

NHỮNG THÁCH THỨC VÀ GIẢI PHÁP THÁO GỖ TRONG PHÁT TRIỂN ĐIỆN GIÓ Ở VIỆT NAM

● PHẠM THỊ THU HÀ
Trường Đại học Điện lực

TÓM TẮT:

Net Zero hay "Phát thải ròng bằng 0", là một mục tiêu môi trường nhằm giảm lượng phát thải khí nhà kính (như CO_2 , CH_4 , N_2O) do con người gây ra xuống mức cân bằng với khả năng hấp thụ. Vấn đề này không chỉ đòi hỏi việc tăng cường khả năng hấp thụ carbon thông qua các biện pháp như trồng rừng mới, bảo tồn rừng, công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon, mà còn phụ thuộc phần lớn vào việc giảm thiểu phát thải từ các nguồn như giao thông, sản xuất công nghiệp và sản xuất điện năng. Để đạt được mục tiêu đầy tham vọng này, phát triển điện gió một cách bền vững đóng vai trò đặc biệt quan trọng. Do đó, cần nhìn nhận một cách nghiêm túc và khoa học những thách thức lớn lao trên con đường đạt đến mục tiêu này, để từ đó có những giải pháp thiết thực tháo gỡ.

Với lý do trên, bài viết này tập trung phân tích những thách thức, ảnh hưởng đến hiệu quả dự án điện gió ở Việt Nam hiện nay và đề xuất giải pháp khắc phục, nhằm phát triển điện gió một cách bền vững trong thời gian tới.

Từ khóa: điện gió, phát triển điện gió, thách thức, hiệu quả, bền vững.

1. Những thách thức trong phát triển điện gió ở Việt Nam

1.1. Một số vấn đề về công nghệ - kỹ thuật

Với xu thế công nghệ điện gió trên thế giới đang được cải tiến, phát triển rất nhanh trong thời gian gần đây, quy mô các tua bin gió ngày càng lớn, nhằm tận dụng tối đa tiềm năng gió tự nhiên. Việc lựa chọn quy mô công suất tua bin gió, quy mô toàn bộ dự án điện gió, loại công nghệ, thiết bị có vai trò ảnh hưởng quyết định đến thành công của dự án. Những năm của thập kỷ trước, số lượng các dự án điện gió ở Việt Nam rất khiêm tốn, kích

cỡ tua bin gió chỉ từ 1,5 - 2 MW/tua bin. Gần đây, các doanh nghiệp đã lựa chọn quy mô tua bin gió lên đến trên 4 MW với các loại dự án điện gió trên bờ và gần bờ.

Về thị trường quy mô công suất tua bin điện gió, gam công suất thương mại phổ biến trên thị trường được chia ra thành 2 dãy công suất phổ biến, đó là dãy 2.5 - 3.0 MW và dãy trên 3.0 MW, như minh họa trong Bảng 1.

Với lựa chọn kích cỡ tua bin lớn, tương ứng là chiều cao cột (tower) và kích cỡ cánh gió (blades), các thiết bị liên quan đến điện gió thường là các

Bảng 1. Thông số kỹ thuật chính của một số tua bin gió điển hình

STT	Loại Tuabin	Công suất danh định MW	Đường kính rotor (m)	Chiều cao lắp đặt rotor	Phân loại theo	Loại chuyển động
1	GE 2.75-120	2.75	120	85;98.3; 110; (139)	IIIA	Hộp số
2	Enercon E- 138. EP_3 138	3.5	138	80;110; (130; 131;160)	IIIA	Không hộp số
3	Goldwind/G140/3400	3.4	140	100;120;(130;140)	IIIA	Không hộp số
4	GE 3.4-D137	3.43	137	110; (131; 155)	IIIB	Hộp số
5	Vesta V136-3.45	3.45	136	82;112; (132; 142)	IIIA	Hộp số
6	Vesta V140-4.0	4	150	105; (123; 155;166)	IIIB	Hộp số
7	Nordex N149-4.0	4	149	105; (125; 135;164)	S	Hộp số
8	Siemen SWT	4.1	142	109; (129)	IIIA, IIIB	Hộp số
9	Enercon E- 141. EP_4 4200	4.2	141	99; (129; 135;159)		Không hộp số

Nguồn: [5].

thiết bị siêu trường, siêu trọng và thách thức kéo theo sẽ là:

- Khả năng nhận thiết bị nhập khẩu từ nước ngoài (liên quan đến năng lực cảng biển).

- Khả năng vận chuyển vật tư, thiết bị đến công trường dự án.

- Vấn đề thi công lắp đặt thiết bị tại công trường (đòi hỏi năng lực về quản lý thi công, lực lượng nhân viên kỹ thuật, năng lực các thiết bị, an toàn lao động tại công trường..., đặc biệt với các dự án ngoài khơi hoặc trên các địa bàn phức tạp.

1.2. Thách thức về huy động vốn - tài chính cho các dự án điện gió

Rủi ro tài chính luôn là mối quan tâm hàng đầu của các nhà đầu tư phát triển điện gió. Việc thu hút đầu tư, cũng như kêu gọi nguồn vốn, bảo lãnh tài chính cho các dự án năng lượng tái tạo nói chung và dự án điện gió nói riêng còn gặp nhiều khó khăn. Các ngân hàng trong nước sẵn sàng cấp tín dụng bảo lãnh cho các dự án điện gió, nhưng với một tỷ lệ nhất định, chiếm từ 50% - 60% các khoản vay. Các bên cho vay vốn quốc tế thường yêu cầu các nhà đầu tư phải có bảo lãnh trong một số giai đoạn nhất định như: giai đoạn khởi công, giai đoạn vận hành thử năm đầu tiên, bởi các dự án điện gió có rủi ro rất cao.

Trong bài viết này, chúng tôi tập trung phân tích khía cạnh rủi ro tài chính bên cạnh các rủi ro từ thiên nhiên và từ các điều kiện ngoại cảnh khác. Rủi ro tài chính của các dự án điện gió sẽ phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố, sẽ được nêu cụ thể hơn ở dưới đây.

Bảng 2 trình bày việc ước tính tổng mức đầu tư và tiền trả lãi nếu mong muốn thực hiện kế hoạch phát triển điện gió theo Quy hoạch điện VIII (Tổng Sơ đồ 8).

*Giai đoạn trước năm 2025, dự kiến tốc độ tăng trưởng GDP là 6.5%/năm. Giai đoạn đến năm 2030, tốc độ này là 5%, 10 năm tiếp theo là 4% và giai đoạn 2040-2050 là 3%.

** Tổng đầu tư nguồn điện giai đoạn 2021-2030 là 119 tỷ USD, trung bình mỗi năm khoảng 12 tỷ USD - đó là một con số rất lớn, nếu so với GDP khoảng 430 tỷ đồng/năm.

Quy hoạch điện VIII ưu tiên phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo phục vụ sản xuất điện. Nguồn điện này sẽ đạt tỉ lệ khoảng 30,9 - 39,2% vào năm 2030. Mục tiêu là hướng tới đạt tỉ lệ năng lượng tái tạo 47% theo cam kết về chuyển đổi năng lượng công bằng với Việt Nam (JETP). Định hướng đến năm 2050, tỉ lệ năng lượng tái tạo sẽ lên đến 67,5% - 71,5%. Mục tiêu rất tham vọng

Bảng 2. Nhu cầu vốn đầu tư

Chỉ tiêu/ năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tổng công suất đặt toàn quốc	69,338.0	105,189.0	140,799.0	218,809	300,839	389,562.0	490,529.0
Điện gió trên bờ, gần bờ MW	539	13,616	13,925	28,000	36,900	49,150	60,050
Điện gió ngoài khơi	0	0	1,000	11,000	25,500	45,500	70,000
Tổng công suất điện gió	539	13,616	14,925	39,000	62,400	94,650	130,050
Tỷ lệ công suất điện gió (%)	0.78	12.94	10.60	7.82	20.74	24.30	26.51
Mức gia tăng công suất trung bình mỗi năm (MW)		2,615.40	261.80	4,815.00	4,680.00	6,450.00	7,080.00
Nhu cầu đầu tư điện gió trung bình mỗi năm (Triệu USD)		4,708	471	8,667	8,424	11,610	12,744
Nhu cầu đầu tư điện gió nếu vay được 70% (Triệu USD)		1,412.32	141.37	2,600.10	2,527.20	3,483.00	3,823.20
Dự kiến tiền trả lãi nếu lãi suất là 6% (Triệu USD)		84.74	8.48	156.01	151.63	208.98	229.39
Tổng nhu cầu đầu tư bao gồm trả lãi (Triệu USD)		1,497.05	149.85	2,756.11	2,678.83	3,691.98	4,052.59
GDP Việt Nam* (Tỷ USD)		487	621.55	756.21	920.04	1,066.58	1,236.46
Tỷ lệ đầu tư điện gió trong tổng đầu tư nguồn điện (%)**		0.67					
Tỷ lệ đầu tư điện gió trong tổng GDP		0.31	0.02	0.36	0.29	0.35	0.33

Nguồn: [3] và tính toán của tác giả

buộc chúng ta cần xem xét kỹ những khó khăn mà chúng ta sẽ gặp phải.

Giá thành 1 kWh điện từ các nhà máy năng lượng tái tạo thường cao hơn từ các nhà máy nhiệt điện than từ 30-50%. Khi tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo tăng nhanh, sẽ tạo áp lực lớn đến giá thành bình quân. (Bảng 3)

Theo số lượng từ Bảng 4, dù đầu tư trên đất liền hay ngoài khơi, thì 3 khoản mục đầu tiên đều sẽ chiếm đến trên dưới 90% tổng mức đầu tư.

Trong những tính toán dưới đây, chúng tôi sẽ phân tích những yếu tố ảnh hưởng đến rủi ro tài chính dự án điện gió.

Tổng mức đầu tư rất lớn và phụ thuộc khá nhiều vào điều kiện địa hình cụ thể nơi thực hiện dự án.

Trong tính toán, chúng tôi lấy suất vốn đầu tư là 1.8 triệu USD/MW công suất lắp đặt, giá bán điện là 67 USD/MWh. Tmax thời gian sử dụng công suất trang bị là 2.800 h. Thông thường, nếu quy mô Tuabin nhỏ suất đầu tư lớn và ngược lại, nhưng nếu quy mô tuabin lớn cũng dẫn đến những thách thức không nhỏ khác như vận chuyển lắp đặt.

Tất các số liệu tính toán từ Bảng 5 trở đi là của tác giả và theo các giả định từ ban đầu. Với các thông số cơ bản như vậy, phương án cơ sở có các chỉ tiêu hiệu quả như sau: (Bảng 5)

Ở phương án này có hiệu quả nhưng hiệu quả không cao và đặc biệt nhạy cảm với các yếu tố ảnh hưởng (mức độ rủi ro cao). Trong đó phải kể đến thời gian sử dụng công suất trang bị Tmax (với dự án điện gió Tmax thường không cao và phụ thuộc rất

Bảng 3. Biến động giá thành bình quân khi cơ cấu sản xuất điện thay đổi

	Điện NL hoá thạch	NLTT	Giá thành bình quân	Biến đổi so với phương án cơ sở
	USD/MWh		USD/MWh	%
Giá thành	45	47.5		
Cơ cấu nguồn điện	80%	20%	49.5	100
	70%	30%	51.75	104.55
	60%	40%	54	109.09
	50%	50%	56.25	113.64
	40%	60%	58.25	118.18

Nguồn: [5] và tính toán của tác giả giả theo các giả định về giá thành tại các loại nhà máy và biến động cơ cấu nguồn.

Bảng 4. Cơ cấu đầu tư điện gió

STT	Nội dung	Điện gió trên đất liền (%)	Điện gió ngoài khơi (%)
1	Tuabin	80	40
2	Móng	4	23
3	Thiết bị điện	2	4
4	Nối lưới	9	21
	Tổng nhóm 1	95	88
5	Tư vấn, thiết kế	1	10
6	Đất	2	
7	Đường	1	
8	Khác	1	2
	Tổng đầu tư	100	100

Nguồn: [5] và tính toán của tác giả

nhiều vào điều kiện khí hậu, thời tiết) và giá bán điện (phụ thuộc rất nhiều vào yếu tố chính sách).

Tương tự như vậy, khi chúng ta xét ảnh hưởng của các yếu tố đến NPV.

Bảng 5. Đánh giá hiệu quả dự án điện gió phương án cơ sở

Chỉ tiêu	Đơn vị tính	Giá trị
Giá thành	USD/MWh	56.88
NPV	Triệu USD	15.08
IRR		7.91%
PBP (TG hoàn vốn)	năm	21.2

Nguồn: Tác giả

Và khi kết hợp cả hai yếu tố biến động, miền kém hiệu quả sẽ mở rộng.

Hơn nữa, rủi ro của dự án điện gió còn thể hiện ở thời gian hoàn vốn thường rất lâu và lớn (Bảng 12).

Nhìn vào Bảng 12 ta thấy, hầu hết các dự án điện gió đều có thời gian hoàn vốn lớn hơn 20 năm. Đây là một thách thức rất lớn với các nhà đầu tư điện gió nói riêng và mục tiêu phát triển điện gió bền vững đến năm 2050 nói chung.

Tóm lại, vùng in đậm là vùng không hiệu quả

Bảng 6. Biến động giá thành theo suất đầu tư

Biến động suất đầu tư. (Triệu USD/MW)	-0.4	-0.2	0	0.4	0.6	0.8
Giá thành (USD/MWh)	44.24	50.56	56.88	69.52	75.84	82.16

Bảng 7. Biến động giá thành theo Tmax

Biến động T max (h/năm)	-800	-200	-100	0	200	500
Giá thành (USD/MWh)	79.64	61.26	58.99	56.88	53.09	48.26

Bảng 8. Giá thành theo suất đầu tư

	Biến động của suất đầu tư						
	56.88	-0.4	-0.2	0	0.4	0.6	0.8
Biến động của T max	-800	61.94	70.79	79.64	97.33	106.18	115.03
	-200	47.65	54.45	61.26	74.87	81.68	88.48
	0	44.24	50.56	56.88	69.52	75.84	82.16
	200	41.29	47.19	53.09	64.89	70.79	76.69
	500	37.54	42.90	48.26	58.99	64.35	69.71

Bảng 9. Biến động NPV theo suất đầu tư

Biến động suất đầu tư (Triệu USD/MW)	-0.4	-0.2	0	0.4	0.6	0.8
NPV (Triệu USD)	37.60	26.49	15.08	-10.05	-23.21	-36.58

Bảng 10. Biến động NPV theo Tmax

Biến động T max (h/năm)	-800	-200	-100	0	200	500
NPV (Triệu USD)	-22.29	6.17	10.67	15.08	23.62	35.98

Bảng 11. Biến động NPV theo suất đầu tư

	Biến động của suất đầu tư						
	15.08	-0.4	-0.2	0	0.4	0.6	0.8
Biến động của T max	-800	3.78	-9.04	-22.29	-49.25	-62.73	-76.22
	-200	29.36	18.19	6.17	-19.65	-33.01	-46.49
	0	37.60	26.49	15.08	-10.05	-23.21	-36.58
	200	45.84	34.73	23.62	-0.64	-13.56	-26.76
	500	58.20	47.09	35.98	13.04	0.57	-12.30

theo các tiêu chí khác nhau. Cụ thể, xem các Bảng từ 6 - 13.

Khó khăn trong huy động nguồn vốn: các dự án nguồn điện trên 1.000 MW đều cần vốn đầu tư hàng tỷ USD, chủ yếu dựa vào vay vốn nước ngoài. Thị trường vốn quốc tế hạn chế, nhất là trong 5 năm gần đây, nhiều quốc gia phải dừng cho vay vốn các dự án điện than do bản thân họ cũng đang chuyển dịch năng lượng. Đầu tư các dự án NLTT có nhu cầu về vốn lớn, rủi ro cao do công suất và sản lượng phụ thuộc thời tiết cũng

như năng lực của lưới truyền tải, khả năng thu hồi vốn chậm. Khi mà nguồn vốn cho vay hạn chế cũng là lúc lãi suất cho vay sẽ tăng cao, điều này càng làm tăng mức độ rủi ro của dự án đầu tư điện gió, thể hiện qua Bảng 13.

1.3. Thách thức trong việc giao, đền bù và giải phóng mặt bằng

Khi xây dựng các dự án điện gió ở Việt Nam, ngoài những điều khoản của hợp đồng mua bán điện (PPA) và bao tiêu điện, cơ sở hạ tầng là vấn đề rất lớn đối với việc đàm phán vay của các dự

Bảng 12. Biến động của thời gian hoàn vốn theo suất đầu tư và Tmax

Suất VĐT Triệu USD/ MW	1.8	2	2.2	2.4	2.6
PBP - T hoàn vốn (năm)	21.00	28.00	30.00	30.00	30.00
Tmax h/năm	2000	2600	2800	3000	3200
PBP - T hoàn vốn (năm)	30	25.5	21	17	14

Bảng 13. Biến động của IRR và thời gian hoàn vốn theo lãi suất vay

Lãi suất vay	5%	6%	7%	8%	10%
IRR*	8.86%	7.91%	6.98%	6.11%	4.55%
PBP T hoàn vốn (năm)	19	21	23.5	26	>30

án điện gió. Quy trình về bồi thường và giải phóng mặt bằng của các dự án điện gió trên bờ có khá nhiều khó khăn, trong khi với các dự án điện gió ngoài khơi, vấn đề lại ở chỗ thiếu quy định về khoảng cách từ bờ tới vị trí dự án. Thủ tục giao khu vực biển của dự án cũng phức tạp.

Đối với dự án điện gió trên đất liền, chi phí liên quan đến bồi thường đất và làm đường có thể chiếm tới 3% tổng mức đầu tư dự toán. Theo các chủ đầu tư, giá đền bù, hỗ trợ đang được đẩy lên mức rất cao, vượt khả năng chi trả của họ. Hơn nữa, có nơi, người dân đã yêu cầu chủ đầu tư phải mua nguyên thửa đất với số tiền chênh lệch rất lớn so với đơn giá được Nhà nước quy định. Với dự án điện gió trên biển, do Quy hoạch không gian biển của Việt Nam mới bắt đầu được nghiên cứu, các quy định hiện hành còn bất cập, chưa có quy định về khoảng cách xa bờ trong các văn bản cụ thể để có thể phân biệt giữa dự án điện gió gần bờ và ngoài khơi. Thách thức còn ở vấn đề xin giao khu vực biển để triển khai các bước đầu tư (như khảo sát, mời thầu, xây dựng...).

1.4. Công tác vận chuyển vật tư thiết bị

Vận tải các vật tư, thiết bị điện gió đến công trường dự án có đặc điểm phần lớn là loại thiết bị siêu trường, siêu trọng. Trong điều kiện đường sá Việt Nam, công đoạn này còn gặp nhiều khó khăn. Đặc biệt với các công trình trên Tây Nguyên và các tỉnh miền núi khu vực miền Trung (như Quảng Trị,

Quảng Bình), vận chuyển thiết bị phải vượt đèo, núi, độ dốc lớn và các cung đường hẹp.

Mặt khác, với tua bin gió siêu trường, siêu trọng, việc nhập khẩu chỉ có thể qua các cảng biển. Kích thước các cánh quạt dài từ 60 đến 86 m, nặng khoảng 20 - 25 tấn; trụ tháp - máy phát dài từ 20 đến 30 m, nặng khoảng 49 đến 115 tấn; độ cao của các kiện hàng khi vận chuyển bằng đường bộ có chiều cao 6,5 m, cho thấy những khó khăn, thách thức đặt ra cho công tác vận chuyển thiết bị.

1.5. Về tác động tới vận hành hệ thống điện và rủi ro cắt giảm nguồn năng lượng tái tạo

Theo quy trình, việc huy động nguồn điện được thực hiện theo thứ tự ưu tiên các nhà máy điện đảm bảo các điều kiện về kỹ thuật (điện áp, ổn định, quán tính, dự phòng điều tần, công suất cao điểm) rồi đến các nguồn NLTT (điện gió, mặt trời...), sau đó là thứ tự ưu tiên theo chi phí sản xuất từ thấp đến cao với các tổ máy còn lại. Theo quy trình này, thông thường các nhà máy điện gió sẽ là các nhà máy LIFO vào sau và ra khỏi hệ thống trước, nên số giờ sử dụng công suất trang bị sẽ thấp (thường không quá 3.000 h). Cụ thể: Thực tế trong 4 tháng đầu năm 2021, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia đã buộc phải cắt giảm gần 470 triệu kWh điện NLTT (trong đó, đã cắt giảm 447,5 triệu kWh điện mặt trời trang trại, chiếm 13,3% khả năng phát của các nhà máy điện mặt trời và cắt giảm 19,7 triệu kWh điện gió, chiếm khoảng 4,8% khả năng

phát của các nhà máy điện gió). Ngay cả thời điểm phụ tải cao nhất trong giai đoạn (ngày 21/6/2021), Pmax đạt 42.482 MW, so với tổng công suất nguồn vẫn chỉ khoảng 61,3% - nghĩa là hệ số dự phòng thô cao (ở mức 38,7%). Năm 2021, dù nguồn phát từ NLTT có tăng mạnh với tổng công suất đến trên 20.000 MW, chiếm tỷ trọng công suất trên 25%, nhưng sản lượng điện phát chỉ chiếm 12% tổng sản lượng. Do ưu tiên huy động nguồn năng lượng tái tạo mà trong 4 tháng đầu năm 2021, các nhà máy nhiệt điện đã phải tắt và khởi động lại tổ máy đến hơn 334 lần. [3]. Con số này vào nửa cuối năm 2019 (thời điểm bắt đầu huy động nguồn điện mặt trời vào hệ thống) chỉ là 74 lần, vào năm 2020 là 192 lần. Tất cả các lần huy động lại nguồn điện đều có thể dẫn đến tăng nguy cơ sự cố tổ máy. Điều này sẽ càng trầm trọng khi tỉ trọng năng lượng tái tạo nói chung và điện gió nói riêng tăng lên.

Do đặc thù phụ thuộc lớn vào thời tiết của các nguồn điện gió và điện mặt trời, nên việc cắt giảm điện phát của chúng vào một số thời điểm là không thể tránh khỏi, ngay cả với hệ thống điện hiện đại của nhiều nước, tuy nhiên lượng cắt giảm thường nhỏ, chỉ chiếm 2% đến 4%. Nhưng khi phát triển các nguồn này quá “nóng”, trong lúc hạ tầng lưới điện chưa theo kịp và phụ tải tăng chậm lại, thì tác động của nguồn NLTT biến đổi đến vận hành hệ thống điện sẽ tăng thêm rủi ro về việc bị cắt giảm đáng kể lượng điện phát ra và không thể được giải quyết trong một sớm một chiều. [4], [5].

1.6. Ảnh hưởng của các yếu tố khác

Thứ nhất, do thiết bị tua bin điện gió nhập khẩu 100% của nước ngoài, việc bảo mật công nghệ và lắp đặt phụ thuộc lớn vào việc hướng dẫn của chuyên gia, kỹ sư cao cấp do hãng cung cấp, điều động. Như vậy, áp lực từ phía các nhà cung cấp thiết bị là rất lớn.

Thứ hai, giá cả vật tư thị trường như sắt, thép, xi măng, cát... tăng cao bất thường, làm chậm trễ tiến độ chung.

Thứ ba, lưới điện đấu nối không hoàn thành đúng hạn.

Thứ tư, công tác nghiệm thu, vận hành thử và thủ tục công nhận ngày vận hành thương mại của dự án bị kéo dài.

2. Kiến nghị một số giải pháp hỗ trợ cần thiết cho phát triển điện gió

Để có thể thực hiện phát triển điện gió bền vững, đạt mục tiêu zero carbon vào năm 2050, theo nhóm tác giả đề xuất, chúng ta cần có các giải pháp đồng bộ như sau:

Thứ nhất, các cơ chế chính sách ưu đãi cần minh bạch và ổn định.

Cần có lộ trình chính sách điện gió dài hạn, tạo điều kiện để nhà đầu tư có thể chủ động nắm bắt và có kế hoạch cụ thể, huy động nguồn vốn, tài chính và nguồn nhân lực cho phù hợp, tránh lãng phí. Đồng nhiên, tất cả các chủ trương chính sách định kỳ cũng cần xem xét điều chỉnh, nhưng cần phải hợp lý và cân nhắc khá nhiều khía cạnh. Như chúng ta đã biết, thời gian hoàn vốn đầu tư các dự án điện gió thường trên dưới 20 năm. Nếu chủ trương chính sách chỉ cố định trong 5 năm, thì sẽ làm nản lòng các nhà đầu tư và các chủ nợ tiềm năng trong việc cho vay các dự án năng lượng tái tạo nói chung và điện gió nói riêng. Các cơ chế khuyến khích phát triển NLTT cần có định hướng lâu dài, cần có các quy chuẩn, tiêu chuẩn áp dụng cho các công nghệ, cũng như các tiêu chuẩn quy định kỹ thuật vận hành trong điều kiện tỷ lệ NLTT tích hợp vào hệ thống điện ngày càng cao.

Những cơ chế ưu đãi ngắn hạn có thể tạo ra những đợt sóng đầu tư ồ ạt, nhất thời ngắn hạn, nhưng với lâu dài có thể tạo ra sự không ổn định của hệ thống, thậm chí phá vỡ sự ổn định của quy hoạch điện.

Với điện gió ngoài khơi, cơ chế đặc thù có thể cho phép một số tập đoàn, tổng công ty nhà nước được giao khảo sát, điều tra đo đạc các vùng biển mà đã được khoanh vùng trong Dự thảo Quy hoạch không gian biển quốc gia, làm cơ sở cho lập F/S và thiết kế sơ bộ cho một vài dự án điện gió ngoài khơi. Có thể áp dụng hình thức đầu tư PPP (đối tác công tư), trong đó thành phần kinh tế nhà nước nắm phần chi phối tại các dự án tiềm năng.

Thứ hai, giải pháp đối với phát triển thị trường điện và ổn định - cân bằng hệ thống điện.

Một là, cơ chế giá bán điện cần được điều chỉnh linh hoạt, minh bạch và nhanh chóng theo các yếu tố đầu vào... là yếu tố cốt lõi quyết định cho phát triển thị trường điện thực sự cạnh tranh, đồng thời là động lực cho các nhà đầu tư nguồn điện mới.

Hai là, cần triển khai thực sự thị trường điện bán buôn. Ngoài EVN và các tổng công ty thành viên (thực chất chỉ có EVN là đơn vị mua duy nhất), cần đưa thêm các người mua mới tham gia thị trường. Ví dụ, Chính phủ ban hành sớm quy định về Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA). [2]

Ba là, Bộ Công Thương cần sớm cho nghiên cứu ban hành cơ chế dịch vụ phụ trợ hệ thống điện với các nguồn lưu trữ, linh hoạt để huy động nguồn lực đầu tư các loại hình này, đảm bảo huy động hiệu quả các nguồn NLTT. Làm sao để Nghị định số 80/2024/NĐ-CP của Chính phủ và các văn bản pháp lý có liên quan sớm thực sự đi vào cuộc sống, ví dụ về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện với khách hàng. Cùng với đó, Bộ Công Thương cần sớm cập nhật và nghiên cứu ban hành các văn bản dưới luật, với mục tiêu đưa Luật Điện lực 2024 sớm đi vào cuộc sống một cách hiệu quả. [6]

Bốn là, cần nâng cao độ chính xác của công tác dự báo thời tiết; kết hợp phát triển các nguồn điện linh hoạt, hệ thống tích năng, pin lưu trữ; giải pháp tự động chuyển đổi điện năng dư thừa cho các nhu cầu khác - trạm sạc pin giao thông điện.

Năm là, cơ chế về công cụ tài chính đối với các loại phát thải trong ngành Điện (như chứng chỉ xanh, thuế CO₂) là rất cần thiết để khuyến khích nghiên cứu, áp dụng vào thực tế các loại công

nghệ, nhiên liệu sạch, đồng thời tăng tính cạnh tranh công bằng giữa nguồn điện than với nguồn điện khí, vốn có giá nhiên liệu cao hơn, nhưng “sạch hơn” và các nguồn NLTT.

Thứ ba là kết hợp các giải pháp vĩ mô khác.

Đó là các giải pháp tháo gỡ khó khăn, thúc đẩy phát triển NLTT. Các định hướng, chính sách cho nguồn điện này cần tạo môi trường đầu tư ổn định để phát triển. Trong đó:

- Quốc hội cần sớm phê duyệt Quy hoạch không gian biển quốc gia, làm cơ sở pháp lý vững chắc cho phát triển điện gió ngoài khơi; cho phép điều chỉnh Luật Điện lực cho phù hợp với thực tiễn nếu cần thiết, tạo cơ chế chặt chẽ, nhưng thông thoáng để giải quyết vướng mắc với đầu tư các dự án năng lượng.

- Bộ Công Thương phối hợp với các bộ, ngành liên quan xây dựng cơ chế đấu thầu để địa phương chọn chủ đầu tư các dự án điện NLTT (điện gió trên bờ, điện gió ngoài khơi, điện mặt trời, điện sinh khối, điện từ rác thải). Từ đó, chọn được các nhà thầu có đủ năng lực về vốn - tài chính.

- Sở Giao thông Vận tải các tỉnh và Cục Giao thông Đường bộ cần có chính sách hợp lý cho việc vận chuyển các thiết bị siêu trường, siêu trọng, để hỗ trợ doanh nghiệp hoàn thành dự án. Đặc biệt, cần có sự vào cuộc của các bộ liên quan như Bộ Công Thương, Bộ Giao thông Vận tải và các địa phương liên quan đến dự án.

- UBND các tỉnh cần thiết hỗ trợ về thủ tục chuyển đổi mục đích sử dụng đất, tránh trường hợp công trình đã xây lên, nhưng đất vẫn chưa được chuyển đổi từ đất nông nghiệp hoặc lâm nghiệp sang đất dự án điện gió ■

TÀI LIỆU THAM KHẢO:

[1] Chính phủ (2024), Nghị định số 115/2024/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều và biện pháp thi hành luật đầu thầu về lựa chọn nhà đầu tư thực hiện dự án đầu tư có sử dụng đất, truy cập tại <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Dau-tu/Nghi-dinh-115-2024-ND-CP-huong-dan-Luat-Dau-thau-lua-chon-nha-dau-tu-du-an-dau-tu-co-su-dung-dat-606864.aspx>

- [2] Chính phủ (2024), Nghị định số 80/2024/ND-CP quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện lớn, truy cập tại <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Thuong-mai/Nghi-dinh-80-2024-ND-CP-co-che-mua-ban-dien-truc-tiep-giua-Don-vi-phat-dien-voi-Khach-hang-615882.aspx>
- [3] Thủ tướng Chính phủ (2024). Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050. Truy cập tại <https://xaydungchinhhsach.chinhphu.vn/toan-van-quy-hoach-phat-trien-dien-luc-quoc-gia-11923051616315244.htm>
- [4] Tập đoàn Điện lực Việt Nam (2024). Một số số liệu tổng quan về nguồn điện toàn quốc năm 2023. Truy cập tại <https://evn.com.vn/d6/news/Mot-so-so-lieu-tong-quan-ve-nguon-dien-toan-quoc-nam-2023-66-142-124707.aspx>
- [5] Nguyễn Hữu Khoa (2021). Những thách thức của nhà đầu tư điện gió và đề xuất chính sách phát triển cho Việt Nam. Tạp chí Năng lượng Việt Nam, truy cập tại <https://nangluongvietnam.vn/nhung-thach-thuc-cua-nha-dau-tu-dien-gio-va-de-xuat-chinh-sach-phat-trien-cho-viet-nam-27099.html>
- [6] Quốc hội nước CHXHCN Việt Nam (2024). Luật số 61/2024/QH15 - Luật Điện lực, truy cập tại <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Luat-Dien-luc-2024-so-61-2024-QH15-613892.aspx>.

Ngày nhận bài: 10/1/2025

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 26/1/2025

Ngày chấp nhận đăng bài: 12/2/2025

CHALLENGES AND SOLUTIONS FOR ADVANCING WIND POWER IN VIETNAM

● PHAM THI THU HA

Electric Power University

ABSTRACT:

Net Zero, or "Net Zero Emissions," is an environmental objective aimed at reducing greenhouse gas emissions, such as CO₂, CH₄, and N₂O, to levels that are balanced with the Earth's natural and technological carbon absorption capacities. Achieving this goal requires not only enhancing carbon sinks through afforestation, forest conservation, and carbon capture and storage technologies, but also significantly reducing emissions from major sectors such as transportation, industrial production, and electricity generation. Among these, the sustainable development of wind power plays a crucial role. However, the path toward Net Zero in Vietnam is fraught with considerable challenges affecting the efficiency and viability of wind power projects. This study examines these key challenges, including policy limitations, investment barriers, technical constraints, and environmental impacts. Based on this analysis, the study proposes targeted solutions to improve project performance and promote the sustainable expansion of wind energy in Vietnam's transition to a low-carbon economy.

Keywords: wind power, challenges, efficiency, sustainability.