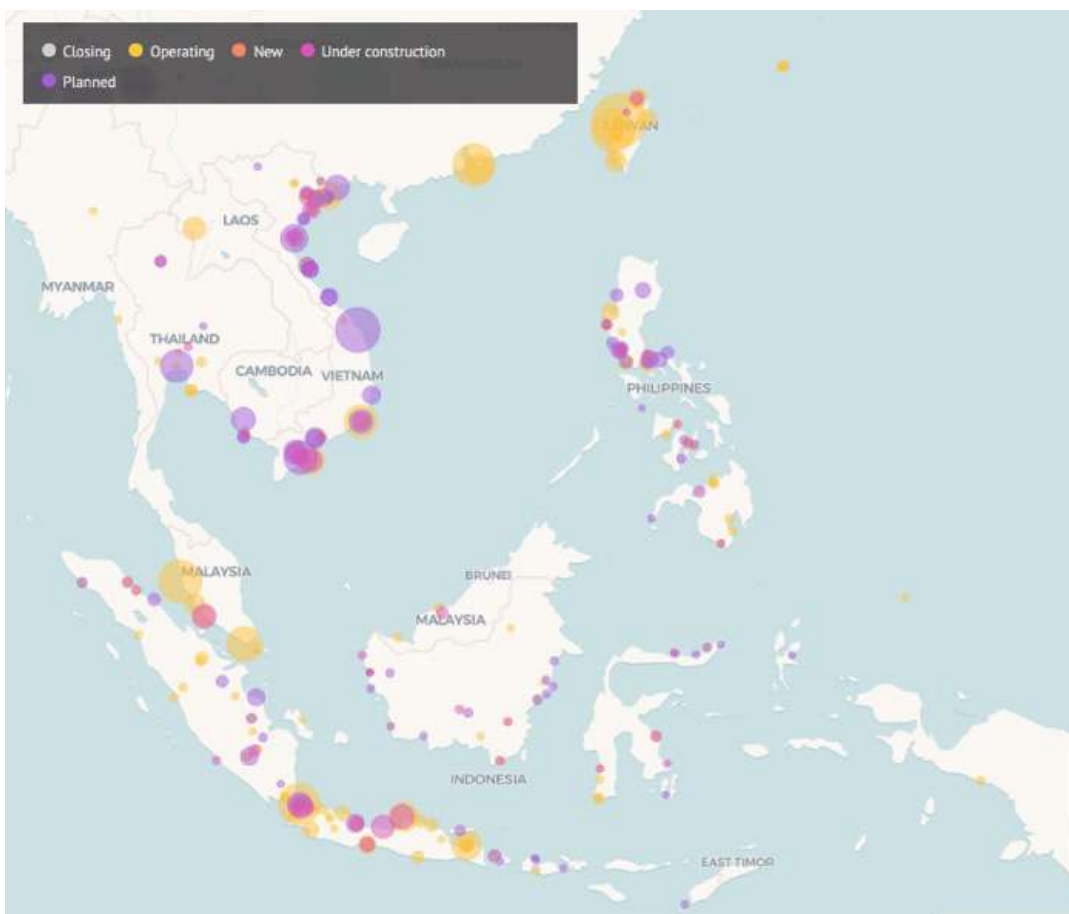
Hình 1: Lượng tiêu thụ than trên toàn cầu

¹² IEEFA Hoa Kỳ (25 tháng 4 năm 2019). *Tháng Tư đang hình thành nên thời điểm chuyển đổi từ than đá sang năng lượng tái tạo*. Truy cập vào ngày 2 tháng 6 năm 2019 tại <http://ieefa.org/ieefa-u-s-april-is-shaping-up-to-be-momentous-in-transition-from-coal-to-renewables/>.

Năm 2017, mặc dù giá than toàn cầu giảm, lượng tiêu thụ lại tăng 1% (25 mtoe). Mức tăng trưởng này chủ yếu đến từ Ấn Độ (18 mtoe), cùng với lượng tiêu thụ tăng nhẹ tại Trung Quốc (4 mtoe). Ở tất cả các khu vực khác ngoài Châu Á-Thái Bình Dương, lượng tiêu thụ than đều giảm.¹³

2.1.2 Việc xây dựng nhà máy điện

Như bản đồ dưới đây minh họa, Việt Nam có nhiều công suất nhiệt điện than được lên kế hoạch hoặc đang được xây dựng hơn bất kỳ quốc gia nào khác ở Đông Nam Á.¹⁴ Trên thực tế, Indonesia, nước đã vượt Úc trở thành nước xuất khẩu than nhiệt lớn thứ năm, có kế hoạch tăng sản lượng nhiệt điện than khoảng 25 GW¹⁵ trong khi Việt Nam, nước nhập khẩu hơn 20 triệu tấn than để sản xuất năng lượng vào năm 2018, đã có kế hoạch để tăng sản lượng điện than lên 36 GW vào năm 2030. Kế hoạch tăng sản lượng than của Indonesia là ít hơn 20 GW so với kế hoạch chỉ bốn năm trước. Trong năm 2015, gần như cùng lúc Việt Nam TSD VII đã được phê duyệt, Indonesia đã lên kế hoạch cho việc tăng nhiệt than 45 GW.



Hình 2. Các nhà máy nhiệt điện than hiện tại, đang được xây dựng và lên kế hoạch ở Đông Nam Á

Nguồn: Carbon Brief

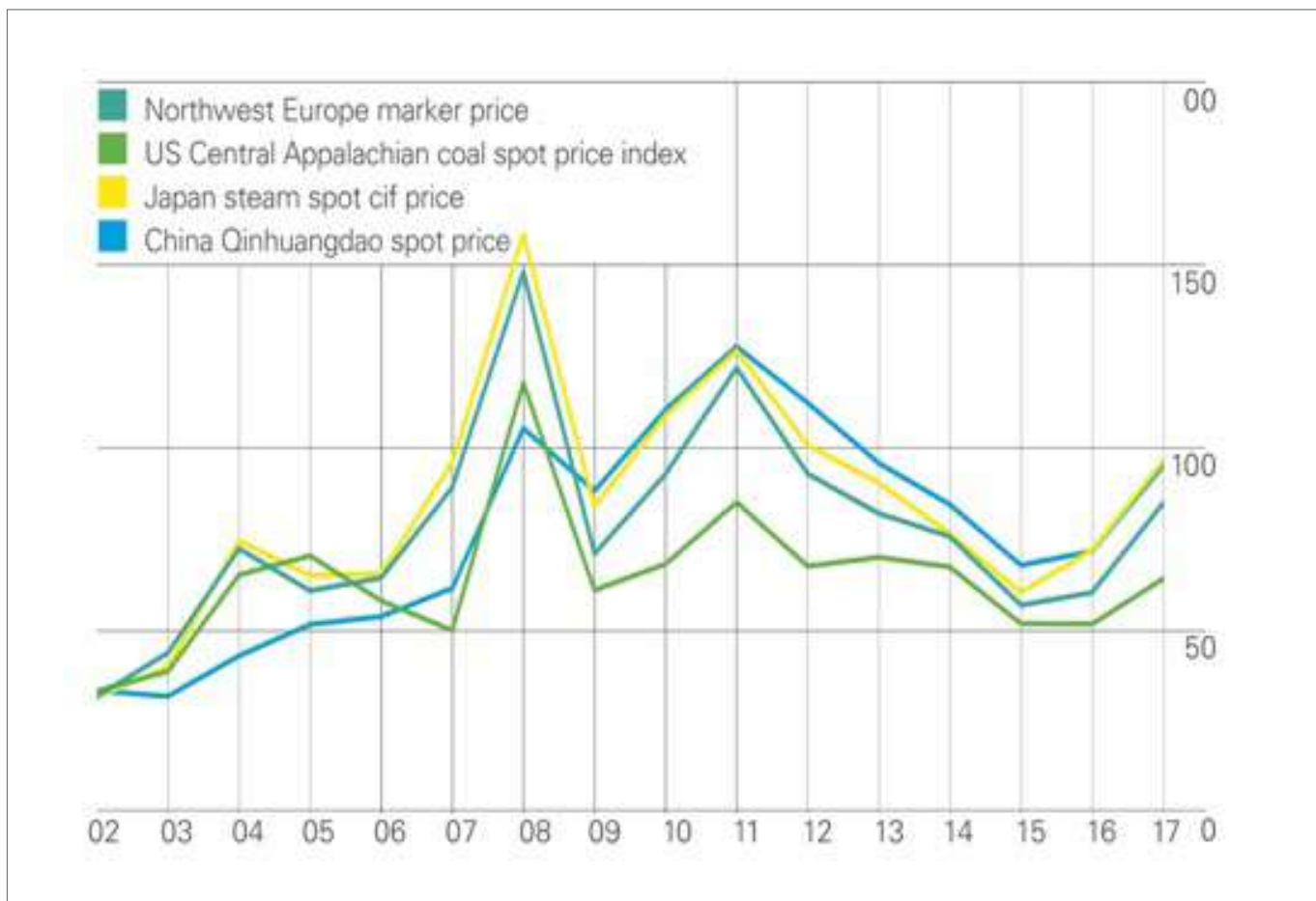
¹³ BP, *Than*. Truy cập ngày 25 tháng 5 năm 2019 tại <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/coal.html>.

¹⁴ Tóm tắt Carbon. *Điện than toàn cầu*. Truy cập ngày 25 tháng 5 năm 2019 tại <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants>.

¹⁵ Tóm tắt Carbon. *Điện than toàn cầu*. Truy cập ngày 25 tháng 5 năm 2019 tại <https://www.carbonbrief.org/the-carbon-brief-profile-indonesia>.

2.1.3 Biến động giá

Giá than trên thị trường giao ngay chứng kiến sự biến động mạnh mẽ trong 15 năm qua, lên kịch trần ở mức xấp xỉ 150 USD/tấn năm 2008, chạm đáy ở mức 50 USD năm 2016 sau đó tăng lên hơn 100 USD vào thời điểm cuối năm 2018. Trong khi cả Trung Quốc và Ấn Độ tiếp tục phụ thuộc vào than để sản xuất điện, cả hai thị trường này đều xây dựng quá nhiều nhà máy khiến hàng loạt nhà máy đóng cửa và giảm công suất trung bình của nhà máy than tương ứng xuống còn 56,7% ở Ấn Độ và 52,5% ở Trung Quốc.¹⁶ Tuy nhiên, nhu cầu ở Trung Quốc và Ấn Độ hiện đang là các yếu tố chính quyết định giá than nhiệt lượng trên thị trường thế giới, khiến cho các thị trường than phụ thuộc vào điều kiện kinh tế và các chính sách kích thích tại những quốc gia này.



Hình 3: Giá than trên thị trường giao ngay (USD/tấn)

Nguồn: BP

¹⁶ IEA (2018). *Thống kê thông tin than: Tổng quan*. Có thể tải xuống tại <https://webstore.iea.org/coal-information-2018-overview>.

2.1.4 Đầu tư vào nhiệt điện than

Môi trường đầu tư nhiệt điện than đã thay đổi đáng kể trong hai năm trở lại đây. Bảng dưới đây tóm tắt các tổ chức tài chính đã rút vốn đầu tư khỏi các dự án nhiệt điện than và/hoặc mỏ than.¹⁷

NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THAN VÀ MỎ THAN		
Các ngân hàng ngừng cấp vốn trực tiếp cho các mỏ than và nhà máy nhiệt điện than mới (ngày có hiệu lực)		
Natixis (August 2016)	Societe Generale (October, 2016)	ABN AMRO (May 2017)
ING (January, 2016)	Rabobank (January, 2017)	Lloyds Banking Group (Feb 2018)
Commerzbank (March, 2018)	BNP Paribas (November, 2015)	Standard Charter (May 2016)
KBC (December, 2017)	Deutsche Bank (May, 2018)	Santander (November 2018)
Credit Agricole (June, 2015)	USbancorp (June, 2016)	

TÍNH RIÊNG NHIỆT ĐIỆN THAN		
Các ngân hàng ngừng cấp vốn trực tiếp cho các nhà máy nhiệt điện than mới nói riêng		
SEB (November 2016)	PNC (June 2017)	DZ Bank (November 2017)
NEDBANK (April 2018)		

TÍNH RIÊNG MỎ THAN		
Các ngân hàng ngừng cấp vốn trực tiếp cho các mỏ than nhiệt lượng mới nói riêng		
JP Morgan Chase (March 2016)	Credit Suisse (March 2017)	DBS (January 2018)
HSBC (November 2016)*	NAB (December 2017)	Barclays (April 2018)

Nguồn: BankTrack.org

*HSBC ngừng cấp vốn cho các dự án than nhiệt lượng trên toàn cầu, ngoại trừ tại ba quốc gia (Việt Nam, Indonesia và Bangladesh).

Điều đáng lưu ý là các xu hướng này đang bắt đầu hình thành tại Nhật Bản và Hàn Quốc, hai quốc gia vốn là bên tài trợ tương đối ổn định cho lĩnh vực phát triển nhiệt điện than tại Đông Nam Á.¹⁸

Theo báo cáo mới nhất của Viện Năng lượng, Kinh tế và Phân tích tài chính (IEEFA), gần 21,3 tỷ USD đã được cam kết để đầu tư xây mới các nhà máy nhiệt điện than có công suất 30GW tại 12 quốc gia, trong đó Việt Nam đứng thứ hai

trong danh sách với khoản đầu tư cam kết gần 3,6 tỷ USD. Phần lớn những khoản cam kết này đến từ các tổ chức cho vay của Trung Quốc bao gồm Ngân hàng Xuất nhập khẩu Trung Quốc, Ngân hàng Trung Quốc và Ngân hàng Công thương Trung Quốc. Trên thực tế, năm 2016 nhiệt điện than đã chiếm tới 66% các khoản đầu tư của các ngân hàng phát triển Trung Quốc.¹⁹ Ngoài ra, các ngân hàng và tổ chức tài chính của Trung Quốc cũng chiếm xấp xỉ một nửa các khoản đầu tư vào nhiệt điện than tại Việt Nam.²⁰

¹⁷ Bank Track (2019). *Danh sách các ngân hàng đã dừng cấp vốn cho các mỏ / nhà máy than mới*. Truy cập ngày 2 tháng 2 năm 2019 tại https://www.banktrack.org/page/list_of_banks_that_ended_direct_finance_for_new_coal_minesplants.

¹⁸ Ví dụ, năm 2018, công ty bảo hiểm nhân thọ lớn nhất của Nhật Bản - Nippon Life Insurance, công bố sẽ không gia hạn các khoản vay cho, hoặc đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện đốt than do các lo ngại về môi trường. Xem Uranaka 2018, Taiga (23 tháng 7 năm 2018). *Cuộc sống Nippon của Nhật Bản để ngừng tài trợ cho sức mạnh đốt than*. Truy cập vào ngày 1 tháng 3 năm 2019 tại <https://www.reuters.com/article/us-japan-coal-divestment/japans-nippon-life-to-stop-financing-coal-fired-power-idUSKBN1KD08P>.

¹⁹ Wright, Helena (5 tháng 12 năm 2017). *Khi nào các ngân hàng phát triển của Trung Quốc định hướng thân thiện môi trường? Blog trên trang web E3G*. Truy cập ngày 18 tháng 12 năm 2018 tại <https://www.e3g.org/library/when-will-chinas-development-banks-go-green>.

²⁰ Song Da (23 tháng 01 năm 2019). *Đầu tư của Trung Quốc chảy vào các nhà máy nhiệt điện Việt Nam*. Truy cập ngày 9 tháng 7 năm 2019 tại https://songda5.com.vn/en/news/chinese-investments-flowing-in-vietnam-s-thermal-power-plants_n320.html

2.2 Trên toàn cầu, gió và mặt trời đang trở thành sự thay thế có chi phí thấp hơn cho than và pin lưu trữ đang trở thành một sự thay thế cạnh tranh cho các nhà máy sản xuất khí đốt

2.2.1 Năng lượng gió và mặt trời

Theo Cơ quan Năng lượng tái tạo Quốc tế (IRENA), chi phí điện trung bình từ năng lượng gió trên bờ đã giảm đáng kể từ 84 USD/MWh năm 2010 xuống còn 55 USD vào năm 2018. Ngoài ra, đường cong học tập công nghệ cho gió trên bờ và ngoài khơi là 19% và 16%, tương ứng, cho thấy giảm chi phí đáng kể trong những năm tới. Trong hai năm qua, năng lượng gió đã bị phá vỡ thông qua “mạng lưới chần lè”. Các dự án điện gió hiện có thể cung cấp điện cạnh tranh với các dự án được ủy quyền ở mức khoảng 0,04 USD/kWh.²²

Việc giảm chi phí trung bình từ năng lượng mặt trời thậm chí còn được đẩy nhanh hơn. Chi phí trung bình đã giảm từ 37 cent Mỹ/kWh trong năm 2010 xuống còn 8,5 cent Mỹ/kWh trong năm 2018; và giá đấu giá hiện tại cho thấy chi phí thấp tới 5 cent Mỹ/kWh vào năm 2020.²³ Hơn nữa, đường cong học tập công nghệ cho ngành công nghiệp pin mặt trời đã tăng mạnh 29%, cho thấy cắt giảm chi phí nhiều hơn trong tương lai.

Trên thực tế, theo báo cáo Triển vọng năng lượng mới năm 2018 của Bloomberg New Energy Finance,²⁴ giá năng lượng mặt trời và năng lượng gió dự kiến sẽ giảm lần lượt 71% và 58% vào năm 2050. Không có cơ quan quốc tế hay viện nào dự báo dự báo tương tự về việc giảm giá nhà máy điện dựa trên nhiên liệu hóa thạch. Do đó, trên cơ sở toàn cầu, năng lượng tái tạo từ năng lượng mặt trời và gió đã tăng dần thị phần công suất mới và năm 2017 chiếm 64% công suất phát điện bổ sung ròng thế giới.²⁵

²¹ Đường cong học tập cho thấy khái niệm trong đó chi phí của một công nghệ giảm đi theo tỷ lệ cố định mỗi khi tăng gấp đôi công suất lắp đặt hoặc hoạt động triển khai, và trong quá trình sản xuất công nghệ, việc học hỏi đúc rút kinh nghiệm tích lũy sẽ ảnh hưởng đến chi phí. Chúng tôi lưu ý rằng các nhà máy nhiệt điện than không có các đường cong học tập tương tự, và trên thực tế nhu cầu cần xây dựng các nhà máy “than sạch” sẽ tạo ra áp lực về chi phí cho các nhà máy nhiệt điện than.

²² IRENA (2019). *Chi phí sản xuất năng lượng tái tạo trong năm 2018 - những phát hiện quan trọng và tóm tắt*.

²³ Cùng nguồn trích dẫn.

²⁴ Bloomberg NEF (2019) *Triển vọng năng lượng mới*. Truy cập ngày 7 tháng 6 năm 2019 tại <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.

²⁵ Rundell, S. *Những trụ cột cuối của nhiên liệu hóa thạch*. Truy cập ngày 6 tháng 6 năm 2019 tại <https://www.top1000funds.com/2018/10/fossil-fuel-on-last-legs-lovins/amp/>

²⁶ Coren, M. (12 tháng 01 năm 2019). *Năng lượng mặt trời-kết hợp-pin lưu trữ dự định sẽ thay thế các nhà máy điện khí thiên nhiên trong năm 2019*. Truy cập ngày 28 tháng 5 năm 2019 tại <https://qz.com/1521660/solar-and-batteries-are-retiring-natural-gas-plants/>.

²⁷ Goldie-Scot, L. (5 tháng 03 năm 2019). *Tài chính Năng lượng mới Bloomberg, Đẳng sau giá pin lithium-ion*. Truy cập ngày 3 tháng 6 năm 2019 tại <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>.



Ảnh 2. Trang trại gió ngoài khơi ở Hornsea, Anh.

2.2.2 Pin lưu trữ

Tương tự, pin lưu trữ có khả năng cải thiện đáng kể tính kinh tế và độ tin cậy của năng lượng tái tạo. Chi phí cho pin lithium-ion đã giảm xuống dưới 200 USD cho mỗi công suất và chi phí dự kiến sẽ giảm thêm 50%, xuống còn 100 USD mỗi kWh, trong vòng năm đến bảy năm tới. Một nghiên cứu vào tháng 12 năm 2018 của Credit Suisse minh họa rằng việc lưu trữ năng lượng mặt trời cộng với hiệu quả chi phí cao hơn so với các nhà máy sản xuất khí đốt tự nhiên ở nhiều địa điểm.²⁶ Theo Bloomberg New Energy Finance, ngành công nghiệp này có đường cong học tập công nghệ là 18% và đã chứng kiến giá giảm hàng năm 21% kể từ năm 2010.²⁷ Thị trường đang phát triển này đã thu hút nhiều nhà máy điện, truyền tải và kỹ thuật nổi tiếng. Một ví dụ là sự hợp tác giữa AES và Siemens trong việc phát triển và tiếp thị các hệ thống lưu trữ năng lượng pin.

PPA Năng lượng mặt trời-kết hợp-lưu trữ: Bài học từ Hawaii

Đầu năm nay, Công ty Điện lực Hawaii đã công bố bảy hợp đồng năng lượng mặt trời-kết hợp-lưu trữ như một cột mốc quan trọng về cả giá cả lẫn quy mô. Sáu trong số các dự án này có giá PPA thấp kỷ lục mức tiểu bang, dưới 10 cent Mỹ / kWh. Các dự án mới này sẽ bổ sung thêm 262 MW năng lượng mặt trời và 1.048 MWh lưu trữ trên ba hòn đảo Hawaii. Các hệ thống lưu trữ lai trong các dự án này sẽ là phương tiện hữu ích để vận hành hệ thống năng lượng mặt trời-kết hợp-lưu trữ giống như một tài sản truyền thống có thể chuyển phát một cách tiết kiệm chi phí. Đây là một sự thay đổi đáng kể trong nhận thức về tương lai năng lượng của Hawaii và gửi tín hiệu thị trường mạnh mẽ. Nhất là từ năm 2016 đến 2019 giá PPA năng lượng mặt trời cộng với lưu trữ trong tiểu bang đã giảm 42 phần trăm.



Ảnh 3. Nhà máy năng lượng mặt trời-kết hợp-pin lưu trữ ở Kauai, Hawaii.

Hawaii, với tám hòn đảo lớn và sáu lưới điện, trước đây từng dựa vào nhập khẩu nhiên liệu diesel để đáp ứng nhu cầu năng lượng. Ngày nay, các dự án năng lượng mặt trời áp mái đã đáp ứng gần 57% nhu cầu năng lượng trên đảo lớn Oahu. Tuy nhiên, sự gia tăng của năng lượng mặt trời áp mái đã dẫn đến những thách thức về quản lý lưới điện, hệ quả là việc sử dụng công suất của các nhà máy năng lượng diesel rất thấp vào giờ cao điểm. Các PPA năng lượng mặt trời-kết hợp-lưu trữ thế hệ mới sẽ tránh được việc cắt giảm năng lượng mặt trời vì các nhà máy sẽ có thể đáp ứng và hỗ trợ lưới điện trên cơ sở khi cần thiết.

2.3 Số lượng lớn các tập đoàn toàn cầu đang mua năng lượng tái tạo trực tiếp từ các nhà sản xuất điện độc lập

Xu hướng toàn cầu chính, có ý nghĩa đối với Việt Nam, là hoạt động tích cực mua năng lượng tái tạo của nhiều tập đoàn toàn cầu. Hiện tại có 174 công ty, bao gồm một số thương hiệu nổi tiếng nhất thế giới, đã ký RE100 cam kết sử dụng 100% năng lượng tái tạo.²⁸ Những thành viên này có tổng nhu cầu năng lượng tái tạo lên đến 188TWh.²⁹ Chỉ riêng tại Mỹ, PPA năng lượng tái tạo của các tập đoàn đạt tổng cộng 6,43 GW (tính đến ngày 14 tháng 12 năm 2018), tăng 131% so với năm trước và tăng 436% so với tổng năm 2014.³⁰

Các tập đoàn toàn cầu có đại diện tại Việt Nam đã thể hiện sự quan tâm trong việc mua năng lượng tái tạo thông qua Thỏa thuận mua điện trực tiếp (DPPA) được đề xuất, đặc biệt là Mô hình cuốn chiếu, nơi nhà sản xuất điện và người dùng cuối có thể trực tiếp ký hợp đồng cung cấp năng lượng sạch. Người dùng cuối giờ đây có thể mong đợi nhận được các hợp đồng cung cấp dài hạn cho năng lượng tái tạo với chi phí bằng hoặc thấp hơn chi phí điện từ các nguồn năng lượng hỗn hợp được cung cấp bởi các tiện ích điện. Đề xuất DPPA là một bước quan trọng trong việc cung cấp quyền truy cập thị trường lớn hơn cho các nhà sản xuất điện độc lập và người dùng cuối.



Nguồn: Business Renewables Center

Hình 4: Hợp đồng mua năng lượng tái tạo ở Mỹ, từ năm 2014 đến năm 2018

²⁸ RE100 (2019). 185 công ty tham gia RE100 cam kết sẽ sử dụng 100% năng lượng tái tạo. Truy cập ngày 15 tháng 3 năm 2019 tại <http://there100.org/companies>.

²⁹ RE100 (2019). Báo cáo và tóm tắt sơ bộ. Truy cập ngày 20 tháng 5 năm 2019 tại <http://there100.org/reports-briefings>.

³⁰ Trung tâm Kinh doanh Năng lượng tái tạo (2019). Giao dịch năng lượng tái tạo của các tập đoàn. Truy cập ngày 10 tháng 6 năm 2019 tại <http://businessrenewables.org/corporate-transactions/>.



3 Một hệ thống năng lượng đa dạng, ít phụ thuộc vào than đá, với việc tăng tỷ lệ năng lượng được sản xuất bởi năng lượng tái tạo, khí đốt tự nhiên và lưu trữ pin sẽ tạo ra một hệ thống năng lượng an toàn, giá cả phải chăng và đáng tin cậy

Hệ thống năng lượng Việt Nam mất cân bằng với thể hệ chủ yếu ở miền Bắc và nhu cầu ngày càng tăng ở miền Nam. TSD VII đề xuất xây dựng các nhà máy nhiệt điện than mới ở miền Nam để giải quyết sự mất cân bằng đó. MVEP2.0 đề xuất một hệ thống năng lượng đa dạng hơn, bao gồm tập trung nhiều hơn vào năng lượng tái tạo, đặc biệt là ở miền Nam, nơi cần nguồn năng lượng mới, kết hợp với các thiết bị đầu cuối mới cho khí hóa lỏng và các nhà máy điện sử dụng khí hóa lỏng nhập khẩu khi các nguồn trong nước Việt Nam được đưa vào hệ thống. MVEP2.0 cũng đề xuất đầu tư tăng cường vào cơ sở hạ tầng lưới điện để phù hợp với các nguồn năng lượng mới, đặc biệt là ở khu vực Đồng bằng sông Cửu Long, Đông Nam và Nam Trung Bộ. Trong TSD VII, Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPT) ước tính rằng việc xây dựng lưới điện để đáp ứng nhu cầu dự kiến sẽ tiêu tốn khoảng 5 tỷ đô la, với chi phí ban đầu cao giảm từ 10 - 15% mỗi năm từ 2019-2023.³¹ Mức đầu tư vào cơ sở hạ tầng lưới điện này dựa trên vị trí của các nhà máy nhiệt điện quy mô lớn. Để đáp ứng nhu cầu của mạng phân tán hơn bao gồm năng lượng tái tạo, lưới tích hợp pin lưu trữ và nhà máy điện khí mới, MVEP2.0 khuyến nghị TSD VIII, đang trong giai đoạn phát triển, tạo cơ hội cho đầu tư cho khu vực tư nhân vào cơ sở hạ tầng lưới điện. Sự kết hợp giữa đầu tư tư nhân vào năng lượng tái tạo, khí hóa lỏng và cơ sở hạ tầng lưới điện có thể đáp ứng phần lớn chi phí đầu tư của Việt Nam thông qua giai đoạn lập kế hoạch điện tiếp theo.

3.1 Đề xuất mở rộng các nhà máy nhiệt điện than ở Việt Nam không tìm được nguồn hỗ trợ tài chính

Năm 2018, tỷ trọng của nhiệt điện than chiếm 38% trong tổng công suất điện năng của Việt Nam, 18.516GW trên tổng công suất toàn quốc là 48.563GW.³² Mặc dù nhiệt điện than vẫn là nguồn năng lượng chủ đạo, để duy trì được vị thế này trong bối cảnh có nhiều nguồn năng lượng mới đòi hỏi Việt Nam phải đầu tư nhiều để phát triển các

nhà máy, hạ tầng và chi phí dự trữ ngoại hối thường xuyên để trang trải cho việc nhập khẩu than.

Vinacomin cho biết lượng than nhập khẩu của Việt Nam vào năm 2017 là hơn 11,7 triệu tấn; con số này sẽ tăng thành 21 triệu tấn vào năm 2018, đến 30 triệu tấn năm 2019, và lên tới 100 triệu tấn vào năm 2030 theo ước tính trong các quy hoạch hiện nay.³³ Rõ ràng là sản lượng khai thác trong nước không thể đáp ứng được nhu cầu về than đá hiện đang ước tính ở mức khoảng 40 triệu tấn mỗi năm.

1. Lượng dự trữ than đá có chất lượng tốt hiện nay của Việt Nam được sử dụng hiệu quả hơn trong ngành luyện kim, số than đá còn lại có chất lượng kém hơn than đá nhập khẩu phục vụ sản xuất điện.
2. Than đá bitum - nguyên liệu của các nhà máy nhiệt điện than, được bán trên các thị trường toàn cầu đầy biến động, phụ thuộc nhiều vào các điều kiện kinh tế ở ngoài lãnh thổ Việt Nam.
3. Do thị trường than toàn cầu sử dụng đồng Đô la Mỹ để thanh toán, việc tăng cường nhập khẩu sẽ áp lực lên dự trữ ngoại hối của Việt Nam.
4. Các nhà máy than do chủ thể nước ngoài sở hữu xây dựng theo mô hình Xây dựng – Vận hành – Chuyển giao (BOT) hoặc Xây dựng - Sở hữu - Vận hành - Chuyển giao (BOOT) có thời gian thu hồi chi phí đầu tư dài hơn 20 năm,³⁴ đặc biệt dễ bị tổn thương trước các thay đổi về cấu trúc chi phí năng lượng. Đơn vị nhận nhượng quyền có thể đối mặt với tình trạng chi phí vận hành tăng lên khiến việc thu hồi chi phí trở nên khó khăn hơn trong giai đoạn nhượng quyền, hoặc bản thân nhà máy cũng có thể trở thành tài sản bị mất giá khi bàn giao cho Bộ Công thương vào cuối giai đoạn nhượng quyền.

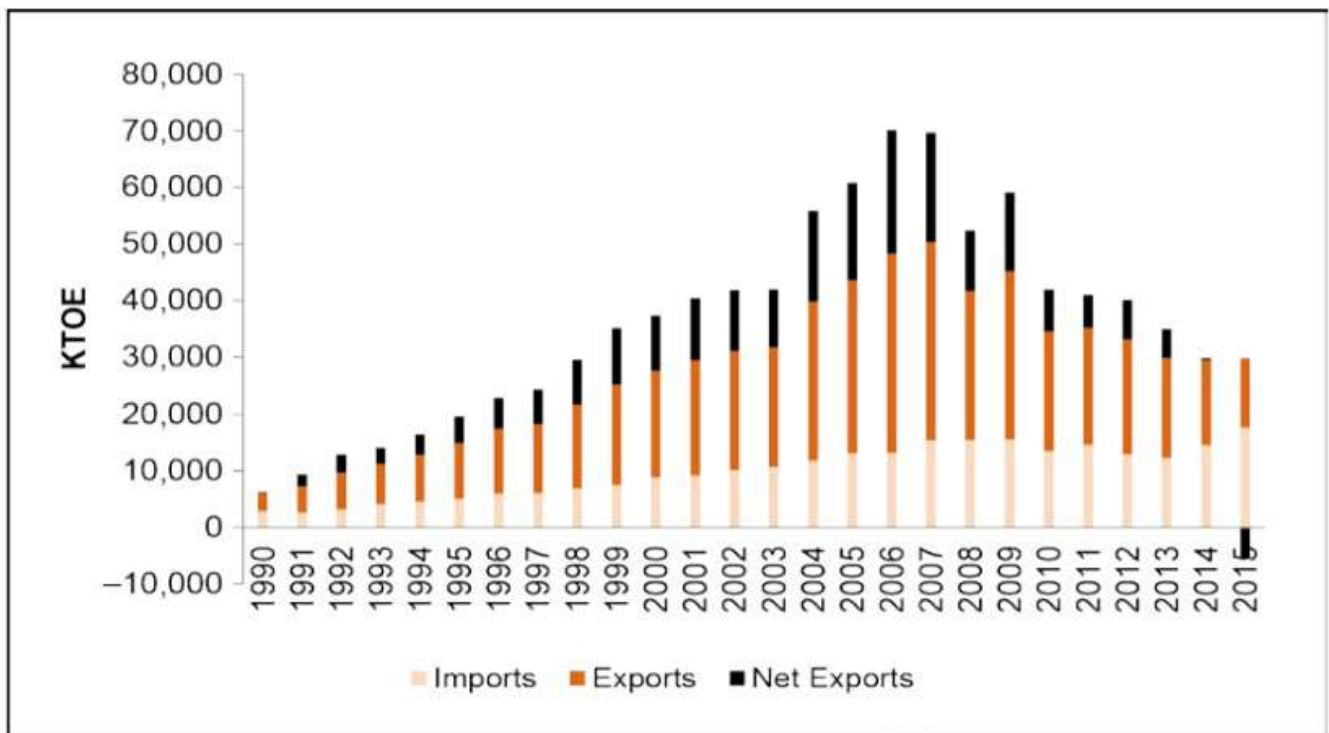
³¹ Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (2019). *Cơ hội và giải pháp truyền tải điện*. Thảo luận bàn tròn về EVN-NPT do Đại sứ quán Hoa Kỳ tổ chức tại Hà Nội, Việt Nam, 30 tháng 5 năm 2019.

³² Bộ Công Thương, *Phát triển năng lượng tái tạo ở Việt Nam*, bài trình bày tại Đối thoại an ninh năng lượng lần 2, Washington, D.C., tháng 4/2019.

³³ Tiếng nói Việt Nam (19 tháng 4 năm 2018). *Nhập khẩu than của Việt Nam tăng mặc dù trữ lượng lớn*. Truy cập ngày 20 tháng 12 năm 2019 tại <https://english.vov.vn/economy/vietnams-coal-imports-grow-despite-large-reserves-373000.vov>.

³⁴ Trên thực tế, các Chính phủ dựa vào thời gian hoàn vốn dự án tính theo tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) tối thiểu mà bên nhận nhượng quyền dự kiến để xác định thời gian nhượng quyền.

Biểu đồ dưới đây cho thấy kể từ năm 2015, Việt Nam đã trở thành nước nhập ròng năng lượng; và theo các quy hoạch hiện hành, xu hướng này sẽ còn tăng nhanh do tỷ trọng nhiệt điện than trong tổng công suất gia tăng.



Nguồn: IEA (2015)

Hình 5: Cán cân xuất - nhập khẩu năng lượng của Việt Nam

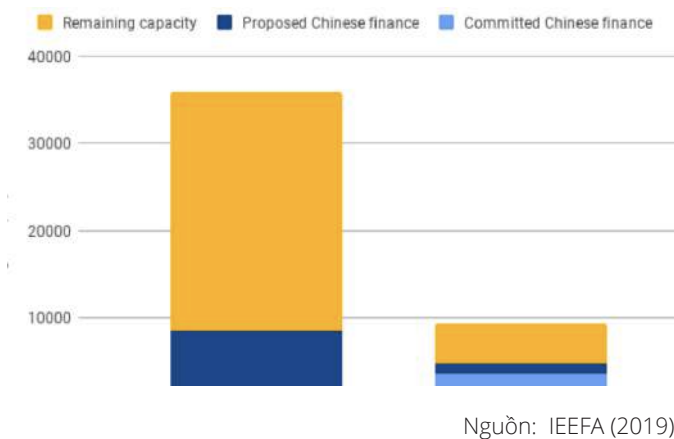
Theo IEEFA, Việt Nam đề xuất xây dựng các nhà máy nhiệt điện than có tổng công suất 13.380 MW, đứng thứ hai trong danh sách các nước có nhiều dự án phát triển nhiệt điện than đề xuất nhất trên thế giới.³⁵ Gần 42% số dự án này đã có cam kết tài trợ vốn. Hầu hết các dự án nhiệt điện than ở Việt Nam đều được xây dựng với nguồn vốn tài trợ của các ngân hàng Trung Quốc và trên thực tế, nhiều dự án mới đề xuất là giai đoạn bổ sung của các dự án đã hoàn thành trước đó. Báo cáo cho rằng do hầu hết các dự án nhiệt điện than ở Việt Nam được xây dựng theo mô hình BOT, mỗi quan hệ chiến lược với các ngân hàng Trung Quốc có ý nghĩa quan trọng đối với hoạt động tài trợ cho công ty.

Các cơ quan tín dụng xuất khẩu (ECA) là tác nhân chính khiến các khoản đầu tư lớn tiếp tục đổ vào các nhà máy nhiệt điện than ở khu vực Đông Nam Á, đặc biệt là ở Việt Nam. Các nhà đầu tư nước ngoài đầu tư vào các dự án cơ sở hạ tầng lớn ở các nước được đánh giá tín nhiệm dưới mức đầu tư, xếp hạng yêu cầu một số hình thức bảo hiểm chống lại rủi ro vỡ nợ. Các cơ quan này thay mặt nhà đầu tư trong nước của họ, bao gồm các công ty kỹ thuật và doanh nghiệp xây dựng “đảm bảo” dự án. Trong một hội thảo mới đây, đại diện của một ngân hàng đặt trụ sở ở Singapore cho biết nếu không có cơ quan tín dụng xuất khẩu, nhiều dự án nhiệt điện than đã không thực hiện được do các ngân hàng chỉ cân nhắc tài trợ dự án khi có đảm bảo.³⁶

³⁵ Shearer, C., Brown, M. và Buckley, T. (2019). *Trung Quốc ở ngã tư đường: Tiếp tục hỗ trợ cho các nhà máy điện than Erodes của lãnh đạo năng lượng sạch quốc gia*. Truy cập ngày 5 tháng 1 năm 2019 tại http://ieefa.org/wp-content/uploads/2019/01/China-at-a-Crossroads_January-2019.pdf.

³⁶ Thông tin cá nhân, Peter duPont.

Cũng cần lưu ý rằng mặc dù các ngân hàng của Trung Quốc, Nhật Bản và Hàn Quốc cũng như các tổ chức tài chính giảm bớt hỗ trợ cho các nhà máy nhiệt điện than và khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo ở trong nước, các tổ chức này vẫn đang tài trợ mở rộng các nhà máy nhiệt điện than ở Đông Nam Á. Đây rõ ràng là một sự thay đổi địa lý trong năng lượng nhiệt than khi cơ hội ở các nước nhà trở nên hạn chế và các công ty kỹ thuật và xây dựng tìm kiếm việc làm ở nước ngoài. Trong khi OECD và Liên minh châu Âu đã gây áp lực cho cả Hàn Quốc và Nhật Bản để chấm dứt tài trợ than, thì thực tế các tập đoàn thuộc sở hữu gia đình, có ảnh hưởng chính trị làm cho các nhà vận động quốc tế và cổ đông gặp khó khăn. Trong trường hợp không có sự bảo đảm có chủ quyền từ các quốc gia, rủi ro tài chính sẽ hạn chế khả năng các tập đoàn có ảnh hưởng này đầu tư vào năng lượng than. Có thể mất một loạt tổn thất cho các cơ quan tín dụng xuất khẩu để các Chính phủ nhận ra rủi ro của chính họ và để công dân nhận ra chi phí của họ.



Hình 6. Công suất các nhà máy nhiệt điện than được Trung Quốc tài trợ đang xây dựng ở Việt Nam (MW)

3.2 Các nhà đầu tư khu vực tư nhân đã cho thấy sự quan tâm ngày càng tăng nhanh đối với năng lượng tái tạo trong ba năm qua

Trong vòng hai năm trở lại đây Việt Nam đã chứng kiến những thay đổi rõ rệt phù hợp với xu hướng phổ biến trên toàn cầu.

Năng lượng gió

Trong bốn năm qua, chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) bằng sức gió tại Việt Nam đã giảm 30%. Chi phí xây dựng trung bình (năm 2018) của các nhà máy điện gió trong bờ tại Việt Nam là 1.980.000 USD/MW với chi phí vận hành hàng năm là 33.190 USD/MW. Trong giai đoạn từ 2025-2030, dự kiến chi phí xây dựng nhà máy điện gió sẽ giảm xuống chỉ còn 1.800.000 USD/MW với mức chi phí vận hành giữ nguyên.³⁷ Tính đến năm 2022, đầu tư vào điện gió trên đất liền tại Việt Nam sẽ rẻ hơn đầu tư vào nhà máy nhiệt điện than mới.³⁸



Ảnh 4: Tua-bin điện trên cánh đồng ở Anh

³⁷ Green ID 2018. *Phân tích kịch bản công suất tương lai cho Việt Nam*. Truy cập ngày 21 tháng 10 năm 2018 tại http://en.greenidvietnam.org.vn/app/webroot/upload/admin/files/060618_GreenID_Study%20on%20future%20power%20sources.pdf.

³⁸ Sáng kiến Theo dõi Các-bon (2018), *Rủi ro kinh tế và tài chính của điện than tại Việt Nam*. Truy cập ngày 12 tháng 5 năm 2019 tại <https://www.carbontracker.org/reports/economic-and-financial-risks-of-coal-power-in-indonesia-vietnam-and-the-philippines/>.

Điện mặt trời

Chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) đối với điện mặt trời tại Việt Nam đã giảm 106% trong vòng bốn năm trở lại đây, và nguồn cung các dự án và đầu tư lớn hơn so với nhu cầu để đáp ứng mục tiêu quốc gia về điện mặt trời. Theo TSD VII, công suất dự kiến đối với điện mặt trời là 850 MW vào năm 2020, 4.000 MW vào năm 2025 và 12.000 MW vào năm 2030. Trên thực tế, tính đến ngày 30 tháng 6 năm 2019, đã có 82 nhà máy điện mặt trời, với tổng công suất khoảng 4.464 MW được phê duyệt và nối lưới. Vào cuối năm 2019, có thêm 3.000 MW đã được lắp đặt và chờ nối lưới. Do đó, năng lượng mặt trời chiếm 8,28% công suất lắp đặt của hệ thống điện Việt Nam.³⁹ Nhiều giấy phép được cấp cho các công ty chưa có kinh nghiệm xây dựng nhà máy điện ở Việt Nam, có nguồn tài chính hạn chế và có các dự án có thể gây tác động tiêu cực đáng kể lên tình hình sử dụng đất cũng như làm giảm an toàn lưới điện truyền tải.

Điện mặt trời nổi



Ảnh 5. Điện mặt trời nổi tại tỉnh Lâm Đồng

Các cánh đồng điện mặt trời đang ngày càng trở nên phổ biến. Từ nhà máy điện mặt trời nổi đầu tiên có công suất chỉ hơn 10 MWp lắp đặt vào năm 2016 đến nhà máy điện mặt trời nổi mới nhất với công suất 150 MWp đang được xây dựng bởi Tập đoàn Tam Hiệp của Trung Quốc, lĩnh vực điện mặt trời nổi có mức tăng trưởng theo cấp số mũ trong hai năm trở lại đây. Tính đến giữa năm 2018, tổng công suất lắp đặt lũy kế điện mặt trời đạt gần 1,1 GWp.⁴⁰ Tiềm năng phát triển các nhà máy điện mặt trời nổi là rất lớn tại khu vực Đông

Nam Á vốn đang thiếu đất, do các nhà máy điện mặt trời có thể xây dựng trên mặt nước như tại các đập, hồ và thậm chí là ngoài biển. Với những dự án nói trên, các đơn vị có thể sử dụng hạ tầng truyền tải hiện có (do hầu hết các thiết bị đều được lắp đặt tại các công trình thủy điện) và đảm bảo hiệu quả cao hơn (do tác dụng làm mát của nước giúp giảm tổn thất nhiệt). Cơ quan Phụ trách Sản xuất điện của Thái Lan (EGAT) vừa tuyên bố kế hoạch xây dựng 16 cánh đồng điện mặt trời nổi với tổng công suất hơn 2,7 tỷ gigawatt tại 9 hồ chứa đập thủy điện của nước này vào năm 2037. Một số dự án đề xuất có quy mô hơn gấp 2 lần hệ thống điện nổi lớn nhất thế giới hiện nay và công suất dự kiến 2,7 GW vượt hơn gấp đôi mức sản xuất 1,3 gigawatt tại các nhà máy được lắp đặt trên toàn cầu tại thời điểm tháng 10/2018.⁴¹

³⁹ Năng Lượng (02/07/2019). *Điện mặt trời chiếm 8,28% công suất hệ thống điện Việt Nam*.

⁴⁰ Tiếng nói Việt Nam (19 tháng 4 năm 2018). *Việt Nam Nhập khẩu than Việt Nam tăng trưởng mặc dù trữ lượng lớn*. Truy cập ngày 23 tháng 2 năm 2019 tại <https://english.vov.vn/economy/vietnams-coal-imports-grow-despite-large-reserves-373000.vov>.

⁴¹ Bangkok Post (5/3/2019). *Thái Lan xây dựng trang trại năng lượng mặt trời nổi lớn nhất thế giới*. Truy cập ngày 5/3/2019 tại <https://www.bangkokpost.com/business/news/1639562/thailand-to-build-worlds-biggest-floating-solar-farms>

Theo báo cáo năm 2019 của IRENA về “Nhân rộng năng lượng tái tạo tại Việt Nam: Quan điểm của ngành điện về các thách thức và cơ hội chính”, Việt Nam cần huy động gần 10 tỷ USD đầu tư mỗi năm từ nay cho đến năm 2030 để hoàn thành các mục tiêu đề ra trong quy hoạch phát triển điện hiện tại. Trên khía cạnh năng lượng tái tạo, bao gồm cả thủy điện, mức đầu tư hàng năm của Việt Nam kể từ năm 2012 chỉ đạt trung bình 290 triệu USD, thấp hơn nhiều so với tiềm năng.

Ngày 11/04/2019, Bộ Công thương công bố dự thảo lần ba Quyết định của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam, có hiệu lực áp dụng từ ngày 01/07/2019. Khác với biểu giá trước kia đối với tất cả các dự án điện mặt trời, Bộ Công thương đề xuất mức giá khác nhau áp dụng cho các vùng

dựa trên tiềm năng bức xạ mặt trời của từng vùng. Vùng 1 bao gồm 28 tỉnh miền bắc với tiềm năng bức xạ mặt trời thấp; Vùng 2 gồm 6 tỉnh miền Trung với tiềm năng trung bình; Vùng 3 trải dài trên 23 tỉnh Tây Nguyên và Nam Bộ có tiềm năng bức xạ mặt trời cao và Vùng 4 gồm 6 tỉnh Nam Trung bộ có tiềm năng bức xạ mặt trời ở mức rất cao.

Giá mua điện mặt trời hoà lưới cũng khác nhau tùy theo mô hình lắp đặt: điện mặt trời nổi, điện mặt trời mặt đất và điện mặt trời trên mái nhà và có hiệu lực đối với các dự án có ngày vận hành thương mại (COD) nằm trong giai đoạn từ 01/07/2019 đến 31/12/2021. Giá mua được áp dụng trong vòng 20 năm tính từ ngày vận hành thương mại. Các dự án điện mặt trời tích hợp hệ thống lưu trữ áp dụng quy chế riêng và mặc dù tại thời điểm chuẩn bị báo cáo này giá mua chưa được công bố nhưng dự kiến giá mua sẽ cao hơn so với điện mặt trời hoà lưới.

Bảng 2. Giá mua điện mặt trời đề xuất vào tháng 4/2019⁴²

	Giá mua vùng 1	Giá mua vùng 2	Giá mua vùng 3	Giá mua vùng 4
Dự án điện mặt trời nổi	9.98	8.59	8.05	7.65
Dự án điện mặt trời trên mặt đất	9.20	7.91	7.89	7.5
Dự án điện mặt trời trên mái nhà (mô hình hộ bán điện và sử dụng điện)	10.87	8.86	9.36	7.62

Đơn vị: cent Mỹ/kWh

⁴² Đề xuất trong Dự thảo lần 3 Quyết định của Thủ tướng ngày 11/04/2019.

Mức thuế suất thậm chí có thể còn thấp hơn, trung bình xấp xỉ 7,5 cent Mỹ nếu mô hình hợp đồng mua bán điện mặt trời được sửa đổi để loại bỏ rủi ro thu hồi vốn cho các nhà đầu tư điện mặt trời, ví dụ như điều khoản về cắt giảm giá và chấm dứt. Khi rủi ro giảm xuống, các tổ chức tài chính – ngân hàng và các nhà quản lý quỹ - sẽ có thể đưa ra lãi suất thấp hơn, đồng nghĩa với chi phí sản xuất điện sẽ giảm xuống. Thêm nữa, khi thị trường phát triển, chính sách ưu đãi thuế có thể bị thay thế bởi chào giá cạnh tranh.

Ngày 19/09/2019, Bộ Công Thương đã đệ trình một bộ dự thảo FIT mới đệ trình Thủ tướng Chính phủ, trong khi vẫn giữ tỷ lệ chênh lệch theo nguồn, đã loại bỏ sự khác biệt trong khu vực. Cấu trúc thuế suất đồng nhất này đã bị chỉ trích bởi cả các chuyên gia năng lượng và các nhà đầu tư, đặc biệt là những công ty đang phát triển dự án ở các khu vực có cường độ bức xạ mặt trời thấp hơn. Trên thực tế, theo ông Trần Việt Ngãi, Chủ tịch Hiệp hội Năng lượng Việt Nam, chính sách thuế suất trước đây đã dẫn đến sự tập trung của các dự án năng lượng mặt trời nối lưới ở các khu vực có cường độ chiếu xạ cao, gây quá tải cục bộ và ảnh hưởng đến an toàn của nguồn cung cấp điện. Theo ông, giá điện năng lượng mặt trời nối lưới nên thay đổi theo vùng thay vì áp dụng giá mua điện mặt trời chung cho cả nước. Điều này sẽ tránh sự mất cân bằng trong tương lai của các nguồn năng lượng mặt trời, với các dự án tập trung ở một số khu vực và không đầu tư vào những nơi khác. “Vì vậy, không nên áp dụng giá chung cho năng lượng mặt trời”, ông Ngãi nói.⁴³

VBF tiếp tục khuyến nghị tập trung vào việc tạo ra các hợp đồng mua bán điện trực tiếp dành cho năng lượng mặt trời có thể giao dịch được. Nhưng, theo quan điểm hiện tại tập trung vào FIT như một phương tiện khuyến khích và chỉ đạo đầu tư, chúng tôi đồng ý với ông Ngãi rằng thuế suất khu vực cung cấp một công cụ chính sách tốt hơn. Hơn nữa, vì nhiều dự án đầu cơ nếu không được cấp đất dự án, việc đấu giá có thể trở thành một phương tiện hữu hiệu để thiết lập giá mua năng lượng tái tạo.

Thúc đẩy tiềm năng điện mặt trời tại Việt Nam

Việt Nam, đặc biệt là khu vực Nam bộ và Nam Trung bộ, có tiềm năng dồi dào để phát triển hệ thống năng lượng mặt trời. Các dự án năng lượng mặt trời thương mại đã thu hút được các nguồn lực kinh tế nhưng hiện vẫn còn đang bị hạn chế do thiếu hạ tầng lưới điện. Tương tự, thị trường cho các dự án điện gió ngoài khơi và trên đất liền dù hấp dẫn về mặt tài chính nhưng cũng đang bị kìm hãm do năng lực lưới điện chưa đáp ứng được nhu cầu tại một số vùng cụ thể. Ngoài nhu cầu tăng công suất để hỗ trợ năng lượng tái tạo, Bộ Công thương và các ban ngành liên quan cần ưu tiên các giải pháp ổn định lưới điện (gồm cả việc sử dụng pin lưu trữ) và cân nhắc khuyến khích sự tham gia của khu vực tư nhân để hỗ trợ thêm về mặt chuyên môn.

Lĩnh vực năng lượng mặt trời tại các tiểu vương quốc Ả Rập thống nhất (UAE) là ví dụ điển hình cho thấy Chính phủ ưu tiên và hỗ trợ ngành điện có thể giúp mở rộng thị trường. Đây là khu vực không có điện mặt trời cho đến tận năm 2013 nhưng hiện tại đang là thị trường năng lượng mặt trời chủ chốt với một số dự án biểu tượng như Công viên năng lượng mặt trời Dubai Mohammed Bin Rashid Al Maktoum. Hợp đồng mua bán điện mang tính bước ngoặt đã được ký kết vào năm 2014 cho giai đoạn 2 của công viên năng lượng mặt trời này, đưa ra mức giá 5,85 cent Mỹ / kWh trong giai đoạn 2, sau đó sẽ áp mức 2,99 cent Mỹ/kWh trong giai đoạn 3 kéo dài đến năm 2020.⁴⁴ Ngành năng lượng mặt trời tại UAE đang bùng nổ nhờ sự kết hợp giữa giá mua FITs ưu đãi, đấu nối điện lưới an toàn, có sẵn đất, hợp đồng mua bán điện có khả năng cấp vốn và cơ chế chia sẻ rủi ro do Chính phủ ban hành.

⁴³ Thanh Phong (26/10/2019). “Giá điện cho năng lượng mặt trời đã giảm 1620 đồng / KWH, các nhà đầu tư đang ngồi trên một ngọn núi lửa”. Truy cập vào ngày 26/10/2019 tại <http://danviet.vn/kinh-te/gia-dien-mat-troi-giam-xuong-1620-dong-so-nha-dau-tu-ngoi-tren-dong-lua-1026180.html>

⁴⁴ Các tiểu vương quốc Ả Rập thống nhất (23 tháng 4 năm 2018). *Năng lượng tái tạo*. Truy cập vào ngày 20 tháng 6 năm 2019 tại <https://www.export.gov/apex/article2?id=United-Arab-Emirates-Renewable-Energy>

3.3 Khí thiên nhiên là nguồn phụ tải nền hiện có tốt nhất cho năng lượng tái tạo

Trong quý 1 năm 2019, các nhà máy điện khí hóa lỏng (LNG) đã trở thành chủ đề nóng trong các cuộc thảo luận về tương lai năng lượng của Việt Nam khi đại diện các nhà đầu tư nước ngoài, các công ty dịch vụ công cộng và các tổ chức tài chính phát triển có mặt tại Hà Nội. Trong khoảng thời gian từ ngày 1 tháng 1 đến ngày 23 tháng 3 năm 2019, đại diện từ Gulf Energy Development Public Company Limited (Gulf) Thái Lan, Electric Power Corporation (KEPCO) Hàn Quốc, Ngân hàng Phát triển Đức (KfW), Ngân hàng Sumitomo Mitsui (SMBC) và công ty phát triển năng lượng JERA Co. Nhật Bản đã tổ chức các cuộc hội đàm với lãnh đạo Đảng và Nhà nước và các cán bộ quản lý trong lĩnh vực năng lượng nhằm mục đích tăng cường số lượng và công suất của các nhà máy nhiệt điện khí đốt và các trạm đầu mối LNG tại Việt Nam.⁴⁵ Chuyển đổi từ than sang khí đốt trong quy hoạch năng lượng đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng, tăng cường độ tin cậy của hệ thống điện và giảm phát thải khí nhà kính tại Việt Nam. Tuy nhiên, không nên coi LNG là giải pháp thay thế cho toàn bộ các nhà máy nhiệt điện than đã được quy hoạch hoặc đề xuất xây dựng. MVEP2.0 đề xuất một chiến lược cân bằng, lồng ghép nguồn cung từ sản xuất nhiệt điện bằng LNG vào chiến lược phát triển ngành điện chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo.

Dự trữ khí đốt của Việt Nam, chủ yếu ở các khu vực ngoài khơi trong Vùng đặc quyền kinh tế của quốc gia, ước tính khoảng 202 bcm. Ngành điện tiêu thụ khoảng 80% sản lượng hàng năm (đạt 9,8 bcm trong năm 2017) trong khi tỷ lệ tiêu thụ của ngành sản xuất phân bón và ngành công nghiệp đều ở mức 10%.⁴⁶ Trong khi phát triển nguồn lực trong nước là ưu tiên hàng đầu của Chính phủ Việt Nam và ngành Dầu khí, việc sử dụng thực tế trong sản xuất điện chậm hơn nhiều so với kỳ vọng, một phần là do những xung đột đang diễn ra trên Biển Đông, làm tăng chi phí khoan tại các vùng nước sâu và các khu vực địa chất phức tạp,⁴⁷ và dẫn tới sự mệt mỏi của nhà đầu tư. Trong khi đó, nhu cầu sử dụng điện tăng cao trong khi khả năng cung

ứng của ngành điện còn hạn chế, đặc biệt là tại khu vực Đông Nam Bộ.

Để giúp giải quyết nhu cầu năng lượng của Việt Nam trong thời gian chờ xử lý vấn đề thiếu hụt năng lượng, cần nhanh chóng phát triển các nguồn và phương thức năng lượng tái tạo. Trong tương lai, pin lưu trữ và thủy điện có thể giúp giải quyết những vấn đề phát sinh từ sự gián đoạn của các nguồn năng lượng này. Tuy nhiên, công suất phát điện với khả năng duy trì điện áp và tần số của lưới điện trước các điều kiện khí hậu và tình hình nhu cầu khác nhau cần được đáp ứng với nguồn năng lượng các-bon thấp hơn so với than, nguồn năng lượng được TSD VII lựa chọn. Có thể đáp ứng nhu cầu này bằng khí tự nhiên nhập khẩu.

Châu Á đã và đang có nhu cầu rất lớn về khí đốt tự nhiên. Cho đến năm 2035, gần 50% tổng nhu cầu khí đốt tự nhiên toàn cầu phát sinh từ lĩnh vực sản xuất điện và công nghiệp sẽ xuất phát từ châu Á. Do vậy, thị trường điện toàn cầu đang dịch chuyển theo hướng này, các quy hoạch phát triển chú trọng tăng cường sử dụng LNG làm nhiên liệu cho các dự án nhiệt điện sử dụng khí đốt. Đến năm 2022, dự kiến công suất khí hoá lỏng trên thế giới sẽ tăng thêm 132 bcm, trong đó 70% lượng công suất mới này thuộc về các công ty của Mỹ và Úc. Trong giai đoạn từ nay đến năm 2022, dự kiến nước Mỹ sẽ tiếp tục gia tăng thị phần của mình trong tổng công suất khí hoá lỏng của thế giới với lượng công suất gia tăng là 70 bcm.

Nguồn cung mới từ Mỹ và Úc đang làm gián đoạn biểu đồ dòng chảy khí LNG truyền thống, đồng thời kiến tạo ra các chỉ số giá mới cho LNG dựa trên cơ chế định giá Henry Hub của Mỹ thay vì dựa vào các hợp đồng truyền thống có liên quan đến dầu mỏ. Sau cuộc khủng hoảng dầu toàn cầu năm 2014 và sự phục hồi sau đó, thị trường khí đốt LNG đang bắt đầu chứng kiến sự phân tách trong mối quan hệ giữa giá hợp đồng dài hạn gắn liền với dầu thô và giá giao ngay. Các quy định hợp đồng cung cấp khí thiên nhiên đang thay đổi theo hướng linh hoạt hơn khi loại bỏ các điều khoản hạn chế về điểm giao hàng và quy định ngắn gọn hơn, nhờ đó giúp thị trường giao ngay của châu Á trở nên cạnh tranh hơn. Nhật Bản tự do hoá thị trường

⁴⁵ Hoang Hung, 23 Mar 2019. *VNExpress, LNG power plants take centre stage in Vietnam, investors keen*. Truy cập ngày 10 tháng 7 năm 2019 tại <https://e.vnexpress.net/news/business/industries/lng-power-plants-take-centre-stage-in-vietnam-foreign-investors-keen-3898898.html>.

⁴⁶ Nhóm Ngân hàng Thế giới (2019). *Việt Nam: Tối đa hóa tài chính để phát triển trong lĩnh vực năng lượng*. Ngân hàng Thế giới: Washington, D.C.

⁴⁷ Củng nguồn trích dẫn

và phi điều tiết làm gia tăng áp lực thực hiện mua sắm cạnh tranh; giờ đây nhiều bên mua ở Nhật đang tìm kiếm các công thức định giá thay thế, không gắn với dầu mỏ cho hợp đồng mua bán khí thiên nhiên của mình trong bối cảnh các công ty Nhật đa dạng hoá cách định giá khí LNG sử dụng cả chỉ số giá của trung tâm giao dịch và chỉ số giá giao ngay. Các doanh nghiệp Nhật Bản và Hàn Quốc là hai trong số các nhà đầu tư lớn nhất vào lĩnh vực khí thiên nhiên ở Mỹ vì các doanh nghiệp này nhận ra giá trị lâu dài và tiềm năng của thị trường khí tự nhiên cạnh tranh của Mỹ.

Thay thế than bằng khí tự nhiên trong các nhà máy nhiệt điện sẽ giúp cải thiện sức khỏe cộng đồng và bảo vệ môi trường thông qua việc giảm ô nhiễm không khí. So với các nhiên liệu hóa thạch khác, quá trình đốt khí tự nhiên tạo ra lượng lưu huỳnh, thủy ngân và hạt bụi mịn không đáng kể. Các máy phát chu trình hỗn hợp sử dụng khí tự nhiên với khả năng tăng hoặc giảm tốc 600MW trong vòng 10 phút có thể hỗ trợ việc tích hợp năng lượng gió và năng lượng mặt trời. Khí tự nhiên cũng đóng vai trò quan trọng trong việc đáp ứng nhu cầu sử dụng điện trong thời gian cao điểm và cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy điện nhiệt kết hợp với hiệu quả cao gấp hai lần so với những nhà máy chỉ sản xuất điện.

Tuy nhiên, khí tự nhiên không phải là thuốc chữa bách bệnh. Công tác quản lý còn nhiều hạn chế đối với các hoạt động khoan, khai thác và vận chuyển bằng đường ống có thể dẫn tới rò rỉ khí metan, một loại khí nhà kính mạnh hơn 86 lần so với CO₂ khi giữ nhiệt trong khoảng thời gian 20 năm. Lượng metan bị rò rỉ có thể đạt mức 1-9% tổng lượng phát thải trong suốt vòng đời của một nhà máy điện khí.⁴⁸ Nhiều công nghệ đã được phát triển để giảm lượng khí metan bị rò rỉ, tuy nhiên để triển khai những công nghệ này cần có các hành động chính sách và đầu tư phù hợp ở cả nước xuất khẩu và nước nhập khẩu.

Với những ưu điểm như trữ lượng khí đốt ngoài khơi dồi dào, khả năng nhập khẩu với các điều khoản có lợi trong tương lai gần, được ưu tiên hơn so với than, giảm thiểu tác động đến sức khỏe cộng đồng và môi trường và khả năng hạn

chế ảnh hưởng của biến đổi khí hậu, LNG nên được coi là nguồn nhiên liệu thích hợp thay thế than. Do khí đốt được sử dụng để làm phụ tải nền cũng như giúp phản ứng nhanh giúp khắc phục những thay đổi về nhu cầu hoặc nguồn cung năng lượng tái tạo, đây là nguồn lực có khả năng cạnh tranh hiệu quả để chiếm tỷ trọng cao hơn trong ngành năng lượng của Việt Nam. TSD VII đã quy hoạch việc xây dựng 10 nhà máy nhiệt điện khí đốt, bao gồm sáu nhà máy điện chu trình hỗn hợp với tổng công suất khoảng 24,2 GW, nằm ở Miền Trung, Đông Nam Bộ và khu vực đồng bằng sông Cửu Long. Sự quan tâm của nhà đầu tư cho thấy khả năng các nhà máy điện sử dụng khí tự nhiên sẽ được đề xuất xây dựng để thay thế các nhà máy nhiệt điện than đã được quy hoạch.

Để LNG trở thành nguồn nguyên liệu cho các nhà máy điện, cần xây dựng một mạng lưới trạm chiết nạp khí hóa lỏng. Một báo cáo gần đây được hoàn thiện theo yêu cầu của Tập đoàn Tài chính Quốc tế (IFC) cho thấy đường bờ biển của Việt Nam có nhiều địa điểm phù hợp để xây dựng các Trạm chiết nạp và kho chứa khí hóa lỏng nổi (FSRU) và lắp đặt các trạm tiếp nhận LNG cả ở ngoài khơi và trên bờ.⁴⁹ Cần tiến hành nghiên cứu khả thi tài chính gắn với điều kiện địa lý, quy mô dự kiến và công suất tối đa để xác định liệu Việt Nam có sử dụng các FSRU hay không và sử dụng bằng cách nào. Giá trị của FSRU nằm ở khả năng triển khai nhanh chóng, đặc biệt tại các nhà máy điện khí hiện đang hoạt động.

Trong kế hoạch gần đây của Việt Nam, ngành dầu khí đã đề xuất xây dựng sáu trạm đầu mối LNG. Tính đến đầu năm 2019, 10 trạm đầu mối LNG đã được đề xuất xây dựng. Một trạm (Thị Vải) đang trong quá trình xây dựng. Việc xây dựng các công trình lưu chứa sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc sử dụng khí LNG được vận chuyển bằng xe tải tới các ngành khác ngoài ngành điện. Thay thế khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) bằng khí LNG được cung cấp trực tiếp sẽ giúp tiết kiệm chi phí cho người sử dụng cuối cùng trong dài hạn.

⁴⁸ Liên minh các nhà khoa học quan tâm (2019). *Tác động môi trường của khí tự nhiên*. Truy cập vào 12 tháng 7 năm 2019 tại <https://www.ucsusa.org/clean-energy/coal-and-other-fossil-fuels/environmental-impacts-of-natural-gas#references>

⁴⁹ COWI, (2019). *Báo cáo cấu hình tùy chọn và lựa chọn cấu hình của FSRU*. COWI: Kongens Lyngby, Đan Mạch

LNG IMPORT PROJECTS



Cat Hai LNG Terminal (Hai Phong)
Capacity: 1-3 MMTA, 2031 - 2035

FSRU LNG Terminal (Thai Binh)
Capacity: 0.2-0.5 MMTA, 2026-2030

Khanh Hoa LNG Terminal
Capacity: 3 MMTA, 2030-2035

Ca Na FSRU LNG Terminal (Ninh Thuan)
2026-2030

Son My LNG Terminal (Binh Thuan)
Capacity: 6 MMTA, 2023-2025

Long Son LNG FSRU (BR-VT)
2026-2030

Thi Vai LNG Terminal (BR-VT)
Capacity: 1-3 MMTA, 2022-2023

Hai Linh LNG Terminal (BR-VT)
Capacity: 1 MMTA, 2022-2023

Bac Lieu LNG Terminal
2026-2030

South West LNG Terminal (Ca Mau)
Capacity: 1 MMTA, 2026-2030

Hình 7. Hệ thống đầu cuối khí thiên nhiên được đề xuất hoặc đang xây dựng, 2019.

3.4 Pin lưu trữ mang lại cơ hội mới để duy trì mức độ hoạt động ổn định của lưới điện

Việc cải thiện hiệu quả sử dụng và giảm chi phí sản xuất pin làm gia tăng nhanh chóng nhu cầu sử dụng pin lưu trữ trong các thị trường điện tiên tiến. Tờ Tài chính năng lượng mới Bloomberg viết:

“Chi phí sản xuất điện qui dẫn chuẩn (LCOE) của pin liti-ion đã giảm 35% xuống còn 187 USD/MWh kể từ nửa đầu năm 2018”⁵⁰

Sự thay đổi tích cực này tạo ra ba cơ hội để áp dụng pin lưu trữ trên các thị trường điện của Việt Nam như sau:

1. Củng cố hoạt động ổn định và công suất của lưới điện nhờ bố trí các nhà máy pin lớn trong mạng lưới truyền tải. Một nghiên cứu gần đây đã xác định rằng 200 MW lưu trữ pin được đặt trong lưới điện sẽ cho phép EVN chuyển 500MW đến khu vực Đông Nam, nơi nguồn cung hầu như không đáp ứng nhu cầu.⁵¹

⁵⁰ Tài chính năng lượng mới của Bloomberg (26 tháng 3 năm 2019), *Cập nhật tình hình giảm chi phí lưu giữ năng lượng tạo sức ép lên than, Ga7*. Truy cập ngày 6 tháng 5 năm 2019 tại <https://about.bnef.com/blog/battery-powers-latest-plunge-costs-threatens-Thai-gas/>

⁵¹ Truyền thông cá nhân. Khảo sát chuyên đề của AES về EVN

2. Sản xuất và lưu trữ điện ngay tại nơi sản xuất giúp tăng cường năng lực của đơn vị sản xuất điện từ năng lượng tái tạo hướng tới đáp ứng nhu cầu điện lưới khi cần.

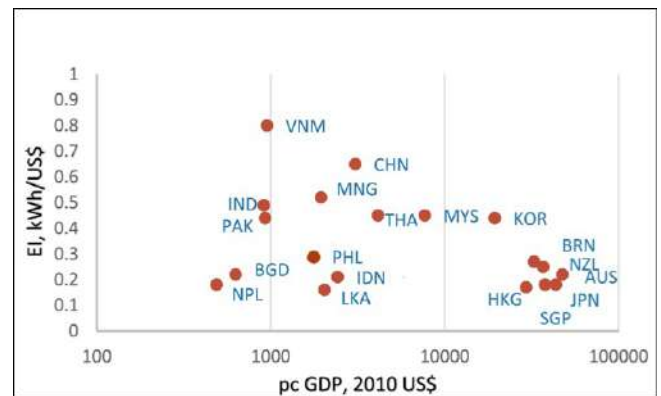
3. Sản xuất và lưu trữ điện mặt trời phân tán tại điểm tiêu thụ. Các đối tượng sử dụng điện cho mục đích thương mại, công nghiệp và dân sinh có cơ hội sử dụng pin trong hoạt động sản xuất điện từ năng lượng tái tạo, đặc biệt là trong hoạt động sản xuất điện mặt trời, nhờ đó giảm được nhu cầu truyền tải trên lưới điện của địa phương.

3.5 Biểu giá điện của Việt Nam chưa thu hồi đầy đủ chi phí và cho thấy rủi ro của hệ thống điện trong tương lai

Theo Ngân hàng thế giới, biểu giá điện của Việt Nam thuộc nhóm thấp nhất trong khu vực, ngay cả khi so sánh với các quốc gia có thu nhập bình quân đầu người thấp như Cam-pu-chia, In-đô-nê-si-a, Phi-líp-pin, Lào và My-an-ma (xem bảng 1).⁵² Biểu giá điện thấp khiến Việt Nam sử dụng năng lượng rất không hiệu quả và nhu cầu sử dụng điện cao. Cường độ năng lượng - chi phí năng lượng so với GDP là chỉ số giúp đo lường hiệu quả sử dụng năng lượng phổ biến nhất. Như trình bày trong hình dưới đây, cường độ năng lượng bình quân đầu người của Việt Nam trong giai đoạn 2009 - 2013 cao hơn so với các nước trong khu vực, đáng chú ý là cao hơn so với các nước có mức GDP bình quân đầu người tương tự như In-đô-nê-si-a, Phi-líp-pin và Sri Lan-ka.⁵³

Nhu cầu tăng nhanh là một kết quả của cường độ năng lượng cao của Việt Nam. Trong giai đoạn 2011 - 2015, mức tiêu thụ điện quốc gia của Việt Nam tăng trung bình

10,6%/năm, thấp hơn so với mức tăng trung bình 13,4%/năm trong giai đoạn 2006 - 2010. Đây là tin tốt cho các nhà hoạch định năng lượng. Tuy nhiên trong khi đó, tỷ trọng của điện trong tổng mức tiêu thụ năng lượng lại tăng, và nhu cầu sử dụng điện được dự báo sẽ tăng 8% mỗi năm trong giai đoạn đến năm 2035, có nghĩa là sản lượng điện cần tăng thêm 93 GW trong giai đoạn này.⁵⁴



Nguồn: Hien, 2019

Hình 8: Cường độ sử dụng năng lượng trung bình của các nước Châu Á - Thái Bình Dương trong giai đoạn 2009 - 2013.

Thông báo chính thức của EVN và Chính phủ cho thấy cần xây dựng biểu giá điện đảm bảo thu hồi đầy đủ chi phí. Tuy nhiên, thông tin chi tiết về cách thực hiện và lộ trình tăng giá điện hiện vẫn chưa rõ ràng.

Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 34 vào năm 2017 quy định khung giá bán lẻ điện trung bình áp dụng trong giai đoạn 2016 - 2020. Mức giá bán lẻ dao động trong khoảng từ 1.606,19 đồng/kWh (6,9 cent Mỹ/kWh) tới 1.906,42 đồng/kWh (8,2 cent Mỹ/kWh), chưa bao gồm thuế VAT.⁵⁵

⁵² Arlet, J. (2017). *Biểu giá điện, thiếu điện và hiệu suất của công ty: Phân tích so sánh*. Truy cập vào ngày 10 tháng 3 năm 2019 tại <http://pubdocs.worldbank.org/vi/444681490076354657/Electricity-Tariffs-Power-Outages-and-Firm-Performance.pdf>

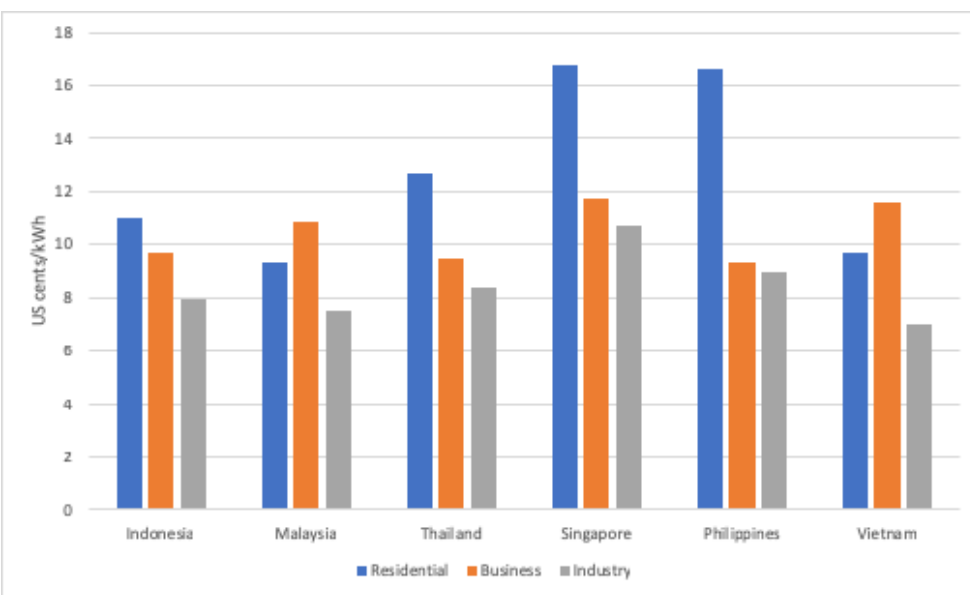
⁵³ Hiên, P. D. (2019). *Sử dụng điện quá mức ở Việt Nam: Bằng chứng từ một nghiên cứu so sánh các nước châu Á - Thái Bình Dương*, trong *Chính sách năng lượng*, tập. 130, trang 409-417.

⁵⁴ Bộ Công Thương (MOIT) (2018). *Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam*, 2017. Hà Nội, MOIT.

⁵⁵ VBF (12 tháng 6 năm 2018). *Gặp gỡ giữa Cơ quan quản lý điện lực Việt Nam và Diễn đàn doanh nghiệp Việt Nam*. Tóm tắt cuộc họp được chuẩn bị bởi Nhóm Công tác Điện và Năng lượng của VBF.

Lãnh đạo Cục điều tiết điện lực Việt Nam cho biết trong cả bốn kịch bản quy hoạch hiện nay, tổng sản lượng điện của các nhà máy nhiệt điện than sẽ tăng đáng kể, gây áp lực cho EVN phải tăng giá bán điện.⁵⁶ Ngoài ra, giá than dự kiến sẽ tăng 5% trong năm 2019; do chi phí than chiếm tỷ trọng đáng kể trong chi phí sản xuất điện, việc tăng giá này sẽ gây áp lực không nhỏ cho ngành điện.⁵⁷

Một báo cáo gần đây khuyến nghị rằng EVN cần tăng biểu



Nguồn: Epifany 2018.⁵⁹

giá bán điện trung bình 7% mỗi năm để có thể thu hồi đầy đủ chi phí.⁵⁸

Hình 9: So sánh giá bán điện giữa các quốc gia Đông Nam Á, 2018

Nhìn chung, các đối tượng tiêu thụ điện của Việt Nam đang được hưởng mức giá thấp nhất trong khu vực Đông Nam

Á, trong đó các doanh nghiệp công nghiệp đang sử dụng điện với giá thấp hơn 14% so với mức giá trung bình ở Việt Nam. Tuy nhiên kết quả khảo sát các đối tượng sử dụng điện cho mục đích công nghiệp của IISD năm 2015 cho thấy giá thấp không phải là nguyên nhân khiến các doanh nghiệp này đặt cơ sở kinh doanh FDI ở Việt Nam, việc các doanh nghiệp này được các đơn vị cung ứng điện dành ưu tiên là nhằm đảm bảo họ luôn có nguồn cung ổn định, an toàn và chất lượng cao. Trong khảo sát này, một vài

doanh nghiệp trong lĩnh vực sản xuất xi măng và phân bón cho biết họ không chịu tác động nhiều từ giá điện và mong muốn có cơ hội mua điện sản xuất từ năng lượng tái tạo. Báo cáo này kết luận rằng việc công ty điện trợ giá và hỗ trợ chéo cho các đối tượng tiêu thụ công nghiệp ở Việt Nam giúp họ được hưởng mức giá thấp hơn so với giá mua điện trung bình không được các doanh nghiệp này đánh giá cao hoặc không cần thiết.

3.6 Cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng có thể hạn chế tốc độ tăng của nhu cầu sử dụng điện, giảm phát thải các-bon và tăng năng suất

Tốc độ tăng trưởng của nhu cầu điện Việt Nam đã cao hơn nhiều so với tốc độ tăng trưởng GDP trong hai thập kỷ qua và cường độ năng lượng của Việt Nam, đạt 0,94 kWh / đô la Mỹ trong năm 2014, là mức cao nhất trong khu vực Châu Á Thái Bình Dương. Sự thiếu gắn kết giữa tăng trưởng kinh tế và cường độ năng lượng làm suy yếu giả định rằng mức cường độ năng lượng cao của Việt Nam là hợp lý khi cần thiết để thúc đẩy tăng trưởng kinh tế.

⁵⁶ Minh, Anh (ngày 2 tháng 12 năm 2018). *Việt Nam có thể tăng giá điện trong năm tới*. Truy cập ngày 7 tháng 1 năm 2019 tại <https://e.vnexpress.net/news/business/industries/vietnam-may-increase-electricity-prices-next-year-3847868.html>

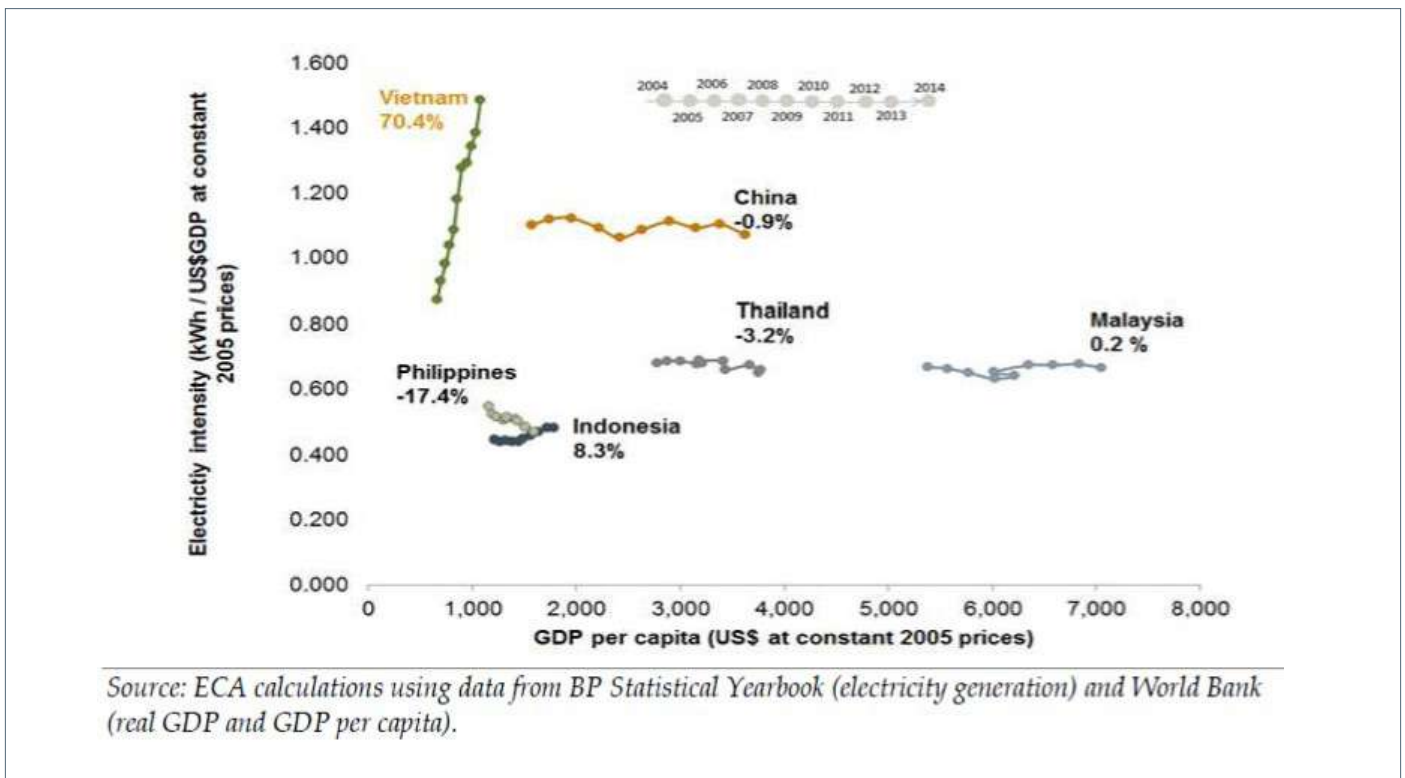
⁵⁷ Cùng nguồn trích dẫn

⁵⁸ VLEEP (Thông tin nội bộ)

⁵⁹ Epifany, S. (ngày 31 tháng 1 năm 2018). *Biểu thuế điện Indonesia vẫn cạnh tranh trong khu vực ASEAN*. Truy cập ngày 20 tháng 6 năm 2014 tại <https://www.infrastructureasiaonline.com/government/indonesia-electricity-tariff-still-competitive-asean-region>

Xu hướng chung của một nền kinh tế đang phát triển là tăng cường độ năng lượng khi người tiêu dùng chuyển từ quạt điện sang điều hòa không khí, mua tủ lạnh và tivi và bỏ các thiết bị cầm tay của họ để chuyển sang các thiết bị điện. Tuy nhiên, tại Việt Nam, động lực chính của cường độ năng lượng là trong sản xuất. Từ năm 1994 đến 2014, ngành công nghiệp của Việt Nam tiêu thụ điện gấp mười lần so với ngành dịch vụ nhưng tạo ra ít giá trị gia tăng GDP. Sản xuất và chế biến là gánh nặng cho việc sử dụng điện kém hiệu quả của Việt Nam, không phải người tiêu dùng. Một bài báo gần đây của Tiến sĩ Phạm Duy Hiển thuộc Viện Năng lượng Nguyên tử Việt Nam cho rằng công nghệ lỗi thời trong quy trình sản xuất, mà việc sử dụng là kết quả của thuế quan được giữ dưới mức phục hồi chi phí và trên thực tế, đạt thấp hơn cho ngành công nghiệp so với ngành dịch vụ.⁶¹

Kế hoạch Năng lượng sản xuất tại Việt Nam 1.0 cho thấy 11% số nhà máy điện dự kiến sẽ được xây dựng trong giai đoạn đến năm 2030 là không cần thiết nếu Việt Nam thúc đẩy đầu tư vào lĩnh vực sử dụng năng lượng hiệu quả. Giá bán điện thấp và cơ cấu biểu giá không rõ ràng làm các đối tượng còn sử dụng lãng phí và không khuyến khích được đầu tư vào lĩnh vực sử dụng năng lượng hiệu quả trong khi nhiều đơn vị tiêu thụ cho rằng giá mua của họ sẽ tiếp tục được ngân sách nhà nước hỗ trợ ở mức cao. Quyết định số 34/2017/QĐ-TTg về khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân giai đoạn 2016 - 2020 ban hành ngày 25/7/2017 và “khung giá mua điện” công bố hồi tháng 12/2017 không thể hiện mối liên quan rõ ràng với việc áp dụng một hệ thống xác định giá điện theo thị trường và cho thấy giá bán điện sẽ tăng thấp hơn so với mức CPI hiện nay. Điều này sẽ hạn chế chứ không có tác dụng khuyến khích đầu tư vào lĩnh vực sử dụng năng lượng hiệu quả.



Hình 10. Thay đổi trong cường độ sử dụng năng lượng từ năm 2004 đến năm 2014

⁶⁰ Cùng nguồn trích dẫn

⁶¹ Cùng nguồn trích dẫn, Trang 415.



4 Hệ thống năng lượng đa dạng hơn sử dụng các nguồn lực trong nước có thể đảm bảo lộ trình phát triển năng lượng an toàn, nhanh chóng và bền vững hơn.

4.1 Các ưu tiên chiến lược về năng lượng

MVEP2.0 là kế hoạch định hướng theo hoạt động kinh doanh kêu gọi xây dựng lộ trình phát triển năng lượng trong tương lai cho Việt Nam đảm bảo chi phí phải chăng và khả năng được cấp vốn để

1. Đáp ứng nhu cầu năng lượng đang gia tăng
2. Đảm bảo không phụ thuộc về năng lượng
3. Giúp người tiêu dùng tiếp cận tới năng lượng sạch

Hai nghiên cứu gần đây do các tổ chức khác nhau thực hiện và đi đến kết luận giống nhau rằng việc xây dựng lộ trình phát triển trong đó đảm bảo sử dụng năng lượng hiệu quả, phổ biến năng lượng tái tạo, nhiệt điện sử dụng khí đốt chiếm tỷ trọng đáng kể để thay thế cho nhiệt điện than sẽ mang lại nhiều lợi ích hơn cho ngành điện của Việt Nam. Chúng tôi ủng hộ nguyên tắc cơ bản của lộ trình nói trên và tóm tắt các lợi ích chính như dưới đây.

Bảng 3. Kết quả từ “Lộ trình chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo” để đảm bảo hệ thống năng lượng trong tương lai cho Việt Nam của McKinsey¹

	Kế hoạch hiện nay	Lộ trình chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo	Nội dung quan trọng
Sạch hơn Tổng lượng phát thải giai đoạn 2017 - 2030, CO2 tương đương	3,5 giga tấn	2,4 giga tấn	<ul style="list-style-type: none"> Lộ trình phát triển chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo giảm bớt các phát thải chính <ul style="list-style-type: none"> o Giảm 1,1 giga tấn (tương đương 32%) lượng phát thải khí nhà kính o Giảm 0,58 mega tấn (tương đương 33%) lượng phát thải bụi
An toàn hơn Tổng lượng nhiên liệu nhập khẩu trong giai đoạn 2017 - 2030, MMBtu ²	18 tỷ	7 tỷ	<ul style="list-style-type: none"> Lộ trình phát triển chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo giảm bớt lượng nhiên liệu phải nhập khẩu <ul style="list-style-type: none"> o Giảm 440 triệu tấn than nhập khẩu (giảm khoảng 70%) o Tạo ra 465.000 công ăn việc làm
Rẻ hơn Tổng chi phí ³ giai đoạn 2017 - 2030	230 tỷ USD	207 tỷ USD	<ul style="list-style-type: none"> Lộ trình phát triển chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo tiết kiệm được 10% chi phí (23 tỷ USD) so với kế hoạch hiện nay: <ul style="list-style-type: none"> o Tăng 5 tỷ USD chi phí vốn đầu tư điện mặt trời o Tăng 2 tỷ USD chi phí vận hành và bảo dưỡng o Giảm 6 tỷ USD tiền lãi suất

Nguồn: McKinsey 2019

¹ Mô hình chạy cho giai đoạn 2017 - 2040 với giả định nhu cầu sử dụng điện sau năm 2030 không tăng để có thể so sánh được với kế hoạch hiện nay, đồng thời tối ưu hóa công suất trong giai đoạn này..

² Một triệu đơn vị nhiệt Anh

³ Điều chỉnh giá trị cuối của tài sản đến cuối năm 2030 hoặc cuối năm 2040, tùy theo công tác vận hành, giả định khấu hao quỹ dự phòng hoàn trả, tính bằng đồng USD thời giá năm 2015 (bao gồm chi phí vốn, chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định và lưu động, chi phí nhiên liệu, trợ giá nhiên liệu và lãi suất).

⁶² McKinsey & Company (2019). *Tìm kiếm lộ trình thay thế cho tương lai năng lượng của Việt Nam*. Truy cập ngày 1 tháng 5 năm 2019 tại <https://www.mckinsey.com/featured-insights/asia-pacific/exploring-an-alternative-pathway-for-vietnams-energy-future>

4.2 Lộ trình phát triển trong đó chú trọng năng lượng tái tạo, có sử dụng thủy điện và nhiệt điện sử dụng khí đốt tự nhiên là giải pháp có chi phí thấp nhất để Việt Nam có thể nhanh chóng đáp ứng nhu cầu về năng lượng.

Báo cáo gần đây của McKinsey về ngành năng lượng của Việt Nam đã phân tích kịp thời để đánh giá những đánh đổi về tài chính, môi trường và xã hội giữa lộ trình phát triển hiện nay và lộ trình phát triển chú trọng năng lượng tái tạo. Cụ thể là báo cáo này nhấn mạnh đến “Lộ trình chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo” để đảm bảo hệ thống năng lượng trong tương lai cho Việt Nam.⁶² Lộ trình chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo là phương án tối ưu, có chi phí thấp được xây dựng trên cơ sở mô hình điều độ theo giờ để đáp ứng nhu cầu năng lượng trong 15 năm tới, điều độ kinh tế các nguồn lực thủy điện và dựa vào hạ tầng khí đốt của Việt Nam. Yếu tố chính của mô hình này là hợp đồng mua bán điện có khả năng được cấp vốn để thu hút tài trợ

nợ giúp làm giảm đáng kể chi phí vốn cho ngành điện của Việt Nam.

Các mô hình kịch bản của McKinsey cho thấy các tiềm năng phát triển khác nhau của ngành điện Việt Nam.

Lộ trình chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo mang lại những lợi ích chính sau:

1. **Sạch hơn:** Giảm 32% lượng phát thải khí nhà kính
2. **An toàn hơn:** Giảm 70% lượng than đá nhập khẩu (tương đương hàng triệu tấn)
3. **Rẻ hơn:** Tiết kiệm được 10% chi phí so với kế hoạch hiện nay
4. **Tạo ra nhiều công ăn việc làm hơn:** lộ trình này giúp tạo ra thêm 465.000 việc làm ở Việt Nam trong giai đoạn 2017 - 2030

4.34.3 Kịch bản phát triển chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo sẽ giảm mức tăng phát thải CO2 và hỗ trợ Việt Nam thực hiện tốt hơn cả các cam kết NDC của mình.

Năm 2017, Trung tâm phát triển sáng tạo xanh thực hiện phân tích tối ưu hóa chi phí thấp nhất cho ngành điện Việt Nam đến năm 2030, có tính đến các chi phí sức khỏe cộng đồng và môi trường của ô nhiễm do các nhà máy nhiệt điện than và việc phát thải CO2 gây ra.

Kịch bản phát triển của Green ID cho kết quả tương tự như Lộ trình phát triển chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo của McKinsey:

1. **Củng cố an ninh năng lượng quốc gia** nhờ giảm bớt phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu;
2. **Tránh được việc xây dựng** khoảng 25 nhà máy nhiệt điện than mới với tổng công suất 30.000 MW đến năm 2030;
3. **Giảm áp lực phải huy động** lượng vốn đầu tư trị giá 60 tỷ USD để xây dựng các nhà máy nói trên;
4. **Tránh được việc tiêu thụ** 70 triệu tấn than mỗi năm; tiết kiệm được 7 tỷ USD/năm nhờ giảm phụ thuộc vào than nhập khẩu;
5. **Giảm phát thải** 116 triệu tấn CO2 mỗi năm so với bản điều chỉnh TSD VII, đảm bảo việc thực hiện các

mục tiêu của Thỏa thuận Paris của Việt Nam; và

6. **Giảm ô nhiễm nước và không khí**, giảm 7.600 ca tử vong sớm mỗi năm so với bản điều chỉnh TSD VII.

4.4 Khuyến nghị của VBF phù hợp với phương thức tiếp cận này kèm theo một số cảnh báo

Mặc dù cơ sở đánh giá và dự báo kỹ thuật còn gây nhiều tranh cãi, cả hai nghiên cứu trên đều đưa ra kết luận rằng phương thức tiếp cận chú trọng việc sử dụng năng lượng tái tạo giúp mang lại hiệu quả về mặt chi phí, tăng cường an ninh năng lượng, giảm thiểu ô nhiễm và các trường hợp tử vong liên quan cũng như các tác động tiêu cực tới sức khỏe con người, đồng thời tạo ra nhiều cơ hội việc làm cho lao động Việt Nam. Nội dung này phù hợp với các khuyến nghị được trình bày trong báo cáo này. Tuy nhiên, chúng tôi có quan điểm khác với đánh giá của McKinsey về vai trò của thủy điện trong việc tăng cường sự ổn định của lưới điện quốc gia. Khí hậu gió mùa của Việt Nam gây rất nhiều khó khăn trong công tác quản lý tại các đập thủy điện, để đảm bảo mực nước không xuống quá thấp vào mùa khô và không lên quá cao vào mùa mưa. Hơn nữa, trước thực tế các đập thủy điện lớn nhất nằm ở phía Bắc trong khi tình trạng thiếu hụt năng lượng chủ yếu diễn ra ở phía Nam, công tác quản lý thủy điện để dự trữ và ổn định lưới điện sẽ không dễ dàng đạt được. Điện mặt trời nổi lắp đặt trên các hồ chứa thủy điện, đặc biệt là ở khu vực phía Nam, là một giải pháp cho vấn đề này, theo đó các nguồn năng lượng sẽ được lắp đặt cung cấp ở những nơi có nhu cầu, đồng thời giúp giảm áp lực sản xuất điện trong mùa khô cho các đơn vị vận hành đập thủy điện. Đối với ước tính của Green ID về chi phí có thể tránh được, chúng tôi cũng có quan điểm khác. Chúng ta không thể giả định rằng việc tạm dừng phê duyệt các dự án nhiệt điện than mới sẽ dẫn tới những tiết kiệm theo dự báo của Green ID. Thứ nhất, chúng ta không thể giả định rằng công suất của các nhà máy nhiệt điện than dự báo sẽ được thay thế bằng năng lượng tái tạo. Thứ hai, do phải xây dựng các trạm đầu mối và phải nhập khẩu LNG để cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy điện, công tác đầu tư và nhập khẩu phải được duy trì thường xuyên. Vì những lý do trên, chúng tôi khuyến nghị trong chiến lược LNG của Việt Nam, cần bổ sung nội dung về xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu ở mức độ phù hợp và đưa nguồn dự trữ ngoài khơi của Việt Nam vào sản xuất.



- 5** VBF khuyến nghị một chiến lược năng lượng ưu tiên năng lượng tái tạo dựa trên các nguồn năng lượng đa dạng để tạo ra một hệ thống điện an toàn, an ninh, đáng tin cậy và có hàm lượng carbon thấp

MVEP2.0 ghi nhận các vấn đề trong ngắn hạn và phức tạp cần sự chú ý và quản lý của các cơ quan ban ngành, đơn vị sản xuất điện cũng như các bên có liên quan khác của Việt Nam. Cụ thể là việc đáp ứng trên cơ sở đảm bảo hiệu quả chi phí nhu cầu năng lượng trong ngắn hạn với mức tăng 8% mỗi năm trong khi vẫn đảm bảo lựa chọn đúng các hạ tầng và công nghệ trong bối cảnh ngành năng lượng đang thay đổi nhanh chóng. Quan điểm của chúng tôi là, với cấu trúc chi phí hiện nay, lộ trình phát triển chú trọng sử dụng năng lượng tái tạo sẽ không chỉ cung cấp cho Việt Nam công cụ đáp ứng nhu cầu năng lượng mà còn giúp Việt Nam phát triển được ngành năng lượng đáng tin cậy, có chi phí phải chăng để thực hiện các mục tiêu môi trường và xã hội của đất nước.

5.1 VBF khuyến nghị sáu lĩnh vực chính sách chính

Kế hoạch Năng lượng sản xuất tại Việt Nam (MVEP2.0) khuyến nghị thực hiện các biện pháp để phát triển ngành năng lượng bền vững về mặt môi trường, xã hội và tài chính trên cơ sở các quyết định chính sách quan trọng sau đây.

1. Ưu tiên năng lượng tái tạo trong quy hoạch điện quốc gia
2. Tăng cường sử dụng khí tự nhiên như “phụ tải nền phù hợp nhất” cho năng lượng tái tạo.
3. Xây dựng môi trường pháp lý và thuận lợi để thu hút đầu tư tư nhân vào hoạt động sản xuất năng lượng sạch và sử dụng năng lượng hiệu quả.
4. Xây dựng một môi trường pháp lý và cho phép thu hút đầu tư ngoài quy mô nhỏ hơn vào sản xuất năng lượng sạch và hiệu quả năng lượng
5. Đầu tư phát triển hạ tầng lưới điện để cải thiện tính ổn định và nâng cao công suất.
6. Ngưng phê duyệt các dự án than.

5.2 Để thực hiện được các mục tiêu nói trên, VBF khuyến nghị thực hiện các chính sách sau:

Phân bổ rủi ro công bằng hơn giữa các nhà đầu tư tư nhân và cơ quan đối tác nhà nước.

Nếu Việt Nam có thể cải thiện được hợp đồng mua bán điện mặt trời đáp ứng được các tiêu chuẩn mà các ngân hàng quốc tế và trong nước có thể chấp nhận được thì ngay lập tức chi phí tài chính của các nhà máy điện mặt trời sẽ giảm, và đến năm 2021, giá mua điện FIT ở mức 7,5 cent Mỹ / kWh sẽ thu hút được 2 tỷ USD đầu tư trực tiếp nước ngoài vào lĩnh vực năng lượng mặt trời.

1. Bộ Công thương tiến hành ba cải thiện và chỉnh sửa quan trọng nhất đối với hợp đồng mua bán điện mặt trời áp dụng từ ngày 1/7/2019 (bao gồm (i) thanh toán chấm dứt hợp đồng, (ii) EVN cắt giảm, không tiếp nhận và thanh toán, (iii) giải quyết tranh chấp/ trọng tài và gia hạn áp dụng giá mua FIT trong vòng 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại nêu trong hợp đồng mua bán điện đối với dự án sản xuất điện mặt trời mới có ngày vận hành thương mại trước 30/6/2021; mức giá mua sẽ giảm nếu dự án vận hành sau ngày nói trên.
2. Việt Nam cũng nên cải thiện và điều chỉnh các mẫu hợp đồng mua bán điện gió, điện lực sinh khối và điện từ rác.
3. Giai đoạn 1 phát triển năng lượng mặt trời (2017/2018) giúp xây dựng các công trình có công suất lắp đặt 500 MW đến 750 MW, tuy nhiên hiện nay các nguồn lực tài chính ngân hàng trong nước đã được huy động hết. Chúng tôi khuyến nghị xây dựng các chính sách hỗ trợ cho ngân hàng trong nước hợp tác với ngân hàng và các nhà đầu tư quốc tế cùng đầu tư với các đơn vị phát triển trong nước thực hiện dự án sản xuất điện mặt trời có khả năng được cấp vốn.

Thúc đẩy đầu tư vào lĩnh vực sử dụng năng lượng hiệu quả và hoạt động sản xuất điện phân tán của đối tượng tiêu thụ điện

Cơ cấu giá bán điện hiện nay không đảm bảo thu hồi được chi phí sản xuất và phân phối điện tới người tiêu thụ, đòi hỏi nhà nước phải trợ giá ngày càng nhiều dưới tác động của tình trạng chi phí sản xuất và phân phối điện mới sẽ gia tăng không thể tránh được trong giai đoạn 2018 - 2020.

MVEP2.0 khuyến nghị Chính phủ Việt Nam xây dựng một hệ thống định giá điện vận hành theo thị trường trong khuôn khổ TSD VIII cho phép:

1. Tiếp tục xã hội hoá hệ thống định giá, có hỗ trợ cho đối tượng có thu nhập thấp
2. Hạn chế nhu cầu nhà nước đảm bảo các khoản vay
3. Hạn chế tình trạng sử dụng điện lãng phí do vậy sẽ giảm áp lực phát triển các nguồn điện mới
4. Thu hút đầu tư của khu vực tư nhân vào lĩnh vực sản xuất điện sạch phân tán và sử dụng năng lượng hiệu quả
5. Xây dựng được biểu giá bán điện công bằng và minh bạch cho đối tượng tiêu thụ có khả năng thanh toán mức giá thu hồi đầy đủ chi phí
6. Bảo vệ các ngành chủ chốt có vai trò quan trọng đối với quốc gia, ví dụ như sản xuất phân bón, thép và xi măng.

Để thực hiện các mục tiêu nói trên, MVEP2.0 đề xuất thực hiện ba hành động chính sách chính sau:

- 1.1. Thiết kế lại giá mua theo giờ ban ngày áp dụng cho các đối tượng tiêu thụ vì mục đích thương mại và công nghiệp (C và I) để giảm nhu cầu đỉnh cũng như phụ tải đỉnh trên hệ thống truyền tải và giảm bớt tổn thất trong quá trình truyền tải.

2. Xây dựng biểu giá bán lẻ điện theo khu vực với các mức giá khác nhau áp dụng cho các khu vực khác nhau trong thị trường bán buôn điện.

3. Công bố lộ trình thực hiện giá bán điện vận hành theo thị trường tới năm 2020 và 2025 cho các đối tượng tiêu thụ điện vì mục đích thương mại và công nghiệp. Các biện pháp này ra hiệu cho thị trường biết cần sử dụng năng lượng một cách hiệu quả hơn trước khi giá bán điện tăng, đồng thời giúp các đơn vị mới tham gia vào nền kinh tế Việt Nam có thông tin minh bạch.

Trong quá trình xây dựng TSD VIII, Chính phủ Việt Nam và các đối tác phát triển đa phương cần tập trung vào các lĩnh vực đầu tư có thể khuyến khích sự tham gia của khu vực tư nhân

Về nguyên tắc, đầu tư công cần tập trung vào các lĩnh vực năng lượng mang lại nhiều lợi ích xã hội và môi trường nhưng có tỷ suất lợi nhuận không rõ ràng hoặc có lợi nhuận sau một thời gian rất dài. Đây là các lĩnh vực khó thu hút đầu tư tư nhân. Với các quy định chính sách hiện nay, các đầu tư này nhằm:

1. Nâng cấp và mở rộng các mạng lưới truyền tải và phân phối điện
2. Cải thiện công tác quản lý hệ thống năng lượng hướng tới đảm bảo các hệ thống điện sản xuất từ năng lượng tái tạo và hệ thống pin lưu trữ (BESS) chiếm tỷ trọng cao hơn.
3. Cải thiện công tác thu thập và cung cấp dữ liệu liên quan đến năng lượng, bao gồm các hoạt động lập bản đồ bức xạ mặt trời, bản đồ tài nguyên gió và phân tích sự thích hợp của đất đai.
4. Phổ biến các chính sách khuyến khích cơ quan

nhà nước và hộ gia đình sử dụng điện sinh khối, điện mặt trời, điện gió và các nguồn điện sạch khác.

5. Rút ngắn thời gian ra quyết định và điều phối công tác xây dựng quy định pháp luật để khuyến khích phát triển các nguồn khí đốt ngoài khơi, khí LNG, sử dụng năng lượng hiệu quả và năng lượng tái tạo.

Cung cấp cơ chế bù trừ điện năng cho điện mặt trời áp mái được giao cho EVN

Nhiều thành viên của VBF đã ký hợp đồng mua bán điện với EVN để bán lượng điện dư thừa do hệ thống điện mặt trời áp mái sản xuất. Họ cho biết công tác thanh toán của EVN bị trì hoãn khi áp dụng cơ chế bù trừ điện năng trong hợp đồng này. EVN đã giải thích cho VBF rằng những khó khăn khi tính thuế VAT cho lượng điện bán theo hợp đồng mua bán điện giữa chủ công trình và EVN là rào cản khiến EVN chưa thanh toán được và cho biết EVN đang cố gắng giải quyết vấn đề này

Theo công văn số 1337/EVN-KD ngày 21/3/2018 của Tập đoàn Điện lực Việt Nam gửi cho các công ty điện các tỉnh hướng dẫn tạm thời đối với các dự án/ hệ thống điện mặt trời trên mái nhà:

- Đối với sản lượng điện dư của khách hàng phát lên lưới điện của đơn vị điện lực: việc thanh quyết toán sẽ được thực hiện khi có hướng dẫn chi tiết của Bộ Công Thương và Bộ Tài chính (Điều 3.c), và
- Hợp đồng mua bán điện của dự án điện mặt trời trên mái nhà theo mẫu quy định tại thông tư số 16/2017/TT-BCT sẽ được ký kết chính thức giữa khách hàng và đơn vị điện lực sau khi có đầy đủ hướng dẫn của Bộ Tài chính và Bộ Công thương (Điều 5).

Góp ý của VBF cho các quy định về điện mặt trời trên mái nhà là Việt Nam có thể cho phép lắp đặt thiết bị có công suất 3MW mà không cần phải có Giấy phép hoạt động điện lực. VBF khuyến nghị Bộ Công thương cần cân nhắc tăng mức miễn trừ giấy phép hoạt động điện lực cho dự án phát điện có công suất lắp đặt từ dưới 01 MW lên mức 3MW để người dân có thể được hưởng lợi ích khi đầu tư vào hệ thống điện mặt trời áp mái.

Chúng tôi được biết Bộ Công thương đang soạn thảo một Thông tư thay thế cho Thông tư số 12/2017/TT-BTC về cấp phép hoạt động điện lực. Tuy nhiên theo chúng tôi biết thì bản dự thảo Thông tư mới vẫn giữ quy định miễn trừ giấy phép hoạt động điện lực cho công trình phát điện có công suất lắp đặt dưới 01 MW. Do vậy, chúng tôi tiếp tục đề nghị Bộ Công thương cân nhắc khuyến nghị của chúng tôi tăng mức miễn trừ lên thành 3MW trong bản dự thảo Thông tư mới.

VBF đề nghị Bộ Tài chính và Bộ Công thương cần đặc biệt lưu ý xử lý nhanh và làm rõ việc khi nào có thể thanh toán cho sản lượng điện bán cho đơn vị điện lực.

Tạo môi trường pháp lý thuận lợi hỗ trợ phát triển năng lượng gió ngoài khơi.

Điện gió ngoài khơi đang phát triển nhanh chóng vì đây là một trong những giải pháp năng lượng tái tạo có chi phí thấp nhất. Các nhà đầu tư đã nhận thấy tiềm năng lớn trong việc phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam trong khuôn khổ thị trường năng lượng bền vững. Với đường bờ biển dài, nguồn tài nguyên gió ngoài khơi có thể giúp Việt Nam xây dựng các nhà máy điện gần những địa điểm có nhu cầu cao thay vì tập trung quá nhiều nhà máy tại các tỉnh có nhu cầu thấp như Ninh Thuận và Bình Thuận.

VBF đề xuất Bộ Công Thương xem xét việc phát triển điện gió ngoài khơi với quy mô lớn theo hướng:

1. Thiết lập các hợp đồng mua bán điện có khả năng vay vốn của các tổ chức tài chính quốc tế
2. Đồng bộ quy trình cấp phép và quy hoạch tổng thể trong cơ chế một cửa duy nhất.
3. Huy động sự tham gia của Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia - EVN và tất cả các bên liên quan trong việc xây dựng Kế hoạch Truyền tải Lưới điện Chiến lược và xem xét cho phép các chủ đầu tư xây dựng đường truyền 220kv và 500kv của riêng mình
4. Xác định biểu giá điện (FIT) áp dụng cho đến năm 2025

Cho phép các nhà máy điện với hệ thống quản lý tài sản năng lượng bằng chương trình lưu trữ BTM có công suất tối đa 50MW

Sản xuất điện gần khu vực tiêu thụ, có hệ thống quản lý tài sản năng lượng bằng chương trình lưu trữ BTM, để tự đáp ứng nhu cầu tiêu thụ, sử dụng công nghệ điện mặt trời, gió, nhiệt từ đốt rác hoặc sinh khối là một giải pháp hiệu quả về chi phí để đáp ứng nhu cầu năng lượng địa phương. Phương án này giúp loại bỏ áp lực đối với lưới phân phối điện địa phương và giảm bớt gánh nặng đầu tư vốn của EVN vào mạng lưới phân phối và truyền tải điện. Mặt khác, do điện không đấu nối vào lưới điện nên EVN cũng không phải lo ngại về vấn đề an toàn

VBF khuyến nghị các nhà máy điện với hệ thống quản lý tài sản năng lượng bằng chương trình lưu trữ BTM và không đấu nối điện vào lưới điện EVN:

1. Được miễn yêu cầu phải có giấy phép hoạt động điện lực nếu công suất chưa vượt quá 50MW
2. Không bắt buộc phải xin phê duyệt trong Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia
3. Cần thông báo kịp thời cho EVN về thời điểm đưa nhà máy điện vào vận hành.

Biểu giá điện FIT đối với việc kết hợp năng lượng mặt trời và pin.

Các quy định về năng lượng mặt trời / pin không nằm trong dự thảo quyết định mới nhất của Thủ tướng Chính phủ về giá điện mặt trời. Kết hợp điện mặt trời và lưu trữ năng lượng bằng pin là cách thức hiệu quả để sản xuất và cung cấp điện cũng như đảm bảo tính ổn định của lượng điện đấu nối vào lưới điện. Chúng tôi được biết một nghiên cứu do AES thực hiện đã hoàn thành và hai nghiên cứu khác do USTDA và ADB tài trợ đang trong quá trình triển khai. Chúng tôi hiểu rằng EVN đang đợi những nghiên cứu này được hoàn thành để đánh giá vai trò và xác định giá pin điện.

Tuy nhiên, VBF đề xuất đưa nội dung về kết hợp lưu trữ điện mặt trời và pin vào trong dự thảo cuối cùng của Quyết định về các dự án điện mặt trời năm 2019

Tăng giá FIT trong Quyết định về năng lượng mặt trời năm 2019 hoặc xây dựng mô hình PPA khả thi.

Nhóm Công tác Điện & Năng lượng VBF hy vọng và hoan nghênh việc Quyết định về các dự án điện mặt trời sẽ được hoàn thiện và ban hành trong năm 2019. Tuy nhiên, giá điện FIT mới đã bị cắt giảm tới 30% và có thể là quá thấp để thu hút các nhà đầu tư tham gia các dự án điện mặt trời. Tỷ suất lợi nhuận ròng cho các nhà đầu tư hiện vẫn đang thấp hơn lãi suất tiền gửi kỳ hạn một năm tại ngân hàng Việt Nam. Vì tỷ suất lợi nhuận thấp, chi phí phát triển cao, những biến động trong đấu nối lưới điện và các hợp đồng PPA không có khả năng vay vốn từ các tổ chức tài chính quốc tế, hầu hết các dự án điện mặt trời còn lại (~363 dự án) có nguy cơ không bao giờ được đưa vào vận hành

VBF khuyến nghị: trong Phụ lục 2:

1. Cần tăng mức giá bán điện đề xuất hoặc ban hành dự thảo hợp đồng PPA mới để đảm bảo khả năng vay vốn từ các tổ chức tài chính quốc tế.
2. Theo bản đồ bức xạ mặt trời của Việt Nam,

Khánh Hòa, Đắk Lắk, Gia Lai và Phú Yên có lượng năng lượng tương đương với hầu hết các tỉnh thuộc Khu vực 3. Những tỉnh này nên được đưa vào ở Khu vực 3 thay vì Khu vực 4.

Ưu tiên điện mặt trời nổi và xúc tiến triển khai rộng rãi

Điện mặt trời nổi không gặp phải vấn đề quá tải công suất lưới điện (do được đặt trên các hồ chứa thuộc hệ thống thủy điện) và gần như không tác động tiêu cực tới việc sử dụng đất

VBF khuyến nghị như sau đối với các dự án điện mặt trời nổi:

1. Giá FIT được tăng ở mức 9 cent Mỹ/kWh đến năm 2022, để khuyến khích các nhà đầu tư tham gia dự án điện mặt trời nổi và tạo điều kiện cho nhà đầu tư thu hồi chi phí thiết bị
2. Được ưu tiên hơn trong Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia so với các dự án điện khác

Hướng về phía trước với việc chuyển đổi sang nền kinh tế thị trường và tự do hóa.

Việt Nam cam kết cải thiện khả năng tiếp cận thị trường cho các nhà đầu tư dự án điện tư nhân và cho phép thành lập thị trường điện cạnh tranh. Tuy nhiên, quá trình cổ phần hóa các tổng công ty phát điện (EVN GENCO) chưa có nhiều tiến triển. Thị trường bán buôn điện Việt Nam là bước quan trọng tiếp theo trong quá trình tự do hóa thị trường năng lượng, tuy nhiên việc triển khai đã chậm trễ so với mốc thực hiện đặt ra ban đầu là năm 2016.

VBF đề xuất Bộ Công Thương

1. Tiến hành cổ phần hóa các tổng công ty phát điện (GENCO) trong năm 2019
2. Triển khai thị trường bán buôn điện trong năm 2020

Làm rõ tác động của Luật Quy hoạch 2018 đối với hoạt động đầu tư của ngành điện.

Luật Quy hoạch năm 2018 đã gây nhiều lo ngại trong cộng đồng nhà đầu tư ngành điện. Theo quy định của Luật này, quy hoạch tổng thể quốc gia sẽ là cơ sở để xây dựng những kế hoạch tổng thể khác trên toàn quốc, bao gồm các kế hoạch ngành như Kế hoạch Tổng thể Phát triển Ngành điện. Trong một hội nghị trực tuyến gần đây, các bên liên quan đã bày tỏ lo ngại rằng Luật Quy hoạch đòi hỏi sự liên thông giữa các cơ quan trung ương, cơ quan cấp tỉnh và các bộ ngành để dẫn tới nhiều bất cập và tình trạng đình trệ. Ngành điện đang phải chịu những ảnh hưởng tiêu cực do vướng Luật này. Trên cơ sở ý kiến của các bên liên quan, VBF đề nghị làm rõ quy trình phê duyệt dự án các nhà máy phát điện mới có đấu nối vào lưới điện ở Việt Nam, mà chúng tôi hy vọng sẽ theo hướng tinh giản các quy trình phê duyệt và cấp phép.

Tài liệu Tham khảo liên quan:

- QUYẾT ĐỊNH số 1264/QĐ-TTG kí ngày 1/10/2019 Phê duyệt Nhiệm vụ lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045
- Báo cáo thường niên EVN 2018/ 2017/ 2016
- Báo cáo thường niên EVN NLDC 2018/ 2017/ 2016
- Tổng quan Năng lượng Việt Nam – 4/11/2019 - Cục Điện lực và Năng lượng Tái tạo thuộc Bộ Công Thương
- Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam (EOR19) – 4/11/2019 – Cục Điện lực và Năng lượng Tái tạo và Ủy ban Năng lượng Đan Mạch, với sự hỗ trợ của Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội
- Báo cáo số 119/BC-BCT về Dự thảo quyết định của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam, kí ngày 19/9/2019.

⁶³ Nhân Dân (ngày 15 tháng 7 năm 2019). *Hội nghị trực tuyến toàn quốc về thực hiện Luật Quy hoạch*. Truy cập ngày 16 tháng 7 năm 2019 tại https://www.nhandan.com.vn/nation_news/item/40871902-hoi-nghi-truc-tuyen-toan-quoc-ve-thuc-hien-luat-quy-hoach.html

VBF VIETNAM BUSINESS FORUM



BRITISH
BUSINESS
GROUP
VIETNAM



Vietnam Business Forum Power and Energy Working Group

3B Floor, Horizon Tower, 40 Cat Linh, Hanoi, Vietnam

Tel: (84) 243 715 2223

Fax: (84) 243 715 2218

Email: info@vbf.org.vn

Website: www.vbf.org.vn