

Tia Sáng

**ĐỒNG BẰNG SÔNG CỬU LONG
TRƯỚC NGUY CƠ
DÀN BIẾN MẤT**

DIỄN ĐÀN

Ở kỳ trước, chúng ta biết rằng tăng hiệu quả sử dụng điện và đầu tư mạnh vào năng lượng tái tạo sẽ tiết kiệm được chi phí sản xuất điện năng. Nhưng điều đó vẫn chưa đủ. Việt Nam vẫn cần hàng tỉ USD mỗi năm để xây dựng một hệ thống điện đáng tin cậy bắt kịp sự phát triển kinh tế. Nó sẽ bao gồm mạng lưới phân phối và truyền tải điện ổn định, các nguồn dự phòng cần thiết khi các nguồn điện tái tạo không hoạt động và cần các giải pháp linh hoạt để bù đắp cho những thời điểm mặt trời và gió “chập chờn”. Ở phần này, chúng ta sẽ bàn luận về việc làm sao để lo tài chính cho những cơ sở vật chất này.

CHUYỂN ĐỔI ĐIỆN NĂNG CỦA VIỆT NAM

Ai sẽ chi trả ?

(Kỳ cuối)

Minh-Hà Dương

THU HÚT KHỐI TƯ NHÂN

Cần tới hàng tỉ USD mỗi năm để tăng công suất sản xuất và truyền tải điện, thêm các nguồn dự phòng cần thiết và các giải pháp linh hoạt. Ngoài các nhà máy điện mặt trời và điện gió, chúng ta đang nói đến các đường dây điện, trạm biến áp, đập thủy điện, các đường truyền tải liên thông với các quốc gia láng giềng, thủy điện tích năng, hệ thống lưu trữ lớn, động cơ đốt trong của các nhà máy điện khí, các nhà máy điện khí chu trình mở hoặc chu trình hỗn hợp, thiết bị để các nhà máy điện than trở nên linh hoạt hơn. Không giải pháp đơn nhất nào có thể chi trả cho tất cả những điều này mà cần tới một gói chính sách pháp lý để có tiền cho việc mở rộng hệ thống điện.

Một cách để tổ chức ngành điện là để một công ty theo ngành dọc cung cấp tất cả các dịch vụ điện. Các doanh nghiệp nhà nước chiếm vai trò chính trong ngành điện Việt Nam và vẫn sẽ chi phối thị trường, chúng ta sẽ thảo luận về việc làm thế nào để thu xếp tài chính cho họ trong phần sau. Xét về chiến lược định hướng chính sách kinh tế, chúng ta sẽ bắt đầu bằng việc trao đổi làm cách nào để thu hút đầu tư từ khối tư nhân trước.

Nhu cầu của một nhà vận hành hệ thống điện cần phải được phân thành ba loại: nhu cầu năng lượng, nhu cầu công suất và nhu cầu dịch



Dự án điện khí Sơn Mỹ là một trong những dự án điện hợp tác công tư đầu tiên của Việt Nam.
Ảnh: thaibinhduong.vn

vụ phụ trợ. Phi điều tiết (loại bỏ hoặc đơn giản hóa các quy tắc hạn chế hoạt động) sẽ tạo điều kiện cho những công ty tư nhân đáp ứng các nhu cầu này vì họ có được lợi nhuận từ thị trường. Cơ chế cơ bản của thị trường là dùng giá để tạo cân bằng cung - cầu. Khi nhu cầu cao, giá điện tăng và sẽ thu hút các nhà sản xuất điện giá cao như những người sản xuất điện khí tham gia cung cấp điện. Ngược lại, khi nhu cầu thấp, chỉ có các nhà sản xuất điện giá rẻ tồn tại ở thị trường. Cơ chế này đảm bảo một hệ thống điều độ điện dựa trên ưu tiên theo giá vốn hiệu quả về mặt kinh tế.

Trong thị trường điện, các nhà sản xuất được chi trả tương ứng với số kWh cung cấp. Trung tâm điều độ điện sẽ kêu gọi đấu thầu và sử dụng mức giá đưa ra cạnh tranh nhất để đặt mua trước một ngày.

Thị trường các dịch vụ phụ trợ là những nhu cầu để đảm bảo vận hành lưới điện một cách đáng tin cậy. Một vài nhà máy điện phải đảm bảo khả năng tái khởi động mà không cần tới nguồn bên ngoài, để phòng trường hợp bị mất điện

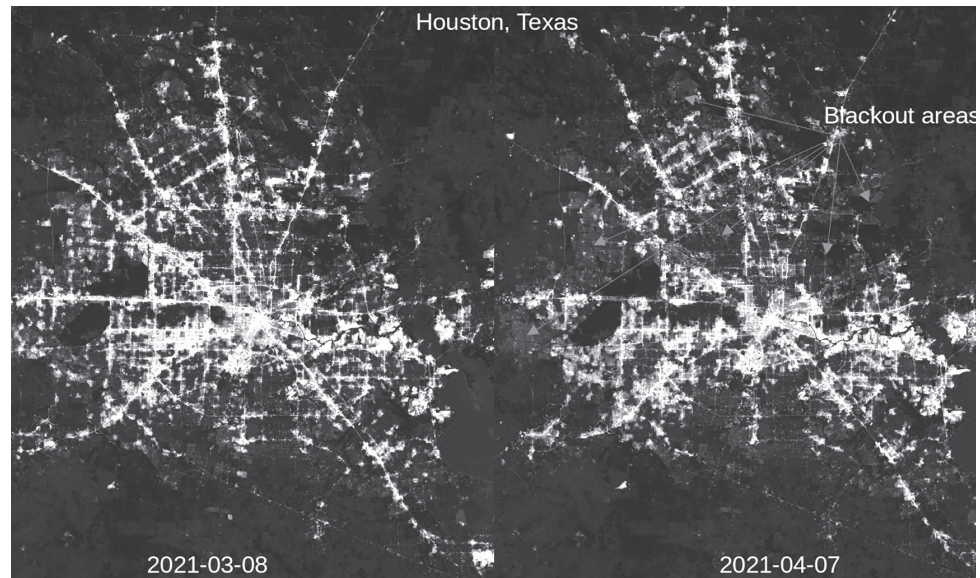
đột ngột. Một vài đơn vị phải điều tiết tần suất lưới điện, điều chỉnh công suất phù hợp với nhu cầu sử dụng theo thời gian thực. Một vài dịch vụ phụ trợ khác bao gồm kiểm soát hiệu điện thế và duy trì sẵn sàng nguồn vận hành dự phòng trong trường hợp một thành phần của hệ thống điện đột nhiên bị ngắt.

Trong thị trường công suất, nhà sản xuất điện được trả trước tương ứng với mức điện tối đa có thể cung cấp tại một thời điểm cụ thể trong tương lai. Nếu nhà vận hành hệ thống xác định được nhu cầu là 93 GW trong thời điểm từ 14h đến 17h vào mùa hè 2030, họ có thể trả tiền cho các công ty để được đảm bảo sẵn nguồn cung khi đó.

Trong ba thị trường trên, thị trường điện dễ tổ chức nhất. Việt Nam có thị trường bán buôn điện cạnh tranh từ năm 2019. Ưu tiên hiện giờ là khởi động thị trường bán lẻ và đó là điều khả thi. Nhưng trong ngắn hạn không thể dựa vào điều đó để khuyến khích xây dựng các nhà máy điện khí tự nhiên tới năm 2030 – một mốc thời gian khá xa. Còn với thị trường dịch vụ phụ trợ, đây là một cơ hội thu hút đầu tư vào hệ thống trữ năng lượng, tuy nhiên, cần nhớ rằng, quy mô của thị trường này rất hạn chế – “phụ trợ” nghĩa là “ít quan trọng hơn”.

Những người ủng hộ thị trường tự do sẽ biện luận rằng thị trường điện không kiểm soát có thể hoạt động như thị trường công suất: nếu giá điện được phép tăng vọt trong giờ cực kỳ cao điểm, việc xây dựng các nhà máy điện chuyên sản xuất cho giờ cao điểm vẫn có lãi dù chỉ vận hành vài tiếng trong cả năm. Sự cố mất điện toàn bộ vào tháng 2/2021 tại bang Texas, Mỹ cho thấy ý tưởng mang tính lý thuyết đó thật sự nguy hiểm trên thực tế. Vụ bê bối Enrons ở thời điểm năm 2000-2001 dẫn đến mất điện toàn California cũng thể hiện một thị trường điện không kiểm soát dễ bị thao túng như thế nào.

Kể cả thị trường điện tái tạo cũng có những giới hạn riêng. Ở



Vụ mất điện trên diện rộng ở Houston, Texas. Ảnh phía bên trái là trước khi vụ việc xảy ra và phía bên phải, những vùng có mũi tên chỉ là bị mất điện. Ảnh: Dự án quan sát Trái Đất NASA/Joshua Stevens

Việt Nam cũng như các nước, điện tái tạo được khởi đầu bằng việc áp dụng giá FIT (biểu giá hỗ trợ) cho nhà sản xuất. Thật vậy, các nhà máy điện mặt trời không thể có lãi nếu bán trên thị trường, bởi họ đều sản xuất cùng một thời điểm, khiến giá điện trên thị trường rất thấp trong thời gian chiếu sáng (đối chiếu thị trường tại nlcd.evn.vn). Các bước tiếp theo là thực hiện đấu giá khi các dự án điện mặt trời và gió để xuất giá bán với EVN, trong đó bên nào bán giá thấp nhất sẽ được chọn. Các dự án điện tái tạo tham gia vào thị trường điện Việt Nam luôn muốn ký hợp đồng trực tiếp khác với một bên mua điện thứ ba – bên đảm bảo doanh thu cho họ dù EVN có trả giá thế nào chăng nữa.

Khi xem xét giới hạn của các thị trường nhằm thúc đẩy những nhà đầu tư vào lưới điện, công suất và dịch vụ phụ trợ, một cách khác chúng ta để lùi kéo khỏi tư nhân là tính chi phí hệ thống vào các hợp đồng mà nhà đầu tư phải tuân thủ trong các dự án điện. Dưới đây là hai ví dụ:

Ở Việt Nam, thêm thành phần pin lưu trữ điện hai tiếng vào các dự án điện mặt trời sẽ rất hữu ích về mặt công nghệ. Loại pin này gần như sẽ được sử dụng hằng ngày để lưu trữ điện trong thời điểm công

suất đạt đỉnh vào buổi chiều và điều độ trong thời điểm buổi tối khi lượng điện tiêu thụ ở mức cao nhất. Tuy nhiên các thảo luận chính sách ở thời điểm 2018 – 2019 kết luận rằng yêu cầu lưu trữ điện bắt buộc với các dự án điện mặt trời ở Việt Nam là quá sớm. Nhưng hiện nay hầu hết các dự án mới ở California, Australia, Trung Quốc đều phải có pin lưu trữ, cuộc thảo luận này ở Việt Nam cần phải được khơi lại.

Các dự án sản xuất điện mới thường chỉ có trách nhiệm xây dựng đường dây truyền tải trung thế nối tới trạm biến áp. Trong ngành điện gió ngoài khơi, nhiều dự án có thể kết nối với một nền tảng xa bờ rồi góp nguồn lực để xây dựng cáp nối với lưới điện cao thế trên bờ. Tài chính cho đường dây truyền tải kết nối nhiều nhà máy điện gió hoàn toàn có thể là một đóng góp của ngành điện gió ngoài khơi với lưới điện truyền tải của quốc gia.

Một cách khác để khắc phục giới hạn của thị trường là hợp tác công tư. Rất nhiều dự án sản xuất điện do EVN hoặc PetroVietnam linh xướng đã dùng hình thức liên doanh để hợp tác với các tổ chức bên ngoài và chuyên gia kỹ thuật. Điều này giảm gánh nặng về vốn cho nhà nước, đổi lại bằng một phần lợi nhuận và một phần kiểm

DIỄN ĐÀN

soát đầu ra của dự án. Ví dụ nhà máy điện khí Sơn Mỹ là do PetroVietnam hợp tác với công ty Mỹ AES. Tuy nhiên, cách hợp tác như vậy không thể khiến một dự án có lợi nhuận nếu điều kiện công nghệ và kinh tế không cho phép. Ai đó có thể lo lắng bởi năm 2022 dự kiến là thời điểm hoàn tất các thủ tục tài chính của dự án Sơn Mỹ khi hai bên kí kết thỏa thuận liên doanh, nhưng việc này có vẻ như đã bị hoãn sang năm 2023.

Gần đây, luật Điện lực sửa đổi đã cho phép khối tư nhân có thể tham gia cấp vốn cho các dự án đường truyền tải điện mới. Đây là một phương thức đầy hứa hẹn, nếu được thực thi một cách khéo léo. Phương thức này không thể sử dụng mô hình xây dựng – sở hữu – vận hành – chuyển giao (BOOT), bởi mạng lưới vận hành điện phải mang tính tập trung để đáp ứng lí do kĩ thuật. Người vận hành lưới điện được quyết định những nguồn nào sẽ sản xuất điện, nên sẽ phải độc lập với trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia để đảm bảo mọi nhà sản xuất được đối xử công bằng trong thị trường cạnh tranh. Hơn nữa, lưới điện là một hạ tầng đảm bảo an ninh đặc biệt, bởi vậy phải do các đơn vị thuộc nhà nước sở hữu, ít nhất là các đường điện cao thế nòng cốt.

TÀI CHÍNH CHO KHU VỰC NHÀ NƯỚC

Sau khi huy động hết mức vốn tư nhân cho chuyển dịch năng lượng, các nhu cầu còn lại phải do ngân sách nhà nước đáp ứng. Các doanh nghiệp nhà nước sử dụng nguồn đầu tư công để đảm bảo cả nước được kết nối với nguồn điện đáng tin cậy và giá hợp lý. Tăng trưởng tài chính của các công ty này thông qua ba phương thức: vốn cổ phần, phát hành trái phiếu và tái đầu tư lợi nhuận.

Cổ phần đồng nghĩa với việc mang lại vốn đầu tư mới. Trong giai đoạn mới phát triển, nhà nước có thể mượn tiền từ ngân sách để xây dựng cơ sở hạ tầng. Tình hình hiện giờ đã khác. Nhà nước không cần phải tìm cách tăng vốn cho các công ty năng lượng công ích. Ngược lại, Ủy ban quản lý vốn nhà nước tại Doanh nghiệp (CMSC) được yêu cầu thoái vốn (theo Quyết định 26/2019/QĐ-TTg) và có thể bán cổ phần do nhà nước sở hữu.

Nhà nước có thể vay ODA với lãi suất ưu đãi được từ các quốc gia đối tác. Tiềm năng Việt Nam có thể mượn tiền từ các quốc gia khác để đầu tư cho việc chuyển dịch năng lượng là rất giới hạn, do nợ công đang ở mức trần.

Thay vì sử dụng ODA, các doanh nghiệp nhà nước có thể vay tín dụng vốn nước ngoài mà không cần bảo lãnh từ phía nhà nước. EVN đã lần đầu tiên làm như vậy vào năm ngoái, mượn 80 triệu EUR từ Cơ quan Phát triển Pháp (AFD) để nâng cấp lưới điện phân phối phía Nam. Các quốc gia đã nói về tài chính chống biến đổi khí hậu hàng thập kỉ nay, nhưng sự cấp bách ngày



Yêu cầu dự án điện mặt trời cần có pin lưu trữ hai tiếng là điều cần thiết.

Electricity prices in different countries

UScent / kWh, September 2021



Giá tiền điện của Việt Nam so với các nước khác.

Trong những năm tới, tăng giá bán lẻ điện là cần thiết để các công ty nhà nước có thể đầu tư vào hạ tầng cần thiết cho chuyển dịch năng lượng.

càng tăng của tình trạng hỗn loạn khí hậu sau rốt cũng thúc đẩy một cơ chế hiệu quả để hỗ trợ tài chính cho các dự án chuyển dịch năng lượng ở những nước như Việt Nam. Cơ chế Phát triển Xanh trước đây không hiệu quả về môi trường như kì vọng, chúng ta vẫn phải chờ xem liệu có một cơ chế nối tiếp tốt hơn để nhân rộng quy mô hay không.

Các công ty triển khai dự án trong lĩnh vực năng lượng, như bất cứ công ty nào khác, có thể vay nợ

thương mại từ các tổ chức tài chính. Ví dụ như vốn cho dự án LNG Thị Vải gồm 85,5 triệu USD từ cổ phần của PetroVietnam, 80 triệu USD vay từ ba ngân hàng quốc tế là HSBC (UK), Mega và Phú Bang Đài Bắc (Đài Loan), và 81,2 triệu USD vay từ hai ngân hàng Việt Nam, là Ngân hàng Thương mại Cổ phần Đông Nam Á và Ngân hàng Xuất nhập khẩu Việt Nam.

Các doanh nghiệp đầu tư vào các dự án chuyển dịch năng lượng lớn, như lưu trữ điện hoặc mở rộng mạng lưới truyền tải để kết nối với các nguồn điện tái tạo, có thể gọi vốn trực tiếp từ thị trường vốn bằng cách phát hành trái phiếu xanh. Trái phiếu này cho phép một công ty nhận tiền từ nhiều nhà đầu tư, nhưng khác với vay nợ. So với một người giữ cổ phiếu, người nắm trái phiếu không sở hữu cổ phần của công ty. Một trong những ưu điểm của trái phiếu xanh là các thị trường vốn toàn cầu rất hùng hậu, nên một công ty có thể vay một lượng tiền qua trái phiếu lớn hơn hẳn vay nợ. Nhược điểm với người mua trái phiếu là rất khó để đánh giá mức độ rủi ro đầu tư. Nhà đầu tư cá thể rất khó biết được công ty huy động tiền có thật sự sử dụng đúng mục đích hay không.

Trái phiếu “xanh” khi một công ty hứa sử dụng số tiền kêu gọi được để thực hiện một dự án có tác động tích cực tới môi trường. Các nhà đầu tư có trách nhiệm với xã hội và môi trường thường thích mua trái phiếu xanh hơn là trái phiếu hỗ trợ các ngành phát thải khí nhà kính. Hình thức tài chính này đang phát triển nhanh chóng trên trường quốc tế, và dự kiến sẽ đóng vai trò lớn ở Việt Nam trong thập kỷ tới.

Cuối cùng, các doanh nghiệp nhà nước có thể tái đầu tư lợi nhuận thay vì chia cổ tức, để đóng góp lại cho ngân sách nhà nước. PetroVietnam được chỉ định xây dựng và vận hành các nhà máy điện chủ yếu vì có năng lực tài chính, kể cả đó không phải là nhiệm vụ chính của họ. Chính phủ sa vào tình thế

lưỡng nan: Vừa phải có lợi nhuận vừa phải điều chỉnh giá điện thấp vì lợi ích của người dùng. Ví dụ năm 2022, giá điện bán lẻ sẽ vẫn duy trì ở mức năm 2019. Tuy nhiên đến một lúc nào đó EVN sẽ bị thiệt vì không thể tính giá mua nhiên liệu hóa thạch cao hơn vào giá bán cho người dùng. Trong những năm tới, tăng giá bán lẻ điện là cần thiết để các công ty nhà nước có thể đầu tư vào hạ tầng cần thiết cho chuyển dịch năng lượng. Một nghiên cứu chỉ ra rằng mô hình tài chính hỗn hợp, sử dụng tất cả các hình thức tài chính, có vẻ là phương án khả thi nhất để xây dựng mạng lưới truyền tải điện Việt Nam. Theo đó, mức phí truyền tải hiện nay là 86,25 đồng/kWh theo Quyết định 1769-QĐ-BCT ban hành ngày 3/7/2020 là khá thấp bởi nó chiếm chưa đến 5% giá điện và phải được tăng dần đến mức 168,79 đồng/kWh vào năm 2025 để bù đắp nhu cầu đầu tư của EVN vào hệ thống truyền tải điện quốc gia.

Mỗi nguồn vốn đều có những giới hạn và mức thanh toán khác nhau. Cổ phần và tái đầu tư lợi nhuận là phương thức tiếp cận rẻ nhất nhưng hạn chế nhất. Vốn vay nước ngoài luôn đắt hơn còn khối tư nhân cần mức lợi nhuận cao nhất. Chi phí vay nợ tùy thuộc vào xếp hạng tín dụng của người vay là một luận điểm mạnh mẽ để doanh nghiệp nhà nước tránh thua lỗ.

AI SẼ CHI TRẢ CHO GIÁ ĐIỆN TĂNG?

Nhu cầu tài chính cho công suất dự phòng và các nguồn điện linh hoạt chỉ là một lí do làm tăng giá điện. Lí do khác nữa là lượng nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu ngày càng tăng trong cơ cấu nguồn điện, giá nhiên liệu hóa thạch trên thị trường quốc tế tăng từ năm 2021 cùng với giá nhân công và các chi phí đầu vào khác cũng tăng. Chỉ một yếu tố có thể giảm giá điện trung bình: đấu giá cạnh tranh để mua điện từ các nguồn tái tạo. Nhưng như thế vẫn

chưa đủ để tránh tăng giá bán lẻ điện ở Việt Nam.

Từ năm 2003, giá điện được coi như một công cụ để chống lạm phát và bảo vệ người tiêu dùng. Lần cuối giá điện tăng là năm 2019, sau hai năm giữ nguyên, với mức tăng 8,36%, từ 1.720 đồng/kWh lên 1.864 đồng/kWh, chưa tính thuế VAT. Vì không biết chính phủ sẽ lựa chọn như thế nào, chúng tôi tạm bàn luận những hệ quả của việc tăng giá bán lẻ điện lên thêm 1 cent Mỹ (khoảng hơn 200 đồng).

Giá điện sẽ tăng 12,6% so với hiện nay - khoảng 236 đồng/kWh - mức gần như gấp đôi phí truyền tải điện chúng ta vừa thảo luận. Con số này không chỉ đủ để xây dựng lưới điện mà còn thêm cả tiền để đầu tư vào công suất dự phòng và các nguồn linh hoạt – như các nhà máy điện khí hóa lỏng, pin lưu trữ và hệ thống tích nước – những hạng mục khối tư nhân e ngại đầu tư trong điều kiện thị trường hiện giờ.

Chính xác hơn, tăng thêm 1 cent là thế nào? Năm 2020, EVN bán 217 tỉ kWh, tăng 1 cent có thể tăng thu 2,17 tỉ USD cho tập đoàn này.

Viện Năng lượng tính toán chi phí đầu tư trung bình hằng năm cho hệ thống điện trong giai đoạn 2021-2030 là khoảng 12,8 tỉ USD, bao gồm 9,5 tỉ USD cho phát điện và 3,3 tỉ USD cho lưới điện. Dự án Thủy điện tích năng Bắc Ái với công suất phát 1200MW thủy điện linh hoạt trị giá khoảng 1 tỉ USD. Đầu tư cho dự án Điện khí hóa lỏng Nhơn Trạch 3 và 4, tổng công suất 1500 MW điện khí linh hoạt, là khoảng 1,4 tỉ USD.

Xem xét nhu cầu của hệ thống và các lí do để tăng giá điện, mức tăng mong đợi là 1 UScent/kWh. Nếu được thế, EVN sẽ có thêm thời gian cân nhắc mức giá đầu giá năng lượng tái tạo nên là bao nhiêu.

Nhưng tăng giá điện trung bình sẽ có ảnh hưởng vĩ mô khủng khiếp đến lạm phát và tăng trưởng. Về mặt xã hội phải giảm tác động này lên những hộ nghèo nhất. Giá lũy tiến là một cách để bảo vệ người

DIỄN ĐÀN

dùng có thu nhập thấp: những hộ tiêu thụ dưới 50kWh mỗi tháng chỉ trả 1675 đồng/kWh. Người tiêu thụ nhiều hơn thì phải trả nhiều hơn, đến 2927 đồng/kWh cho mỗi kWh từ sau 400 kWh trở đi. Kể cả khi giá điện trung bình tăng lên, vẫn có khả năng hỗ trợ cho người nghèo bằng cách giữ mức giá sàn không đổi, hoặc thậm chí là hạ thấp nữa.

KẾT LUẬN

Tất cả các quốc gia đang phải đối



Tài chính cho đường dây truyền tải nối nhiều nhà máy điện gió ngoài khơi có thể là đóng góp của ngành điện gió ngoài khơi với lưới điện truyền tải của quốc gia.

diện với giá nhiên liệu hóa thạch cao trên thị trường quốc tế. Giờ đây việc đầu tư vào điện mặt trời và gió rẻ hơn vào điện than và điện khí, kể cả chưa tính đến chi phí xã hội của khí thải nhà kính ra môi trường. Vốn tư nhân đã sẵn sàng, nên các công cụ thị trường như đấu giá, thỏa thuận mua điện trực tiếp và tự tiêu thụ điện sẽ thu hút giới đầu tư tư nhân vào những dự án điện mặt trời và gió mới. Nhưng nguồn điện gió và mặt trời không ổn định, nên để đảm bảo nguồn cung điện đáng tin cậy, hệ thống điện cần phải đầu tư vào công suất dự phòng và các giải pháp linh hoạt. Ngoài các nhu cầu về vốn này, hệ thống điện ngày càng mở rộng còn cần đầu tư vào mạng lưới truyền tải và phân phối điện.

Làm cách nào để hỗ trợ tài chính cho hệ thống điện Việt Nam

Thách thức trong chuyển dịch năng lượng không chỉ là chuyện của Việt Nam, mà của tất cả các nước, những ai có thể giải quyết một cách quyết đoán sẽ vươn lên dẫn đầu.

năng lượng tái tạo, nhưng nhiệm vụ chính vẫn là điều tiết thị trường. Đẩy mạnh các dự án điện gió trên bờ ở nơi có nhu cầu sử dụng điện cao và năng lực truyền tải điện tốt (ở phía Bắc) để hạn chế tối đa chi phí hệ thống. Khuyến khích mô hình liên doanh đối với điện gió ngoài khơi: ngành dầu khí cần được tái định hướng chiến lược để vượt qua giai đoạn chuyển dịch năng lượng, tận dụng kinh nghiệm sẵn có là cho thuê mặt biển và chia sẻ lợi nhuận.

Tăng giá bán lẻ điện để EVN có thể tái đầu tư, tự chủ tài chính là chính đáng. Áp dụng các biện pháp để giảm bớt gánh nặng cho những người tiêu dùng bình thường, chuyển gánh nặng chi phí điện năng sang những hộ thu nhập cao và khối các ngành kinh tế, đặc biệt là những ngành thâm dụng năng lượng.

Cho phép các doanh nghiệp nhà nước kêu gọi vốn đầu tư bên vững bằng cách phát hành trái phiếu trên thị trường tài chính. Tài chính doanh nghiệp dựa trên trái phiếu rẻ hơn và dễ nâng quy mô hơn là tài chính dự án dựa trên vay nợ thương mại. Với nhiều bất định chính trị liên quan đến vốn hỗ trợ phát triển và tài chính chống biến đổi khí hậu từ các quốc gia phát triển, trái phiếu xanh có thể là một giải pháp.

Kể cả nếu giá điện tăng 1cent/kWh ở Việt Nam trong năm tới, đó vẫn là một con số thấp so với các quốc gia khác. Hơn nữa, ở các quốc gia khác, giá điện cũng đang tăng lên. Bởi vậy, tăng giá điện vừa phải để đảm bảo nguồn cung ổn định không hề cản trở kinh tế vĩ mô của Việt Nam. Thách thức trong chuyển dịch năng lượng không chỉ là chuyện của Việt Nam, mà của tất cả các nước, những ai có thể giải quyết một cách quyết đoán sẽ vươn lên dẫn đầu. □

Hảo Linh dịch

cho những năm tới? Ai sẽ trả tiền? Để trả lời, chúng tôi đề xuất một số giải pháp khả thi cho ngành điện Việt Nam:

Giảm lượng điện tiêu thụ bằng cách thúc đẩy sử dụng điện hiệu quả (đặt ra tiêu chuẩn cho từng ngành, dán nhãn thiết bị điện), phi tập trung hóa việc sản xuất điện (điện mặt trời áp mái với hệ thống lưu trữ) và quản lý nhu cầu sử dụng điện (sử dụng công tơ thông minh, internet vạn vật).

Khai thác chuỗi dự án điện, khí Lô B (ở Ô Môn, Cần Thơ): Trái ngược với giá của thị trường giao ngay quốc tế, giá sản xuất khí nội địa sẽ ổn định. Cần phải chấp nhận rằng chi phí này vẫn rất cao so với tái nền nhưng cung cấp dịch vụ linh hoạt và công suất ở quy mô lớn.

Thúc đẩy các nguồn năng lượng tái tạo. Chính phủ có thể ưu đãi đầu tư và thuê đất cho các dự án