



# Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) Đối Diện Tương Lai: Thời Cơ Để Triển Khai Đúng Cách Nguồn Điện Tái Tạo

*Chìa khoá quyết định sự thành công của QHĐ 8  
là đầu tư vào công nghệ năng lượng tái tạo mới  
và lưới điện*

## Tóm tắt báo cáo

Việt Nam đã công bố dự thảo ban đầu của quy hoạch phát triển ngành điện cho thập kỷ tới, trong đó, thể hiện một sự chuyển hướng đúng lúc từ việc lệ thuộc vào các dự án nhiệt điện than độc lập có tính thiếu linh hoạt, sang các nguồn năng lượng tái tạo và khí tự nhiên hoá lỏng (LNG).

IEEFA đã phân tích triển vọng tài chính của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) để đánh giá khả năng ứng phó của tập đoàn trước thách thức kép của việc hoàn thành các nghĩa vụ thanh toán cố định ngày càng gia tăng cho các nhà máy điện độc lập (IPP), và việc thực hiện các mục tiêu mà Quy hoạch điện quốc gia sắp tới đây (QHĐ 8) đặt ra.

**EVN đứng trước cơ hội có  
một không hai để thu hút đầu  
tư với mức giá cạnh tranh vào  
năng lượng tái tạo có hiệu  
quả nhất về mặt chi phí.**

Với khả năng tài chính eo hẹp của EVN, mấu chốt sẽ nằm ở việc sẵn sàng đón nhận sự linh hoạt và tránh rơi vào thế mắc kẹt—một tình huống mà tại đó sự gia tăng quá nhanh của các nghĩa vụ thanh toán cố định và đắt đỏ cho các IPP sẽ cản trở Việt Nam đón nhận các tiến bộ công nghệ hiệu quả về chi phí trong thị trường điện. Trong khi đó, những tiến bộ này chắc chắn sẽ xuất hiện trong vòng năm năm tới.

Khía cạnh năng động nhất trong quy hoạch điện nằm ở khả năng của EVN và Bộ Công Thương trong việc tối ưu hóa nguồn năng lượng tái tạo—đây là phương án tốt nhất để có thể thu hút các nguồn tài chính mới và là con đường nhanh nhất để có nguồn công suất chi phí thấp. Với các chính sách đúng đắn hỗ trợ phát triển thị trường, EVN đang đứng trước cơ hội có một không hai để thu hút nguồn vốn đầu tư với mức giá cạnh tranh vào các công nghệ năng lượng tái tạo hiệu quả nhất về mặt chi phí và vào hạ tầng lưới điện hiện đang rất thiếu.

Vẫn còn những câu hỏi lớn còn bỏ ngỏ về khả năng EVN có được sự chấp thuận để tăng giá điện và tìm được phương thức hiệu quả về chi phí để thiết lập và mở rộng

quy mô ngành khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) trong nước. Rủi ro triển khai có thể cao hơn dự tính của các chuyên gia phân tích do sự bất ổn của thị trường toàn cầu và những biến động về địa chính trị.

Ngành điện của Việt Nam sẽ được theo dõi sát sao trong năm nay khi các nhà hoạch định chính sách đưa ra quyết định về quy mô và cấu trúc của ngành cho thập kỷ tới. Sự lựa chọn chính sách theo hướng chuyển dịch sang các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng sạch hiện đã rõ. Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030 với tầm nhìn đến năm 2045 (QHĐ 8) sẽ đưa ra chi tiết các thông số của quá trình chuyển đổi này, thiết lập dự địa phát triển cụ thể cho từng loại năng lượng, cơ sở hạ tầng đi kèm, cũng như vai trò nắm giữ bởi các thành phần tham gia thị trường khác nhau.

EVN sẽ ở vị trí trung tâm của quá trình ra quyết định này. Năng lực tài chính và vận hành của doanh nghiệp điện lực quốc gia này sẽ không chỉ ảnh hưởng đến sự định hình của QHĐ 8 mà còn quyết định việc triển khai các chính sách sau khi ban hành.

Trong suốt thập kỷ qua, Chính phủ Việt Nam, với sự tham vấn của Bộ Công Thương và EVN, đã luôn trong tình trạng chạy đua để mở rộng công suất nguồn điện. Mức tiêu thụ điện tăng mạnh, khoảng 10% mỗi năm, và hệ thống điện luôn phải chịu áp lực đuổi theo tiềm năng tăng trưởng đang đi lên của nền kinh tế. Chỉ tính riêng từ năm 2015 đến cuối năm 2019, công suất lắp đặt nguồn điện của Việt Nam đã tăng 42,3% lên 54,9 GW trong khi GDP tăng trưởng 30.0%.

Áp lực bổ sung công suất nhanh chóng đã tạo ra những thay đổi đáng kể về cơ cấu thị trường. EVN bị hạn chế về tài chính do nguồn vốn trong nước hạn hẹp trong khi tập đoàn không có khả năng tiếp cận trực tiếp với các thị trường vốn quốc tế để có nguồn vay chi phí thấp. Chính vì vậy, EVN đã phải dựa vào các nhà phát triển dự án quốc tế có khả năng tiếp cận nguồn vốn chi phí thấp để tài trợ cho các dự án nguồn điện. EVN chỉ giữ lại toàn quyền kiểm soát các hoạt động truyền tải và phân phối, ít nhất là cho tới thời điểm hiện tại. Trong vòng năm năm qua, công suất nguồn điện do EVN sở hữu đã giảm từ 61% xuống 52% toàn hệ thống, một tỷ lệ mà chúng tôi dự đoán sẽ còn giảm nhanh hơn nữa trong những năm tới.

**Bảng 1: Một vài thông số về ngành điện Việt Nam**

	2015	2016	2017	2018	2019
Tổng công suất lắp đặt (MW)	38,553	42,135	45,400	48,563	54,880
EVN (MW)	23,580	25,884	27,065	28,159	28,769
EVN (%)	61.2%	61.4%	59.6%	58.0%	52.4%
Điện sản xuất (triệu kWh)	159,678	177,234	192,914	212,895	230,774
Tăng trưởng năm (CAGR, %)	9.6%				
Điện thương phẩm (triệu kWh)	143,682	159,793	174,653	192,360	209,768
Tăng trưởng năm (CAGR, %)	9.9%				

*Nguồn: EVN, ước tính của IEEFA.*

Sự phụ thuộc của EVN vào các dự án nhiệt điện IPP do nước ngoài tài trợ phục vụ việc cung cấp công suất nền hiện đang gây ra các vấn đề tài chính và môi trường tương tự như các vấn đề đã làm suy giảm sự tăng trưởng của nhiệt điện than trên

toàn cầu. Quá trình triển khai các dự án tại Việt Nam đã bị chậm lại đáng kể do vấp phải sự phản đối từ công chúng, cấu trúc thoả thuận không rõ ràng, và nhận thức ngày càng tăng về nguy cơ bị mắc kẹt vào các khoản thanh toán chi phí công suất kém linh hoạt. Những vấn đề này đã thúc đẩy Bộ Công Thương ban hành các chính sách khuyến khích phát triển các nguồn điện năng lượng tái tạo.

Bắt đầu từ năm 2017, Bộ Công Thương đã chuyển hướng sang các nguồn năng lượng tái tạo để giúp nhanh chóng bù đắp khoảng trống mà các dự án nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hoá thạch chậm hoàn thành để lại. Sự chuyển hướng này đã được chứng minh là đúng đắn. Cơ cấu nguồn điện Việt Nam hiện đã có gần 5.1 GW điện mặt trời và chính phủ dự định sẽ nhân rộng thành công này trong tương lai.

Những thay đổi về cấu trúc của thị trường điện theo chủ sở hữu và theo loại hình nguồn như trên sẽ có tác động lớn đến tình hình sức khỏe tài chính của EVN và việc quy hoạch ngành điện trong tương lai. EVN cần phải lường trước được sự gia tăng nhanh chóng các nghĩa vụ thanh toán được cam kết cho các IPP. Sẽ rất khó để quản lý cấu trúc chi phí cố định này khi nguồn thu hoàn toàn phụ thuộc vào biểu giá điện nhạy cảm về mặt kinh tế - chính trị và ngày càng khó điều chỉnh hơn. Bên cạnh đó, EVN cũng cần ưu tiên nâng cấp hạ tầng hệ thống để quản lý phụ tải hiệu quả hơn và giúp tối ưu hóa danh mục năng lượng mới gồm các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi. Ưu tiên thứ hai là một điểm nhức nhối suốt năm vừa qua.

**Cơ cấu chi phí cố định của EVN rất khó quản lý khi các khoản doanh thu phụ thuộc vào việc tăng giá điện.**

Dựa trên nền quỹ đạo tăng trưởng của thập kỷ trước, dự thảo ban đầu của QHĐ 8 do Bộ Công Thương công bố vào tháng 7 đã đưa ra một kế hoạch mở rộng công suất nguồn điện tảo bạo cho hệ thống điện Việt Nam. Tổng công suất lắp đặt dự kiến sẽ tăng hơn gấp đôi lần mức hiện tại, lên 138 GW vào năm 2030 và 222 GW vào năm 2040.

Tuy nhiên, không như các quy hoạch trước đây, việc mở rộng công suất nguồn lần này sẽ được dẫn dắt chủ yếu bởi các nguồn điện mặt trời, điện gió và điện khí. Tổng công suất các nguồn này dự kiến sẽ chiếm 47% của hệ thống vào năm 2030, và tăng lên thành 60% vào năm 2040. Thừa nhận các vấn đề nhức nhối đã gặp phải với các dự án nhiệt điện than, QHĐ 8 dự kiến sẽ loại bỏ hoặc lùi sau 2030 một loạt dự án nhiệt điện than với tổng công suất lên đến 17 GW, gần một nửa khối lượng nằm trong quy hoạch hiện nay.

QHĐ 8 là một bước thay đổi cho EVN. Tham vọng trên chắc chắn sẽ đòi hỏi phải có các cơ chế chính sách mới. Điều may mắn ở đây là các đối tác triển vọng hiểu rất rõ tiềm năng tăng trưởng nhu cầu điện của Việt Nam nhờ vào thành tích thu hút đầu tư

mạnh mẽ vào năng lực sản xuất chuỗi cung ứng mới và các diễn biến tích cực trên thị trường tiêu dùng trong nước.

Tuy vậy, điều chưa rõ ở đây là bao nhiêu phần của công suất mở rộng kia sẽ được chi trả trực tiếp bởi EVN và các khách hàng, và bao nhiêu phần sẽ được đầu tư gián tiếp bởi các IPP và đối tác tài trợ khác. Việc đặt ra các kỳ vọng phù hợp với thực tế về giá điện và nguồn vốn sẽ là rất quan trọng đối với cả các chuyên gia phân tích và các nhà đầu tư muốn hiểu năng lực của EVN trong việc thực hiện các kế hoạch phát triển hệ thống mới đầy tham vọng.

## Điểm lại tình hình tài chính của EVN hiện nay

**Bảng 2: Báo cáo doanh thu hợp nhất của EVN (triệu đồng)**

(triệu đồng)	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Doanh thu thuần về bán hàng và cung cấp dịch vụ</b>	<b>240,733,913</b>	<b>272,702,522</b>	<b>294,846,997</b>	<b>338,500,266</b>	<b>394,889,987</b>
Giá vốn bán hàng và dịch vụ cung cấp	(204,486,242)	(233,671,119)	(250,742,125)	(285,341,478)	(343,852,003)
<b>Lợi nhuận gộp về bán hàng và cung cấp dịch vụ</b>	<b>36,247,671</b>	<b>39,031,403</b>	<b>44,104,872</b>	<b>53,158,788</b>	<b>51,037,984</b>
Chi phí tài chính (ròng)	(17,456,063)	(18,083,814)	(18,435,078)	(25,391,488)	(18,522,849)
Phần lãi trong công ty liên doanh, liên kết	311,515	427,465	699,186	569,873	498,392
Chi phí bán hàng	(5,237,475)	(5,989,331)	(6,525,795)	(6,711,690)	(7,134,349)
Chi phí quản lý doanh nghiệp	(9,440,747)	(10,535,903)	(12,068,204)	(13,301,134)	(13,635,568)
<b>Lợi nhuận thuần từ hoạt động kinh doanh</b>	<b>4,424,901</b>	<b>4,849,821</b>	<b>7,774,981</b>	<b>8,324,349</b>	<b>12,243,610</b>
<b>Tổng lợi nhuận kế toán trước thuế</b>	<b>4,595,181</b>	<b>5,164,742</b>	<b>8,144,629</b>	<b>9,076,043</b>	<b>12,499,984</b>
<b>Lợi nhuận sau thuế thu nhập doanh nghiệp</b>	<b>3,699,242</b>	<b>4,431,569</b>	<b>6,593,474</b>	<b>6,817,761</b>	<b>9,720,033</b>
<b>Biên lợi nhuận</b>					
Biên lợi nhuận gộp	15.1%	14.3%	15.0%	15.7%	12.9%
Tỷ suất lợi nhuận trên doanh thu	1.8%	1.8%	2.6%	2.5%	3.1%
Biên lợi nhuận ròng	1.5%	1.6%	2.2%	2.0%	2.5%
<b>% Doanh thu</b>					
Chi phí sản xuất kinh doanh	84.9%	85.7%	85.0%	84.3%	87.1%
Chi phí nguyên liệu, vật liệu				21.0%	23.0%
Chi phí khấu hao tài sản cố định				21.0%	23.0%
Chi phí dịch vụ mua ngoài (IPPs)				33.4%	39.9%
Chi phí vay	8.1%	8.2%	7.5%	8.6%	5.7%

Nguồn: EVN. Ghi chú: Số liệu về chi phí sản xuất kinh doanh chỉ có cho năm 2018, 2019.

Vì EVN là đơn vị vận hành hệ thống điện độc quyền của Việt Nam, cần phải hiểu rõ tình hình hoạt động kinh doanh của tập đoàn trong giai đoạn 2015-2019 để đánh giá năng lực tài chính và khả năng thực hiện chiến lược phát triển ngành điện đã được đề ra trong QHĐ 8. Với doanh thu thuần năm 2019 đạt 394,9 nghìn tỷ đồng (16,9 tỷ USD)<sup>1</sup>, EVN là đơn vị kinh doanh có lợi nhuận, dù khiêm tốn, do đã thành công trong việc bù đắp các chi phí vận hành và tài chính thông qua những lần tăng giá điện. Doanh thu thuần tăng trưởng mạnh với tốc độ tăng trưởng gộp hàng năm (CAGR) là 13,2% trong giai đoạn 2015 đến 2019, nhờ lượng điện bán ra tăng trưởng lành

<sup>1</sup> Tỷ giá 1 USD = 23.361 VNĐ. Tỷ giá này được sử dụng trong toàn bộ báo cáo này.

mạnh ở mức 9,9% mỗi năm và giá bán điện bình quân thực tế tăng 14,4% trong giai đoạn này.

Cũng trong giai đoạn này, đặc biệt là trong năm 2019, EVN ghi nhận sự sụt giảm mạnh về biên lợi nhuận gộp, phản ánh chi phí phát điện tăng do các nhà máy nhiệt điện than độc lập với chi phí cao bắt đầu tái định hình tình hình tài chính của tập đoàn. Hệ quả là biên lợi nhuận gộp giảm 2,8 điểm phần trăm, và đà giảm này sẽ còn tiếp tục khi ngày càng nhiều IPP với các khoản thanh toán công suất cố định sẽ được hoà lưới trong những năm tới. Ảnh hưởng của việc này vào biên lợi nhuận ròng của EVN được bù trừ bởi mức tăng giá điện bình quân thực tế cộng gộp là 12,6% trong năm 2018 và 2019. Việc chuyển sang phụ thuộc nhiều hơn vào các IPP để có công suất mới cũng là một yếu tố khiến chi phí vay giảm trong năm 2019, điều này cũng tạo ra một vùng đệm nhỏ cho biên lợi nhuận hoạt động.

Mặc dù mức biên lợi nhuận ròng thấp không phải là điều bất thường ở các doanh nghiệp điện lực châu Á, con số này là lời nhắc nhở về những sự đánh đổi mà các doanh nghiệp điện lực thường phải đối mặt tại các thị trường tăng trưởng tiêu dùng điện. Việt Nam đã đạt thành tích tốt so với các quốc gia Nam Á và Đông Nam Á khi đạt mức che phủ điện tới 100% dân số.<sup>2</sup> Duy trì lợi nhuận và dòng tiền dương để đáp ứng các tiêu chuẩn của thị trường tín dụng phục vụ cho việc phát hành trái phiếu sau này đã khiến EVN đang phải căng mình đi trên dây. Nếu EVN không thể bổ sung công suất đủ nhanh, tăng trưởng kinh tế có thể không đạt được mức tiềm năng; nhưng EVN cũng có ít dư địa cho sai sót nếu các khoản đầu tư vào các tài sản có tuổi thọ dài không mang lại một giải pháp hiệu quả về chi phí để đáp ứng các nhu cầu điện trong tương lai.

**Khả năng điều chỉnh giá điện.** Trong năm năm qua, giá điện bình quân thực tế của EVN đã tăng 15,0% lên 1.876 đồng/kWh (0,08 USD/kWh). Đây là một thành tích đáng kể vì khả năng tăng giá điện là một thước đo quan trọng của bất kỳ tổ chức xếp hạng tín nhiệm nào khi đánh giá mức độ tín nhiệm của một doanh nghiệp điện lực.

Các đợt tăng giá điện gần đây của EVN đã giúp tập đoàn duy trì thành tích là doanh nghiệp hoạt động có lãi. Hai lần tăng giá liên tiếp tổng cộng 12,6% trong năm 2018 và 2019 đã đẩy tổng doanh thu tăng thêm 59,4 nghìn tỷ đồng (2,5 tỷ USD)—một con số quan trọng giúp EVN duy trì lợi nhuận, dòng tiền dương và khả năng trả nợ. Điều này khiến cho các giả định về giá điện của EVN đặc biệt quan trọng trong các dự báo về triển vọng tăng trưởng của EVN và những rủi ro ngắn hạn từ suy thoái do COVID-19.

**Các đợt tăng giá điện gần đây đã giúp EVN duy trì được thành tích là doanh nghiệp có lãi.**

**Tăng trưởng Capex.** Các khoản chi mua sắm tài sản cố định và đầu tư xây dựng cơ bản (Capex) của EVN đạt đỉnh vào năm 2016 ở mức 127,3 nghìn tỷ đồng (5,5 tỷ USD) trước khi giảm 61,2% vào năm 2019. Sự thay đổi lớn trong chi phí vốn này

<sup>2</sup> Ngân hàng Thế giới. *Cơ sở dữ liệu về năng lượng bền vững*.

phản ánh một loạt các quyết định chính sách được thực hiện kể từ năm 2004 để tái định vị EVN trở thành đơn vị vận hành thị trường điện, thay cho một doanh nghiệp điện lực tích hợp theo ngành dọc truyền thống.<sup>3</sup> Trách nhiệm xây dựng thêm công suất nguồn điện đã được chuyển sang cho các bên phát triển dự án IPP và hai tập đoàn nhà nước khác là PetroVietnam và Vinacomin. Gánh nặng về Capex trong tương lai của EVN sẽ phản ánh vai trò của EVN với tư cách là đơn vị vận hành hệ thống, chịu trách nhiệm về vận hành và phát triển lưới điện cấp hệ thống.

**Khả năng thanh toán nợ.** Tổng nợ của EVN đã tăng 8,9% trong giai đoạn 2015-2019, đạt 495.046 tỷ đồng (21,2 tỷ USD), sau khi Capex đạt đỉnh vào năm 2016. Tăng trưởng nợ của EVN chủ yếu được tài trợ gián tiếp bởi các nguồn quốc tế thông qua hình thức cho vay lại của Chính phủ với các điều kiện thấp hơn thị trường.

Việc EVN không được tiếp cận trực tiếp nguồn vốn quốc tế là một yếu tố then chốt quyết định chiến lược tăng trưởng của EVN. Việt Nam không còn được tiếp cận nguồn vốn ưu đãi dành cho các nước thu nhập thấp từ các ngân hàng phát triển đa phương do thành tích tăng trưởng mạnh mẽ của mình. Tuy nhiên, Việt Nam vẫn chưa được các tổ chức xếp hạng tín nhiệm xếp vào mức đầu tư do những điểm yếu về cơ cấu của hệ thống ngân hàng. Việc không có một gốc tiền gửi dài hạn làm hạn chế khả năng cho vay dài hạn của các ngân hàng. Ngoài ra, năng lực phòng ngừa rủi ro ngoại tệ còn hạn chế khiến EVN phải đối mặt với các rủi ro ngoại hối.

Như vậy, EVN không còn lựa chọn nào khác nên đã phải nhờ đến các nhà đầu tư nước ngoài qua các IPP. Bằng việc tìm đến các nhà tài trợ dự án, những người có khả năng tiếp cận các điều khoản tín dụng tăng cường nhờ các tổ chức tín dụng xuất khẩu, các nhà tài trợ dự án đã cung cấp những khoản vốn cần thiết để đối lấy lợi nhuận thu được từ việc phát triển dự án và giảm thiểu rủi ro thông qua các thỏa thuận mua bán điện dài hạn (PPA).

Tác động ròng của chiến lược này đối với EVN là khả năng thanh toán nợ hạn chế của tập đoàn đã đóng một vai trò chủ đạo trong việc hoạch định chiến lược phát triển điện của Việt Nam. Vai trò của EVN trong việc xây dựng công suất nguồn điện đã bị hạn chế, dẫn đến sự gia tăng lệ thuộc vào các IPP và các chiến lược có thể khai mở quan hệ đối tác với các nguồn vốn quốc tế. Tuy vậy, hệ quả của tình trạng này là thay vì đi vay để mở rộng tài sản nền của bản thân, EVN nay phải đối mặt với nguy cơ nếu giá điện tăng không đủ nhanh thì tập đoàn sẽ phải đi vay nợ để chi trả cho các khoản thanh toán IPP ngày một lớn.

---

<sup>3</sup> Ngân hàng Thế Giới: [Học hỏi từ kinh nghiệm cải cách ngành điện – trường hợp của Việt Nam](#). Tháng 03 năm 2020.

**Bảng 3: Các khoản mục cân đối năm và dòng tiền của EVN**

(triệu đồng)	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Khoản mục cân đối năm</b>					
Tổng dư nợ vay và thuê tài chính	370,152,351	396,591,441	404,444,512	405,077,268	398,750,367
Chi phí tài chính/dư nợ	5.3%	5.6%	5.5%	7.2%	5.6%
Nợ/vốn chủ sở hữu (lần)	2.4	2.4	2.3	2.2	2.2
<b>Khoản mục về dòng tiền</b>					
Chi mua sắm tài sản cố định (Capex)	87,456,028	127,312,625	74,016,256	63,550,735	49,425,195
Nợ ròng (thu-chi)	22,397,267	22,318,727	6,074,313	(8,304,421)	(8,237,439)
Vốn từ hoạt động (FFO)	75,695,666	88,220,064	98,416,620	107,650,350	99,331,610
Tiền trả nợ	75,424,719	55,929,941	63,636,495	82,943,711	74,180,774
FFO/tiền trả nợ	1.0	1.6	1.5	1.3	1.3
FFO điều chỉnh theo đòn bẩy thanh toán nợ ròng x	4.9	4.5	4.1	3.8	4.0
Tiền và tương đương tiền	41,968,868	41,513,150	45,704,037	50,205,261	53,601,031

Nguồn: EVN, IEEFA.

**Financial Metrics. Các chỉ số tài chính.** Gánh nặng nợ của EVN đang ở mức cao, với tỷ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu trung bình là 2,3 lần, mặc dù tỷ lệ này đang giảm dần. Nhờ doanh thu tăng trưởng mạnh, tập đoàn đã ghi nhận dòng tiền dương và thu về một lượng tiền mặt ròng trong giai đoạn từ năm 2017 đến 2019.

EVN hiện được Fitch xếp hạng ở mức BB ổn định—cấp độ xếp hạng không đầu tư giống với mức xếp hạng tín nhiệm quốc gia mà Fitch dành cho Việt Nam.<sup>4</sup> Hồ sơ tín nhiệm độc lập của tập đoàn phản ánh nền tảng tín dụng còn nhiều điểm mâu thuẫn của EVN. Mặc dù EVN hoạt động có lãi song tỷ suất lợi nhuận trên tài sản thấp và các phương án tài trợ vốn không ổn định khiến tập đoàn dễ gặp khó khăn trước những rủi ro hối đoái không được phòng ngừa. Theo Fitch, điểm yếu này dẫn đến tình trạng tín dụng rất mong manh, khiến EVN khó xoay sở trong tình huống cần chi tiêu vốn khẩn cấp hoặc khi có thâm hụt trong các khoản thu.

Trong một bài bình luận gần đây nói về ảnh hưởng bước đầu của cú sốc COVID-19, tổ chức xếp hạng Fitch đã lưu ý đến chính sách cắt giảm 10% hoá đơn tiền điện cho một số khách hàng của EVN cũng như việc EVN hạ dự báo tăng trưởng sản lượng điện bán ra xuống còn 4% cho năm 2020. Fitch cho rằng EVN có đủ khả năng để xử lý các khoản cắt giảm này mà không làm ảnh hưởng đến mức xếp hạng hiện tại. Tuy nhiên, tổ chức này cũng dự kiến các chỉ số nợ của tập đoàn sẽ xấu đi trong năm 2020 do vốn từ hoạt động (FFO) điều chỉnh theo đòn bẩy thanh toán nợ ròng sẽ tăng lên 4,5 lần hoặc cao hơn nếu các khoản phải thu tăng lên.

## Những hạn chế tài chính của EVN

Theo phân tích của IEEFA, EVN đang bước sang một giai đoạn với rủi ro tài chính gia tăng do cơ chế hoạt động của tập đoàn chuyển từ việc dựa vào các nguồn điện do chính tập đoàn đầu tư sang các nhà máy nhiệt điện than độc lập bên ngoài đi liền với

<sup>4</sup> Fitch Ratings. Hồ sơ độc lập của EVN ổn dù Việt Nam giảm giá điện và chậm thu phí. Tháng 04 năm 2020

các khoản thanh toán công suất được đảm bảo, dẫn đến khả năng vận hành hệ thống thiếu linh hoạt hơn.

Các khoản thanh toán công suất được đảm bảo thường thấy trong các thoả thuận mua bán điện (PPA) của các nhà máy nhiệt điện than mới cũng sẽ làm ảnh hưởng đến các quyết định điều độ và làm hạn chế khả năng của EVN trong việc ứng phó với nhu cầu biến động, đặc biệt là trong bối cảnh dịch bệnh COVID-19. Để hiểu hơn về khả năng xử lý quá trình chuyển dịch này của EVN, chúng tôi đã thực hiện một dự báo cơ sở để kiểm tra mức độ quan trọng của một vài biến số chính đối với sức khoẻ tài chính của EVN và để xem những câu hỏi chính sách nào có thể xuất hiện khi EVN triển khai kế hoạch được đặt ra trong QHĐ 8. Bảng 4 dưới đây trình bày dự báo cơ sở về một số chỉ số lợi nhuận và dòng tiền EVN đến năm 2023.

**Các khoản thanh toán công suất được đảm bảo sẽ làm ảnh hưởng đến các quyết định điều độ và hạn chế khả năng của EVN trong việc ứng phó với nhu cầu biến động.**

Tương tự các doanh nghiệp điện lực khác ở Đông Nam Á, EVN hiện phải đối mặt với một năm 2020 đầy thách thức, dự kiến tập đoàn sẽ lỗ ròng cả năm do lượng điện bán ra tăng trưởng chậm lại và chương trình hỗ trợ cắt giảm giá điện cho người dân. Sản lượng điện thương phẩm trong sáu tháng đầu năm chỉ tăng 2,3% so với mức tăng trưởng hai con số thường thấy của cùng kỳ năm trước<sup>5</sup>. Tác động ngắn hạn của việc giảm giá điện ước tính đã tiêu tốn của EVN khoảng 6.800 tỷ đồng (291,1 triệu USD) trong quý II. Đồng thời, các chi phí cố định liên quan đến công suất phát điện từ IPP mới được dự báo sẽ tăng 24,8%, góp phần làm giảm đáng kể biên lợi nhuận gộp.

Cho đến nay, Việt Nam đã rất xuất sắc trong việc kiểm soát đại dịch COVID-19. Tuy vậy, mọi dự báo cho giai đoạn 2021-2023 sẽ đều gặp phải rủi ro dự báo cao hơn mức bình thường. IEEFA ước tính mức tăng trưởng lượng điện bán ra sẽ giới hạn ở 2.2% cho năm 2020, tương đương với dự báo tăng trưởng mới nhất của EVN,<sup>6</sup> và là 9.0% cho các năm tiếp theo. Các con số này đều cách xa mức tăng bình quân 10.3% của giai đoạn 2015-2019 trước đây.

Để đảm bảo tính trung lập của dự báo cho giai đoạn dự báo 2021-2023, chúng tôi giả định mức tăng giá điện thực tế 3.6% mỗi năm, đồng thời giới hạn Capex ở mức 68,4 nghìn tỷ đồng (2,9 tỷ USD) mỗi năm, phù hợp với ước tính của Ngân hàng Thế giới

<sup>5</sup> EVN, Báo cáo tình hình hoạt động sáu tháng đầu năm 2020. Ngày 11 tháng 07 năm 2020.

<sup>6</sup> EVN. Đánh giá tình hình cung cấp điện bốn tháng cuối năm 2020 và nhận định sơ bộ đối với năm 2021. Ngày 31 tháng 08 năm 2020.



về các khoản chi cho hoạt động phân phối và truyền tải.<sup>7</sup>

**Bảng 4: Kết quả hoạt động kinh doanh của EVN theo phương án cơ sở**

(triệu đồng)	2019	2020E	2021E	2022E	2023E
Doanh thu thuần về bán hàng và cung cấp dịch vụ	394,889,987	396,594,941	455,975,555	516,315,994	584,495,644
Giá vốn bán hàng và dịch vụ cung cấp	343,852,003	370,650,137	408,675,159	455,345,886	525,495,405
<b>Lợi nhuận gộp về bán hàng và cung cấp dịch vụ</b>	<b>51,037,984</b>	<b>25,944,804</b>	<b>47,300,397</b>	<b>60,970,108</b>	<b>59,000,239</b>
<i>Biên lợi nhuận gộp</i>	12.9%	6.5%	10.4%	11.8%	10.1%
Lợi nhuận thuần từ hoạt động kinh doanh	12,243,610	(14,948,211)	6,265,592	19,774,259	17,623,515
<i>Tỷ suất lợi nhuận trên doanh thu</i>	3.1%	-3.8%	1.4%	3.8%	3.0%
Lợi nhuận trước thuế	12,499,984	(14,575,627)	6,649,353	20,169,533	18,030,647
<b>Lợi nhuận sau thuế thu nhập doanh nghiệp</b>	<b>9,720,033</b>	<b>(14,539,864)</b>	<b>5,254,041</b>	<b>15,864,405</b>	<b>14,185,850</b>
<i>Biên lợi nhuận ròng</i>	2.5%	-3.7%	1.2%	3.1%	2.4%
<b>Dòng tiền thuần</b>	<b>3,444,452</b>	<b>(23,557,979)</b>	<b>(2,216,395)</b>	<b>11,306,713</b>	<b>10,960,800</b>
<b>Tiền và tương đương tiền</b>	<b>53,601,031</b>	<b>30,043,052</b>	<b>27,826,657</b>	<b>39,133,370</b>	<b>50,094,170</b>

Nguồn: Ước tính của IEEFA.

**Gánh nặng thanh toán cho IPP.** Nghĩa vụ tài chính cố định quan trọng nhất trong giai đoạn dự báo là các khoản thanh toán cho IPP ngày một tăng, những khoản này được dự báo sẽ tăng đều. Chúng tôi ước tính các IPP sẽ hoà lưới điện khoảng 4,4 GW công suất mỗi năm trong giai đoạn 2020-2022, và tăng lên khoảng 6,1 GW vào năm 2023, phần lớn trong đó là các nguồn năng lượng tái tạo và nhiệt điện than.

**Bảng 5: Công suất bổ sung dự kiến 2020-2023**

	2020	2021	2022	2023
<b>Tổng công suất bổ sung (MW)</b>	<b>4,411</b>	<b>5,252</b>	<b>3,400</b>	<b>6,870</b>
EVN	269	50	-	750
IPP	4,142	5,202	3,400	6,120

Nguồn: Ước tính của IEEFA dựa trên các báo cáo của Bộ Công Thương và thông tin dự án.

Việc ước tính các chi phí thanh toán cho IPP trong tương lai có rủi ro dự báo nhất định do các điều khoản hợp đồng PPA hay cơ chế điều độ các nguồn năng lượng tái tạo đều không được công bố công khai. Tuy vậy, dưới bất kỳ kịch bản nào, biên lợi nhuận gộp của EVN cũng sẽ phụ thuộc vào khả năng tích hợp hiệu quả các IPP đi kèm các khoản thanh toán công suất cố định với các nguồn năng lượng tái tạo mới với hạ tầng truyền tải hạn chế. IEEFA ước tính rằng chi phí mua điện của EVN sẽ tăng 70,5% trong giai đoạn dự báo, lên 335,3 nghìn tỷ đồng (14,4 tỷ USD), và chiếm 60,1% chi phí hoạt động của EVN.

<sup>7</sup> Ngân hàng Thế giới. Việt Nam - Huy động tối đa nguồn tài chính để phát triển ngành năng lượng, Tháng 01 năm 2019.

**Bảng 6: Chi phí sản xuất kinh doanh – Chi phí cho IPP**

	2019	2020E	2021E	2022E	2023E
<b>Tổng chi phí sản xuất kinh doanh</b>	<b>343,852,003</b>	<b>370,650,137</b>	<b>408,675,159</b>	<b>455,345,886</b>	<b>525,495,405</b>
Chi phí dịch vụ mua ngoài	42.7%	49.3%	53.9%	57.1%	60.1%
Chi phí nguyên liệu, vật liệu	24.6%	19.7%	17.3%	16.4%	16.0%
Chi phí khấu hao tài sản cố định	18.7%	17.4%	15.9%	14.3%	12.8%

Nguồn: Ước tính của IEEFA.

Một phần chi phí IPP gia tăng là do có sự thay đổi trong cơ cấu điện năng sản xuất. Thủy điện là nguồn có chi phí rẻ nhất nhưng độ tin cậy và khả năng tận dụng nguồn điện này đã giảm đi trong những năm gần đây do rủi ro biến đổi khí hậu và các rủi ro thủy văn do con người gây ra đều gia tăng. Trong nửa đầu năm 2020, thủy điện chỉ chiếm 18% tổng sản lượng điện phát ra, thấp hơn mức 25% cùng kỳ năm trước.<sup>8</sup> Sự thiếu hụt công suất phát điện sẵn có này cho thấy tầm quan trọng ngày càng tăng của năng lượng tái tạo, với thời gian triển khai ngắn hơn, để bù đắp những khoảng trống trong kế hoạch xây dựng dự án điện mới của Việt Nam. Tuy nhiên, năng lượng tái tạo sẽ làm tăng chi phí phát điện trung bình trong những năm đầu cho đến khi hệ thống lưới điện đủ phát triển để đảm bảo hiệu suất hoạt động của hệ thống.

**Dur địa điều chỉnh giá điện.** Biến số nhạy cảm nhất trong kịch bản cơ sở của IEEFA là giá điện. Biến số này rất quan trọng để đánh giá khả năng của EVN trong việc xác định các chiến lược tốt nhất để triển khai QHĐ 8. Tài liệu dự thảo QHĐ 8 hàm ý một lộ trình chi phí tương đối an toàn cho giai đoạn quy hoạch, nhưng các dữ liệu được cung cấp không thể liên kết được với các báo cáo tài chính của EVN nếu không có thêm thông tin.

**Bảng 7: Ước tính chi phí phát điện trung bình**

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
USD/kWh	0.070	0.080	0.078	0.080	0.083	0.085
Thay đổi so với năm trước (%)		14.3%	-2.5%	2.6%	3.8%	2.4%

Nguồn: Ước tính của IEEFA dựa trên Dự thảo QHĐ 8 của Bộ Công Thương (tháng 07 năm 2020).

Các báo cáo gần đây của Ngân hàng Thế giới kỳ vọng một ngưỡng giá là 0,12 USD/kWh, hàm ý sẽ không có sự phản đối khi giá điện tăng cao. Giả định này cần phải được xem xét lại trong bối cảnh tình hình chính trị - xã hội hiện nay và kế hoạch phục hồi kinh tế sau đại dịch của Việt Nam.

Cũng cần lưu ý rằng Fitch thường đề cập đến giá điện như một rào cản tiềm tàng đối với việc nâng hạng cho EVN. Theo Fitch thì hồ sơ tín nhiệm độc lập của EVN

**Fitch: “Hồ sơ tài chính của EVN có thể bị ảnh hưởng đáng kể nếu giá điện không được điều chỉnh thường xuyên trước những rủi ro lớn về thủy văn, tiền tệ và nhu cầu tiêu thụ điện.”**

<sup>8</sup> EVN, Báo cáo tình hình hoạt động sáu tháng đầu năm 2020. Ngày 11 tháng 07 năm 2020.

“bị giới hạn ở mức ‘BB’ do thiếu một lịch sử điều chỉnh giá điện phản ánh những biến động về chi phí”. Fitch cũng gắn vấn đề này với những quan ngại khác, lưu ý rằng “hồ sơ tài chính của EVN có thể bị ảnh hưởng đáng kể nếu giá điện không được điều chỉnh thường xuyên trước những rủi ro lớn về thủy văn, tiền tệ và nhu cầu tiêu thụ điện, theo quan điểm của chúng tôi”.<sup>9</sup>

Các đợt tăng giá điện đáng kể gần đây đã tạo ra một bước đệm cho EVN và củng cố niềm tin của các bên cho vay, tuy nhiên, có lẽ đã đến lúc phải thiết lập lại các kỳ vọng ngắn hạn về triển vọng tăng giá điện. Việt Nam, giống như nhiều quốc gia Bắc Á, hiện đang dựa vào người tiêu dùng để bù giá chéo cho khách hàng công nghiệp. Dù chiến lược này hỗ trợ tạo công ăn việc làm, nó cũng làm gia tăng căng thẳng xã hội khi các hộ gia đình phải chịu áp lực.

EVN đã có kế hoạch cho một đợt tăng giá khác vào đầu năm nay, mặc dù giá điện trung bình thực tế đã tăng 12,6% hai năm trước, nhưng Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc đã nhanh chóng huỷ bỏ kế hoạch này vào tháng 2 ngay sau khi Việt Nam ghi nhận các ca bệnh COVID-19 đầu tiên. Không chỉ hoạt động trên điều kiện phải giữ nguyên giá điện trong năm 2020, EVN còn phải cắt giảm 10% hoá đơn tiền điện cho khách hàng từ tháng 4 đến tháng 7, khiến tập đoàn hụt một khoản thu lên đến 6.800 tỷ đồng (291 triệu USD) tính đến tháng 6, tương đương 1,7% doanh thu năm ngoài.

Với đại dịch COVID-19 tiếp tục diễn biến khó lường ở Việt Nam và trên thế giới, ưu tiên của chính phủ Thủ tướng Phúc nằm ở việc bảo vệ công ăn việc làm cho người dân, duy trì hoạt động cho các nhà máy, và đồng hành với người dân. Chính phủ nỗ lực bền bỉ để giữ lạm phát dưới mức 4% đồng thời nhận ra sự cấp bách phải quảng bá cho các nhà đầu tư nước ngoài về mức độ cạnh tranh về chi phí của Việt Nam so với các nước khác trong khu vực.

**Bảng 8: Lợi nhuận của EVN theo các kịch bản tăng giá điện**

	2021E	2022E	2023E
<b>Giả định % tăng giá điện</b>			
Phương án cơ sở	3.6%	3.6%	3.6%
Front-loaded	6.0%	2.0%	3.0%
Phương án thấp	2.0%	2.0%	2.0%
<b>Lợi nhuận ròng (triệu đồng)</b>			
Phương án cơ sở	5,254,041	15,864,405	14,185,850
Front-loaded	13,543,786	18,848,352	14,887,697
Phương án thấp	(272,456)	3,445,387	(6,740,153)
<b>Dòng tiền thuần</b>			
Phương án cơ sở	(2,216,395)	11,306,713	10,960,800
Front-loaded	8,346,753	15,108,986	11,855,123
Phương án thấp	(9,258,494)	(4,518,131)	(15,704,010)

Nguồn: Ước tính của IEEFA.

<sup>9</sup> Fitch Ratings. Hồ sơ độc lập của EVN ổn dù Việt Nam giảm giá điện và chậm thu phí. Tháng 04 năm 2020.

Trước những biến động này, các dự báo cơ sở của IEEFA áp dụng một cách tiếp cận trung lập, với mức tăng giá điện hàng năm dự kiến là 3,6% từ năm 2021 đến 2023. Mức này gần với mức tăng giá trung bình trong ba năm trước và sẽ dẫn đến mức giá bình quân thực tế là 0,089 USD/kWh vào cuối giai đoạn dự báo. Bên cạnh đó, với các giả định về chi phí vận hành và đầu tư tương đối hạn chế, dự báo cơ sở cho thấy EVN sẽ có đủ linh hoạt trong vận hành, nhưng tập đoàn sẽ khó có thể ứng phó với các áp lực tài chính đột ngột hoặc đầu tư mạnh mẽ vào lưới điện.

Phân tích độ nhạy cũng nêu bật rủi ro tài chính mà EVN sẽ gặp phải nếu tình hình kinh tế Việt Nam diễn biến không thuận lợi và giá điện sẽ chỉ có thể tăng 2% mỗi năm trong giai đoạn 2021-2023. Ở kịch bản “thấp” này, với tổng mức tăng là 6% trong ba năm, sẽ khiến EVN bị lỗ vào năm 2021 và 2023 do các nguồn điện than, khí và năng lượng tái tạo hoà lưới. Dự trữ tiền mặt cũng sẽ bị bào mòn. Ngược lại, ở kịch bản “front-loaded” khi giá điện tăng mạnh 6% vào năm 2021, tiếp đó là 2% và 3% vào các năm sau, lợi nhuận ròng và dự trữ tiền mặt của EVN sẽ được thổi lên đáng kể, mang lại một khoản tiền mặt ròng là 15,3 nghìn tỷ đồng (653 triệu USD) so với kịch bản cơ sở.

**Nguồn tài trợ mới.** Rủi ro dự báo cho giai đoạn 2020-2023 là cao và câu hỏi về nguồn vốn là trọng tâm của bất kỳ dự báo nào về hiệu quả hoạt động của EVN trong tương lai. Khả năng đạt được mức giá điện cao hơn sẽ là điều kiện then chốt để EVN đạt được vị thế tài chính chắc chắn. Điều này cũng sẽ rất quan trọng để EVN đạt được mức xếp hạng tín nhiệm đủ tốt để mở ra khả năng tiếp cận trực tiếp các nguồn vốn vay USD có chi phí hợp lý hơn.

Việc EVN tiếp cận được trực tiếp thị trường tài chính quan trọng ngay trong tương lai gần vì nỗ lực huy động vốn trước đây thông qua việc thoái vốn khỏi các tổng công ty phát điện đã không thành công. Dưới sự tham vấn theo mô hình truyền thống của Ngân hàng Thế giới, EVN đã kỳ vọng rằng việc chia tách các tổng công ty phát điện sẽ thúc đẩy sự hình thành một thị trường bán buôn điện cạnh tranh và tạo ra dòng tiền cho EVN đầu tư Capex. Kế hoạch này đã diễn ra không như mong đợi. Đợt chào bán cổ phiếu lần đầu ra công chúng (IPO) vào tháng 2/2018 của Tổng công ty Phát điện 3 (GENCO3), công ty lớn thứ hai về công suất lắp đặt, đã không được các nhà đầu tư chào đón. Sẽ không có gì bất ngờ nếu đợt IPO của GENCO2 dự kiến diễn ra vào tháng 12/2020 cũng sẽ chịu tình cảnh tương tự.

**Việc triển khai QHĐ 8 chắc chắn sẽ phụ thuộc vào quỹ đạo phục hồi của Việt Nam sau đại dịch COVID-19.**

Việc triển khai QHĐ 8 chắc chắn sẽ phụ thuộc vào quỹ đạo phục hồi của Việt Nam sau đại dịch COVID-19 và các hệ lụy kinh tế đi kèm. Do đó, bức tranh về nguồn vốn dành cho việc mở rộng đầu tư sẽ phụ thuộc không chỉ vào tình hình tài chính của

Việt Nam mà còn vào các diễn biến trên thị trường vốn khu vực và cách EVN tiếp thị tiềm năng hiệu quả hoạt động của mình.

Nhìn rộng hơn, bức tranh về nguồn vốn cho EVN cũng sẽ chịu tác động từ nhu cầu ngày càng tăng đối với các tài sản hạ tầng năng lượng sạch. Bằng chứng của xu hướng này chính là sự quan tâm mạnh mẽ của các nhà phát triển dự án với cơ chế giá cố định cho điện mặt trời và điện gió mà Bộ Công Thương ban hành từ năm 2017. Mặc dù thoả thuận mua bán điện (PPA) dành cho các dự án điện mặt trời ban đầu được các ngân hàng nước ngoài đánh giá là “không có khả năng vay vốn ngân hàng”, các nhà phát triển dự án đã nhìn nhận thị trường Việt Nam theo hướng tích cực và xem EVN là một đối tác chắc chắn một khi đã thống nhất được các điều khoản hợp đồng. Đây là một tín hiệu tốt cho Việt Nam vì các ngân hàng và các nhà phát triển dự án trong khu vực đang tìm kiếm những thị trường đang nỗ lực đáp ứng các tiêu chuẩn cần có để triển khai các công cụ tài chính xanh.

## Cơ hội tại Quy hoạch điện 8

Bức tranh về tăng trưởng ổn định nhưng gò bó này chính là nền tảng cho sự chuyển hướng về chính sách điện trong QHĐ 8 đang rất được mong đợi. Chính phủ Việt Nam đang cho thấy tham vọng táo bạo về chuyển dịch năng lượng, và quy hoạch thể hiện một bước thay đổi trong cơ cấu nguồn điện, tập trung phát triển năng lượng tái tạo bên cạnh các nguồn điện sử dụng LNG thay vì nhiệt điện than.

Theo phân tích của IEEFA, có ba vấn đề lớn cần đặc biệt lưu ý để EVN có thể trở thành một nhà vận hành hệ thống hiệu quả với một hồ sơ tài chính bền vững:

**Đầu tư lưới điện mới.** Tiến hành đầu tư kịp thời vào hệ thống lưới điện truyền tải và phân phối là việc không thể xem nhẹ, ngay cả trong các hệ thống điện chủ trọng đầu tư vào công suất lắp đặt. Như Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã đề cập trong báo cáo Đầu tư Năng lượng Thế giới 2020, “Việc đầu tư vào các mạng lưới điện và hệ thống lưu trữ điện là rất cần thiết và có thể giúp đảm bảo cho hệ thống điện tương lai vận hành bền bỉ và tin cậy ngay cả khi hệ thống thay đổi do có sự tăng trưởng của các công nghệ năng lượng sạch”.<sup>10</sup>

EVN sẽ tiếp tục bổ sung thêm các nguồn năng lượng tái tạo vào danh mục nguồn điện của mình, do đó, việc tập trung đầu tư mở rộng lưới điện sẽ phục vụ cho chính lợi ích của tập đoàn. Một hệ thống truyền tải đáng tin cậy không chỉ giúp tối ưu hoá các nguồn năng lượng tái tạo có tính biến đổi trong danh mục nguồn điện mà còn rất quan trọng để giảm chi phí mua điện cho EVN. Khi Việt Nam chuyển sang cơ chế đấu giá điện mặt trời và điện gió, dự kiến từ năm 2021, khả năng để EVN đạt được mức giá mua điện cạnh tranh nhất sẽ phụ thuộc vào niềm tin của các nhà phát triển dự án rằng rủi ro điều độ được giảm thiểu và thiết kế lưới điện trong tương lai sẽ hỗ trợ tích hợp các loại năng lượng tái tạo có giá cạnh tranh.

Trong khi đó, sức hấp dẫn của các dự án lưới điện “xanh” hỗ trợ cho các nguồn năng lượng tái tạo sẽ giúp thu hút các nguồn tài chính quốc tế, qua đó, giúp giải quyết được bài toán tiếp cận vốn của EVN và cho phép EVN an tâm với các khoản đầu tư

<sup>10</sup> IEA. Báo cáo đầu tư năng lượng thế giới 2020.

vào năng lượng tái tạo có chiến lược và hiệu quả về mặt chi phí, bao gồm cả hệ thống lưu trữ điện.

Về khía cạnh này, Bộ Công Thương và EVN dường như đang đi đúng hướng. Trong năm vừa qua, cách tiếp cận linh hoạt của Bộ Công Thương trong việc diễn giải pháp luật hiện hành đã tạo điều kiện để khối tư nhân được đầu tư và xây dựng dự án truyền tải điện lần đầu tiên trên cả nước, dù đây chỉ là dự án thí điểm. Dự án thực hiện trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận, khởi công từ tháng 04/2020. Cơ chế pháp lý tiếp tục được củng cố khi Quốc hội thông qua Luật đầu tư theo phương thức đối tác công-tư vào tháng 6, trong đó quy định cụ thể lưới điện là một trong các lĩnh vực đầu tư cho phép sự tham gia của khối tư nhân. Thay đổi này tạo một cơ sở pháp lý vững chắc cho đầu tư tư nhân vào hạ tầng truyền tải trong tương lai.

Có thể thấy rõ việc khối tư nhân muốn tham gia đầu tư phát triển hạ tầng truyền tải. Dẫn dắt xu hướng này ban đầu sẽ là các doanh nghiệp có lợi ích trực tiếp tại các nhà máy điện được hưởng lợi. Như lời của một lãnh đạo EVN tại Diễn đàn cấp cao về năng lượng Việt Nam 2020, để xây dựng cùng một đường dây 500 kV, các nhà đầu tư tư nhân cần ít thời gian hơn EVN rất nhiều vì họ không bị cản trở bởi các thủ tục hành chính rườm rà và các pháp luật về quản lý đầu tư công.

Cả Bộ Công Thương và EVN dường như đều sẵn sàng tận dụng sự quan tâm của khối tư nhân vào các dự án truyền tải điện. Trong tình huống tốt nhất, nếu quy hoạch tốt và xác định được các dự án hấp dẫn sẽ có thể huy động vốn từ các nguồn tín dụng xanh mới. Điều này sẽ cho phép EVN và dự án đối tác công tư (PPP) khai thác được các nguồn vốn mới với điều khoản cạnh tranh quốc tế phục vụ cho việc mở rộng, nâng cấp hạ tầng lưới điện đang rất cần thiết hiện nay.

**Hiệu suất kinh tế.** Việt Nam hiện ở vị thế thuận lợi để nắm bắt được các lợi ích kinh tế từ việc phát triển chuỗi cung ứng và đấu giá điện cạnh tranh. Các doanh nghiệp trong ngành nhìn chung đều đồng ý rằng Việt Nam đã sẵn có một nền tảng kỹ thuật xây dựng dân dụng, đồng thời có triển vọng mở rộng nguồn cung ứng tại chỗ và tận dụng lợi suất theo quy mô. Các thông báo chính thức tính đến thời điểm hiện tại khẳng định các nhà hoạch định chính sách Việt Nam sẽ áp dụng các thông lệ tốt nhất để đảm bảo rằng các nguồn năng lượng tái tạo sẽ ngày càng cạnh tranh về giá.

Sự lạc quan này được hậu thuẫn bởi thực tế là Việt Nam có tiềm năng khổng lồ về năng lượng mặt trời và gió chưa được khai thác trong khi có sự cam kết cần thiết để đảm bảo rằng 15,6 GW công suất điện mặt trời và điện gió bổ sung vào hệ thống đến năm 2025 sẽ thu hút được vốn đầu tư từ các nhà đầu tư mới và hiện tại.

Tuy nhiên, đáng lưu ý là QHĐ 8 đã dựa trên các ước tính thận trọng về tiềm năng cải thiện chi phí của các nguồn năng lượng tái tạo: chi phí đầu tư cho điện gió ngoài khơi chỉ giảm 26,8%, điện gió trên đất liền giảm 30,5%, và điện mặt trời trung bình giảm 28,7% trong vòng 25 năm tới.

**Bảng 9: Ước tính chi phí đầu tư cho năng lượng tái tạo**

	Chi phí xây dựng năm gốc (USD/MW)	Thay đổi so với năm gốc		
		2025-2029	2030-2039	2040-2045
TB gió trên bờ (>= to 6 m/s)	1.7	-10.7%	-18.3%	-24.5%
TB gió trên bờ (5.5-6m/s)	2.0	-10.7%	-21.4%	-29.2%
TB gió trên bờ (4.5-5.5m/s)	2.0	-10.7%	-21.4%	-26.7%
Trung bình	1.9	-10.7%	-20.4%	-26.8%
TB gió ngoài khơi (móng cố định)	3.1	-2.3%	-17.3%	-23.2%
TB gió ngoài khơi (móng nổi)	4.3	-2.3%	-16.1%	-37.9%
Trung bình	3.7	-2.3%	-16.7%	-30.5%
Điện mặt trời quy mô lớn	1.1	-10.4%	-20.8%	-29.8%
Điện mặt trời áp mái		-10.4%	-20.8%	-29.8%
Trung bình		-7.8%	-19.2%	-28.7%

Nguồn: Dự thảo QHĐ 8 của Bộ Công Thương (tháng 07 năm 2020).

Đánh giá sơ bộ của IEEFA về QHĐ 8 cho thấy Ban soạn thảo đã đánh giá thấp tiềm năng cải thiện chi phí đầu tư cho các nguồn năng lượng tái tạo. Thực tế là các nhà sản xuất thiết bị trong ngành đã đạt được những thành tựu rõ rệt trong việc cải thiện nhanh chóng chi phí đầu tư cho máy móc, thiết bị thông qua cải tiến công nghệ, lợi thế quy mô và chính sách thị trường cạnh tranh như đấu giá ngược.

Kinh nghiệm của các thị trường tương đương và các tuyên bố từ các nhà cung cấp công nghệ chính cho thấy khả năng cao là chi phí đầu tư sẽ ngày càng cạnh tranh hơn. Trong năm 2020, các nhà sản xuất tấm pin điện mặt trời (module) lớn của Trung Quốc đã có những thông báo quan trọng cho thấy họ sẽ chuyển từ các nhà máy sản xuất công suất 1-2 GW sang một chuẩn mới là 5-10 GW. Việc nâng cấp quy mô này diễn ra trong bối cảnh giá giao ngay của tấm pin điện mặt trời đã giảm 20% mỗi năm.<sup>11</sup>

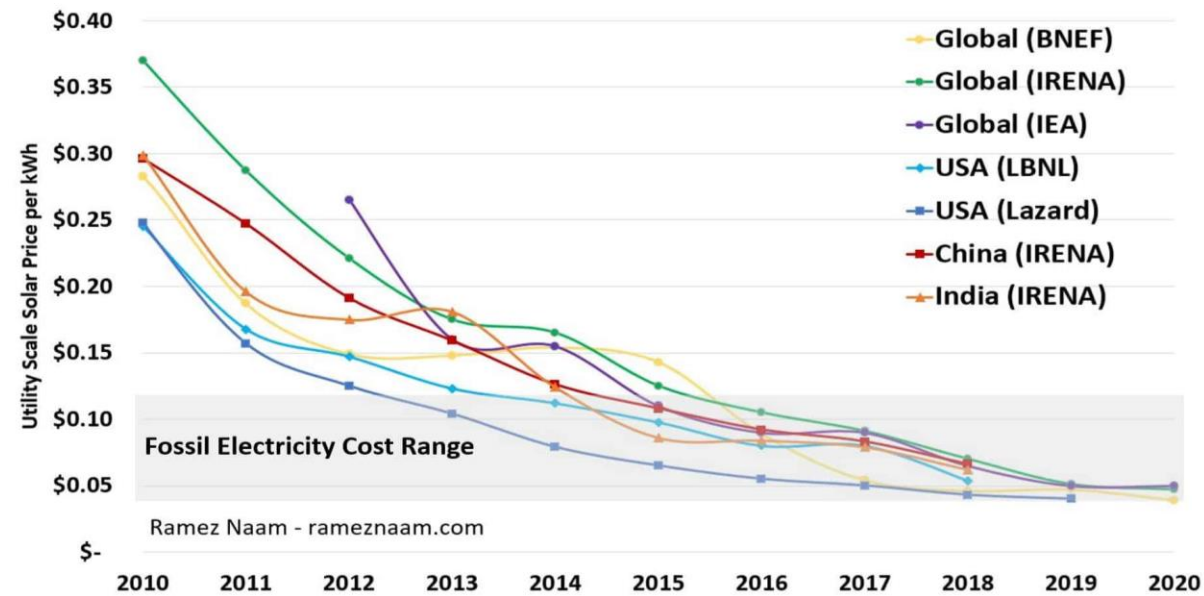
Các chuyên gia phân tích ngành điện mặt trời đã vật lộn với các dự báo sai về ngành trong suốt hơn một thập kỷ qua. Ngay cả các tổ chức quốc tế như IEA và IRENA cũng luôn đi sau các xu hướng thị trường. Các nhà bình luận như Ramez Naam<sup>12</sup> đã chỉ ra rằng để đạt được dự báo chính xác hơn cần phải để ý tới “tỷ lệ học” (learning rate) khi ngành điện mặt trời mở rộng và chi phí vốn được cắt giảm. Đồng tình với quan điểm về chi phí vốn, IEA cũng cho rằng chi phí tài trợ nợ giảm có thể giúp tiết giảm chi phí tới 38% nếu chi phí tài trợ được đưa xuống mức dưới 8.0% chi phí vốn bình quân gia quyền (WACC) thường được sử dụng khi mô phỏng các dự án điện mặt trời thông thường.<sup>13</sup> EVN có thể hi vọng sẽ được hưởng lợi từ hai yếu tố trên.

<sup>11</sup> IEEFA. *Năng lượng tái tạo tiếp tục phá vỡ kỷ lục bất chấp ảnh hưởng của COVID-19*. Tháng 06 năm 2020.

<sup>12</sup> Ramez Naam. *Tương lai của điện mặt trời là siêu rẻ*. 2020.

<sup>13</sup> IEA. *Báo cáo đầu tư năng lượng thế giới 2020*. Tr. 81

Hình 1: Chi phí đầu tư điện mặt trời giảm mạnh từ năm 2010



Nguồn: Ramez Naam. *Tương lai của điện mặt trời sẽ siêu rẻ*. 2020

Nghiên cứu mới từ châu Âu về tình hình cải thiện chi phí nhanh chóng ở các dự án điện gió ngoài khơi củng cố thông điệp rằng, mặc dù điện gió ngoài khơi thường được có giá cao trong giai đoạn phát triển ban đầu, giá chào thầu vào năm 2019 cho công suất mới đã xuống mức 0,059 USD/kWh.<sup>14</sup> Tại Đức và Hà Lan, các cuộc đấu thầu gần đây được coi là “không trợ giá” vì giá bỏ thầu đã tương đương với giá trên thị trường bán buôn điện. Một yếu tố chủ chốt quyết định những tiến bộ vượt bậc này là xu hướng giảm giá thành nhờ lợi thế quy mô đã vượt khỏi mong đợi của các tổ chức nghiên cứu quốc tế như IEA.

Theo các nhà nghiên cứu châu Âu, “chi phí đầu tư cho điện gió ngoài khơi đã giảm nhanh hơn mức dự báo phổ biến.” Họ trích dẫn một nghiên cứu từ năm 2016 trong đó khảo sát dự báo của các chuyên gia về xu hướng giá điện gió trong tương lai và chỉ ra rằng “mức giá ghi nhận trong các đợt đấu giá gần đây đã thấp hơn mức dự báo cho năm 2050”.

Nghiên cứu này cho thấy các cán bộ hoạch định chính sách của Bộ Công Thương và EVN hoàn toàn có thể tin tưởng rằng cơ chế đấu thầu cạnh tranh được tổ chức tốt và đầu tư lưới điện có mục tiêu sẽ giúp EVN song hành với các nhà phát triển dự án đầu ngành và giảm chi phí đầu tư cho năng lượng tái tạo tại thị trường Việt Nam. Hầu hết sẽ phụ thuộc vào các quyết định chính sách được đưa ra trong năm tới. Đề xuất sơ bộ của Bộ Công Thương về cơ chế đấu thầu cạnh tranh điện mặt trời, dự kiến sẽ triển khai vào năm sau, cho thấy cơ quan quản lý đang cố gắng hài hòa các ưu tiên (i) giảm chi phí mua điện thông qua đấu thầu, (ii) quản lý rủi ro về lưới điện thông qua phương án đấu giá trạm biến áp và đấu thầu cho dự án cụ thể quy mô lớn, và (iii) bổ

<sup>14</sup> Nature Energy. *Tính cạnh tranh của điện gió ngoài khơi tại các thị trường trưởng thành không có trợ giá*. Tháng 07 năm 2020.



sung công suất nhanh chóng thông qua cam kết bao tiêu toàn bộ sản lượng nhà máy, áp dụng đối với 1 GW công suất đấu giá trước tháng 06/2021.

**Giữ hệ thống linh hoạt.** Một thách thức mà Ban soạn thảo QHĐ 8 rõ ràng đã tích cực nghiên cứu để giải quyết là làm sao thiết lập được một hệ thống điện linh hoạt với các cấu trúc thị trường có thể cho phép EVN tối ưu hoá một cơ cấu nguồn điện ngày càng đa dạng. Chuyển đổi từ cơ chế vận hành hệ thống dựa trên công suất nền sang một hệ thống điện linh hoạt hơn sẽ đòi hỏi các kỹ năng quản lý và dịch vụ hệ thống mới. Dự thảo QHĐ 8 đã nhấn mạnh chính xác tầm quan trọng của việc xét đến chi phí vận hành cấp hệ thống, bao gồm toàn bộ chi phí phát điện và truyền tải, tác động môi trường và các dịch vụ hệ thống như hệ thống lưu trữ điện. Dự thảo cũng thừa nhận tầm quan trọng của việc đa dạng hoá các nguồn năng lượng và các rủi ro đi kèm với việc phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

Xây dựng mô hình với tất cả các biến số này là một việc khó và việc lập quy hoạch cho một lộ trình 25 năm sẽ làm tăng nguy cơ sai số trong dự báo. Có thể kể đến một cơ hội đã bị bỏ qua trong mô hình dự báo của QHĐ 8 liên quan đến cách đưa ra ước tính cho hệ số công suất điện mặt trời.

Theo đánh giá của IEEFA, dự thảo QHĐ 8 có thể đã đưa ra giả định thận trọng về hệ số công suất của các dự án điện mặt trời mới. Các ước tính cho khu vực Nam Bộ, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên – những nơi có bức xạ mặt trời tốt nhất – cho thấy hệ số công suất dự kiến vào khoảng 19%, trong khi con số dự kiến cho khu vực Trung Trung Bộ, Bắc Trung Bộ và Bắc Bộ dao động trong khoảng từ 14% đến 16%.

Những ước tính này phản ánh một cách tiếp cận thận trọng đối với tính gián đoạn của các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi. Tuy vậy, kinh nghiệm thực tế tại các thị trường đa dạng như Đức, California, Tamil Nadu hay Nam Úc lại cho thấy điều ngược lại. Nghiên cứu của IEEFA cho thấy một khi các nhà vận hành học được cách tối ưu hoá công suất năng lượng tái tạo, lượng điện phát ra từ các nguồn này có thể tăng dần lên mức 30% đến 50% trên tổng sản lượng điện toàn hệ thống. Chìa khóa để đạt được điều này, như QHĐ 8 cũng đã thừa nhận, nằm ở việc từng bước cải thiện công tác quản lý cân bằng lưới điện, phát triển các phương án lưu trữ điện hiệu quả về chi phí, và các nguồn phát điện phủ đỉnh chạy bằng khí gas phục vụ những lúc cao điểm.

Tin vui đối với EVN là bất kỳ bước tiến nào giúp mang lại nhiều giá trị hơn từ các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi sẽ là một điểm cộng đối với hồ sơ chi phí vận hành của EVN. Các hệ thống điện được thiết kế để tối ưu hóa việc sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi, với đặc tính chi phí ngày càng giảm, có thể giúp tiết kiệm chi phí cho các nhà vận hành hệ thống có khả năng điều chỉnh cơ cấu phát điện và thay thế công suất nền có chi phí cao hơn.

**Khi các nhà vận hành hệ thống học được cách tối ưu hoá năng lượng tái tạo, sản lượng điện của các nguồn này sẽ tăng dần đều trong cơ cấu hệ thống.**

Dự thảo QHĐ 8 đưa ra một loạt các khuyến nghị có tác dụng như một danh sách các việc cần làm cho các nhà hoạch định chính sách và EVN trong năm tới. Danh sách này yêu cầu phải chú trọng hơn nữa vào việc cải thiện tính linh hoạt của hệ thống sau năm 2025, bao gồm các bước như hình thành cơ chế về giá công suất dự phòng, truyền tải từ Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ, hay các cơ chế khuyến khích đầu tư điện mặt trời quy mô lớn và áp mái riêng cho khu vực Bắc Bộ để đáp ứng phụ tải đỉnh ban ngày.

Một cơ hội cuối cùng được ghi nhận trong QHĐ 8 là cần tận dụng một cách có chiến lược đường dây kết nối điện sẵn có với Lào và Trung Quốc để nhập khẩu điện bổ sung. Việc nhập khẩu điện giá rẻ có thể giúp giảm bớt áp lực mở rộng công suất nguồn điện cho EVN, và quan trọng hơn, điều này sẽ giúp Việt Nam tránh được nguy cơ mắc kẹt sớm với các nguồn công suất chạy nền, ví dụ các dự án điện chạy LNG, trong khi vẫn đảm bảo được các mục tiêu cấp điện trung hạn.

**Bảng 10: Nguồn điện nhập khẩu tiềm năng**

	Công suất hiện có (MW)	2023-2025	2026-2030	Công suất 2030 (MW)	2030 GWh
<b>Bắc Bộ</b>	<b>700</b>	<b>630</b>	<b>402</b>	<b>1,732</b>	<b>7,075</b>
Trung Quốc	700			700	3,360
Thủy điện Lào		630	402	1,032	3,715
<b>Bắc Trung Bộ</b>		<b>445</b>	<b>145</b>	<b>590</b>	<b>2,006</b>
Thủy điện Lào		445	145	590	2,006
<b>Trung Trung Bộ</b>	<b>250</b>	<b>1,099</b>	<b>1,020</b>	<b>2,369</b>	<b>8,655</b>
Thủy điện Lào	250	199	420	869	2,955
Điện gió Lào		600		600	1,380
NĐ than Xekong		300	600	900	4,320
<b>Tây Nguyên</b>	<b>322</b>	-	<b>667</b>	<b>989</b>	<b>3,264</b>
Thủy điện Lào	322		667	989	3,264
<b>Tổng</b>	<b>1,272</b>	<b>2,174</b>	<b>2,234</b>	<b>5,680</b>	<b>21,000</b>

Nguồn: Dự thảo QHĐ 8 của Bộ Công Thương (tháng 07 năm 2020).

Mặc dù Bộ Công Thương và EVN mặc định sẽ ưu tiên các nguồn điện trong nước và tối ưu hoá chi phí, các cán bộ quy hoạch đã hiểu đúng rằng nguồn điện nhập khẩu, trong những trường hợp nhất định, có thể củng cố khả năng tiếp cận các nhà phát triển dự án khu vực có thể chào mức giá cạnh tranh. Dự án điện gió ở Lào được nêu trong Bảng 10 sẽ được triển khai bởi Bangchak Corporation PLC, một tập đoàn năng lượng và năng lượng tái tạo có kinh nghiệm của Thái Lan. Công ty này đã tham gia vào thị trường năng lượng tái tạo của Việt Nam.<sup>15</sup> Chi phí sản xuất điện thấp hơn ở Lào có nghĩa là Việt Nam có thể hưởng lợi từ việc nhập khẩu điện từ năng lượng tái tạo giá rẻ hơn và ít gây tranh cãi hơn. Giá trần mua điện gió từ Lào được quy định ở mức 0,069 USD/kWh, thấp hơn gần 20% so với mức giá trong nước.<sup>16</sup>

<sup>15</sup> IEEFA. Doanh nghiệp Thái Lan xây dựng trang trại điện gió 600 MW tại Lào. Ngày 29 tháng 07 năm 2020.

<sup>16</sup> VnExpress. Việt Nam chốt trần giá điện gió nhập khẩu từ Lào ở mức 6,95 cent. Ngày 21 tháng 05 năm 2020

## Những vấn đề cần theo dõi năm 2020

Những điểm bất ổn tài chính xuất hiện trong phân tích của chúng tôi về EVN nhấn mạnh bản chất của những rủi ro và cơ hội cho Bộ Công Thương và EVN. Nền kinh tế đang tăng trưởng của Việt Nam cần nguồn điện sạch, giá hợp lý và khả năng tích hợp công nghệ năng lượng mới với chi phí tốt nhất trong dài hạn. Chìa khóa để đạt được điều này là phải đón nhận sự linh hoạt và tránh để mắc kẹt – tình huống mà tại đó sự gia tăng quá nhanh của các nghĩa vụ thanh toán cố định và đắt đỏ cho các IPP sẽ cản trở Việt Nam đón nhận các tiến bộ hiệu quả về mặt chi phí trong thị trường điện. Trong khi đó, những tiến bộ này chắc chắn sẽ diễn ra trong năm năm tới. Bộ Công Thương đã thể hiện sự suy xét cẩn thận khi phối hợp với thị trường xây dựng chính sách giá điện mặt trời và điện gió cố định. Cách tư duy thực dụng tương tự cần được phát huy khi các chính sách và phản ứng thị trường bắt đầu được định hình sau khi QHĐ 8 được thông qua.

Trong lúc QHĐ 8 được hoàn thành trong những tháng tới, các nhà phân tích và nhà đầu tư tốt nhất nên tập trung theo dõi hai vấn đề chủ chốt—một chiến lược và một thực tế—sẽ định hình phương hướng cải cách ngành điện của Việt Nam trong trung hạn.

**Kế hoạch và Lộ trình.** Có lẽ sai lầm phổ biến nhất mà các nhà phân tích mắc phải khi theo dõi diễn biến các thị trường điện châu Á là không phân biệt được giữa các chính sách và quy định quyết định các hoạt động của thị trường, và các kế hoạch dùng để định hình các lựa chọn chính sách. Bất kể là các kế hoạch 5 năm của Trung Quốc hay Kế hoạch cung ứng điện (RUPTL) của Indonesia, các nhà đầu tư thường phải chật vật tìm ra cách diễn giải đúng các quy hoạch tổng thể này thành các nhận định hợp lý về xu thế thị trường. Thực tế là, không phải tất cả các bản quy hoạch đều dẫn đến các chính sách cụ thể có ảnh hưởng đến thị trường ngay lập tức.

Xét đến rất nhiều yếu tố động đang ảnh hưởng tới tình hình thị trường trong giai đoạn COVID-19, các nhà phân tích tốt nhất nên xem QHĐ 8 như một lộ trình có định hướng, thay vì một bản kế hoạch cứng nhắc với các cột mốc cố định. Kinh nghiệm với QHĐ 7 đã cho thấy rằng thực chất các quy hoạch tổng thể ngành ở Việt Nam tốt nhất nên được nhìn nhận như mục tiêu phấn đấu. Chúng có ý nghĩa về mặt hành chính vì phục vụ làm cơ sở pháp lý cho việc phê duyệt dự án. Nhưng khi điều kiện thị trường thay đổi, việc sửa đổi quy hoạch là hoàn toàn có thể. Kinh nghiệm ba năm vừa qua cho thấy, các cấp chính quyền trung ương và địa phương đều sẵn sàng sửa đổi quy hoạch điện nếu các dự án đầu tư mới có lý về mặt kinh tế-xã hội.

**Các nhà phân tích tốt nhất nên xem QHĐ 8 như một lộ trình có định hướng, thay vì một bản kế hoạch cứng nhắc với các cột mốc cố định.**

Trước thách thức hồi phục kinh tế sau đại dịch COVID-19 và thay đổi lớn về lựa chọn công nghệ trong giai đoạn tới, sở hữu một khả năng thích ứng tốt sẽ là một tài sản chiến lược của EVN. Đối với các nhà đầu tư và các nhà phân tích tập trung nghiên cứu vai trò của EVN trong việc phát triển thị trường điện Việt Nam, rủi ro dự báo trong ngắn hạn vẫn ở mức cao do những bất ổn xoay quanh triển vọng tăng giá điện và các phương án đầu tư cho Capex. Nhưng bức tranh có thể trở nên hoàn toàn khác đối với các nhà phát triển dự án và các nhà đầu tư có cam kết lâu dài với ngành điện Việt Nam.

Sự khác biệt về hành vi giữa các nhà đầu tư có tầm nhìn ngắn hạn so với các bên có tầm nhìn dài hạn sẽ là dấu hiệu báo trước những người chơi nào sẽ dần nổi lên là những người dẫn đầu trên thị trường điện Việt Nam. Cho đến nay, những người chơi ở vị thế tốt nhất để song hành với EVN trong lâu dài là các nhà phát triển dự án năng lượng tái tạo và các nhà đầu tư đã sẵn có quan hệ với thị trường vốn và ngân hàng và có khả năng tận dụng các nguồn tài chính xanh ngày càng lớn chuyên dành đầu tư cho năng lượng sạch. Ngược lại, các nhà phát triển dự án nước ngoài phụ thuộc vào các cấu trúc tài chính dự án truyền thống vốn nhiều chi phí thường thấy ở các dự án IPP sử dụng nhiên liệu hoá thạch quy mô lớn có thể sẽ phải chật vật để sống sót khi QHĐ 8 triển khai.

**Câu hỏi về nguồn kinh phí cho LNG.** Một câu hỏi có ý nghĩa trong dài hạn đối với QHĐ 8 liên quan đến việc triển khai các dự án nhiệt điện khí LNG trong đề xuất. Mặc dù dự thảo QHĐ 8 đã dành một lượng công suất rất lớn cho nhiệt điện khí LNG trong tương lai, thực tế là hiện có rất ít thông tin rõ ràng về chính sách phát triển ngành LNG tại Việt Nam. Căn cứ vào dữ liệu trong dự thảo QHĐ 8 và tổng hợp của IEEFA, đã có khoảng 12.800 MW công suất điện chạy khí LNG đã được phê duyệt vào QHĐ 7 điều chỉnh và xem xét cho QHĐ 8 với thời gian dự kiến đi vào vận hành trong vòng bảy năm tới.

**Bảng 11: Các dự án LNG đã bổ sung quy hoạch**

Tên dự án	Tỉnh	Công suất (MW)	Năm vận hành	Chủ dự án	Thông tin dự án
Nhon Trạch 3 & 4	Đồng Nai	1,500	2023-2024	PetroVietnam	Hai nhà máy dự kiến sử dụng khí LNG nhập khẩu qua cảng Thị Vải.
Sơn Mỹ 2	Bình Thuận	2,200	2023	AES Group (Hoa Kỳ)	Nhà máy dự kiến sử dụng khí LNG nhập khẩu qua cảng Sơn Mỹ. Dự án ký kết hợp đồng BOT 20 năm.
Bạc Liêu	Bạc Liêu	3,200	2023-2027	Delta Offshore Energy (Singapore)	Dự án tích hợp tổng thể bao gồm hệ thống FSRU, đường ống dẫn khí, và nhà máy điện. Đây là dự án điện độc lập LNG có vốn đầu tư nước ngoài 100% đầu tiên.
Sơn Mỹ 1	Bình Thuận	2,000	2027	EDF (Pháp), Sojitz, Kyushu (Nhật Bản), Tập đoàn Thái Bình Dương (Việt Nam)	Nhà máy dự kiến sử dụng khí LNG nhập khẩu qua cảng Sơn Mỹ. Dự án ký kết hợp đồng BOT 20 năm.
Long Sơn (Giai đoạn 1)	Bà Rịa - Vũng Tàu	1,200	2025-2026	Chưa xác định	Nhà máy dự kiến sử dụng khí LNG nhập khẩu qua cảng Long Sơn.
Cà Ná (Giai đoạn 1)	Ninh Thuận	1,500	2025-2026	Tập đoàn Trung Nam	
Kê Gà (Giai đoạn 1)	Bình Thuận	1,200	2024	Energy Capital (Hoa Kỳ), KOGAS (Hàn Quốc), Excelerate (Hoa Kỳ)	Dự án tích hợp tổng thể bao gồm hệ thống FSRU, đường ống dẫn khí, và nhà máy điện.
<b>Tổng công suất dự kiến</b>		<b>12,800</b>			

*Nguồn: Bộ Công Thương, tổng hợp của IEEFA. Ghi chú: Danh sách chỉ bao gồm các dự án đã được bổ sung vào quy hoạch, trừ dự án Kê Gà (giai đoạn 1) mới được Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc chấp thuận về chủ trương. Chi tiết các dự án có thể thay đổi.*

Việc chuyển hướng sang LNG xuất hiện vào thời điểm 80% sản lượng khí tiêu thụ trong nước được dùng cho phát điện. Việc khai thác các nguồn khí nội địa dự kiến sẽ đạt đỉnh vào năm 2026, mặc dù công bố mới đây của ENI về việc phát hiện mỏ khí mới ngoài khơi có thể kéo dài thời gian dự báo này.<sup>18</sup>

Việc Việt Nam chuyển sang hướng phát triển nhiệt điện khí LNG đã được Bộ Chính trị công bố đầu năm nay trong Nghị quyết 55. Tuy đây là những cam kết chính sách rõ ràng, đáng lưu ý rằng vẫn còn rất nhiều câu hỏi căn bản chưa được giải đáp về sự liên kết và hình thành các mắt xích trong chuỗi giá trị LNG ở Việt Nam. Trong bối cảnh hiện nay khi thị trường khí toàn cầu đang đối mặt với những câu hỏi mang tính sống còn về cơ cấu thị trường khí trong dài hạn, đây không phải là một vấn đề nhỏ. Do vậy, tổng chi phí của việc lồng ghép cam kết lớn với LNG vào các thị trường năng lượng và thị trường điện của Việt Nam vẫn chưa được các nhà phân tích trong nước hoặc khu vực hiểu một cách đầy đủ.

Ngành LNG Việt Nam hiện vẫn đang trong giai đoạn hình thành bước đầu. Hiện mới chỉ có hai cảng nhập khẩu LNG đang được xây dựng, và cả hai đều nằm ở tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu. Cảng LNG Hải Linh, hoàn toàn do tư nhân sở hữu và vận hành, dự kiến sẽ đi vào hoạt động trong năm 2021 với công suất ban đầu là 2-3 MMTPA. Đây sẽ là cảng nhập khẩu LNG và tái hoá khí đầu tiên trên cả nước.<sup>19</sup> Cảng LNG Thị Vải của

<sup>17</sup> Báo Công Thương, [Bình Thuận hướng đến trở thành trung tâm năng lượng quốc gia](#), 31 tháng 07 năm 2020

<sup>18</sup> Offshore Energy. [Eni xác nhận tiềm năng khí đốt ngoài khơi Việt Nam](#). Tháng 07 năm 2020.

<sup>19</sup> S&P Global Platts. [Cảng LNG Hải Linh đầu tiên của Việt Nam sẽ chạy thử nghiệm vào cuối 2020](#). Ngày 10 tháng 06 năm 2020.

PVGas, nhánh kinh doanh khí tự nhiên của PetroVietnam, dự kiến sẽ đi vào hoạt động từ năm 2022 với công suất ban đầu là 1 MMTPA, và mở rộng thêm 3 MMTPA vào năm 2023.

Mặc dù đã có những tiến triển việc xây dựng cảng nhập khẩu LNG, hiện vẫn chưa có một quy hoạch tổng thể hay mô hình quản lý tập trung nào cho ngành LNG trong nước. Các cảng LNG và các dự án nhiệt điện khí hiện đang được quản lý bởi hai quy hoạch ngành riêng biệt, trong khi đó, các đề xuất dự án tích hợp tổng thể nhà máy điện và kho cảng LNG thời gian gần đây thì nằm rải rác khắp cả nước. Điều này chỉ ra sự cần thiết phải quy hoạch một cách có hệ thống các “trung tâm LNG” để đảm bảo rằng các dự án đầu tư vào các cảng nhập khẩu LNG sẽ được kết nối hiệu quả với các nhà máy điện ở hạ nguồn và các khách hàng công nghiệp.

**Mặc dù có nhiều tiến triển, hiện vẫn chưa có một quy hoạch tổng thể hay mô hình quản lý tập trung nào cho ngành LNG tại Việt Nam.**

Vai trò của PetroVietnam trong ngành LNG cũng chưa rõ ràng. Tại QHĐ 7 điều chỉnh, PetroVietnam được giao các nhiệm vụ như xây dựng mô hình nhập khẩu LNG và hợp tác với các nhà đầu tư trong và ngoài nước để phát triển cơ sở hạ tầng LNG. Tuy nhiên, những điều này đến nay vẫn chưa được triển khai. Lấy ví dụ từ Bangladesh, Pakistan, Malaysia và Thái Lan, PVGas hiện đang đề xuất được giao nhiệm vụ trở thành “đơn vị điều phối LNG” phụ trách việc nhập khẩu và phân phối trong giai đoạn đầu hình thành thị trường LNG trong nước. PVGas đã được cấp phép độc quyền nhập khẩu LNG qua cảng Thị Vải để cung ứng nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện khí của tập đoàn, nhưng hiện vẫn chưa rõ liệu quyền này có áp dụng trên khắp các cảng khác hay không.<sup>20</sup>

Dù khung chính sách pháp lý chưa rõ ràng, thời gian vừa qua đã có một làn sóng đầu tư vào các dự án tích hợp tổng thể nhà máy điện kết hợp cảng nhập khẩu LNG đến từ các nhà đầu tư nước ngoài, phần lớn trong số họ có liên kết với Hoa Kỳ. Dự án đầu tiên được cấp phép trong số này là dự án LNG Bạc Liêu với tổng vốn đầu tư đăng ký là 4,0 tỷ USD bao gồm hệ thống FSRU, đường ống dẫn khí, và một nhà máy điện công suất 3,2 GW, được triển khai bởi công ty Delta Offshore Energy có trụ sở tại Singapore. Trong khi đó, Tập đoàn AES của Hoa Kỳ đang triển khai dự án nhà máy điện Sơn Mỹ 2 với công suất 2,2 GW tại tỉnh Bình Thuận và đang đàm phán để tham gia dự án cảng Sơn Mỹ với PVGas.

Sự không liên thông giữa quy hoạch và triển khai này đặt ra câu hỏi về khả năng của EVN trong việc xử lý các chi phí liên quan đến các nhà máy nhiệt điện khí LNG độc lập. Việc xây dựng các hạ tầng LNG cần thiết chắc chắn sẽ rất tốn kém. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy, Bộ Công Thương sẽ phải rất cứng rắn khi thương thảo với các nhà

<sup>20</sup> Allens. Báo cáo cập nhật ngành LNG Việt Nam. Tháng 09 năm 2019.

cung ứng khí và phải từ chối các điều khoản hợp đồng cố định, thứ mà các nhà phát triển dự án Hoa Kỳ hiện đang khó khăn về tài chính có thể sẽ đòi hỏi.

Câu hỏi tiếp theo là bao nhiêu phần trong tổng kinh phí đầu tư hạ tầng đi kèm—tái hoá khí, lưu trữ, và vận chuyển—sẽ được chuyển cho EVN?

Các nhà đầu tư sẽ cần hết sức lưu ý vấn đề này. Thông tin trình bày tại dự thảo QHĐ 8 cho thấy giá mua điện LNG của EVN sẽ chỉ bao gồm phí vận chuyển bằng đường ống chứ không bao gồm phí xây dựng hạ tầng LNG. Nghiên cứu gần đây của IEEFA về kinh nghiệm phát triển thị trường khí của Trung Quốc cho thấy điều này có thể sẽ không khả thi, và những thay đổi trong thị trường khí Trung Quốc có thể sẽ không chuộg khí LNG giá cao của Hoa Kỳ trong dài hạn.<sup>21</sup>

**Bộ Công Thương sẽ phải rất cứng rắn khi thương thảo với các nhà cung ứng khí và phải từ chối các điều khoản hợp đồng cố định.**

Cơ cấu chi phí phức tạp của LNG từ Hoa Kỳ, bao gồm bất kỳ thứ gì từ các chi phí nguyên liệu, phí hóa lỏng khí và chi phí vận chuyển cho đến phí tái hoá khí và phí vận chuyển bằng đường ống, có nghĩa là bất kỳ sự gia tăng nhẹ nào trong các cấu phần này có thể dễ dàng khiến giá LNG của Hoa Kỳ không thể cạnh tranh được về giá với khí nhập khẩu qua đường ống, nguồn khí nội địa hoặc khí LNG từ các nhà cung ứng khác trên thế giới.<sup>22</sup>

Ở thời điểm này, những diễn biến thị trường và pháp chế thực tế có khả năng quyết định khả năng của EVN trong việc chi trả cho sự chuyển hướng sang nguồn nhiệt điện khí đang rất bấp bênh. Do đó, cần phải đặc biệt chú trọng theo dõi các diễn biến trên thị trường LNG toàn cầu. Nhiều nhà đầu tư Hoa Kỳ, với niềm tin vào sự hậu thuẫn mạnh mẽ từ chính phủ Hoa Kỳ, đang hy vọng rằng Việt Nam có thể trở thành một thị trường vững chắc có thể hứa hẹn mức tăng trưởng cao với ít áp lực về giá hơn Trung Quốc.

<sup>21</sup> IEEFA. [Ngành LNG ngày một lớn của Mỹ đối mặt sự phản kháng về giá từ Trung Quốc](#). Tháng 07 năm 2020

<sup>22</sup> Như trên

## Phụ lục 1: Một số điểm nổi bật của QHĐ 8 (dự thảo lần 1)

Vào ngày 07 tháng 08, Viện Năng lượng trực thuộc Bộ Công Thương đã công bố dự thảo đầu tiên của Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045 (QHĐ 8) để lấy ý kiến góp ý rộng rãi. Dự thảo được xây dựng trên nền định hướng của Nghị quyết 55 của Bộ Chính trị ban hành vào tháng 02 năm 2020. Dự thảo thể hiện một sự chuyển hướng khéo léo từ việc phụ thuộc vào các nguồn điện than sang việc thiết lập nhanh chóng và tận dụng hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo và điện khí.

Mười một kịch bản đã được đưa ra xem xét và đánh giá theo các tiêu chí bao gồm khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách, chi phí đầu tư toàn hệ thống, mức phát thải CO<sub>2</sub>, nhu cầu nâng cấp lưới điện truyền tải, và đa dạng hoá nguồn điện. Kịch bản cơ sở được lựa chọn bao gồm các điểm nổi bật sau:

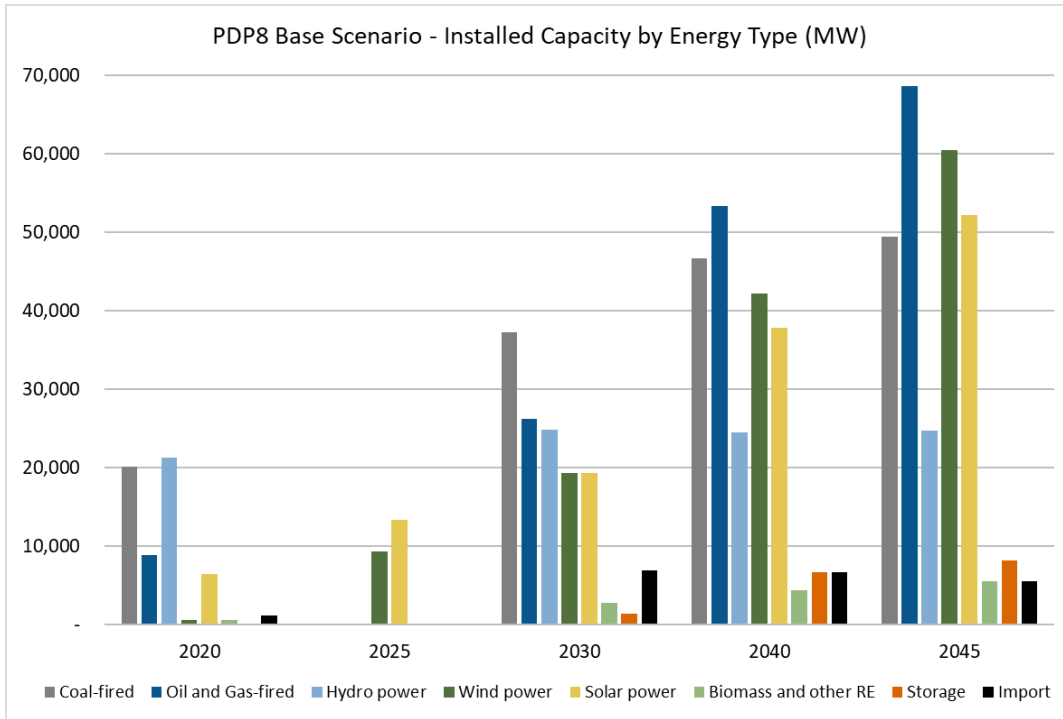
**Hủy bỏ các dự án nhiệt điện than mới và nâng cao tiêu chuẩn kỹ thuật đối với các dự án nhiệt điện than.** Sẽ không xây dựng mới nhà máy nhiệt điện than trong giai đoạn 2026-2030. Trong số 17 GW công suất nhiệt điện than có trong QHĐ 7 điều chỉnh, sẽ hủy bỏ 9,5 GW (7 dự án) và lùi sau 2030 tổng cộng 7,6 GW (6 dự án). Tuy nhiên, Việt Nam vẫn sẽ tiếp tục triển khai đầu tư xây dựng 18 GW công suất của 15 dự án từ nay đến năm 2026. Mặc dù vậy, các nhà máy điện than mới từ 2021 sẽ phải sử dụng công nghệ siêu tới hạn trở lên, và nâng dân lên thành công nghệ trên siêu tới hạn (USC) từ sau năm 2025, và từ năm 2035 trở đi sẽ chỉ có công nghệ trên siêu tới hạn tiên tiến (AUSC) được xem xét.

**Công suất nhiệt điện khí sẽ tăng nhanh và giữ vị trí thống lĩnh trong tổng công suất lắp đặt vào năm 2040.** QHĐ 8 trao vai trò chủ đạo cho động cơ đốt trong (ICE) và tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) do chúng có thể hỗ trợ phụ tải đỉnh và các nguồn năng lượng tái tạo không liên tục. Ban soạn thảo xác định Việt Nam có tiềm năng khai thác 108 GW công suất điện khí chạy LNG, tập trung ở khu vực miền Bắc và Nam. Với trữ lượng khí nội địa hạn hẹp của Việt Nam, tất cả công suất điện khí mới sẽ phải phụ thuộc vào LNG nhập khẩu.

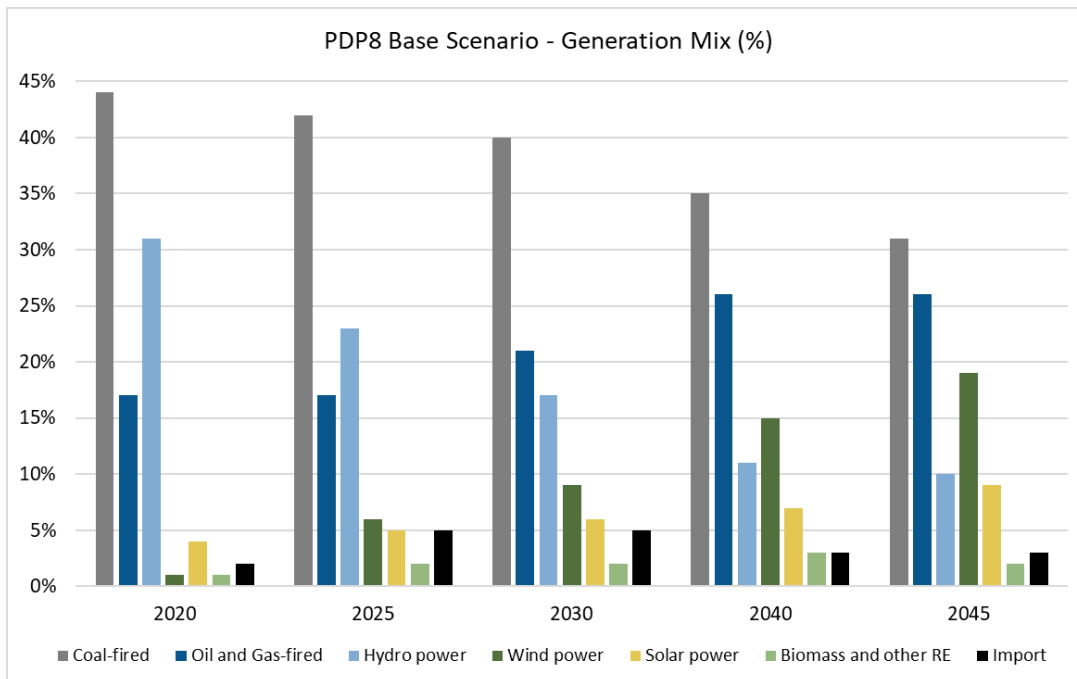
**Ưu tiên phát triển điện mặt trời và điện gió ở miền Trung và Nam bộ.** Tận dụng tiềm năng điện tái tạo dồi dào của Việt Nam, các nguồn điện mặt trời và điện gió sẽ phát triển mạnh mẽ để chiếm 28% tổng công suất toàn hệ thống vào năm 2030, và tăng lên 41% vào năm 2045, vượt qua công suất nhiệt điện than. Hai nguồn điện tái tạo này được khuyến nghị phát triển ở khu vực Trung và Nam bộ, nơi có tiềm năng cao nhất. Việc này sẽ dẫn đến nhu cầu truyền tải điện ra miền Bắc từ 2025.

**Nhập khẩu điện từ Lào và Trung Quốc sẽ đạt đỉnh vào năm 2030.** Nhập khẩu điện từ Lào và Trung Quốc dự kiến sẽ tăng từ mức 2% tổng sản lượng hiện nay tới 5% vào năm 2030 (với 6,5 GW công suất kết nối) trước khi giảm xuống 3% vào năm 2045 khi các nguồn điện tái tạo trong nước phát triển hoàn thiện.





	2020	2025	2030	2040	2045
<b>Tổng công suất lắp đặt (MW)</b>	59,100	103,200	138,100	222,500	274,800



## Phụ lục 2: Cơ chế đấu thầu điện mặt trời (dự thảo)<sup>23</sup>

Vào ngày 19 tháng 03 năm 2020, Bộ Công Thương đã có Tờ trình số 1968/TTr-BCT gửi Thủ tướng Chính phủ, trong đó, đề xuất sơ bộ cơ chế đấu thầu cạnh tranh cho các dự án điện mặt trời. Với mục tiêu bổ sung 4 GW công suất vào năm 2025, và 5,6 GW trong giai đoạn 2026-2030, ba phương án đấu thầu đã được đề xuất cho triển khai đồng thời:

### Phương án 1: Đấu thầu theo dự án

- Đấu thầu cho 1,6 GW công suất thuộc danh sách dự án đã xác định.
- Giai đoạn triển khai: đến trước tháng 06/2021.
- Nguyên tắc đấu thầu: Đấu thầu cạnh tranh dưới mức giá trần (0,077 USD/kWh đối với dự án điện mặt trời nổi, và 0,071 USD/kWh cho dự án điện mặt trời mặt đất), được đánh giá từ thấp đến cao cho đến khi đạt tổng công suất yêu cầu là 1 GW.
- Hợp đồng mua bán điện 20 năm, với cam kết bao tiêu toàn bộ sản lượng phát điện của dự án điện mặt trời lên lưới điện quốc gia (trường hợp không nhận điện từ nhà máy điện mặt trời khi nhà máy điện mặt trời sẵn sàng phát điện do lỗi của EVN thì vẫn phải thanh toán tiền cho sản lượng điện đã cam kết mua).

### Phương án 2: Đấu thầu theo trạm biến áp

- Đấu thầu các dự án điện mặt trời có quy mô công suất từ 10 đến 100 MW
- Giai đoạn triển khai: 2020-2021 (thí điểm), từ sau tháng 07/2021 (chính thức)
- Nguyên tắc đấu thầu: Nhà đầu tư đề xuất dự án và giá bán điện, và đấu giá cho danh mục trạm biến áp và đường dây mà Bộ Công Thương công bố.

### Phương án 3: Đấu thầu cho dự án lớn

- Đấu thầu các dự án nhà máy điện mặt trời nổi và mặt đất có quy mô công suất trên 100 MW
- Giai đoạn triển khai: 2020-2021 (thí điểm), từ sau tháng 07/2021 (chính thức)
- Nguyên tắc đấu thầu: UBND tỉnh và EVN nghiên cứu xác định các dự án nhà máy điện mặt trời, thực hiện bố trí mặt bằng, chuẩn bị hạ tầng đấu nối, tiếp cận dự án, trước khi đưa dự án ra kêu gọi đấu thầu.

Vào ngày 01 tháng 07, Văn phòng Chính phủ đã thông báo đồng ý trên nguyên tắc đối với đề xuất của Bộ Công Thương. Dự kiến Bộ Công Thương sẽ trình phương án chi tiết lên Thủ tướng sau khi tổng hợp ý kiến góp ý từ các bộ, ban ngành, trong những tháng tới.

<sup>23</sup> Lexcomm Vietnam. Việt Nam: Đề xuất mới về cơ chế đấu thầu điện mặt trời. Tháng 03 năm 2020.

## Giới thiệu về IEEFA

Viện Kinh tế Năng lượng và Phân tích Tài chính (IEEFA) chuyên nghiên cứu các vấn đề liên quan đến các thị trường, xu hướng và chính sách năng lượng. Sứ mệnh của IEEFA là thúc đẩy quá trình chuyển dịch sang một nền kinh tế năng lượng đa dạng, bền vững và đem lại lợi nhuận. [www.ieefa.org](http://www.ieefa.org)

## Giới thiệu về tác giả

### Melissa Brown

Melissa Brown, Giám đốc Nghiên cứu Tài chính Năng lượng Khu vực châu Á, từng là một chuyên gia phân tích chứng khoán tại ngân hàng JP Morgan và Citigroup. Bà từng đảm nhiệm vai trò lãnh đạo tại nhiều tổ chức đầu tư châu Á, phụ trách xây dựng các chiến lược đầu tư truyền thống và bền vững cho các nhà đầu tư chính phủ và quỹ đầu tư tư nhân trong suốt 25 năm qua.

### Thu Vũ

Chuyên viên Phân tích Tài chính Năng lượng Thu Vũ từng công tác trong lĩnh vực phân tích chính sách công và tư vấn rủi ro, trong đó tập trung nghiên cứu các thay đổi chính sách trong lĩnh vực năng lượng tái tạo và tiết kiệm điện tại Việt Nam. Bà từng làm việc cho báo Financial Times (Anh) và các công ty tư vấn doanh nghiệp tại châu Á.

Báo cáo này chỉ phục vụ mục đích thông tin và giáo dục. Viện Kinh tế Năng lượng và Phân tích Tài chính ("IEEFA") không cung cấp tư vấn liên quan đến thuế, pháp lý, đầu tư, sản phẩm tài chính hoặc kế toán. Báo cáo này không có ý định cung cấp, và không nên được sử dụng để phục vụ, các tư vấn về thuế, pháp lý, đầu tư, sản phẩm tài chính hoặc kế toán. Không nội dung nào trong báo cáo này được viết với mục đích tư vấn đầu tư hoặc sản phẩm tài chính, chào hàng hoặc mời gọi chào hàng để mua hoặc bán, hoặc khuyến cáo, ký hậu, hoặc bảo lãnh cho bất kỳ loại chứng khoán, công ty hoặc quỹ nào. IEEFA không chịu trách nhiệm cho bất kỳ quyết định đầu tư hay quyết định nào khác của quý vị. Người đọc hoàn toàn chịu trách nhiệm cho các quyết định đầu tư và nghiên cứu đầu tư của bản thân. Báo cáo này không nhằm trở thành hướng dẫn chung về đầu tư, cũng như không phải là một nguồn của bất kỳ khuyến nghị đầu tư phổ quát hay cụ thể nào. Trừ khi quy cho bên khác, bất kỳ ý kiến nào được đưa ra là ý kiến của chúng tôi ở thời điểm hiện tại. Một số thông tin được trình bày có thể đã được cung cấp bởi các bên thứ ba. IEEFA tin rằng thông tin của các bên thứ ba này là đáng tin cậy và đã kiểm chứng các thông tin này trên các nguồn đại chúng khi có thể, nhưng không đảm bảo tính chính xác, kịp thời hoặc đầy đủ của thông tin; và thông tin hoàn toàn có thể bị thay đổi mà không cần thông báo trước.