

THÔNG TIN ĐẦU VÀO CHO LỘ TRÌNH PHÁT TRIỂN ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI TẠI VIỆT NAM



Tháng 9 năm 2020

MỤC LỤC

1	Mở đầu	5
2	Giới thiệu	5
3	Tiềm năng điện gió ngoài khơi của Việt Nam và chi phí sản xuất điện qui dẫn (LCOE)	6
4	Thông tin đầu vào cho Lộ trình phát triển	13
4.1	Giá trị của điện gió ngoài khơi	14
4.2	Tầm nhìn và mục tiêu	14
4.3	Các rào cản và lựa chọn	15
4.3.1	Rào cản đối với dự án đầu tiên: Dự án trình diễn so với dự án quy mô lớn	15
4.3.2	Rào cản đối với doanh thu của dự án: giá FIT so với đấu thầu cạnh tranh	17
4.3.3	Các rào cản về phê duyệt dự án: Cấp phép và dịch vụ một cửa	18
4.3.4	Rào cản đối với việc xác định địa điểm: Quy hoạch tập trung so với quy hoạch phân tán	21
4.3.5	Rào cản về năng lực: Phát triển năng lực, chuỗi cung ứng và tạo việc làm	24
4.4	Các vấn đề khác cần xem xét	26
4.4.1	Tiêu chuẩn và cấp chứng nhận	26
4.4.2	Quỹ đạo giảm chi phí	28
5	Khuyến nghị tổng quan	30
	Phụ lục A – Thông tin đầu vào cho lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam theo Viện Năng lượng	33
	Phụ lục B – Những yêu cầu của các nhà phát triển dự án đối với những dự án triển khai tại thị trường mới theo CIP/COP	55

1 Mở đầu

Vào năm 2013, Việt Nam và Đan Mạch đã ký một thỏa thuận hợp tác dài hạn nhằm thúc đẩy quá trình Việt Nam chuyển đổi sang một nền kinh tế phát thải carbon thấp. Cục Năng lượng Đan Mạch (DEA) hợp tác với Bộ Công Thương Việt Nam thông qua Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam - Đan Mạch (DEPP). Chương trình này hiện đang ở giai đoạn 2 (DEPP II, 2017-2020) với phạm vi thực hiện bao gồm mô hình hóa kích bản phát triển dài hạn ngành năng lượng, tích hợp năng lượng tái tạo vào hệ thống điện và sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong ngành công nghiệp.

Báo cáo này là một sản phẩm của dự án "Tiềm năng và lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi của Việt Nam" thuộc Hợp phần 1: "Nâng cao năng lực quy hoạch dài hạn ngành năng lượng, hợp tác với Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo Việt Nam (EREA)", hiện đang được thực hiện trong khuôn khổ DEPP.

Cục Năng lượng Đan Mạch (DEA), Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA) và Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội chịu trách nhiệm thực hiện các hoạt động của Chương trình.

2 Giới thiệu

Với tổng công suất lắp đặt các nguồn điện là 55 GW và tiêu thụ điện năng tăng trưởng trung bình ở mức 10%/năm trong thập kỷ qua, Việt Nam hiện đang xây dựng Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia (QHĐ8) với cơ cấu công suất nguồn điện mới.

Việt Nam có nguồn gió ngoài khơi dồi dào và tiềm năng công suất lớn từ các dự án điện gió móng cố định và lắp nổi trên mặt nước. Nhận thấy tiềm năng điện gió ngoài khơi, Chính phủ Việt Nam đã triển khai áp dụng giá điện nổi lưới FIT vào năm 2018 ở mức 2.223 VNĐ/kWh (tương đương ~88 EUR/MWh), đây là giá FIT cao thứ hai mà Việt Nam đưa ra, chỉ thấp hơn giá điện từ xử lý rác thải đô thị là ~92 EUR/MWh.

Những cơ chế hỗ trợ khác dưới hình thức ưu đãi thuế - như miễn thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế nhập khẩu và phí thuê đất - song song với tăng phí bảo vệ môi trường cũng được áp dụng nhằm hỗ trợ triển khai phát triển ngành điện gió ngoài khơi tại Việt Nam.

Nguồn gió phong phú và tiềm năng của một số lượng lớn các dự án điện gió đang chuẩn bị triển khai chắc chắn đã thu hút sự quan tâm của ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi. Tuy nhiên, một loạt thách thức bao gồm chưa có khung pháp lý hỗ trợ, thủ tục cấp phép phức tạp và hợp đồng mua bán điện không có khả năng vay vốn ngân hàng đã cản trở quá trình khởi động của ngành điện gió ngoài khơi tại Việt Nam.

Kinh nghiệm từ những thị trường điện gió ngoài khơi phát triển cho thấy việc quản lý và cân bằng hệ thống có tích hợp nguồn năng lượng tái tạo và điện gió với tỉ trọng lớn là khả thi. Báo cáo này đề cập đến bối cảnh trong nước và đưa ra

các khuyến nghị về các vấn đề then chốt trong hoạt động của Chính phủ nhằm thúc đẩy khởi động và phát triển thành công nguồn năng lượng gió ngoài khơi đồng thời mang lại hiệu quả về chi phí cho Việt Nam.

Báo cáo này có tham chiếu đến bốn tài liệu sau:

- 1 Tiềm năng và chi phí nguồn gió ngoài khơi ở Việt Nam, do Công ty tư vấn COWI và các cộng sự xây dựng.
- 2 Chi phí truyền tải và nâng cấp lưới điện truyền tải cho từng trang trại gió ngoài khơi, do Viện Năng lượng xây dựng (lưu hành nội bộ).
- 3 Gợi ý về chi phí và truyền tải theo kịch bản phát triển lũy tiến, do Viện Năng lượng xây dựng (lưu hành nội bộ).
- 4 Thông tin đầu vào cho Lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam, Viện Năng lượng. Xem Phụ lục A.
- 5 Những yêu cầu của các đơn vị phát triển dự án điện gió ngoài khơi đối với các dự án triển khai tại thị trường mới, CIP/COP. Xem Phụ lục B.

Đây là một nghiên cứu sơ bộ dựa vào những thông tin hiện có, là bước đầu tiên để hỗ trợ cho việc đánh giá toàn diện hơn về phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam trong tương lai.

3 Tiềm năng điện gió ngoài khơi của Việt Nam và chi phí sản xuất điện qui dẫn (LCOE)

Tiềm năng gió ngoài khơi ở Việt Nam là rất lớn và dựa trên những hoạt động khảo sát sàng lọc các dự án điện gió móng cố định và nổi trên mặt nước trong khu vực, tiềm năng kỹ thuật về khai thác công suất điện gió ngoài khơi được xác định là khoảng 160 GW – danh mục những địa điểm tiềm năng được nêu trong Bảng 1. Tiềm năng này cao hơn rất nhiều lần công suất lắp đặt trong năm 2019¹ tại châu Âu và tương đương một phần đáng kể nhu cầu dự kiến đến 2050 của điện gió ngoài khơi châu Âu. Con số tiềm năng này được tính toán dựa trên các nguồn dữ liệu đã được công bố cho các khu vực cách bờ từ 5km đến 100 km². Ngoài ra chỉ những khu vực có tốc độ gió cao hơn 7 m/s ở độ cao 100m trên mặt nước biển mới được xem xét. Mặc dù những kết quả này cần được tinh lọc bằng việc bổ sung các dữ liệu đầu vào có tính đến các lợi ích quân sự và khai thác dầu khí, chúng ta vẫn nhận thấy được triển vọng của danh mục dự án và công suất khai thác tiềm năng tại Việt Nam.

¹ WindEurope, tham khảo tại <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>

² Tiềm năng kỹ thuật này khác với con số được nêu trong Lộ trình điện gió ngoài khơi tại Việt Nam, Tháng 6 năm 2020, có xem xét các vị trí cách bờ 200 km, tham khảo tại <http://documents.worldbank.org/curated/en/781371586848751429/pdf/Tech-nical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Vietnam-Map.pdf>

Khu vực tập trung	Số địa điểm	Tỉnh chính	Tỉnh thay thế	Ý tưởng	v100(m/s)	Diện tích (km ²)	Công suất tiềm năng	Vĩ tuyến điểm tâm	Kinh tuyến điểm tâm
FB-1	12	Bình Thuận	Ninh Thuận	Fixed	[8.04, 9.21]	2028	9 GW	10° 19' 10" N	108° 32' 40" E
FB-1	13	Bình Thuận	Ninh Thuận	Fixed	[8.04, 9.21]	1531	7 GW	10° 51' 55" N	108° 35' 12" E
FB-1	14	Bình Thuận	Ninh Thuận	Fixed	[8.04, 9.21]	1573	7 GW	10° 35' 22" N	108° 50' 15" E
FB-1	15	Bình Thuận	Ninh Thuận	Fixed	[8.04, 9.21]	1198	5 GW	11° 1' 1" N	108° 50' 20" E
FB-2	3	Trà Vinh	Sóc Trăng, Bến Tre, Ho Chi Minh, Tiền Giang, Bà Rịa - Vũng Tàu	Fixed	[7.25, 7.71]	2464	7 GW	9° 5' 21" N	106° 41' 7" E
FB-2	4	Trà Vinh	Sóc Trăng, Bến Tre, Ho Chi Minh, Tiền Giang, Bà Rịa - Vũng Tàu	Fixed	[7.25, 7.71]	2160	6 GW	9° 1' 53" N	107° 3' 39" E
FB-2	5	Trà Vinh	Sóc Trăng, Bến Tre, Ho Chi Minh, Tiền Giang, Bà Rịa - Vũng Tàu	Fixed	[7.25, 7.71]	2440	7 GW	9° 25' 2" N	107° 1' 48" E
FB-2	6	Trà Vinh	Sóc Trăng, Bến Tre, Ho Chi Minh, Tiền Giang, Bà Rịa - Vũng Tàu	Fixed	[7.25, 7.71]	1998	5 GW	9° 42' 28" N	107° 22' 52" E
FB-3	8	Bình Thuận	Bà Rịa - Vũng Tàu	Fixed	[7.09, 8.39]	1381	6 GW	9° 51' 26" N	107° 49' 40" E
FB-3	9	Bình Thuận	Bà Rịa - Vũng Tàu	Fixed	[7.09, 8.39]	2562	11 GW	10° 23' 39" N	107° 55' 28" E
FB-3	10	Bình Thuận	Bà Rịa - Vũng Tàu	Fixed	[7.09, 8.39]	1676	7 GW	10° 5' 36" N	108° 10' 59" E
FB-3	11	Bình Thuận	Bà Rịa - Vũng Tàu	Fixed	[7.09, 8.39]	2244	10 GW	10° 38' 57" N	108° 16' 57" E
FB-4	20	Hà Tĩnh		Fixed	7.09	469	1 GW	18° 37' 58" N	106° 59' 15" E
FB-5	21	Quảng Ninh	Nam Định, Thái Bình, Hải Phòng	Fixed	[7.06, 7.28]	2502	7 GW	19° 49' 8" N	107° 4' 57" E
FB-5	23	Quảng Ninh	Nam Định, Thái Bình, Hải Phòng	Fixed	[7.06, 7.28]	1030	3 GW	20° 14' 36" N	107° 36' 58" E
FB-5	25	Quảng Ninh	Nam Định, Thái Bình, Hải Phòng	Fixed	[7.06, 7.28]	1141	3 GW	20° 29' 31" N	107° 59' 23" E
FF-1	27	Ninh Thuận	Bình Thuận, Khánh Hòa	Floating	[8.20, 9.40]	1418	6 GW	10° 38' 55" N	109° 8' 30" E
FF-1	28	Ninh Thuận	Bình Thuận, Khánh Hòa	Floating	[8.20, 9.40]	2186	9 GW	11° 7' 32" N	109° 11' 21" E
FF-1	29	Ninh Thuận	Bình Thuận, Khánh Hòa	Floating	[8.20, 9.40]	2291	10 GW	10° 57' 10" N	109° 28' 31" E
FF-1	30	Ninh Thuận	Bình Thuận, Khánh Hòa	Floating	[8.20, 9.40]	1242	5 GW	11° 30' 9" N	109° 23' 58" E
FF-2	31	Khánh Hòa	Ninh Thuận	Floating	[7.07, 8.84]	1784	8 GW	11° 22' 35" N	109° 42' 59" E
FF-2	32	Khánh Hòa	Ninh Thuận	Floating	[7.07, 8.84]	2051	9 GW	11° 45' 30" N	109° 37' 17" E
FF-2	33	Khánh Hòa	Ninh Thuận	Floating	[7.07, 8.84]	1315	6 GW	12° 4' 14" N	109° 37' 31" E
FF-3	42	Hà Tĩnh	Quảng Bình	Floating	7.17	1961	4 GW	18° 14' 17" N	107° 14' 10" E

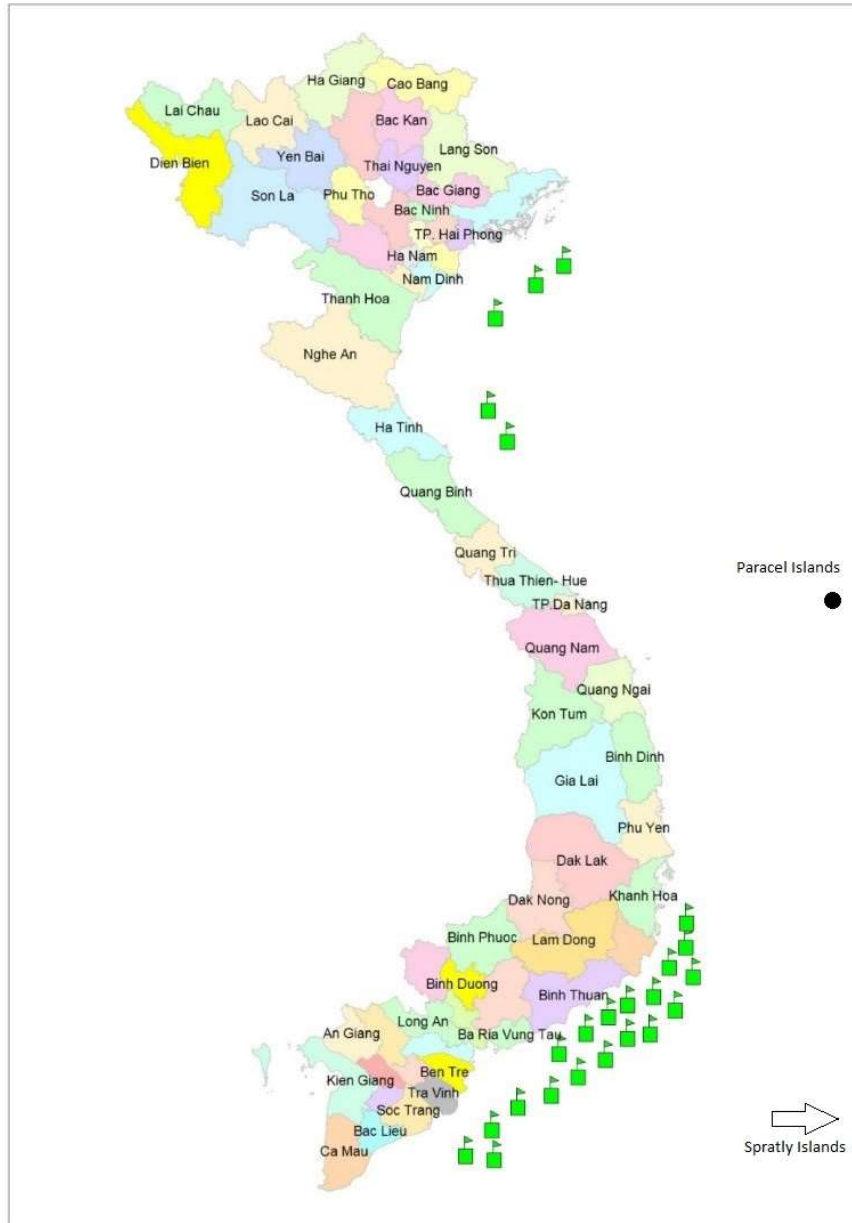
Bảng 1 Hai mươi bốn địa điểm dự án móng cố định và lắp đặt nổi trên mặt nước thuộc danh sách các khu vực phát triển dự án đã được lựa chọn. Xem Báo cáo đầu ra 2 (D2) – Tiềm năng và chi phí điện gió ở Việt Nam, COWI và cộng sự. Nguồn: C2Wind³.

Viện Năng lượng đã thực hiện hai giai đoạn nghiên cứu. Trong đó, giai đoạn một (Tài liệu số 2) nghiên cứu đề xuất xếp hạng các vị trí trang trại điện gió ngoài khơi tiềm năng tại Việt Nam. Các vị trí tiềm năng được lựa chọn được khảo sát kỹ hơn về chi phí đầu tư nổi lưới và tối ưu hóa quy hoạch phát triển nguồn phát tới năm 2030 (Tài liệu số 3).

Trong nghiên cứu lưới truyền tải giai đoạn 1, Tài liệu số 2, Viện Năng lượng đã đánh giá việc nổi lưới của từng dự án 500 MW và dưới đây là tổng quan của nghiên cứu (mặt) này:

- Nghiên cứu đưa ra những hiểu biết ban đầu về các vị trí nổi lưới và chi phí truyền tải điện liên quan đến từng dự án trong số 24 trang trại điện gió ngoài khơi. Nghiên cứu được thực hiện nhằm mục tiêu hỗ trợ quá trình xếp hạng LCOE cho các địa điểm phát triển điện gió ngoài khơi tiềm năng, và để có thể so sánh các địa điểm, mỗi địa điểm điện gió được giả định có một công viên điện gió với quy mô công suất ban đầu là 500 MW.

³ Tốc độ gió V100 đại diện cho khoảng giới hạn được ghi nhận trong toàn bộ khu vực trọng tâm, có xem xét đánh giá tại nhiều điểm dự án. Ngoài ra, hoa gió và bản đồ phân bố tốc độ gió điển hình của khu vực miền Nam Việt Nam được sử dụng và tích hợp vào 9 ý tưởng phân bố. Mật độ phân bố theo WTGs đề nghị có thể hạn chế độ suy giảm sức gió sau turbin đến dưới 10%.

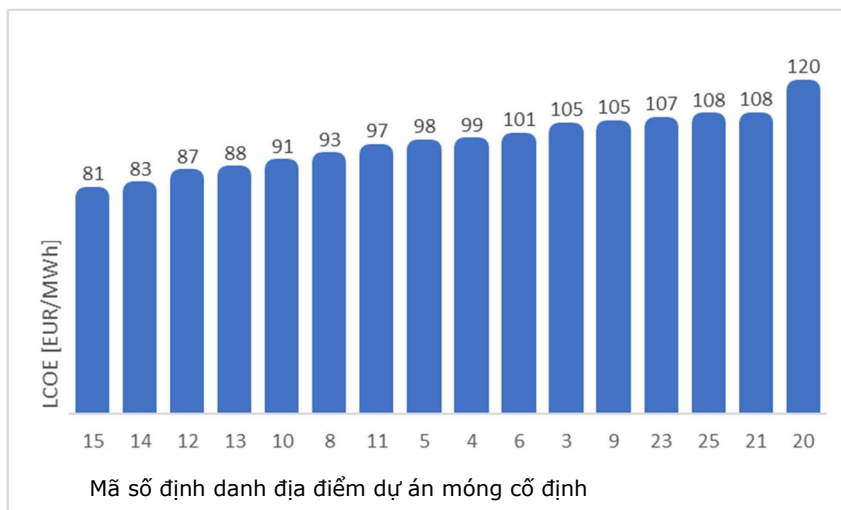


Hình 3-1 Bản đồ các vị trí trang trại điện gió ngoài khơi theo đánh giá của Viện Năng lượng. Nguồn: Viện Năng lượng.

- Nghiên cứu kết luận rằng việc nối lưới và giải phóng điện sản xuất từ tất cả các địa điểm độc lập đã được đánh giá là khả thi nhưng cũng chỉ ra rằng chi phí nối lưới cho các địa điểm ở miền Bắc và khu vực Tây Nam Bộ thấp hơn so với các địa điểm ở khu vực Nam Trung Bộ. Lý do là khu vực Nam Trung Bộ - điểm nóng phát triển NLTT ở Việt Nam phải đối mặt với tình trạng tắc nghẽn lưới điện. Hơn nữa, khu vực Nam Trung Bộ "không thể xây dựng lưới điện đồng bộ và kịp thời để đáp ứng nhu cầu phát triển nguồn điện của khu vực". Do đó dự báo sẽ có những trở ngại trong phát triển lưới điện tại khu vực tiềm năng này.

Dựa trên dữ liệu đầu vào của quốc tế và Việt Nam, mô hình chi phí LCOE và xếp hạng 24 địa điểm có công suất 500 MW thuộc danh mục khu vực ngoài khơi đã được lựa chọn tại Việt Nam đã được xây dựng, xem Bảng 1. Chi phí ước tính cho

từng dự án 500MW đến đầu nối lưới và truyền tải, bao gồm chi phí mở rộng/nâng cấp lưới điện, theo tính toán của Viện Năng lượng, nhưng trong giai đoạn này không bao gồm ảnh hưởng/chi phí tích lũy của lưới điện của những cụm dự án xa bờ. Kết quả thứ tự xếp hạng LCOE của 16 dự án móng cố định được minh họa trong Hình 3-2 và nằm trong dải từ 81 EUR/MWh đến 120 EUR/MWh.



Hình 3-2 Xếp hạng LCOE của các địa điểm dự án móng cố định có bao gồm chi phí mở rộng/nâng cấp lưới điện. Xem Báo cáo đầu ra 2 (D2) - Tiềm năng và chi phí nguồn gió ngoài khơi tại Việt Nam, COWI và cộng sự.

Những địa điểm có LCOE thấp nhất, đã bao gồm chi phí lưới/truyền tải, nằm dọc theo ven biển Nam Trung Bộ Việt Nam – minh họa trong Hình 3-3. Địa điểm dự

Hình 3-3 Khu vực có chi phí thấp nhất cho việc triển khai điện gió ngoài khơi đầu tiên móng cố định dựa trên xếp hạng LCOE bao gồm chi phí lưới cho các dự án độc lập. Nguồn hình ảnh nền: C2Wind



án móng cố định số 14 và 15 có chi phí LCOE đã bao gồm chi phí lưới/truyền tải thấp nhất, tương ứng ở mức 83 và 81 EUR/MWh. Những địa điểm có chi phí thấp tiếp theo là địa điểm số 12 và 13, tương ứng ở mức 87 và 89 EUR/MWh.

Về quy mô công suất triển khai, địa điểm số 14 và 15 có tổng tiềm năng kỹ thuật kết hợp là 12 GW. Khi tính thêm các địa điểm lân cận có LCOE thấp, địa điểm số 12 và 13, tổng tiềm năng kỹ thuật tích lũy kết hợp của các địa điểm móng cố định từ số 12 đến số 15 sẽ tăng lên 28 GW – đây là một tiềm năng rất đáng kể. Tuy nhiên con số này sẽ giảm xuống khi có thêm dữ liệu/đánh giá về những hạn chế không gian.

Những địa điểm dự án có LCOE thấp nhất dọc ven biển Đông Bắc Bộ của Việt Nam có LCOE cao hơn ít nhất 20% so với các dự án ở ven biển Đông Nam Bộ, đạt mức +100 EUR/MWh như được thể hiện trong Hình 3-2. Do đó, từ quan điểm LCOE ban đầu, các dự án điện gió ngoài khơi tại Việt Nam được kỳ vọng sẽ bắt đầu phát triển từ vùng Nam Trung Bộ của Việt Nam – khu vực được hưởng lợi từ nguồn gió dồi dào, vùng nước nông rộng lớn và có những cảng biển lớn đang phục vụ ngành dầu khí ngoài khơi, như cảng Sài Gòn ở TP Hồ Chí Minh, hiện là cảng lớn nhất tại Việt Nam phục vụ hoạt động sản xuất công nghiệp nặng cho ngành dầu khí ngoài khơi. Tuy nhiên với danh mục các dự án chuẩn bị triển khai tại khu vực này, những trở ngại về nối lưới cần phải tiếp tục được xem xét và giải quyết có tính đến các tác động tích lũy.

Nghiên cứu lưới truyền tải giai đoạn 2 (Tài liệu số 3) trình bày các phương án tính toán chi phí đầu tư sơ bộ để nâng cấp và mở rộng lưới truyền tải liên quan đến việc kết nối các trang trại gió ngoài khơi quy mô lớn vào hệ thống điện.



Hình 3-4 Vị trí các điểm nghiên cứu gió ngoài khơi (Tài liệu số 3)

Các vị trí trang trại gió ngoài khơi tiềm năng trước đó bị thu hẹp trong nghiên cứu giai đoạn 1 (Tài liệu số 2). Kết quả LOCE cho thấy khu vực Ninh Thuận và Bình Thuận có chi phí sản xuất điện thấp nhất và nên cần được ưu tiên phát triển. Trong giai đoạn nghiên cứu này, trạm biến áp trên bờ Cổ Thạch (Điểm số

15-FB-1) và Mũi Yến (Điểm 13-FB-1) ở khu vực Nam Trung Bộ được cân nhắc sử dụng làm điểm kết nối hệ thống cho các trang trại gió (PoC) (Hình 3-4).

Theo thống nhất giữa Cục Năng lượng Đan Mạch (DEA) và Cục Điện lực và NLTT (EREA), ba kịch bản phát triển điện gió ngoài khơi tới năm 2030 được nghiên cứu bao gồm:

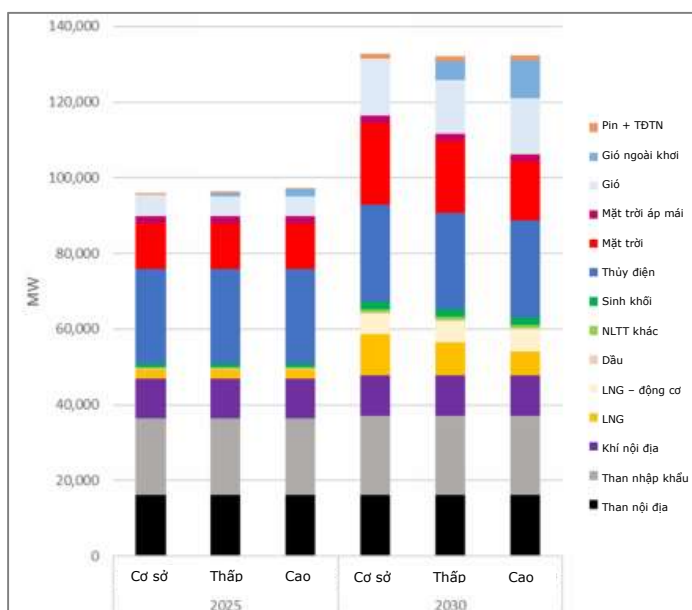
- Kịch bản cơ sở: Không phát triển điện gió ngoài khơi
- Kịch bản thấp: Phát triển 1 GW điện gió ngoài khơi tới năm 2025 và 5 GW năm 2030
- Kịch bản cao: Phát triển 2 GW điện gió ngoài khơi tới năm 2025 và 10 GW năm 2030

Tham khảo thêm về phân bố công suất cho các trang trại gió ngoài khơi được lựa chọn trong kịch bản thấp và kịch bản cao tại Bảng 3-2 tại năm đầu nối.

Bảng 0-2 Công suất các địa điểm điện gió ngoài khơi được nghiên cứu theo các kịch bản

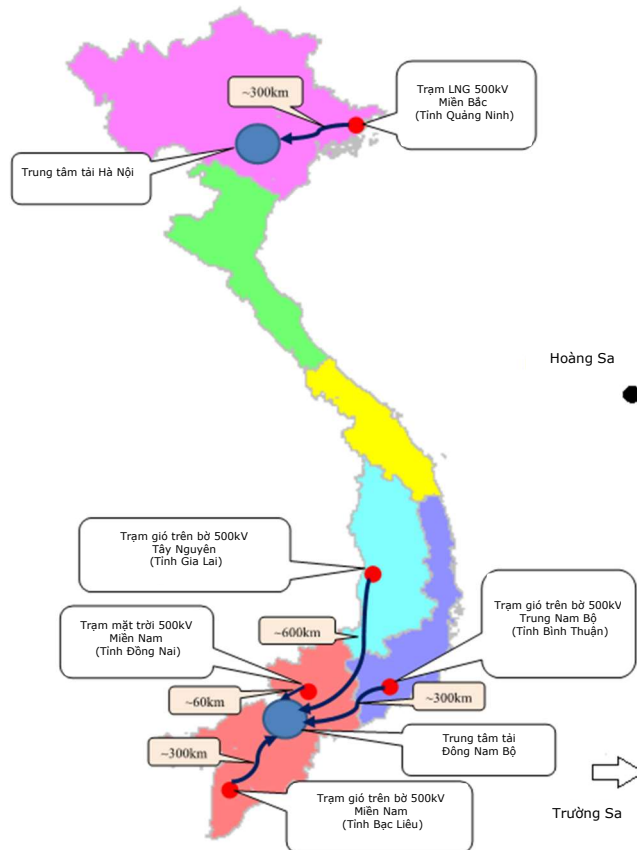
	Kịch bản thấp		Kịch bản cao	
	2025	2030	2025	2030
Cổ Thạch (Điểm 15-FB-1)	1 GW	2.5 GW	2 GW	2.5 GW
Mũi Yến (Điểm 13-FB-1 + Điểm 14-FB-1)	0 GW	2.5 GW	0 GW	7.5 GW

Ba kịch bản được áp dụng nhằm tối ưu hóa cơ cấu phát triển điện quốc gia năm 2025 và 2030 dựa trên mô hình năng lượng Balmorel. Tăng trưởng nhu cầu điện năng trong giai đoạn vừa qua, các đặc điểm kỹ thuật và kinh tế của tất cả các công nghệ phát điện, giá nhiên liệu và các hạn chế của lưới điện đều được đưa vào xem xét trong mô hình trên. Chi tiết của cơ cấu nguồn điện phát năm 2025 và 2030 của ba kịch bản được trình bày trong Hình 3-5.



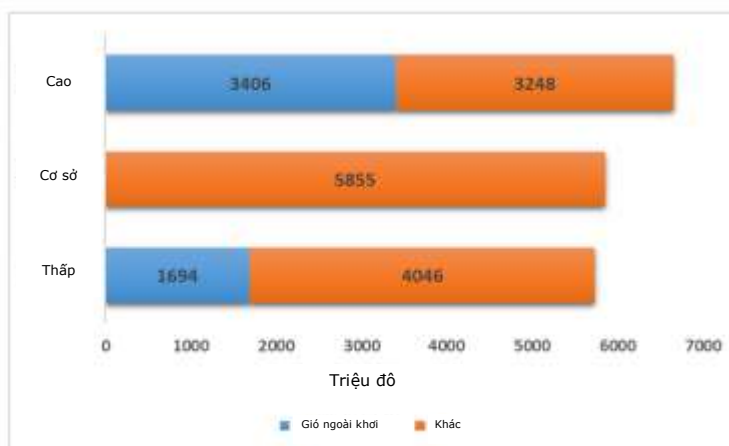
Hình 0-2: Cơ cấu phát triển nguồn phát của 3 kịch bản (Tài liệu số **Error! Reference source not found.**)

Khi điện gió ngoài khơi phát triển đạt mức 5-10 GW, cần cân nhắc bổ sung công suất dự kiến của các nguồn năng lượng khác (gió trên bờ, mặt trời, LNG) tại một số khu vực (Tây Nguyên, phía Nam và phía Bắc) nhằm cân bằng nhu cầu và công suất sản xuất. Phần lớn các chi phí đều liên quan đến việc nâng cấp truyền tải như xây dựng đường dây truyền tải 500 kV mới để truyền tải điện của các trung tâm (Hình 3-6)



Hình 0-3 Vị trí đề xuất cho trạm 500 kV tiếp nhận công suất phát điện (Tài liệu số **Error! Reference source not found.**)

Kết quả so sánh chi phí giữa các kịch bản được mô tả trong Hình 3-7 trong bối cảnh xem xét ảnh hưởng của điện gió ngoài khơi đối với chi phí lưới truyền tải. Đánh giá công suất tổng thể tới năm 2030 cho thấy kịch bản thấp có chi phí đầu tư lưới truyền tải thấp hơn so với kịch bản cơ sở. Điều này có nghĩa là so với kịch bản cơ sở, đưa phương án 5 GW điện gió ngoài khơi vào thực hiện sẽ tiết kiệm tương đối chi phí nâng cấp truyền tải. Cụ thể, chi phí nâng cấp để phục vụ cho điện gió ngoài khơi trong kịch bản thấp là 339 triệu USD/GW. Tuy nhiên, để đạt được điều này, công suất phát của các nguồn khác cần được giảm xuống. Trong khi đó, chi phí cao nhất (341 triệu USD/GW tính riêng để bổ sung điện gió ngoài khơi) thuộc về kịch bản cao với công suất phát 10 GW (2030). Cần lưu ý rằng trong kịch bản cơ sở với công suất phát của điện gió ngoài khơi bằng 0, chi phí nâng cấp truyền tải lưới dự kiến là 415 triệu USD/GW.



Hình 0-4 So sánh chi phí đầu tư lưới truyền tải trong 3 kịch bản (Tài liệu **Error! Reference source not found.**)

Nghiên cứu cũng thực hiện so sánh về mặt công nghệ phương án truyền tải một chiều và xoay chiều trong hai kịch bản cao và thấp cho phát triển điện gió ngoài khơi. Kết quả cho thấy HVDC là công nghệ phù hợp cho việc nâng cấp lưới truyền tải cho điện gió ngoài khơi, tuy nhiên cần đánh giá chi tiết cách thức thực hiện công nghệ này tại Việt Nam. HVDC so với HVAC yêu cầu nghiên cứu sâu hơn về công nghệ và kinh tế dựa trên các yếu tố như công suất truyền tải, khoảng cách truyền tải, đi ngầm hay trên cao, v.v

4 Thông tin đầu vào cho Lộ trình phát triển

Việt Nam có tiềm năng điện gió ngoài khơi rất lớn và để đảm bảo khởi động và xây dựng thành công ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi với chi phí hiệu quả, cần xem xét xây dựng một môi trường hỗ trợ thuận lợi với tầm nhìn dài hạn cho phát triển ngành công nghiệp này.

Ở cấp quốc gia, có thể đạt được kết quả này bằng một lộ trình có mục tiêu rõ ràng, dài hạn và đề xuất hướng tiếp cận từng bước thực hiện mục tiêu. Một nhiệm vụ quan trọng của quá trình xây dựng lộ trình phát triển là xác định những rào cản cấp bách và thách thức hàng đầu trong bối cảnh Việt Nam và sau đó đánh giá các phương án và chiến lược giảm thiểu tác động để ứng phó với những rào cản đã được xác định.

Cách thức xây dựng lộ trình như trên có thể làm giảm nhận thức về rủi ro của các quan chức nhà nước, các đơn vị phát triển và các nhà đầu tư. Tuy nhiên khi các rào cản được loại bỏ, niềm tin vào thị trường sẽ mạnh lên, tiến tới phát triển ngành đúng hướng. Trong bối cảnh đó, nội dung chương này sẽ đề cập đến những chủ đề chính liên quan đến việc xây dựng lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi, bao gồm mô tả giá trị của điện gió ngoài khơi đối với cơ cấu năng lượng quốc gia, xem xét thiết lập mục tiêu và những lựa chọn về tiếp cận chính sách.

4.1 Giá trị của điện gió ngoài khơi

Nắm rõ giá trị của điện gió ngoài khơi là bước đầu tiên cần làm trước khi đặt ra các mục tiêu và lập quy hoạch phát triển dài hạn. Dưới đây là những nội dung chính liên quan đến lợi ích của điện gió ngoài khơi:

- > Là nguồn điện sạch trong nước, giúp cải thiện an ninh năng lượng quốc gia đồng thời góp phần giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch, giảm tác động của biến đổi khí hậu, ô nhiễm không khí và phát triển một nền kinh tế xanh tại Việt Nam.
- > Biểu đồ phát điện phẳng hơn, nguồn gió lớn hơn và dự báo sản lượng cao hơn và dễ ước tính hơn so với nguồn gió trên bờ.
- > Không phải dành quỹ đất cho phát triển và việc xây dựng không gây ảnh hưởng đến cuộc sống thường ngày; tránh được các vấn đề liên quan đến sử dụng đất cũng như các vấn đề về hành lang tuyến, đặc biệt đối với các dự án quy mô lớn ở Việt Nam, tuy nhiên cần phải xem xét các vấn đề về quy hoạch biển.
- > Cho phép phát triển đồng bộ với các dự án phát triển biển khác như trang trại cá để làm lợi cho cộng đồng địa phương.
- > Cho phép triển khai những nhà máy điện loại mô đun/quy mô lớn và có thể mở rộng quy mô với tiềm năng cạnh tranh chi phí về dài hạn với các nguồn điện khác.
- > Đòi hỏi vốn đầu tư cao trong giai đoạn xây dựng dự án. Nhưng cũng tạo cơ hội lớn cho tạo việc làm và tăng trưởng tại địa phương thông qua cung cấp dịch vụ vận hành và bảo dưỡng, phát triển chuỗi cung ứng nội địa, các cảng biển và cơ sở hạ tầng chung.

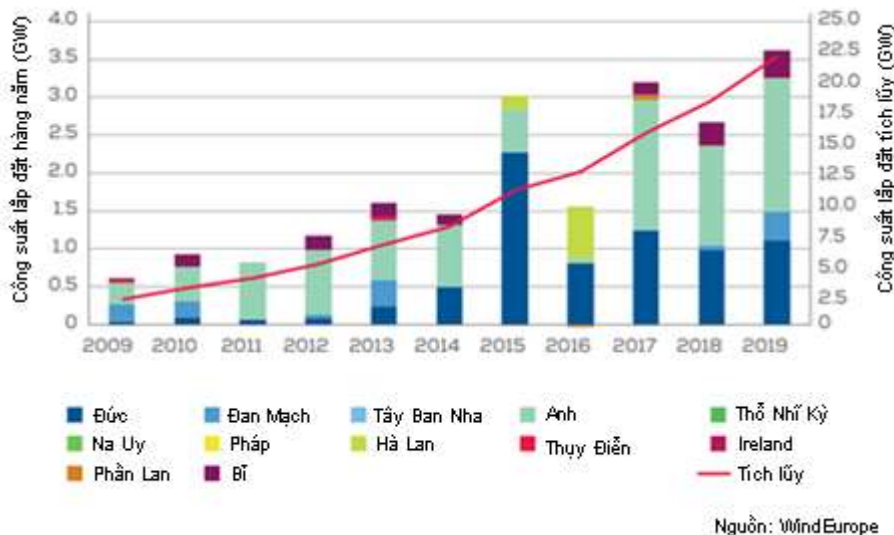
4.2 Tầm nhìn và mục tiêu

Mục tiêu công suất rõ ràng, dài hạn và tăng dần là điều kiện tiên quyết để chính phủ điều phối chính sách và tạo niềm tin cho ngành công nghiệp gió ngoài khơi, thu hút sự quan tâm và đầu tư cần thiết hỗ trợ phát triển điện gió ngoài khơi tại một thị trường mới.

Lượng công suất đủ lớn là chìa khóa để xây dựng thành công ngành công nghiệp này và đạt được lợi ích chi phí tốt nhất. Một danh mục dự án triển khai nhiều GW công suất điện gió trong nhiều năm sẽ cung cấp môi trường cạnh tranh cho các đơn vị phát triển dự án và các bên tham gia vào chuỗi cung ứng. Công suất đủ lớn cũng mang lại niềm tin cần thiết để thực hiện đầu tư dài hạn vào cơ sở hạ tầng phụ trợ, chuỗi cung ứng và công nghệ.

Ví dụ ở Châu Âu, danh mục các dự án triển khai với công suất hơn 20 GW được xây dựng trong nhiều năm là cơ sở cho phép thiết lập nhiều cảng biển chuyên dụng đóng góp vào việc tối ưu hóa và giảm chi phí lắp đặt và vận hành các trang trại điện gió ngoài khơi. Lượng công suất tiên phong của Châu Âu trong thị trường điện gió ngoài khơi cũng kéo theo sự phát triển các tua bin gió ngoài khơi được thiết kế để đáp ứng hầu hết những điều kiện ngoài khơi của châu Âu, là nơi

cho đến nay có lợi thế về vận tốc gió cao và không có động đất, bão và lốc xoáy. Ở các thị trường mới nổi, lượng công suất đủ lớn sẽ cho phép xây dựng và triển khai những mục tiêu có chi phí năng lượng thấp nhất trong điều kiện tại địa phương.



Hình 4 Công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi hàng năm theo quốc gia (trục trái) và công suất tích lũy (trục phải) tính bằng GW. Nguồn: WindEurope.

Một khía cạnh then chốt khác khi đặt mục tiêu ở cấp quốc gia là phải đảm bảo công suất tăng trưởng đều đặn và ổn định. Để đảm bảo công suất gia tăng hiệu quả và nhạy cảm với chi phí, các mục tiêu cần phải cho phép hình thành dần chuỗi cung ứng và ngành công nghiệp gió ngoài khơi. Nguyên nhân là do các mục tiêu ngắn hạn quá tham vọng sẽ có xu hướng gây ra tình trạng tắc nghẽn lưới điện, chậm trễ triển khai và chi phí đầu tư lớn hơn; một danh mục dự án triển khai được xây dựng tốt sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho các công tác lập quy hoạch sớm, công tác phối hợp thực hiện và tối ưu hóa.

4.3 Các rào cản và lựa chọn

4.3.1 Rào cản đối với dự án đầu tiên: Dự án trình diễn so với dự án quy mô lớn

Giai đoạn đầu phát triển thị trường mới cho điện gió ngoài khơi là giai đoạn có những rào cản và thách thức không lường trước được, và chỉ nhận thức được trong quá trình vừa làm vừa học. Những rào cản này có thể đến từ yếu tố kỹ thuật cho đến thể chế, như rủi ro địa chất ở đáy biển, khung thời gian cấp phép chưa rõ ràng và chưa xác định được các phương án chuỗi cung ứng. Ở giai đoạn này còn quá sớm để dự báo tất cả các vấn đề liên quan và dự án điện gió ngoài khơi đầu tiên ở Việt Nam được dự báo sẽ phải chịu nhiều loại rủi ro mang tính chất nội tại trong quá trình phát triển tại các vùng biển và khung pháp lý chưa được thử nghiệm. Điều này tác động trực tiếp lên chi phí và phí rủi ro phản ánh qua mức giá năng lượng tương đối cao của những dự án đầu tiên.

Nhằm giảm chi phí xã hội phải trả cho dự án đầu tiên và chứng minh tính khả thi thương mại của công nghệ điện gió ngoài khơi tại các vùng biển mới, phương án

thiết lập trang trại điện gió ngoài khơi đầu tiên dưới hình thức một dự án thí điểm quy mô nhỏ đã được lựa chọn. Phương án này cho phép thị trường thử nghiệm khung pháp lý và tập trung vào chi phí điện gió ngoài khơi bị tăng thêm trong dự án có công suất lắp đặt tương đối nhỏ. Những dự án quy mô lớn hơn sau đó, về nguyên tắc, được hưởng lợi từ rủi ro ít hơn, từ các bài học kinh nghiệm và từ những cải thiện của khung pháp lý, cuối cùng dẫn đến chi phí thấp hơn và công suất tăng thêm đáng kể.

Khởi đầu phát triển điện gió ngoài khơi tại Châu Âu chủ yếu gắn liền với các dự án trình diễn đầu tiên ở Đan Mạch, quốc gia tiên phong trong phát triển điện gió ngoài khơi với dự án Vindeby 10 MW được vận hành chạy thử vào năm 1991. Sau dự án Vindeby, các cơ quan của Đan Mạch nhận thấy rằng những dự án điện gió ngoài khơi quy mô lớn hơn có những thách thức đặc trưng và do đó Chính phủ Đan Mạch giao cho công ty điện lực của mình, ngày nay có tên là Ørsted, triển khai các dự án công suất lớn đầu tiên. Kết quả là, dự án Horns Rev 1 - 160 MW đã được vận hành chạy thử vào năm 2002 và dự án Nysted 165 MW vận hành chạy thử vào năm 2003. Kinh nghiệm từ hai dự án này là dữ liệu đầu vào vô giá cho quy hoạch phát triển các trang trại điện gió ngoài khơi trong tương lai.

Tuy nhiên, hạn chế điển hình của các dự án thí điểm công suất nhỏ là không những chúng không đại diện được cho những thách thức của các dự án công suất lớn, mà còn không thu hút được sự quan tâm của các nhà đầu tư và các đơn vị phát triển dự án. Ngoài ra, các dự án này còn chịu những bất lợi đặc trưng về chi phí của dự án quy mô nhỏ – v.d. chi phí địa điểm, vận hành trên biển, quản lý, v.v. khi phân bổ các chi phí này trên mỗi MW công suất lắp đặt. Mặt khác, những dự án công suất lớn hội tụ đủ điều kiện cho nhu cầu đầu tư và tối ưu hóa của các đơn vị đầu tư tham gia vào ngành công nghiệp này trên toàn cầu.



Hình 4-2 Minh họa dự án trang trại điện gió ngoài khơi Formosa 1 được xây dựng gần Miaoli, ven biển phía tây của Đài Loan. Nguồn: Swancor Renewable, đơn vị phát triển dự án Formosa 1.

Phương án tiếp cận kết hợp là cách triển khai dự án quy mô lớn đầu tiên theo nhiều giai đoạn. Giai đoạn đầu tiên tập trung vào phát triển công suất ở quy mô

thí điểm và các giai đoạn tiếp theo hướng đến phát triển công suất ở quy mô lớn hơn. Hình 4-2 mô tả các tua bin gió của dự án Formosa 1, trang trại điện gió 128 MW, là dự án điện gió ngoài khơi quy mô thương mại đầu tiên của Đài Loan và được quy hoạch phát triển theo 2 giai đoạn: giai đoạn trình diễn gồm hai tua bin gió 2x4 MW được vận hành chạy thử năm 2017, và giai đoạn thương mại có 30 tua bin và tổng công suất là 120MW được vận hành chạy thử vào năm 2019. Dự án Formosa 2 tiếp theo có công suất là 378 MW. Do công nghệ điện gió ngoài khơi đã chín muồi ở cả các vùng nước đã có điều kiện thiết lập tốt và những vùng nước mới, những quốc gia tham gia mượn vào thị trường điện gió ngoài khơi như Việt Nam có thể được hưởng lợi từ quy mô dự án lớn hơn ngay từ khi bắt đầu.

4.3.2 Rào cản đối với doanh thu của dự án: giá FiT so với đấu thầu cạnh tranh

Như đã trình bày trong phần 0, dự án điện gió ngoài khơi đầu tiên được triển khai tại thị trường mới có phí rủi ro và chi phí cao hơn đáng kể so với những dự án triển khai ở các thị trường đã phát triển. Một số phương án có thể triển khai để giúp khắc phục những rào cản kinh tế khi mở rộng phát triển các dự án điện gió ngoài khơi tiếp theo.

Triển khai đấu thầu cạnh tranh là một trong các phương án đó. Hình thức này được biết đến là động lực giảm chi phí năng lượng ở nhiều nước có thị trường phát triển. Đặc biệt trong trường hợp thu hút nhiều nhà đầu tư tham gia, đấu thầu đã được chứng minh là một công cụ thúc đẩy cạnh tranh, không chỉ đối với năng lượng gió ngoài khơi mà còn cả những công nghệ năng lượng khác.

Tuy nhiên, trong giai đoạn khởi động thị trường, đấu thầu cạnh tranh có thể không đem lại sự chắc chắn cho các nhà đầu tư trong các hoạt động chuẩn bị phát triển điện gió ngoài khơi cần nhiều vốn đầu tư và kỹ năng chuyên môn liên quan. Do đó, những suy đoán về giá trúng thầu kỳ vọng tại một thị trường mới có thể đẩy các nhà đầu tư ra khỏi thị trường và hướng theo các thị trường có nguồn thu lợi nhuận chắc chắn hơn.

Phương án thứ hai, và là phương án khả dụng hơn, có thể là cơ chế giá hỗ trợ (FIT). Phương án này mang lại một mức độ tin cậy nhất định vào lợi nhuận thu được trên vốn đầu tư mà dự án có thể đạt được, và nếu đủ cao để bù đắp cho những rủi ro và chi phí khi tham gia thị trường mới, sẽ khích lệ các nhà đầu tư tham gia vào thị trường. Thách thức về việc thiết lập mức giá FIT ban đầu thường là xác định mức giá phù hợp, cân đối sao cho có thể đảm bảo tính khả thi kinh tế của dự án và cũng là mức chi phí công bằng đối với xã hội.

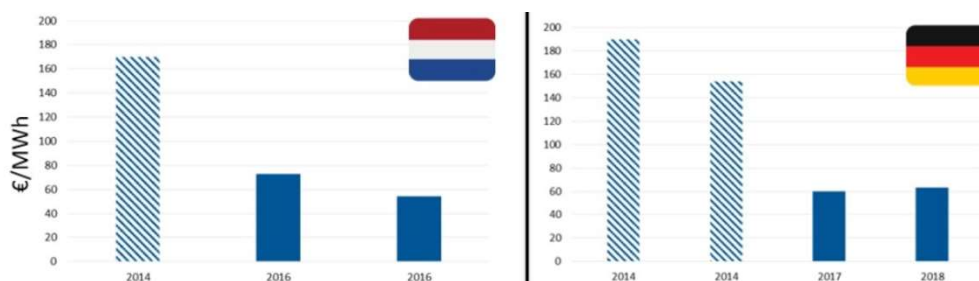
Nhằm hỗ trợ việc xác định mức giá FIT cho những dự án đầu tiên, nghiên cứu về chi phí sản xuất năng lượng quy dẫn (LCOE) cần được bổ sung xem xét cẩn trọng về khung pháp lý hiện hành, các điều kiện của hợp đồng mua bán điện bao tiêu và những rủi ro liên quan. Hình 4-3 minh họa các động lực thúc đẩy chi phí giá điện, trong đó "các chi phí đầu tư vào thị trường mới thường cao hơn do các chuỗi cung ứng chưa phát triển chín muồi, thiếu cơ sở hạ tầng, năng lực chuyên gia trong nước còn yếu, và chi phí phát triển dự án cao hơn do khung pháp lý chưa hoàn thiện, rủi ro tín dụng, v.v." (tham khảo Phụ lục B của COP). Ngoài ra, một số yếu tố cụ thể góp phần tạo ra khoảng cách giữa LCOE và giá FIT bao gồm (nhưng không giới hạn): chi phí giao dịch ngoại hối, thuế và các điều kiện

hợp đồng mua bán điện như chỉ số giá điện và đền bù khi cắt giảm công suất phát.



Hình 4-3 – Minh họa các yếu tố chi phí trong giá mua điện yêu cầu. Nguồn: Copenhagen Offshore Partners, Phụ lục B

Khi thị trường mới đã phát triển chín muồi và kinh nghiệm được tích lũy thông qua những dự án đầu tiên và giá điện, bước tiếp theo sẽ là tiến tới đấu thầu cạnh tranh và thực hiện lộ trình giảm giá, tham khảo Hình 4-4 dưới đây và Phụ lục B, trang 6 của COP.



* GIÁ NĂM 2014 Ở HÀ LAN VÀ ĐỨC LÀ GIÁ FIT
 * GIÁ NĂM 2017 VÀ 2018 Ở ĐỨC LÀ GIÁ TRUNG BÌNH CÓ TRỌNG SỐ CỦA CÁC BÀN CHÀO THẦU KHÔNG CÓ TRỢ GIÁ TRONG MÔI VÒNG ĐẤU THẦU

Hình 4-4 Giá trung bình của năng lượng gió ngoài khơi ở Đức và Hà Lan, minh họa sự chuyển dịch từ cơ chế FIT (cột nét gạch) sang cơ chế đấu thầu cạnh tranh (cột đặc). Nguồn: WindEurope.

4.3.3 Các rào cản về phê duyệt dự án: Cấp phép và dịch vụ một cửa

Phát triển trang trại điện gió ngoài khơi phải trải qua các giai đoạn phát triển kéo dài nhiều năm đòi hỏi triển khai các hoạt động xác định địa điểm dự án, khảo sát ngoài khơi, thu thập dữ liệu, đánh giá cảng biển, đảm bảo nối lưới, các thủ tục cấp phép và phê duyệt, tham vấn các bên liên quan và các công việc khác. Trong trường hợp xấu nhất, quá trình này có thể kéo dài hơn 7 năm, và điều này ảnh hưởng đến sự tham gia của các bên liên quan, các đối tác tham gia dự án và sự đảm bảo về tài chính. Một nguyên nhân chính dẫn tới thời gian thiết lập dự án bị kéo dài là do quá trình cấp phép, ngay cả ở những nước đã phát

triển cũng mất vài năm. Đối với các nước mới thành lập thị trường điện gió ngoài khơi, bước quan trọng đầu tiên là hợp lý hóa quá trình cấp phép nhiều nhất và nhanh nhất có thể.

Phát triển dự án điện gió ngoài khơi đòi hỏi những quá trình phức tạp có nhiều sự phụ thuộc lẫn nhau trong các gói công việc. Những mốc cấp phép chắc chắn rơi vào đường găng thực hiện dự án và sự chậm trễ trong việc cấp phép và phê duyệt không chỉ ảnh hưởng đến tiến độ thực hiện dự án, gây phát sinh chi phí mà còn có thể dẫn đến kết quả dự án dừng phát triển và ảnh hưởng tiêu cực đến quá trình khởi động và phát triển trong tương lai của ngành này. Do đó, việc các thủ tục rõ ràng và minh bạch trong phê duyệt dự án và cấp phép được áp dụng một cách nhất quán và đúng thời hạn là chìa khóa để đảm bảo hoàn thành dự án đúng thời gian và đúng kinh phí. Nhằm kịp thời bổ sung công suất mới cũng như đạt được các mục tiêu đã đề ra, Chính phủ cũng cần quan tâm đến việc đảm bảo dự án thực hiện thành công.

Nhìn chung, quá trình cấp phép bắt đầu bằng việc đơn vị yêu cầu phê duyệt xác định rõ các yêu cầu và nộp hồ sơ lên cơ quan có thẩm quyền liên quan. Một hoạt động nên thực hiện là sử dụng hồ sơ này để tham vấn cộng đồng và lắng nghe ý kiến công chúng để xác định và thảo luận về nguy cơ xung đột lợi ích. Có thể sử dụng hoạt động nghiên cứu và khảo sát như một phần của quá trình này, đặc biệt là khi liên quan đến tác động môi trường và có thể thực hiện lắng nghe ý kiến bổ sung về những kết quả liên quan. Bước cuối cùng là đơn vị chịu trách nhiệm có thể ban hành giấy phép theo yêu cầu.



Hình 4-5 Minh họa tổng quan quá trình phê duyệt dự án và cấp phép.

Trong những năm qua, nhiều nước đã thiết lập dịch vụ một cửa cho quá trình cấp phép, tạo ra một đầu mối duy nhất giữa các đơn vị phát triển tư nhân và cơ quan có thẩm quyền của nhà nước. Dịch vụ một cửa có thể đóng vai trò là điểm trung tâm thu thập tất cả thông tin liên quan hoặc đóng vai trò là cơ quan có thẩm quyền hỗ trợ tích cực hoặc thực hiện cấp phép.

Do quá trình cấp phép diễn ra phức tạp, đôi khi mất nhiều thời gian lại là yêu cầu bắt buộc đối với một dự án điện gió ngoài khơi, bao gồm cả các hoạt động vận hành trên đất liền và ngoài khơi, nên dịch vụ thủ tục một cửa sẽ hỗ trợ quá trình lập quy hoạch và phê duyệt dự án thành công và đúng hạn. Một trong những vai trò chủ chốt của dịch vụ một cửa là nhằm đảm bảo rằng giấy phép bao trùm được toàn bộ phạm vi của dự án, có tác động tích cực cũng như giải quyết được những vấn đề trách nhiệm không rõ ràng và chồng chéo giữa các cơ quan có thẩm quyền của nhà nước – góp phần làm giảm sự không chắc chắn và các rủi ro trong phê duyệt dự án.

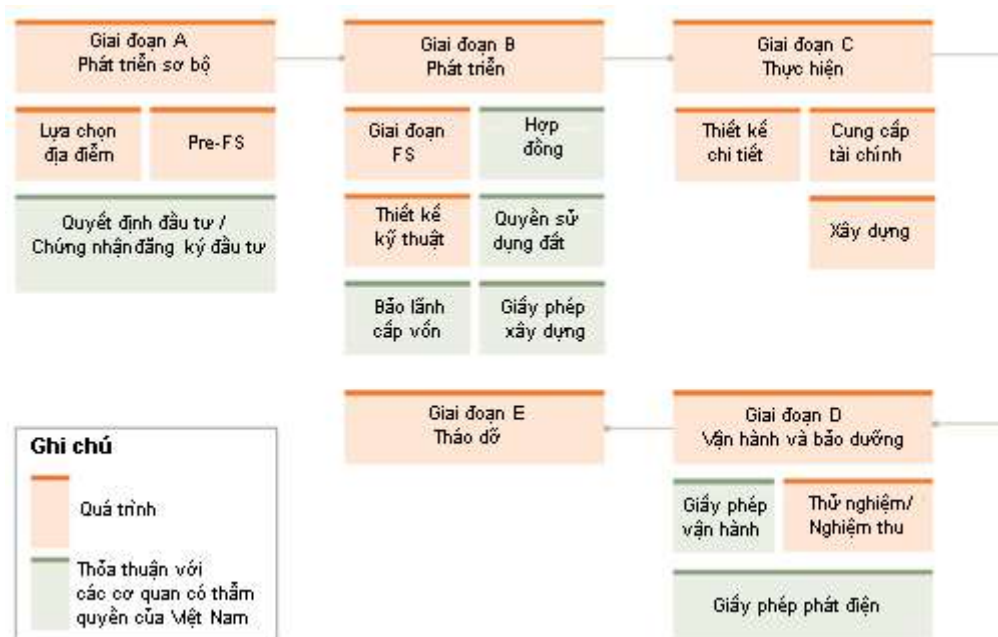
Thiết lập dịch vụ một cửa thường gắn với việc chỉ định một cơ quan đầu mối của chính phủ phối hợp làm việc nội bộ với các cơ quan có thẩm quyền của nhà nước với các đơn vị phát triển dự án và các bên liên hệ hoạt động như một đầu mối cung cấp thông tin khung thời gian phê duyệt dự án – là chìa khóa cho việc lập quy hoạch các dự án điện gió ngoài khơi.



Hình 4-6 Dịch vụ một cửa cho các thủ tục cấp phép sẽ hỗ trợ theo dõi nhanh quá trình lập quy hoạch và giảm chi phí/rủi ro, trái ngược với việc các đơn vị phát triển dự án phải làm việc với nhiều cơ quan.

Nhiều quốc gia đã thừa nhận giá trị của cách tiếp cận dịch vụ một cửa và đã áp dụng cho điện gió ngoài khơi. Những nước này bao gồm Đan Mạch, với chính sách cấp tất cả các giấy phép thông qua Cục Năng lượng Đan Mạch; Hà Lan, thông qua Bộ Hạ tầng Cơ sở và Môi trường; và Vương quốc Anh và xứ Wales thông qua Thanh tra Quy hoạch, cơ quan cấp văn bản phê duyệt về môi trường cho các dự án điện gió trên bờ và ngoài khơi, văn bản phê duyệt cho phát điện và quy định sản lượng điện bắt buộc mua từ dự án.

Trong bối cảnh của Việt Nam, như trình bày của Viện Năng lượng trong Phụ lục 1, có nhiều loại giấy phép/phê duyệt cũng như nhiều cơ quan có thẩm quyền giải quyết trong suốt vòng đời của dự án. Quá trình này được chia làm hai giai đoạn, giai đoạn A – Phát triển sơ bộ và giai đoạn B – Phát triển. Khi kết hợp lại, cả hai giai đoạn cần khoảng 20 giấy phép và phê duyệt từ hàng tá các bên liên quan/các cơ quan có thẩm quyền ở các cấp khác nhau (như cấp tỉnh, cấp bộ, vv...). Như Viện Năng lượng đã viết, "Kinh nghiệm từ các đơn vị phát triển dự án cho thấy để lấy được tất cả các loại giấy phép/phê duyệt như vậy sẽ mất nhiều công sức và chi phí trong đó rủi ro cho các đơn vị phát triển/các nhà đầu tư là rất cao. Đặc biệt, nhiệm vụ đền bù và giải phóng mặt bằng có thể mất nhiều năm với rủi ro cao và chi phí tăng. Đối với việc phát triển dự án điện gió ngoài khơi, rủi ro còn cao hơn nhiều và có thêm sự tham gia của các cơ quan khác, đặc biệt đối với khu vực quân sự cấm dân sự vào, hành lang vận tải biển, những khu vực phòng hộ, và các hoạt động dầu khí".



Hình 4-7 Quá trình phát triển dự án điện gió ở Việt Nam. Nguồn: Phụ lục A và Hướng dẫn đầu tư điện gió. Tập 1: Phát triển dự án, GIZ 2016.

Mặc dù các dự án đều hướng tới kết quả được cấp phép, kinh nghiệm từ các thị trường phát triển cho thấy việc phối hợp thực hiện tốt quá trình lựa chọn địa điểm/khu vực dự án đóng vai trò quan trọng để được cấp phép đúng thời gian. Các sáng kiến được thúc đẩy phát triển từ sớm và có sự chỉ đạo của Chính phủ nhằm đảm bảo sự phối hợp giữa các bộ ngành, cơ quan ở cấp trung ương và cấp tỉnh/thành phố – khi xác định bản đồ phân vùng/địa điểm cho các dự án sẽ đảm bảo sự nhất quán trong Chính phủ và giảm thiểu rủi ro phải ngừng dự án ở các giai đoạn sau. Khuyến nghị tiếp theo là Chính phủ cần xác định những tiêu chí đánh giá cạnh tranh cho các hoạt động sử dụng biển và thực hiện cơ chế giải quyết tranh chấp kịp thời – trong trường hợp các bên gặp khó khăn trong việc lựa chọn địa điểm dự án phát triển điện gió ngoài khơi. Khung thời gian tối đa lý tưởng cho phê duyệt dự án không nên kéo dài quá 2 hoặc 3 năm. Cuối cùng những bài học kinh nghiệm cho thấy rằng việc cấp phép và phê duyệt dự án phải được quy định sao cho đảm bảo tính linh hoạt trong xây dựng và thiết kế dự án trong phạm vi cho trước đối với dự án điện gió ngoài khơi, để tránh việc phải nộp lại hồ sơ xin cấp phép và chậm tiến độ khi thiết kế bị thay đổi theo tiến độ của dự án. Tính linh hoạt này cũng sẽ cho phép tiếp tục tối ưu hóa dự án trong giai đoạn thiết kế và xây dựng dự án và từ đó góp phần làm giảm giá thành.

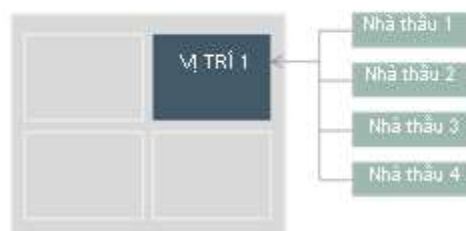
4.3.4 Rào cản đối với việc xác định địa điểm: Quy hoạch tập trung so với quy hoạch phân tán

Việc lập quy hoạch bắt đầu bằng việc xác định địa điểm và chuẩn bị phát triển dự án. Giai đoạn này có thể kéo dài và tốn kém, đòi hỏi nhiều tiêu chí đánh giá, như ràng buộc về không gian và xung đột quyền lợi biển, các điều kiện kỹ thuật, nổi lưới, tác động đến môi trường và con người, yếu tố hoạt động gần các cảng và bến cảng, và những yếu tố khác. Các hướng tiếp cận khác nhau được áp dụng cho quá trình lựa chọn địa điểm điện gió ngoài khơi tùy theo từng thị trường, và

nhìn chung có ba mô hình đã được thiết lập thành công là: tiếp cận mở cửa, tiếp cận phân vùng và tiếp cận địa điểm dự án cụ thể.

Trong hướng tiếp cận mở cửa, hay mô hình phân tán, thời gian và nguồn lực dành cho giai đoạn chuẩn bị địa điểm do đơn vị phát triển dự án xác định và sử dụng. Trong tiếp cận phân vùng, hay mô hình lai ghép, các cơ quan có thẩm quyền chỉ định một khu vực rộng lớn cho phát triển điện gió ngoài khơi và đơn vị phát triển dự án phải tự tìm địa điểm dự án ở trong khu vực đó. Trong cách tiếp cận địa điểm cụ thể, hay tiếp cận tập trung, cơ quan có thẩm quyền chỉ định một địa điểm cụ thể cho phát triển dự án và chịu trách nhiệm cho các giai đoạn đầu tiên của quy hoạch dự án bao gồm điều tra khảo sát sơ bộ địa điểm, tìm giải pháp giải quyết các mâu thuẫn quyền lợi và mâu thuẫn các bên liên quan chính như cộng đồng ngư dân và các cộng đồng sống ven biển khác.

MÔ HÌNH TẬP TRUNG - ĐỊA ĐIỂM CỤ THỂ
Các nhà thầu cạnh tranh một địa điểm đã chọn/đã phát triển bởi Chính phủ



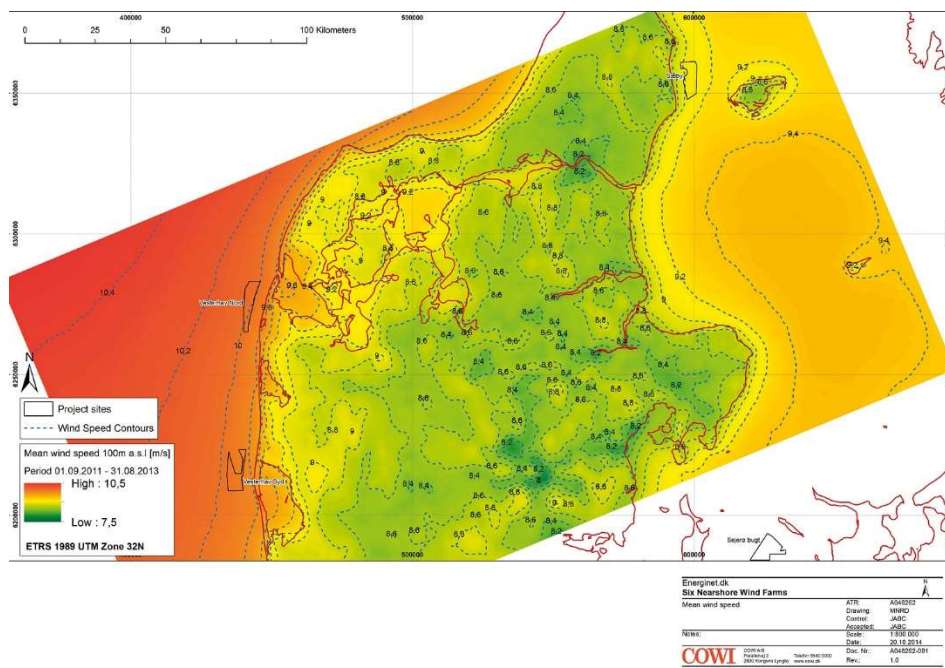
MÔ HÌNH PHÂN TÁN - MỞ CỬA
Nhà thầu cạnh tranh địa điểm do họ tự tìm và phát triển



Hình 4-8 Minh họa cách tiếp cận tập trung và phân tán cho lựa chọn địa điểm dự án.

Tuy cách tiếp cận mở cửa cho phép các nhà đầu tư thực hiện dự án linh hoạt hơn nhưng cũng dẫn đến mất nhiều thời gian hơn, nhiều chi phí hơn và rủi ro thất bại của dự án cao hơn. Nguyên nhân là do giai đoạn phát triển địa điểm diễn ra càng sớm thì càng có ít thông tin và mất nhiều thời gian/nguồn lực hơn để có được dữ liệu về địa điểm, nối lưới, cấp phép, vv...

Cách tiếp cận địa điểm cụ thể sẽ làm giảm chi phí và rủi ro cho các đơn vị phát triển dự án vì các cơ quan có thẩm quyền tham gia ở một mức độ nhất định vào quá trình chuẩn bị địa điểm. Tuy nhiên, cách tiếp cận này đòi hỏi chất lượng quy hoạch, nguồn lực và năng lực lựa chọn địa điểm dự án của các cơ quan chịu trách nhiệm. Cách tiếp cận này giúp Chính phủ có thể kiểm soát toàn bộ các hoạt động phát triển dự án.



Hình 4-9 Nghiên cứu các địa điểm dự án điện gió ngoài khơi gần bờ ở Đan Mạch cho Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải Đan Mạch Energinet theo hướng tiếp cận địa điểm cụ thể của Đan Mạch. Nguồn: COWI.

Do đó cách tiếp cận phân vùng nổi lên như một mô hình kết hợp, trong đó các cơ quan có thẩm quyền sẽ giới hạn một dải các khu vực phát triển tiềm năng và cho phép các đơn vị phát triển dự án sử dụng kiến thức kỹ thuật chuyên ngành để chọn địa điểm cụ thể thuộc các khu vực này. Cách tiếp cận phân vùng đảm bảo dự án không mâu thuẫn với các hạn chế quan trọng như khu vực lợi ích đặc biệt của của quốc gia/ quân sự, cho phép thu thập dữ liệu sớm ở một mức độ nào đó về khu vực thực hiện, quy hoạch/phối hợp lưới điện và cảng, v.v.

Cách tiếp cận mở cửa ngày càng ít phổ biến hơn trong khi cách tiếp cận phân vùng vẫn đang thịnh hành ở Vương quốc Anh. Đan Mạch, Hà Lan và Đức chuyển sang cách tiếp cận cụ thể dự án. Trong khi tại Đan Mạch, Cục Năng lượng Đan Mạch và Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (Energinet) chịu trách nhiệm xác định vùng, lựa chọn địa điểm, phát triển đấu nối lưới điện ngoài khơi và tham gia trực tiếp vào khảo sát địa điểm và thực hiện cấp phép; thì tại Vương quốc Anh, các đơn vị phát triển dự án xác định địa điểm trong khu vực và thực hiện tất cả những công việc liên quan đến khảo sát và cấp phép trước khi tiến hành xây dựng.

Sự cân bằng tối ưu giữa quy hoạch tập trung và quy hoạch phân tán phụ thuộc vào độ chín muồi của thị trường nội địa, các ràng buộc về biển và lưới điện của từng quốc gia tại những khu vực phát triển dự án hấp dẫn, quy mô danh mục dự án chuẩn bị triển khai, mức độ kinh nghiệm của các cơ quan liên quan, công suất và các yếu tố khác. Lý tưởng là mỗi bên – đơn vị phát triển dự án và chính phủ – sẽ được phân chia phạm vi trách nhiệm phù hợp nhất với lĩnh vực kiến thức và năng lực để đạt được kết quả tốt nhất. Đối với Việt Nam, dự kiến mức độ tham gia cao Chính phủ trong việc xác định các khu vực phát triển dự án – theo mục tiêu phát triển công suất, các khu vực quân sự, lập bản đồ LCOE và phối hợp với quy hoạch lưới điện, cảng, biển – sẽ là chìa khóa cho phát triển thành công ngành điện gió ngoài khơi. Điều này là do Việt Nam có tiềm năng lớn về

phát triển điện gió ngoài khơi nhưng cũng có các rào cản nhất định về kết nối lưới điện, những khu vực phát triển dầu khí rộng lớn, những khu vực không rõ ràng về lợi ích quân sự, v.v...

4.3.5 Rào cản về năng lực: Phát triển năng lực, chuỗi cung ứng và tạo việc làm

Danh mục dự án điện gió ngoài khơi quy mô lớn chuẩn bị triển khai tại Việt Nam sẽ thúc đẩy phát triển thị trường lao động để có thể hỗ trợ quá trình phát triển, xây dựng và vận hành các trang trại điện gió ngoài khơi. Riêng hoạt động vận hành và bảo dưỡng, ước tính chiếm 35% tổng chi phí của một trang trại điện gió ngoài khơi, sẽ là động lực thúc đẩy và ổn định dài hạn các cơ hội việc làm trong nước.

Việc xây dựng đội ngũ lao động gồm thợ hàn, thợ lắp ráp hàng hải, thanh tra viên và thủy thủ, bên cạnh những chuyên gia trí thức có kỹ năng, sẽ là cần thiết để hỗ trợ phát triển dài hạn ngành này và các hoạt động liên quan tại Việt Nam từ nâng cấp cảng và đánh giá tác động môi trường đến chế tạo và bảo dưỡng kỹ thuật cơ sở hạ tầng.

Thiết lập các hoạt động nghiên cứu và phát triển trong nước, bên cạnh những quan hệ đối tác quốc tế giữa các trường đại học, các cơ quan của chính phủ và khu vực tư nhân, sẽ là thiết yếu để phát triển năng lực và kiến thức cho đội ngũ trong nước. Ngoài ra, khi xem xét năng lực ngành như dầu khí ngoài khơi tại Việt Nam, cần quy hoạch nghiên cứu để xác định khoảng trống kỹ năng và phát triển chiến lược tăng cường năng lực trong nước, cải thiện cơ hội tuyển dụng nhân lực trong nước và tránh sự thiếu hụt lao động trong tương lai.



Hình 4-10 Hàn thép móng ngoài khơi. Nguồn: Riviera.

Chuỗi cung ứng trong nước sẽ dần được hình thành nhờ kết quả thực hiện đầu tư trong điều kiện thị trường chín muồi và danh mục các dự án chuẩn bị triển khai được củng cố, hỗ trợ bởi tầm nhìn dài hạn. Ngành điện gió ngoài khơi sẽ hưởng lợi từ ngành công nghiệp dầu khí ngoài khơi của Việt Nam, nhiều năm thực hiện công nghiệp chế tạo trong nước – như ví dụ trong Hình 4-11. Việt Nam cũng đã được hưởng lợi từ các cơ sở chế tạo cột gió và các bộ phận của tua bin gió (v.d.

CS Wind, GE và Helukabel) và các nhà máy chế tạo các bộ phận của thiết bị điện (như ABB).

Để đánh giá phạm vi tiềm năng tạo việc làm, có thể tham chiếu đến một nghiên cứu⁴ do COWI và cộng sự triển khai thực hiện cho Ủy ban Châu Âu vào năm 2019. Nghiên cứu này đã đánh giá nhiều nội dung, trong đó có tiềm năng tạo việc làm liên quan đến phát triển điện gió ngoài khơi ở biển Baltic. Các dự án công suất thấp và tham vọng đã được khảo sát, với 0,5 W đến 1 GW công suất điện gió ngoài khơi được bổ sung mỗi năm, đã giúp tạo khoảng 4.000-10.000 năm công lao động cho các công việc liên quan đến tài chính và vốn, cũng như lượng việc làm về vận hành và bảo dưỡng tăng lên theo thời gian khi công suất tăng. Nghiên cứu này ước tính đến năm 2050, sẽ hỗ trợ 15.000-29.000 năm công lao động cho các công việc liên quan đến các công việc vận hành và bảo dưỡng trong cả hai kịch bản.

Tuy nhiên, do các yêu cầu nội địa hóa nghiêm ngặt, kinh nghiệm cho thấy xây dựng năng lực chế tạo trong nước cần có thời gian phát triển, và chi phí năng lượng thấp nhất chỉ được tạo ra khi thị trường được tự do đáp ứng các nhu cầu của danh mục dự án thông qua chuỗi cung ứng trong nước và quốc tế. Lợi ích của sự phát triển nhanh việc làm trong nước thông qua các quy định về hàm lượng nội địa phải được xem xét cẩn thận và cân nhắc xem người mua điện có sẵn sàng chi trả cho các chi phí tăng thêm và những rủi ro liên quan đến phát triển chuỗi cung ứng nội địa phi tự nhiên không. Các phương pháp tiếp cận cứng rắn về hàm lượng nội địa có thể phản tác dụng như trong trường hợp của Pháp, quốc gia có chi phí điện gió ngoài khơi cao nhất châu Âu⁵.



Hình 4-11 Dàn khoan Tam Đảo 05 tự kích nổi ở vùng nước sâu 120m, chế tạo tại Việt nam, khai trương ở tỉnh Bà Rịa – Vũng tàu. Nguồn: VNA.

⁴https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9590cdee-cd30-11e9-992f-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search

⁵ <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/top-down-approach-to-local-content-Isquodrove-costs-uprsquo-in-france-55156>

4.4 Các vấn đề khác cần xem xét

Ngoài việc trình bày một số rào cản cấp bách, như đã lưu ý ở trên, phần này sẽ mô tả ngắn gọn các nội dung quan trọng khác được lựa chọn cần thực hiện khi xây dựng quy hoạch phát triển điện gió ngoài khơi ở cấp quốc gia.

4.4.1 Tiêu chuẩn và cấp chứng nhận

Để mở rộng và khuyến khích phát triển điện gió ngoài khơi, cần xem xét áp dụng những yêu cầu về chứng nhận nào (nếu có) cho các đơn vị phát triển dự án và các nhà cung cấp thiết bị. Trong trường hợp cần yêu cầu chứng nhận, Việt Nam cũng phải quyết định xem những cơ quan nào của chính phủ sẽ chịu trách nhiệm đề ra yêu cầu, thực hiện phê duyệt, quyết định áp dụng những tiêu chuẩn hoặc cơ chế nào, và đặt ra những tiêu chí cho các cơ quan được phép cấp chứng nhận, có khả năng giám sát kỹ thuật và phát triển liên quan đến điện gió ngoài khơi. Các cơ quan chịu trách nhiệm phải có năng lực để giải quyết nhiệm vụ mới này.

Những yêu cầu về chứng nhận phải được xem xét dựa trên quan điểm giảm rủi ro cho các bên tham gia dự án, bao gồm chính phủ và nhân dân Việt Nam, là đối tượng đầu tiên tiếp nhận sự phát triển của năng lượng gió ngoài khơi. Trong khi công nghiệp điện gió ngoài khơi là ngành công nghiệp đã chín muồi và phát triển, việc có một bên thứ ba giám sát các quá trình thiết kế, chế tạo, và xây dựng là cần thiết cho các đơn vị phát triển và nhà cung cấp sử dụng vốn nhà nước. Công nghiệp điện gió ngoài khơi thường thực hiện quá trình cấp chứng nhận dựa trên các tiêu chuẩn, tài liệu hướng dẫn và tài liệu vận hành của quốc tế, và đã gắn thực hành chứng nhận vào nội dung công việc và quy hoạch dự án. Như vậy các yêu cầu về chứng nhận sẽ không gây khó cho ngành công nghiệp này, trừ phi những yêu cầu này đòi hỏi áp dụng các tiêu chuẩn thiết kế, thực hành nặng nề và mâu thuẫn với thông lệ quốc tế.

Vấn đề tiêu chuẩn liên quan chặt chẽ với vấn đề cấp chứng nhận, và hai nội dung này phải được đánh giá cùng nhau. Nhìn chung, ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi áp dụng các tiêu chuẩn quốc tế trong thiết kế và cấp phép cho các cấu thành dự án (IEC 61400, ISO vv...), với những khác biệt và nguyên tắc thiết kế cụ thể do các tổ chức xếp hạng tiêu chuẩn thực hiện, như đặc tính và hướng dẫn kỹ thuật dịch vụ của DNV GL. Nếu các điều luật hoặc nghị định yêu cầu quá nhiều tiêu chuẩn như tiêu chuẩn khu vực, tiêu chuẩn quốc gia, hoặc tiêu chuẩn địa phương, quá trình phát triển của thị trường có thể bị ảnh hưởng tiêu cực đến bởi nó có thể cản trở việc đưa vào các dự án những công nghệ mới và những thiết kế tiết kiệm chi phí trong ngành công nghiệp đang diễn biến rất nhanh này.

Dù mỗi dự án có thể cần đáp ứng yêu cầu của địa phương về một số nội dung nhất định, như trạm cáp trên đất liền sẽ luôn bị chi phối bởi các điều luật điện lực quốc gia liên quan, hay các yêu cầu thiết kế chống động đất sẽ thay đổi từ nước này sang nước khác, việc yêu cầu quá nhiều tiêu chuẩn, đặc biệt liên quan đến thiết kế kết cấu của các cấu phần chính, có thể loại một số đơn vị phát triển khỏi thị trường và tăng thêm chi phí cho dự án. Ngoài ra, những cơ quan cấp chứng nhận quốc tế có kinh nghiệm nhất cũng sẽ gặp khó khăn khi cần đưa ra tuyên bố về sự phù hợp trong trường hợp bị buộc phải kiểm chứng sự phù hợp của nội dung công việc với những tiêu chuẩn xa lạ.

Việc cấp chứng nhận hiện nay phổ biến là dựa vào hệ thống IECRE (ví dụ tài liệu IECRE OD-501 và OD-502), hoặc đặc tính kỹ thuật dịch vụ DNVGL (ví dụ DNVGL-SE-0190). Những hệ thống này được công nhận rộng rãi và đã được áp dụng cho nhiều dự án trên thế giới.

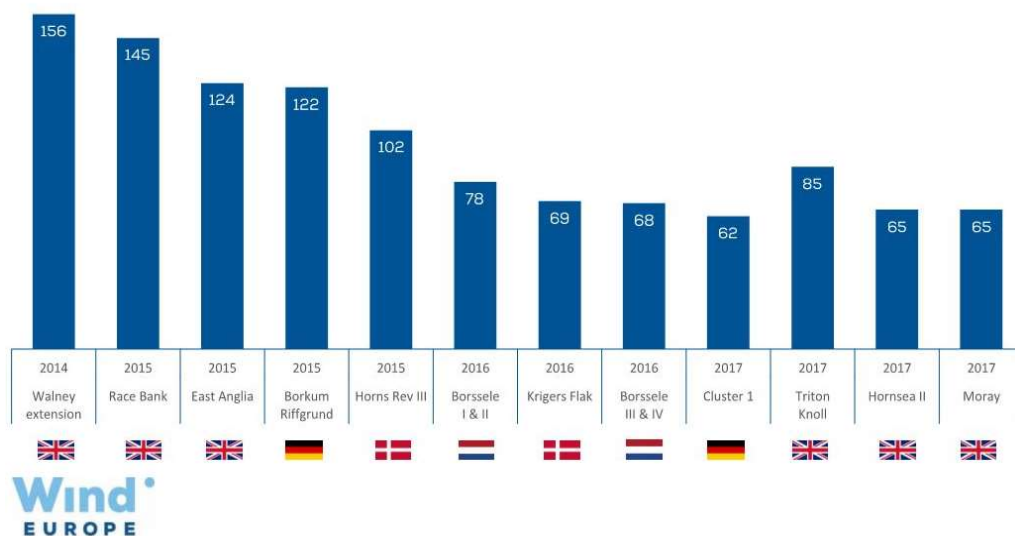
Mỗi quốc gia có những cách tiếp cận khác nhau đối với việc cấp chứng nhận cho các trang trại điện gió ngoài khơi; tuy nhiên ngành công nghiệp này đang cố áp dụng hệ thống quốc tế để hoàn thiện các quy định của quốc gia, đặt yêu cầu của quốc gia lên trên những tiêu chuẩn này. Tại Châu Âu, Đan Mạch, Đức, và Hà Lan là ba nước duy nhất có quy định pháp lý về cấp chứng nhận. Vương quốc Anh không có quy định quốc gia; tuy nhiên, một số cơ quan cấp phép có thể yêu cầu điều này. Hoa Kỳ có các quy định pháp lý, sử dụng Cơ quan xác minh được chứng nhận cho các dự án trong vùng nước của liên bang, với nhiều điểm tương tự quá trình cấp chứng nhận được thực hiện trên thế giới. Ngay tại các nước Châu Âu, tuy chứng nhận là không bắt buộc theo quy định của luật, ngành công nghiệp (đơn vị phát triển và nhà đầu tư) vẫn thường xuyên thực hiện cấp chứng nhận rộng rãi để giảm thiểu rủi ro và thỏa mãn yêu cầu của những người cho vay và nhà đầu tư.

Trong quá trình phát triển ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi, Việt Nam nên áp dụng nhiều nhất có thể các kinh nghiệm thực hành tốt nhất của quốc tế, hoặc phát triển một khung chính sách trong nước mà trong đó các khung cấp chứng nhận quốc tế có thể dễ dàng được áp dụng. Hệ thống IECRE có tính linh hoạt và có thể tích hợp cả những thực hành và quy định của quốc gia – nếu có. IECRE hướng tới một quy trình cấp cao và những nội dung cần được chứng nhận – bao gồm các bộ phận riêng lẻ của tua bin gió, chứng nhận phân loại của cụm thân roto (RNA) và cột và chứng nhận đầy đủ toàn bộ dự án điện gió. Hệ thống IECRE không phải là một quy tắc mô tả các tiêu chuẩn thiết kế để sử dụng thiết kế dự án, mà mô tả hệ thống mà các cơ quan cấp chứng nhận nên sử dụng để đánh giá sự phù hợp của các nội dung sau trong suốt vòng đời của dự án:

- > Thiết kế
- > Chế tạo
- > Lắp đặt
- > Vận hành

Tuy những yêu cầu tối thiểu có thể hấp dẫn các đơn vị phát triển và nhà sản xuất thiết bị gốc chất lượng thấp và rẻ hơn cho Việt Nam, việc áp dụng các tiêu chuẩn thực hành và chứng nhận quốc tế sẽ gửi một thông điệp tích cực đến ngành công nghiệp và đảm bảo chắc chắn rằng nhà đầu tư dự án và chuỗi cung ứng sẽ không phải đối mặt với những quy định và thủ tục phê duyệt hoàn toàn xa lạ. Việc áp dụng những tiêu chuẩn quốc tế đã được sử dụng rộng rãi cũng sẽ giúp Việt Nam có được vị thế tốt hơn để có thể tự xây dựng một trung tâm chuỗi cung ứng theo yêu cầu của thị trường quốc tế.

4.4.2 Quỹ đạo giảm chi phí



Hình 4-12 Doanh thu/giá điện quy đổi (LCOE), bao gồm truyền tải đến điểm nối lưới trên bờ [EUR/MWh]. Ghi chú: LCOE bao gồm tổng doanh thu của dự án chia cho lượng điện năng phát ra trong toàn bộ thời gian tuổi thọ của dự án. $LCOE > LCOE$ là điều kiện tiên quyết để dự án có lợi nhuận. Nguồn: WindEurope.

Như được minh họa trong Hình 4-12, giá thành của điện gió ngoài khơi ở Châu Âu đã và đang thực hiện theo lộ trình giảm chi phí và giảm giá từ 156 EUR/MWh vào năm 2014 xuống 62 EUR/MWh vào năm 2017. Gần đây, những thị trường này đã chứng kiến giá đấu thầu đột ngột giảm xuống 50 EUR/MWh như dự án Sofia ở Anh giá là 43 EUR/MWh bao gồm cả truyền tải, dự án Cr. Beck A Dogger Bank ở Anh là 47 EUR/MWh bao gồm cả truyền tải và dự án Dunkirk ở Pháp là 44 EUR/MWh không bao gồm truyền tải.

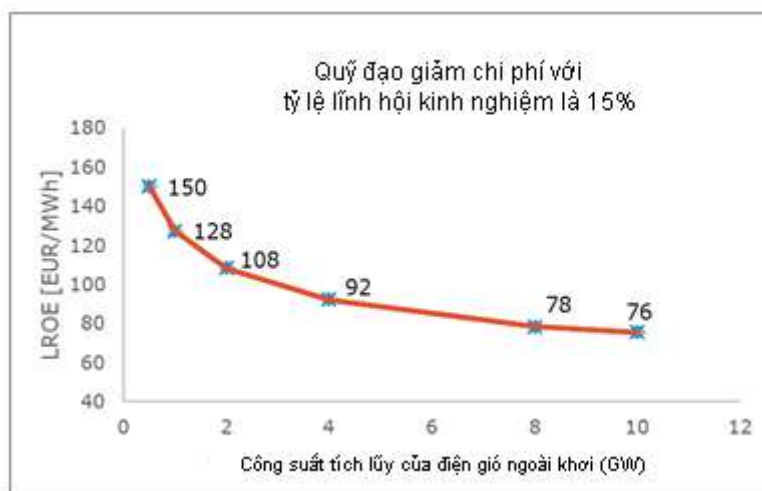
Đường đặc tuyến giảm chi phí như ở Châu Âu chịu sự tác động của nhiều yếu tố, bao gồm:

- > Quy hoạch của chính phủ
- > Giảm rủi ro đầu tư (giảm chi phí rủi ro)
- > Danh mục các dự án nhiều GW chuẩn bị triển khai
- > Tăng quy mô công suất của tua bin gió và dự án
- > Đổi mới, cải tiến công nghệ và tối ưu hóa thiết kế
- > Phát triển hạ tầng cơ sở và chuỗi cung ứng dài hạn bao gồm các cảng, bến cảng và các đoàn tàu biển

Các thị trường mới trên thế giới chắc chắn được hưởng lợi từ sự phát triển và những bài học kinh nghiệm tương ứng từ thị trường Châu Âu. Tuy nhiên, sự gia tăng chi phí và lệ phí rủi ro là hiển nhiên đối với những dự án đầu tiên trong các thị trường biển mới. Vì vậy, những chi phí khởi động trong những thị trường mới được dự báo sẽ là cao hơn những mức giá đấu thầu mới nhất của Châu Âu.

Dù mức chi phí khởi động là bao nhiêu, điện gió ngoài khơi vẫn là một nguồn năng lượng có lợi ích chi phí tốt nhất trên quan điểm phát triển danh mục dự án dài hạn theo giai đoạn. Ví dụ, Đài Loan đã thu hút các nhà đầu tư toàn cầu trong một thời gian ngắn, hưởng lợi từ mức chi phí giảm đáng kể và đã nổi lên như một thị trường điện gió ngoài khơi dẫn đầu ở Đông Á. Cần lưu ý rằng có ba yếu tố then chốt góp phần vào câu chuyện thành công của Đài Loan, đó là: có mục tiêu dài hạn rõ ràng, chuyển đổi mạnh mẽ từ cơ chế giá FiT sang đấu thầu cạnh tranh và lập quy hoạch không gian với sự hỗ trợ bởi cơ chế đồng thuận. Xem Phụ lục B. Đối với Việt Nam, dự kiến cơ quan cấp cao của chính phủ sẽ tham gia vào ba nội dung này và sẽ là chìa khóa cho sự phát triển thành công của ngành điện gió ngoài khơi.

Dựa vào kinh nghiệm của quốc tế, tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm trung bình là 15% hoặc cao hơn là khả thi trong các thị trường mới nổi. Tham khảo "Tài liệu công nghiệp gửi Ủy ban Châu Âu", WindEurope, 2018. Tỷ lệ lĩnh hội kinh nghiệm 15% ngầm hiểu là mức giảm chi phí 15% cho mỗi công suất tăng gấp đôi, như được minh họa trong Hình 4-13. Trong quá trình dự thảo mục tiêu dài hạn và lộ trình phát triển cho Việt Nam, những đường cong quỹ đạo giảm chi phí như thế này rất phù hợp cho việc dự báo mục tiêu phát triển công suất và thực hiện các kịch bản chính sách. Cần lưu ý rằng quỹ đạo giảm chi phí sẽ không thể hiện rõ ràng nếu các yêu cầu về hàm lượng nội địa hóa được bổ sung. Ngược lại, những yêu cầu về hàm lượng nội địa hóa sẽ thổi phồng các chi phí trước giúp làm giảm chi phí tiềm năng.



Hình 4-13 Minh họa quỹ đạo giảm chi phí, từ 500 MW ở mức 150 EUR/MWh đến 10 GW ở mức 76 EUR/MWh

Bên cạnh những lợi ích dài hạn và tăng dần về chi phí nhờ phát triển công suất, các điều kiện và điều khoản của hợp đồng mua bán điện cũng là một yếu tố chính giúp giảm chi phí, giảm rủi ro và giúp các dự án có thể vay vốn ngân hàng. Nội dung này cũng đã được đề cập trong các nghiên cứu trước đó thực hiện riêng cho Việt Nam, được nhấn mạnh trong Phụ lục A của Viện Năng lượng, Phụ lục B của tổ chức Copenhagen Offshore Partners và một phần minh họa trong Hình 4-14.

Các điều khoản PPA khả thi về tài chính

Các bên cho vay và cơ quan tín dụng xuất khẩu đòi hỏi đáp ứng một số điều khoản nhất định trong PPA, bao gồm:

1. Quyền can thiệp

- Yêu cầu riêng đối với các dự án quy mô lớn
- Có cơ chế cho phép bên cho vay tiếp tục vận hành sản xuất nếu bên vay không trả được nợ

2. Cơ chế trong trường hợp cắt giảm công suất và sự cố lưới điện

- Có cơ chế để hạn chế thiệt hại không thể lường trước do cắt giảm công suất và sự cố lưới điện

3. Bảo vệ dự án khi quy định pháp luật thay đổi

- Đảm bảo các điều khoản chính trong PPA và giá mua điện không thay đổi, trong trường hợp có sự thay đổi về quy định pháp luật

4. Diễn đàn đối thoại quốc tế

- Các dự án điện gió ngoài khơi đòi hỏi vốn đầu tư nước ngoài lớn với yêu cầu chuyên môn cụ thể, do đó cần có một diễn đàn đối thoại quốc tế

5. Cơ chế trong trường hợp trì hoãn nối lưới

- Có cơ chế để hạn chế thiệt hại không thể lường trước do chậm trễ nối lưới

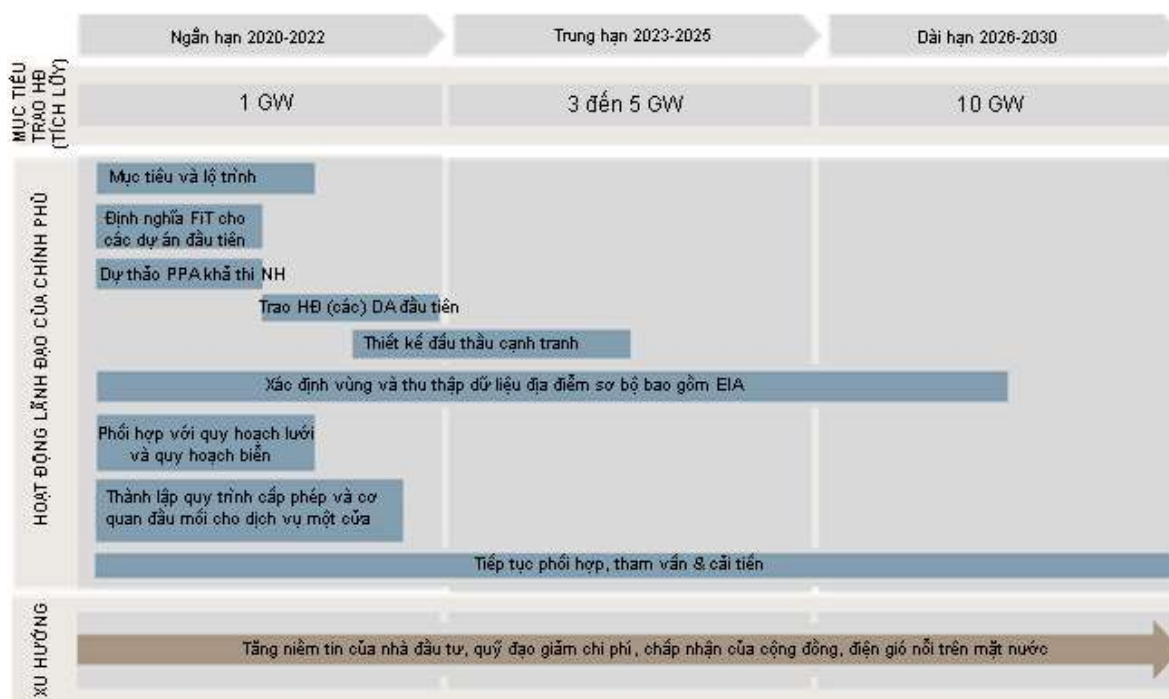
Hình 4-14 Các điều khoản của hợp đồng mua bán điện (PPA) khả thi về tài chính.
Nguồn: Copenhagen Offshore Partners, Phụ lục B.

5 Khuyến nghị tổng quan

Với tầm nhìn đến năm 2030 của điện gió ngoài khơi của Việt Nam là 10 GW và dựa vào phân tích đã trình bày, dưới đây là tóm tắt dự thảo những khuyến nghị thuộc cấp quản lý cao để khởi động và phát triển ngành điện gió ngoài khơi.

- > Đặt ra các mục tiêu rõ ràng, dài hạn và liên tục cho phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam
- > Chỉ định một cơ quan đầu mối của chính phủ để thực hiện quá trình cấp phép và phê duyệt cho các dự án điện gió ngoài khơi và hoạt động theo hướng dịch vụ một cửa
 - > Hợp lý hóa quá trình cấp phép và phê duyệt ở cấp quốc gia và cấp tỉnh
 - > Đảm bảo tính linh hoạt trong cấp phép và phê duyệt, cho phép mức độ linh hoạt nhất định trong thiết kế và xây dựng dự án từ giai đoạn cấp phép sớm đến giai đoạn thực hiện như cho phép dài công suất tua bin gió trong phạm vi được phép áp dụng

- > Hỗ trợ phối hợp giữa các bộ liên quan, như trong mô hình Đan Mạch, nhằm đảm bảo quy trình vận hành trơn tru
- > Triển khai phân vùng phát triển dự án điện gió ngoài khơi ở Việt Nam, có xem xét các vấn đề như mục tiêu phát triển, nghiên cứu LCOE, những ràng buộc về không gian biển, cảng và bến cảng, nổi lưới và tham vấn cấp tỉnh
- > Khởi động ngành bằng một dự án quy mô lớn với nhiều giai đoạn.
- > Cấp phép những dự án đầu tiên với mức giá FIT ổn định dài hạn được bảo đảm ở mức đủ để thu hút sự quan tâm của thị trường.
- > Đảm bảo hợp đồng mua bán điện có thể được ngân hàng chấp nhận trước khi cho phép thực hiện dự án đầu tiên, có sự tham vấn với các đơn vị phát triển và các đơn vị cho vay
- > Đánh giá sự thiếu hụt về kỹ năng và xây dựng năng lực quốc gia theo các mục tiêu triển khai công suất điện gió ngoài khơi. Cho phép xây dựng chuỗi cung ứng hữu cơ, trước khi xem xét các yêu cầu về hàm lượng nội địa
- > Tích hợp các giải pháp thực hành tốt nhất của quốc tế liên quan đến quá trình thiết kế và cấp chứng nhận trang trại điện gió
- > Xây dựng các kịch bản quỹ đạo giảm chi phí để đánh giá lộ trình cạnh tranh chi phí dài hạn của điện gió ngoài khơi so với các công nghệ phát điện khác



Hình 5-1 Dự thảo những hoạt động ở cấp quản lý cao để xây dựng ngành điện gió ngoài khơi ở Việt Nam.

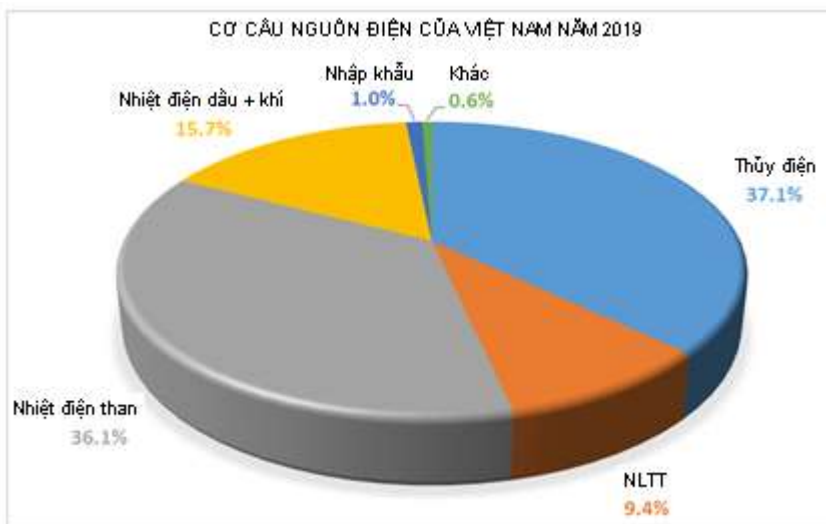
Phụ lục A – Thông tin đầu vào cho lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam

Giới thiệu

Ngành điện đóng vai trò quan trọng đối với tất cả các ngành, không chỉ vì điện năng là một dịch vụ thiết yếu mà còn vì ngành điện là môi trường trung gian cho các hoạt động mua bán khí thiên nhiên, than và dầu, có tác động quyết định đối với giá cả của các nhiên liệu này. Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia (QHĐ) là văn bản quản lý quy hoạch cho ngành điện. Quy hoạch phát triển điện hiện tại (QHĐ VII) được lập vào năm 2011 cho giai đoạn đến năm 2020, với tầm nhìn dài hạn đến năm 2030,¹ có bao gồm một số điều chỉnh nhỏ được bổ sung vào năm 2013.² Quy hoạch này được EVN điều chỉnh vào năm 2014 và các điều chỉnh đã được phê duyệt vào năm 2016. QHĐ VIII hiện đang được soạn thảo và sẽ trình Bộ Công Thương vào cuối năm 2020 để thẩm định và phê duyệt.

Tăng trưởng kinh tế kéo theo nhu cầu tăng cao về điện và các dạng năng lượng sử dụng cuối khác. Đến cuối năm 2019, tổng công suất nguồn điện đã lắp đặt và đang vận hành tại Việt Nam là 54,9 GW. Tỷ lệ tăng trưởng trung bình của nhu cầu điện năng là 12,2%/năm trong giai đoạn 2005-2013, 9%/năm trong giai đoạn 2014-2019 và tiêu thụ điện tăng từ 45,6 TWh vào năm 2005 lên 210,5 TWh vào năm 2019.

Trong các năm gần đây, Việt Nam đã tạo ra được các điều kiện kinh tế thuận lợi với tốc độ tăng trưởng kinh tế ổn định. Cơ cấu năng lượng quốc gia có tỷ trọng công suất thủy điện cao (37%) và tỷ trọng lớn từ các nguồn nhiệt điện than (36%). Các nguồn năng lượng tái tạo khác nhau chiếm công suất nhỏ nhưng đang tăng trưởng nhanh (đạt mức 9% vào cuối năm 2019) mặc dù giá nhập thị trường muộn.



Hình 1: Cơ cấu nguồn điện tại Việt Nam năm 2019.

¹ CPVN. 2011. Quyết định số 1208/QĐ-TTg phê duyệt quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 tầm nhìn đến 2030. Hà Nội

² CPVN. 2013. Quyết định số 2414/QĐ-TTg về việc điều chỉnh danh mục, tiến độ một số dự án điện và quy định một số cơ chế, chính sách đặc thù để đầu tư các công trình điện cấp bách trong giai đoạn 2013 – 2020. Hà Nội

Bối cảnh: Những rào cản và động lực tích cực đối với phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam

Việt Nam đã đặt ra mục tiêu vô cùng tham vọng về phát triển năng lượng tái tạo cho năm 2020 và 2030. Theo chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030 tầm nhìn đến năm 2050 đã được Chính phủ phê duyệt năm 2015, Việt Nam đặt mục tiêu tăng tỷ lệ điện năng từ các nguồn năng lượng tái tạo (bao gồm cả thủy điện nhỏ) từ 35 % trong tổng sản lượng điện năng vào năm 2015 lên 38% vào năm 2020 và 43% vào năm 2050. Điều này cần được xem xét trong bối cảnh công suất điện tăng nhanh kết hợp với tiềm năng khai thác còn lại của các nhà máy thủy điện ở mức thấp.

Nghị quyết mới nhất số 55/NQ-TW của Bộ Chính trị ngày 11/02/2020 về “Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”, đã đặt ra định hướng chiến lược mới cho phát triển năng lượng với mục tiêu tham vọng hơn về NLTT:

- Tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045.
- Năng lượng tái tạo: Xây dựng các cơ chế, chính sách đột phá để khuyến khích và thúc đẩy phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo nhằm thay thế tối đa các nguồn năng lượng hoá thạch. *Ưu tiên sử dụng năng lượng gió và mặt trời cho phát điện*; khuyến khích đầu tư xây dựng các nhà máy điện sử dụng rác thải đô thị, sinh khối và chất thải rắn đi đôi với công tác bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế tuần hoàn. Hình thành và phát triển một số trung tâm năng lượng tái tạo tại các vùng và các địa phương có lợi thế. Sớm nghiên cứu, đánh giá tổng thể về tiềm năng và xây dựng định hướng phát triển năng lượng địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, hải lưu; triển khai một số mô hình ứng dụng, tiến hành khai thác thử nghiệm để đánh giá hiệu quả. Thực hiện nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydro phù hợp với xu thế chung của thế giới.
- Điện gió và điện mặt trời: Ưu tiên phát triển phù hợp với khả năng bảo đảm an toàn hệ thống điện quốc gia với giá thành điện năng hợp lý. Khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái và trên mặt nước. Xây dựng các chính sách hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi gắn với triển khai thực hiện Chiến lược biển Việt Nam.

Nghiên cứu gần đây của Viện Năng lượng (VIE, 2018) cho thấy Việt Nam có thể đạt công suất phát điện khoảng 8.000 MW thủy điện nhỏ, 3.000 MW điện sinh khối, và 35.000 MW điện mặt trời vào năm 2030. Việt Nam có thể sản xuất khoảng 30 GW điện gió trên bờ, cùng với 100 GW từ các trang trại điện gió ngoài khơi.

Tiềm năng điện gió ngoài khơi của Việt Nam vô cùng dồi dào. Theo kết quả rà soát tiềm năng cho các dự án móng cố định và móng nổi được thực hiện bởi C2Wind, tiềm năng kỹ thuật cho việc sản xuất điện chưa được khai thác là 160 GW. Để dễ so sánh, tiềm năng này lớn gấp nhiều lần công suất lắp đặt hiện tại ở châu Âu trong năm 2019 và chiếm tỉ trọng lớn so với tổng công suất điện gió ngoài khơi dự kiến của châu Âu cho đến 2050.

Mục tiêu tham vọng cho phát triển nguồn năng lượng tái tạo đã được cam kết dựa trên chính những cơ sở đó. Đối với điện gió, Quy hoạch điện VII hiệu chỉnh (Quyết định số 428/QĐ-TTg, ngày 18/03/2016) yêu cầu tổng công suất điện gió tăng từ mức không đáng kể (160 MW) tại thời điểm ban hành quyết định lên khoảng 6.000 MW vào năm 2030 (chỉ xem xét điện gió trên bờ; Việt Nam hiện chưa có mục tiêu cụ thể cho điện gió ngoài khơi). Hiểu rõ vai trò của chính sách trong thúc đẩy

phát triển năng lượng tái tạo, Chính phủ Việt Nam đã áp dụng biểu giá FIT là 7,8 USct/kWh cho điện gió từ năm 2011 đến năm 2018. Tuy nhiên, mức giá này được cho là quá thấp để kích thích phát triển điện gió, làm cho thị trường kém phát triển và chậm xa so với kỳ vọng của Chính phủ. Do đó vào năm 2018, Chính phủ Việt Nam đã ban hành giá FIT mới, cao hơn và có mức giá khác nhau đối với điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi, nhưng thời hạn áp dụng quy định là hết ngày 01/11/2021. Hiện tại Bộ Công Thương đã dự thảo và trình lên Thủ tướng chính phủ đề nghị gia hạn cơ chế hỗ trợ đối với điện gió đến ngày 31/12/2023 trong đó giá FIT mới sẽ được lập chi tiết.

Song song với việc hiệu chỉnh mức giá FIT để tương thích với các điều kiện của thị trường, Chính phủ cũng xem xét những cơ chế hỗ trợ khác có thể đóng góp cho phát triển điện gió tại Việt Nam và giúp ngành này đạt được các mục tiêu đề ra. Với mục đích khai thác hiệu quả các nguồn phát điện mới trong khi vẫn đảm bảo độ tin cậy và an ninh cung cấp điện ở mức chi phí thấp nhất có thể, Chính phủ nhận thấy cần phải nghiên cứu phương án đấu thầu như một lựa chọn mới về chính sách hỗ trợ điện gió.

Khung chính sách

- **Thực tế cho thấy biểu giá mới có tính kích lệ. Tuy nhiên biểu giá này sẽ hết hiệu lực vào ngày 01/11/2021.**
- Sau ngày 01/11/2021, sẽ có thể áp dụng chương trình đấu thầu, hiện đang được xây dựng. Hiện tại, việc gia hạn ngày dừng áp dụng biểu giá FIT đang được xem xét.
- Tranh luận: FIT so với đấu thầu
- Chưa có đánh giá về tiềm năng điện gió ngoài khơi, do đó có nhiều yếu tố bất định đối với khung chính sách
- **Khung pháp lý cho điện gió ngoài khơi hiện đang được soạn thảo.**

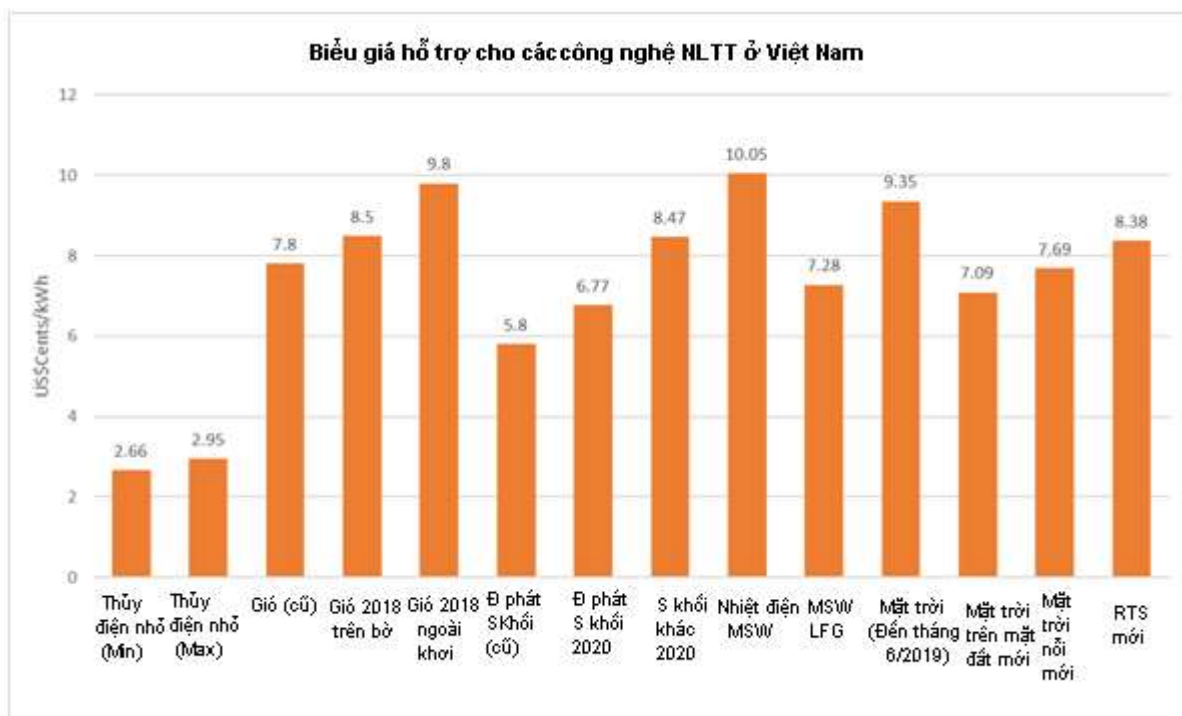
Các vấn đề pháp lý

- Trước tháng 02/2019, có những giới hạn trong đo đạc gió (trên 6m/s, mật độ 01 cột gió trên diện tích 1000 ha) và công nghệ áp dụng (chưa cho phép sử dụng đo gió theo LIDAR). Từ tháng 02/2019, Bộ Công Thương đã ban hành các quy định cập nhật “Dự án điện gió phải có báo cáo đo gió thực hiện tại địa điểm dự án trước khi lập và duyệt báo cáo nghiên cứu khả thi. Việc đo gió phải được thực hiện trong thời gian tối thiểu là 12 tháng liên tiếp tại các địa điểm đại diện, và số lượng cột đo gió phải phù hợp với sự thay đổi địa hình của khu vực dự án. Phương pháp, thiết bị và kết quả đo gió phải tuân thủ tiêu chuẩn IEC hoặc tiêu chuẩn quốc tế tương đương”.
- **Rào cản đất đai gây cản trở cho việc xây dựng các trang trại điện gió.** Hầu hết những địa điểm có nhiều gió nằm dọc theo những vùng cát đen, mà theo quy định hiện nay thì những khu vực này phải được khai thác trước khi khởi công xây dựng trang trại điện gió. Tại tỉnh Bình Thuận, những khu vực trang trại điện gió khả thi cũng được đánh dấu cho khai thác tiềm năng.
- Quy định về đấu nối lưới điện phức tạp và đòi hỏi nhiều giấy phép và phê duyệt khác nhau (như phê duyệt QHĐ, phê duyệt đấu nối lưới điện, hệ thống SCADA và viễn thông, bảo vệ rơ le, đo đạc).

Nguồn: Do tư vấn tổng hợp

Chính phủ Việt Nam cũng đưa ra một số biện pháp hỗ trợ để thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo, bao gồm những chính sách khuyến khích về thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế nhập khẩu, phí sử dụng đất và thỏa thuận ký quỹ dự án.

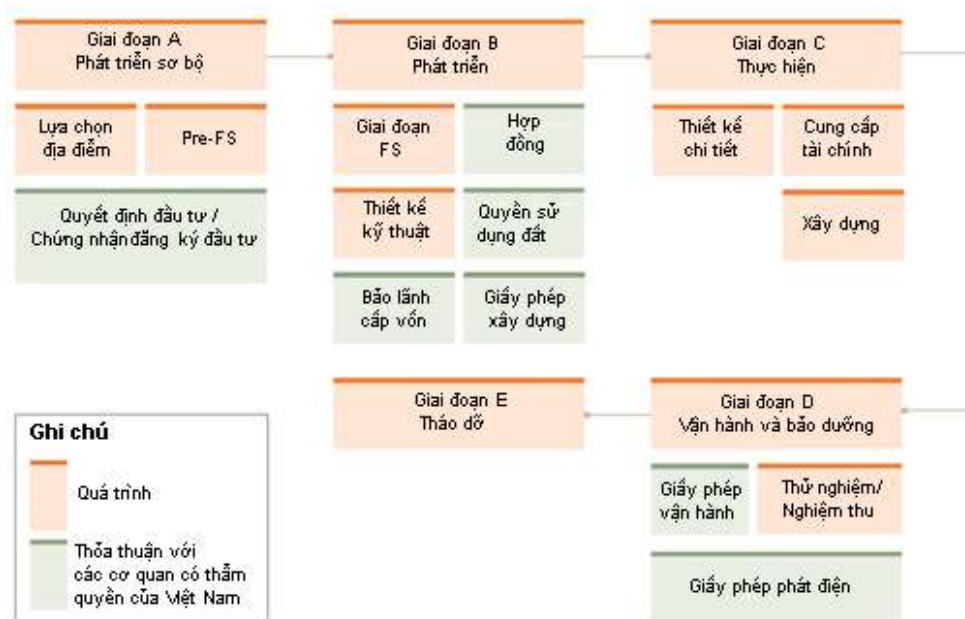
- 1) **Cấp vốn:** Nhà đầu tư có thể huy động vốn dưới các hình thức khác nhau mà luật pháp cho phép từ các cá nhân và tổ chức trong và ngoài nước và có thể tiếp cận nguồn tín dụng của Nhà nước cho đầu tư theo quy định của pháp luật.
- 2) **Thuế:** Nhà đầu tư được miễn thuế các hàng hóa nhập khẩu để tạo ra tài sản cố định và hàng hóa sử dụng làm vật liệu, sản phẩm hoặc bán sản phẩm đầu vào mà trong nước chưa sản xuất được cho vận hành dự án phù hợp với luật thuế xuất nhập khẩu, luật thuế nói chung và những quy định khác về thuế xuất nhập khẩu.
- 3) **Thuế thu nhập doanh nghiệp:** Sự miễn và giảm thuế thu nhập doanh nghiệp đối với các dự án điện gió được thực hiện giống như đối với các dự án khác thuộc diện được ưu đãi theo luật đầu tư, Luật thuế thu nhập doanh nghiệp và những tài liệu hướng dẫn thi hành những luật này. Theo Thông tư số 78/2014/BTC và Thông tư số 96/2016/BTC, thuế thu nhập doanh nghiệp sẽ là 0% cho 4 năm đầu, 5% cho 9 năm tiếp theo, 10% cho 2 năm tiếp theo, và 20% cho 5 năm tiếp theo.
- 4) Ngoài ra còn có **những ưu đãi khác** về cơ sở hạ tầng cho các dự án điện gió như sau:
 - 1) Những dự án lắp đặt điện gió, đường dây và các trạm biến áp nối vào lưới điện quốc gia sẽ được miễn và giảm tiền thuê đất phù hợp với luật hiện hành áp dụng cho các dự án thuộc cơ chế đầu tư đặc biệt.
 - 2) Theo quy hoạch phát triển điện lực đã được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt, UBND tỉnh sẽ phân phối đất cho nhà đầu tư để thực hiện các dự án điện gió. Sự đền bù và hỗ trợ cho giải phóng mặt bằng địa điểm dự án sẽ phải tuân thủ những quy định trong luật đất đai hiện đang có hiệu lực.



Hình 2: Biểu giá hỗ trợ cho các công nghệ NLTT tại Việt Nam (do tư vấn tổng hợp)

Trong khi mức giá FIT thấp thường được nhắc đến như là yếu tố chính hạn chế công suất lắp đặt của năng lượng gió tại Việt Nam cho đến nay, những rào cản phát triển năng lượng gió thực sự còn đến

từ nhiều vấn đề khác như thiếu dữ liệu tin cậy, thiếu nguồn nhân lực có chất lượng, đặc biệt là thủ tục đầu tư, phát triển dự án phức tạp và không minh bạch. Hình dưới đây trình bày quá trình phát triển những khó khăn và thách thức của các nhà đầu tư/nhà phát triển trong hệ thống pháp lý hiện nay.



Hình 3: Quy trình phát triển dự án điện gió tại Việt Nam (Nguồn: Hướng dẫn đầu tư điện gió. Tập 1: Phát triển dự án, GIZ 2016).

Đặc biệt Việt Nam có nhiều loại giấy chứng nhận/ thỏa thuận cũng như nhiều cơ quan liên quan trong suốt vòng đời của dự án. Giai đoạn A – Chuẩn bị phát triển và giai đoạn B – Phát triển yêu cầu gần 20 loại giấy tờ thỏa thuận và giấy phép từ hàng tá những bên/cơ quan liên quan ở các cấp khác nhau (v.d., cấp tỉnh, cấp bộ, vv..). Kinh nghiệm của các nhà đầu tư cho thấy quá trình thu thập được tất cả các loại thỏa thuận/giấy phép theo yêu cầu mất rất nhiều công sức và chi phí, trong đó rủi ro cho các nhà đầu tư/nhà phát triển là rất cao. Đặc biệt, nhiệm vụ đền bù và giải phóng mặt bằng có thể mất nhiều năm với rủi ro chi phí tăng cao.

Đối với phát triển điện gió ngoài khơi, rủi ro còn cao hơn với sự tham gia của nhiều cơ quan khác, đặc biệt là những khu vực quân sự mà dân sự không được xâm nhập, hành lang vận tải biển, khu vực phòng hộ, khu vực có các hoạt động dầu khí. Các rủi ro khác cần đề cập bao gồm: hợp đồng mua bán điện không có khả năng vay vốn ngân hàng (xem phần dưới), cơ sở hạ tầng phụ trợ và dịch vụ vận chuyển còn kém.

Các điều khoản hiện tại của hợp đồng mua bán điện gió cần được xem xét và điều chỉnh.

Theo phân tích và rà soát của quốc tế, các điều khoản hiện nay của hợp đồng mua bán điện thể hiện nhiều vấn đề. Dưới đây là những vấn đề được thảo luận nhiều nhất do Baker McKenzie tổng hợp (Các bài trình bày tại hội thảo hợp đồng mua bán điện, năm 2017):

	Vấn đề	Giải pháp để đảm bảo tính khả thi khi vay vốn ngân hàng
Cấu trúc và mức độ minh bạch	Hợp đồng mua bán điện tiêu chuẩn mặc dù được trình bày súc tích nhưng lại thiếu sự rõ	Hợp đồng mua bán điện tiêu chuẩn cần được xây dựng và soạn thảo một cách chặt chẽ. Nghĩa vụ và trách nhiệm của các bên phải được

	<p>ràng trong nhiều nội dung vô cùng quan trọng đối với các nhà đầu tư và các nhà tài trợ quốc tế</p> <p>Hợp đồng mua bán điện tiêu chuẩn không thu hút được nguồn tài chính thương mại quốc tế do điều khoản chưa hợp lý.</p>	<p>xác định rõ ràng và hạn chế đến mức thấp nhất sự không rõ ràng về nghĩa trong các điều khoản và phạm vi có khả năng tranh chấp khi diễn giải hợp đồng.</p> <p>Cần bổ sung cơ sở thiết lập hợp đồng, mô tả mục đích và bối cảnh cụ thể của hợp đồng mua bán điện được sử dụng. Cần trình bày rõ ràng bối cảnh sử dụng hợp đồng mua bán điện.</p> <p>Cần bổ sung các định nghĩa quy ước về thuật ngữ để tăng tính minh bạch và tránh tranh chấp. Từ được định nghĩa phải được viết hoa khi sử dụng, và từ không được định nghĩa chỉ được viết hoa khi là danh từ riêng. Từ đã định nghĩa phải được sử dụng một cách nhất quán.</p>
Luật áp dụng	<p>Áp dụng luật của Việt Nam</p> <p>Không áp dụng luật của nước ngoài</p>	<p>Nhà đầu tư và nhà tài trợ quốc tế muốn áp dụng luật của nước ngoài.</p> <p>Nếu áp dụng luật Việt Nam, nên cho phép áp dụng luật của nước ngoài trong các trường hợp luật Việt Nam không định nghĩa đầy đủ những nội dung, vấn đề, tình huống hoặc hoàn cảnh có thể xuất phát từ hoặc liên quan đến hợp đồng mua bán điện.</p>
Giải quyết tranh chấp	<p>Hòa giải tại Tổng cục Năng lượng³ trước khi đưa ra tòa án của Việt Nam (trong trường hợp hòa giải không thành)</p> <p>Không giải quyết tranh chấp ở ngoài lãnh thổ tại những khu vực trung lập -> mối quan tâm chính chính của các nhà đầu tư và các nhà tài trợ</p> <p>Không bổ nhiệm chuyên gia.</p> <p>Không quy định rõ việc từ bỏ miễn trừ vì lý do chủ quyền</p>	<p>Giải quyết tranh chấp bởi một tổ chức có chuyên môn và độc lập, v.d. Giải quyết tranh chấp thông qua xử trọng tài bởi một tổ chức trọng tài quốc tế.</p> <p>Thủ tục tranh tụng ngoài lãnh thổ tuân theo những quy tắc chung được cộng đồng quốc tế chấp nhận.</p> <p>Cung cấp/ Chỉ định chuyên gia giải quyết các vấn đề kỹ thuật.</p> <p>Từ bỏ miễn trừ đối với lý do chủ quyền.</p>
Hỗ trợ tín dụng	<p>Không có hỗ trợ hoặc bảo lãnh tín dụng cho các nghĩa vụ thanh toán của EVN / người mua</p>	<p>Nghĩa vụ thanh toán của EVN/người mua phải được hỗ trợ bằng bảo lãnh của chính phủ và/hoặc sự trợ giúp của chính phủ.</p>

³ Nay là Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo

<p>Bất khả kháng chính trị</p>	<p>Không có sự phân biệt giữa các sự kiện bất khả kháng chính trị và các sự kiện bất khả kháng khác.</p> <p>Không có cơ chế bảo vệ cho các hoạt động thanh toán/hoạt động phát điện được ngầm hiểu/được cho là đã sẵn sàng trong trường hợp bất khả kháng chính trị</p>	<p>Phân biệt các sự kiện bất khả kháng chính trị với các sự kiện bất khả kháng khác (giữa sự kiện bất khả kháng tự nhiên, "sự kiện chính trị ở Việt Nam" và "sự kiện chính trị ở nước ngoài").</p> <p>Hợp đồng mua bán điện có thể bao gồm điều khoản về việc rút thêm chi phí và thanh toán cho phần năng lượng được ngầm hiểu/được cho là có thể phát.</p>
<p>"Sẵn sàng vận hành" và công suất điện được ngầm hiểu/được cho là đã sẵn sàng</p>	<p>Không tồn tại khái niệm vận hành/nghiệm thu các nội dung được ngầm hiểu/được cho là đã sẵn sàng.</p> <p>Không có quy định về vận hành/nghiệm thu các nội dung được ngầm hiểu/được cho là sẵn sàng trong trường hợp người mua không hoàn thành kết nối hệ thống lưới hoặc không tiếp nhận điện do các nguyên nhân khác.</p>	<p>Hợp đồng mua bán điện phải quy định về niệm vận hành/nghiệm thu các nội dung được ngầm hiểu/được cho là đã sẵn sàng.</p> <p>"Sẵn sàng vận hành" là tình trạng xảy ra khi toàn bộ hoặc một phần của nhà máy điện đã sẵn sàng hoạt động nhưng người mua không thể tiếp nhận lượng điện có thể phát/ sản xuất.</p>
<p>Thanh toán khi chấm dứt hợp đồng</p>	<p>Không có quy định về việc tiếp quản quản lý/nhà máy điện trong chấm dứt hợp đồng trước thời hạn hoặc chấm dứt hợp đồng do sự kiện bất khả kháng.</p> <p>Không có quy định đối với người mua về việc trả một phần giá trị khoản nợ sau khi hợp đồng chấm dứt do vi phạm của Công ty thực hiện dự án.</p>	<p>Điều khoản chấm dứt hợp đồng phải bao gồm một phương pháp cụ thể để xác định tổng lượng tiền sẽ được thanh toán trong trường hợp hợp đồng bị chấm dứt. Điều này đảm bảo là tổng giá trị của tài sản sẽ được đền bù chính xác và công bằng.</p> <p>Trong trường hợp người mua vi phạm hợp đồng và trong trường hợp có sự kiện bất khả kháng chính trị, toàn bộ vốn của các nhà đầu tư được bảo toàn và những chi phí phát sinh từ việc chấm dứt/hủy bỏ hợp đồng với các nhà thầu phải được thanh toán.</p> <p>Toàn bộ nợ được bảo toàn, những chi phí do chấm dứt hợp đồng cần được thanh toán – vốn của các chủ đầu tư có thể được đền bù một phần trong trường hợp sự kiện bất khả kháng phát sinh từ những nguyên nhân tự nhiên.</p> <p>Công ty thực hiện dự án bị vi phạm: khoản nợ được bảo toàn toàn bộ.</p>
<p>Thay đổi về thuế và luật</p>	<p>Mức chia sẻ rủi ro chưa hợp lý.</p>	<p>Hợp đồng mua bán điện phải quy định rõ trong trường hợp phát sinh các thay đổi về luật hoặc quy định, xác định rõ ai chịu trách nhiệm cho</p>

		<p>các thiệt hại về doanh thu do thay đổi về luật gây ra.</p> <p>Hợp đồng mua bán điện phải đảm bảo rằng người mua phải chịu rủi ro trong trường hợp phát sinh sự thay đổi về luật hoặc chính sách thuế sau ngày ký kết hợp đồng Trượt giá gây ra sự giảm doanh thu của người bán.</p>
--	--	--

Các vấn đề khác

Hiện nay không có quy định bắt buộc về tỷ lệ nội địa hóa (hàm lượng trong nước) đối với ngành công nghiệp điện.

Về quy hoạch đầu tư cảng biển, Thủ tướng chính phủ mới chỉ ký quyết định số 77/QĐ-TTg (ngày 13/01/2010) giao cho BCT thực hiện Quy hoạch tổng thể phát triển cảng biển cho giai đoạn 2021 – 2030, tầm nhìn đến 2050. Quy hoạch tổng thể bao gồm toàn bộ hệ thống cảng biển hiện có của Việt Nam, cơ sở hạ tầng phụ trợ cho phát triển cảng biển, bao gồm cảng tránh bão cho tàu thuyền; báo hiệu hàng hải và những khu vực có khả năng phát triển cảng biển, cơ sở hạ tầng phụ trợ cho các cảng biển thuộc lãnh thổ của Việt Nam, bao gồm trên sông, khu vực ven biển, các đảo và các vùng nước. Ngoài ra quy hoạch cũng xem xét những khu vực tiềm năng nằm hoàn toàn trên lãnh thổ của Việt Nam phù hợp cho việc xây dựng cảng biển và những khu vực tiềm năng thuộc những trục giao thông vận tải xuyên quốc gia và xuyên khu vực. Quy hoạch tổng thể phát triển cảng biển dự kiến sẽ hoàn thành và được phê duyệt vào năm 2021. Quy hoạch phát triển cảng biển cũ cho giai đoạn đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030 (Quyết định số 1037/QĐ-TTg) được phê duyệt vào tháng 6/2014 vẫn đang còn hiệu lực (xem danh mục cảng biển theo quy hoạch tổng thể này trong Phụ lục kèm theo). Quy hoạch cảng biển hiện tại không tính đến nhu cầu cảng cho phát triển điện gió ngoài khơi. Tuy nhiên, theo danh sách được cung cấp trong Phụ lục, có một số cảng biển lớn được sử dụng đa mục đích có thể xem xét phục vụ cho hoạt động vận chuyển thiết bị điện gió ngoài khơi.

Bộ TN & MT và VASI (Tổng cục biển và hải đảo Việt Nam) đang lập quy hoạch tổng thể phát triển không gian biển. Tuy nhiên, chưa xác định được thời điểm quy hoạch tổng thể quan trọng này bắt đầu được xây dựng và hoàn thành. Những nội dung chính của quy hoạch tổng thể bao gồm:

- Phân tích và đánh giá các yếu tố, điều kiện tự nhiên, nguồn lực và bối cảnh trực tiếp tác động và thực tế sử dụng không gian của các hoạt động trên đất liền ven biển, đảo, quần đảo, vùng biển, vùng trời thuộc chủ quyền và quyền tài phán quốc gia của Việt Nam;
- Xác định những khu vực cấm khai thác, những khu vực khai thác có điều kiện, những khu vực khuyến khích phát triển, những khu vực cần bảo vệ đặc biệt cho mục đích quốc phòng, an ninh, bảo vệ môi trường và bảo tồn hệ sinh thái ở các khu vực ven biển, các đảo, quần đảo, các vùng biển, vùng trời thuộc chủ quyền và quyền tài phán quốc gia của Việt Nam;
- Dự báo các nguồn tài nguyên, các xu hướng môi trường và những tác động của biến đổi khí hậu lên các nguồn tài nguyên và môi trường; nhu cầu khai thác và sử dụng các nguồn tài nguyên và những yêu cầu bảo vệ môi trường ở các khu vực ven biển, các đảo, quần đảo, các vùng biển, vùng trời thuộc chủ quyền và quyền tài phán quốc gia của Việt Nam trong giai đoạn quy hoạch;
- Dự báo bối cảnh và các kịch bản phát triển; đánh giá những cơ hội và thách thức đối với các hoạt động sử dụng không gian biển;
- Xác định triển vọng và mục tiêu phát triển;

- Bố trí không gian sử dụng cho các hoạt động trong các khu vực ven biển, các đảo, quần đảo, các vùng biển, vùng trời thuộc chủ quyền và quyền tài phán quốc gia của Việt Nam;
- Phân vùng sử dụng các khu vực ven biển, các đảo, quần đảo, các vùng biển, vùng trời thuộc chủ quyền và quyền tài phán quốc gia của Việt Nam;
- Những giải pháp và nguồn lực để thực hiện quy hoạch;
- Danh mục các dự án quốc gia quan trọng và thứ tự ưu tiên thực hiện

Danh mục các dự án điện gió ngoài khơi chuẩn bị triển khai:

Tiêu điểm của danh mục dự án điện gió ngoài khơi hiện đang tập trung vào vùng Ninh Thuận và Bình Thuận, nơi có cơ sở biển khá tốt (cảng biển sâu), biểu đồ gió tốt, các điều kiện khí tượng thuận lợi, hầu như không có bão.

Hiện tại, có năm hồ sơ trong danh mục dự án gồm:

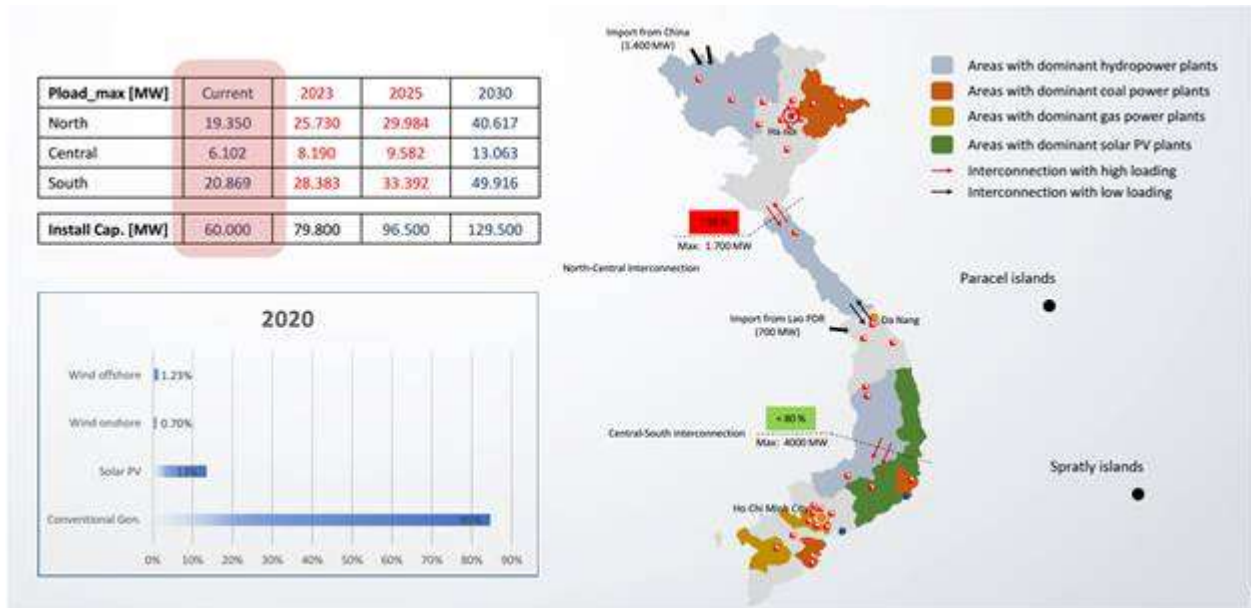
- a. Kê Gà (Thăng Long) 3400MW ở tỉnh Bình Thuận
- b. La Gà ở tỉnh Bình Thuận - 1800MW
- c. Cổ Thạch ở tỉnh Bình Thuận - 2000MW
- d. Bình Thuận 1 (MacCap) - 3000MW
- e. HBRE ở tỉnh Bà Rịa – Vũng tàu - 600MW

Một số nhà đầu tư trong nước cũng đang chuẩn bị hồ sơ để trình lên văn phòng Thủ tướng / Bộ Công Thương và/hoặc UBND tỉnh. Danh sách những dự án này còn mang tính rời rạc và sơ bộ vì mới dừng ở cấp tỉnh cần nhiều thẩm định và kiểm tra:

- a. Xuân Thiện ở tỉnh Bình Thuận và Ninh Thuận - 5000MW
- b. TTVN ở tỉnh Trà Vinh - 2000MW
- c. Asia Petro ở tỉnh Bình Thuận - 2000MW
- d. Xuân Cầu ở tỉnh Bình Thuận – Không có thông tin chính thức.

Tắc nghẽn lưới điện và tích hợp vào lưới điện truyền tải

Tổng quan về hệ thống điện Việt Nam năm 2019, công suất truyền tải miền và các ràng buộc



Hình 1: Tổng quan hệ thống điện ở Việt Nam (Nguồn: VIET, 2020).

Bảng 1: Sản lượng điện năm 2019 (Nguồn: Báo cáo của NLDC năm 2020)

Sản lượng điện năm 2019	10 ⁶ kWh)	%
Tổng	240.101	
Thủy điện	66.117	27,54%
Nhiệt điện than	120.158	50,04%
Tua bin khí chu trình hỗn hợp	42.402	17,66%
Nhiệt điện dầu	1.239	0,52%
Tua bin khí đốt dầu	822	0,34%
Nhiệt điện đốt khí	105	0,04%
Điện gió	722	0,30%
Điện mặt trời	4.818	2,01%
Điện sinh khối	350	0,15%
Điện Diesel	53	0,02%
Điện nhập khẩu từ Trung Quốc	2.198	0,92%
Điện nhập khẩu từ Lào	1.118	0,47%

Tổng quan về thời gian tắc nghẽn hệ thống điện

Bảng 2: Khả năng mang tải chung của các trạm biến áp và đường dây truyền tải điện trong hệ thống điện năm 2019. (Nguồn: Báo cáo của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia (NLDC) năm 2020)

Cấp quản lý	Thiết bị	Số lượng ĐD/Tr.	Số lượng trạm đầy tải	Thời gian thiết bị đầy tải/quá tải	

				>80 - 90%	>90 - 100%	>100 - 110%	> 110%	Tổng
Trung tâm ĐĐQG	Trạm 500kV	56	35	5.345	588	20	-	5.953
Trung tâm ĐĐ miền -A1	Trạm 220kV	209	60	9.191	3.460	871	1	13.523
	Trạm 110kV	898	320	84.206	24.225	5.258	-	113.689
	Đ.dây 220kV	173	60	3.024	780	62	-	3.866
	Đ.dây 110kV	640	220	20.500	6.899	515	-	27.914
Trung tâm ĐĐ miền -A2	Trạm 220kV	130	75	21.286	3.457	61	-	24.804
	Trạm 110kV	634	179	37.077	3.237	52	-	40.366
	Đ.dây 220kV	190	56	7.468	1.341	164	-	8.973
	Đ.dây 110kV	613	176	28.580	7.616	176	-	36.372
Trung tâm ĐĐ miền -A3	Trạm 220kV	103	6	399	22	-	-	421
	Trạm 110kV	347	42	9.738	1.020	-	-	10.758
	Đ.dây 220kV	87	4	1.070	289	27	6	1.392
	Đ.dây 110kV	278	9	1.406	571	-	-	1.977

Phân tích sau đây về tắc nghẽn lưới điện và khả năng mang tải của lưới điện 500-220-110 kV trong năm 2019 được trích từ báo cáo vận hành hệ thống điện năm 2019 của Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia:

Hệ thống 500kV

Một vài thiết bị đã bị đầy tải trong thời gian ngắn, do

- Nhu cầu điện tăng lên tại các trạm biến áp: Nho Quan, Thường Tín, Hà Tĩnh; Quảng Ninh, Sông Mã, Nhà Bè, Tân Định, Cầu Bông.
- Phát điện tăng lên tại các trạm: Vũng Áng; Hiệp Hòa, Quảng Ninh, Phố Nối, Di Linh, Đắk Nông, Pleiku 2, Duyên Hải, Ô Môn.

Khả năng mang tải của đường dây 500kV được đặt ở các mức giới hạn ổn định của đường dây truyền tải. Phần lớn dòng điện truyền tải là từ miền Bắc vào miền Trung, miền Trung vào miền Nam. Không có đường dây truyền tải bị quá tải nhưng một số đường dây vận hành đầy tải tới hạn như: Hà Tĩnh – Đà Nẵng, Vũng Áng – Đà Nẵng; Pleiku 2 – Cầu Bông, Pleiku – Di Linh, Đắk Nông – Cầu Bông và Dốc Sỏi - Pleiku, Thạnh Mỹ - Pleiku 2.

Từ tháng 7 đến tháng 10 năm 2019, dòng phụ tải vận hành theo chiều từ miền Nam – miền Trung – miền Bắc do nhiệt độ cao ở miền Bắc và công suất phát điện cao từ các nguồn điện mặt trời. Dòng

đầy tải tới hạn xảy ra trong các đường dây truyền tải: Nho quan – Hà Tĩnh, Hà Tĩnh – Đà Nẵng, Vũng Áng – Đà Nẵng và Dốc Sỏi - Pleiku, Thạnh Mỹ - Pleiku 2.

Trong năm 2019, lưu lượng điện trên đường dây truyền tải Bắc – Trung là 6,696 tỷ kWh, bằng 60,2% của năm 2018. Từ miền Trung vào miền Nam là 9,564 tỷ kWh, bằng 49,6% của năm 2018. Công suất lớn nhất là 2.224MW trên đường dây truyền tải Bắc – Trung và 3.681MW trên đường dây truyền tải Trung - Nam.

Hệ thống điện miền Bắc

Một số đường dây đầy tải tới hạn trên hệ thống điện miền Bắc trong thời gian tháng 6 và tháng 7 năm 2019:

- Đường dây 220kV : Hà Đông – Hoà Bình; Thường Tín - Hà Đông, Sơn La - Việt Trì; Nho Quan - Phủ Lý; Sóc Sơn – Vĩnh Yên, Lào Cai - Bảo Thắng ; Hà Tĩnh - Hưng Đông; Sơn La - Việt Trì, Hiệp Hòa - Đông Anh, Nho Quan - Phủ Lý.....
- Trạm 220kV: Bảo Thắng; Phố Nối; Đồng Hoà; Mai Động, Thái Bình; Phủ Lý; Thành Công, Đông Anh; Phú Bình; Than Uyên, Hưng Đông; Quỳnh Lưu, Hà Đông, Sơn La, Việt Trì, Ninh Bình, Tràng Bạch, Nho Quan.....

Các đường dây và các trạm thường xuyên đầy tải:

- Đường dây 220kV: Nho Quan – Ninh Bình, Nho Quan - Phủ Lý, Yên Bái - Bảo Thắng, Lào Cai - Bảo Thắng, Chèm – Hòa Bình, Hà Đông – Hòa Bình, Hà Đông - Chèm, Thường Tín – Hà Đông, Thái Nguyên – Phú Bình; Yên Bái - Lào Cai, Hiệp Hòa - Đông Anh, Nghi Sơn – Hưng Đông , Sóc Sơn – Vĩnh Yên, Sơn La - Việt Trì, Hà Tĩnh – Hưng Đông, Thái Nguyên – Phú Bình, Quảng Ninh - Hoành Bồ, Hà Đông - Phủ Lý, Đình Vũ - Hải Phòng
- Trạm 220kV: Thái Bình, Hà Đông, Thành Công, Ninh Bình, Phủ Lý, Tràng Bạch, Hưng Đông, Nho Quan, Bảo Thắng, Phú Bình...
- Đường dây 110kV: Ba Chè – Yên Định, Bắc Giang - XM Đồng Bành, Bảo Thắng - Tầng Loỏng, Bảo Thắng - Tầng Loỏng

Hệ thống điện miền Trung

Trạm 220kV: Không có trạm nào bị quá tải. Có 6 trạm đầy tải (Ngũ Hành Sơn do nhu cầu điện cao; Nha Trang do bảo dưỡng 01 máy biến thế; Tam Kỳ do bảo dưỡng đường dây 110kV Đà Nẵng – Điện Bàn; Kon Tum do bảo dưỡng một máy biến thế; Sơn Hà do bảo dưỡng và công suất phát cao trong khu vực).

Trạm 110kV: Không có trạm nào quá tải. 42 trạm đầy tải, hầu hết do nhu cầu điện cao.

Đường dây 220kV: Ba đường dây bị quá tải do công suất phát cao từ các nhà máy điện mặt trời (Nha Trang – Tháp Chàm 2, Pleiku – nhà máy điện sinh khối An Khê, Thủy điện An Khê – nhà máy điện sinh khối An Khê), và một đường dây mang tải cao do nhu cầu cao (Quy Nhơn – Thủy điện An Khê).

Đường dây 110kV: Có 09 đường dây mang tải cao (Kon Tum – Đắk Hà, Đắk Hà – Tân Mai Kon Tum, AyunPa – TĐ Đắk Srông 3A, AyunPa – EaHleo, EaHleo – trang trại điện gió Tây Nguyên, trang trại điện gió Tây Nguyên – Krông Buk, Quy Nhơn – Long Mỹ, Long Mỹ - Sông Cầu, Sông Cầu – Sông Cầu 2).

Hệ thống điện miền Nam

Tình hình diễn ra căng thẳng nhất tại hệ thống điện miền Nam với nhiều đường dây, trạm biến áp bị quá tải và/hoặc đầy tải do các nguyên nhân khác nhau như: bảo dưỡng, nhu cầu điện cao, chậm nâng cấp đường dây:

Trạm 220kV: Có 06 trạm biến áp bị quá tải trong mùa khô do nhu cầu điện cao; 02 trạm biến áp bị quá tải do chuyển đổi phương thức vận hành; 02 trạm biến áp bị quá tải do công suất phát cao của nhà máy điện mặt trời (Thủy điện Đại Ninh: 100,6%; Thủy điện: 108,0%);

Trạm 110kV: Có 09 trạm biến áp bị quá tải nhẹ do nhu cầu điện cao trong mùa khô.

Đường dây 220kV: 04 trường hợp bị quá tải do sự cố tại một máy biến thế tại trạm biến áp 500kV Tân Định. 02 trường hợp do tỷ lệ tải điện mặt trời cao (Di Linh - Đức Trọng 2: 103,5%, Hồng Phong 1A - Phan Thiết 2: 104,2%);

Đường dây 110kV, 04 trường hợp quá tải nhẹ trong mùa khô do nhu cầu điện cao. 47 đường dây mang tải cao do công suất phát của điện mặt trời.

Nghiên cứu về tích hợp NLTT ở 5 tỉnh ở miền Tây Nam Bộ

Dưới đây là trích dẫn từ nghiên cứu của Viện Năng lượng cho giai đoạn 1 của GIZ (5 tỉnh):

Đối với toàn bộ khu vực 5 tỉnh, lưới điện 500-220-110 kV có thể giải phóng công suất của NLTT trong 5 tỉnh khu vực Tây Nam với tổng công suất là **3400MW** (theo tiêu chí N-0 đối với lưới truyền tải) và khoảng **2800MW** (theo tiêu chí N-1 đối với lưới truyền tải).

Trong kịch bản quy hoạch lưới truyền tải điện giai đoạn 2021-2025 (trong QHĐ VII điều chỉnh) được đưa vào vận hành từ giai đoạn 2021-2022, lưới điện khu vực Tây Nam Bộ trong giai đoạn này sẽ không có khả năng truyền tải toàn bộ 6300 MW điện NLTT trong khu vực. Lưới điện 500-220-110 kV trên toàn bộ khu vực có thể hấp thụ công suất điện NLTT ở 5 tỉnh Tây Nam Bộ là **3700 MW** (theo tiêu chí N-0 đối với lưới truyền tải điện) và khoảng **3000 MW** (theo tiêu chí N-1 đối với lưới truyền tải điện).

Để đảm bảo giải phóng toàn bộ 6300 MW từ các nguồn điện NLTT trong khu vực Tây Nam Bộ, báo cáo đề xuất các giải pháp xây dựng và nâng cấp một số lưới điện 500-220-110 kV, cụ thể như sau:

- Lưới điện 500kV: xây dựng trạm biến áp 500 kV Bạc Liêu (3x900 MVA) và đường dây 500 kV Bạc Liêu – Thốt Nốt – Đức Hòa, sẽ nối vào trạm 500 kV Đức Hòa để truyền tải điện gió ở tỉnh Bạc Liêu và Cà Mau sang khu vực Đông Nam Bộ.
- Lưới điện 220 kV: Vận hành các trạm biến áp 220 kV Vĩnh Châu, Duyên Hải and Hòa Bình ở Sóc Trăng và Bạc Liêu để gom điện gió của các tỉnh và truyền tải lên các đường dây 220 kV.
- Lưới điện 110 kV: Cùng với việc tách pha trong các đường dây 110 kV theo QHĐ, cần bổ sung một số đường dây 110 kV ở tỉnh Bến Tre để tránh quá tải lưới điện, tách pha trong đường dây 110 kV Bạc Liêu - Vĩnh Trạch Đông - Thanh Trị - Sóc Trăng, xây dựng các trạm chuyển mạch 110 kV Trần Đề và Bình Đài (tương ứng ở tỉnh Sóc Trăng và Bến Tre) để đấu nối điện linh hoạt hơn.

Để truyền tải được 6300 MW điện gió và điện mặt trời ở các tỉnh Bến Tre, Trà Vinh, Sóc Trăng, Bạc Liêu và thành phố Cần Thơ, cần xây dựng và nâng cấp lưới điện 500-220-110 kV ở khu vực Tây Nam Bộ. Tổng vốn đầu tư ước tính sơ bộ cho các công trình 500-220-110 kV là **7723 tỷ đồng**, sẽ được điều chỉnh và đưa vào QHĐ, làm tăng thêm tổng chi phí đầu tư lưới điện của khu vực Tây Nam Bộ khoảng 50% trong giai đoạn 2019-2023.

Hiện tại, EVNNPT đang phải đối mặt với áp lực lớn trong việc huy động vốn đầu tư cho phát triển lưới điện để bắt kịp nhu cầu phát triển kinh tế. Nếu điện gió và điện mặt trời của 5 tỉnh ở khu vực

Tây Nam Bộ phát triển với công suất đăng ký là 6300 MW, thì việc xây dựng lưới truyền tải điện sẽ làm tăng gánh nặng đầu tư cho ngành điện. Để làm cho kế hoạch đã đề xuất được khả thi hơn, thì việc xây dựng và nâng cấp lưới điện cần được đầu tư theo các thời kỳ trong giai đoạn 2021-2025. Tiến độ thực hiện phải được rà soát và cập nhật theo diễn biến thực tế của các dự án điện gió và điện mặt trời ở khu vực Tây Nam Bộ.

Với sự xuất hiện của các dự án điện gió và điện mặt trời, hệ thống điện của khu vực sẽ phải đối mặt với các vấn đề mới về chính sách và cơ chế. Báo cáo này đề xuất tập trung thực hiện những vấn đề sau:

- Nghiên cứu những chính sách tạo thuận lợi cho đầu tư vào xây dựng lưới điện để giải phóng công suất điện NLTT. Việc xây dựng các đường dây và trạm biến áp nhằm hấp thụ công suất của điện NLTT sẽ khó thực hiện khi các chỉ số kinh tế tài chính bị phá vỡ do thời gian vận hành ngắn. Do đó cơ chế hỗ trợ của Nhà nước cho các công trình truyền tải này là rất cần thiết.
- Những công trình lưới điện đã được đề xuất là nhằm giải phóng công suất điện NLTT. Tuy nhiên, tiến độ của các công trình điện có xu hướng bị chậm và khó kiểm soát, cản trở việc ra quyết định khởi động và đầu tư vào lưới điện và ảnh hưởng đến các nguồn lực như vốn, thiết bị, nhân lực, vv... Vì thế cần có những cơ chế ràng buộc về tiến độ của các công trình điện và các công trình lưới điện đồng bộ liên quan.
- Chính phủ và Bộ Công Thương cần ban hành các cơ chế và chính sách để phát triển điện hài hòa giữa các khu vực và nghiên cứu cơ cấu nguồn điện hợp lý (đặc biệt trong trường hợp tăng tỷ lệ điện NLTT) nhằm tránh khoảng cách truyền tải dài gây ra tổn thất lớn, khó vận hành hệ thống điện và tăng rủi ro an ninh nguồn.
- Giới hạn công suất NLTT của từng khu vực trong cả nước nói chung và miền Nam nói riêng cũng cần được nghiên cứu một cách bao quát tổng thể nhằm tránh làm tăng áp lực giữa các khu vực và đảm bảo vận hành lưới điện an toàn, tin cậy và ổn định.

Dự báo nhu cầu

- Nhu cầu được dự báo sẽ tăng trung bình hơn 8%/năm trong 10 năm tiếp theo, cao hơn nhiều so với các nước khác trên thế giới.

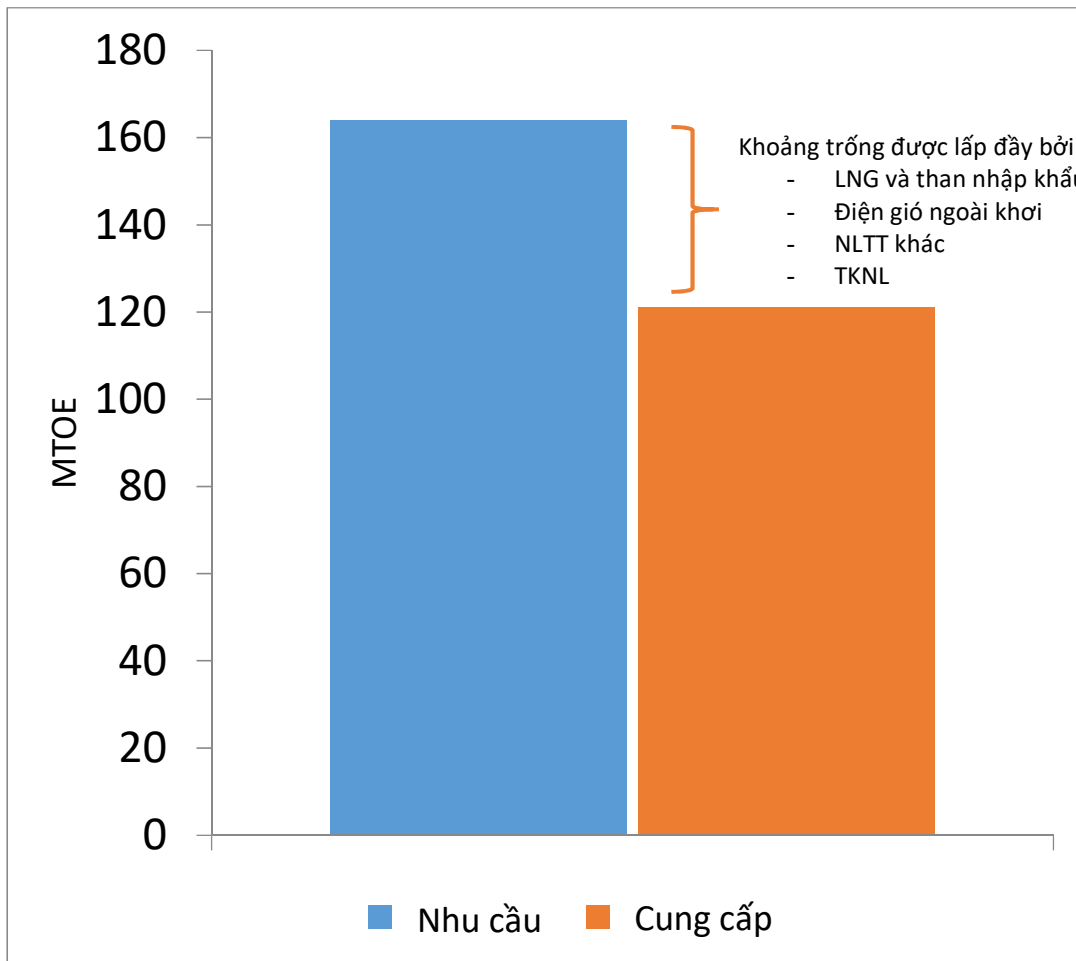
Theo dự báo sơ bộ nhu cầu tiêu thụ năng lượng sơ cấp đến năm 2035, Việt Nam có thể có những nguồn cung năng lượng như sau vào năm 2035:

Bảng 3: Cân bằng năng lượng cho Việt Nam năm 2035 (Nguồn: Tư vấn tổng hợp)

Nguồn	Dự báo nguồn cung cấp tiềm năng (tính bằng đơn vị vật lý)	Đổi sang tr. TOE	Đổi sang PJ
Than	99,6 -113 tr.tấn	50 – 62	2093,4 -2595,8
Dầu thô	20 – 22 tr.tấn	20 – 22	837,3 – 921,1
Khí thiên nhiên	9,6 – 13 tỷ m ³	8,64	361,7
Gió (không bao gồm gió ngoài khơi)	10.000 – 20.000 MW (~ 22 tỷ kWh)	1,88	78,8
Thủy điện	18.000 – 20.000 MW (~ 75 – 80 tỷ kWh)	6,5	272
Sinh khối		9 – 20	376,8 - 837,4

Điện mặt trời (không bao gồm điện mặt trời áp mái và nổi trên mặt nước)	40.000 – 50.000 MW (~ 75 tỷ kWh)	6,5	272,1
Tổng các nguồn cung cấp		102,5 – 127,5	4291,5 – 5338,2

Với dự báo nhu cầu tăng lên đến 165 tr. toe vào năm 2035, có một khoảng trống lớn trong nguồn cung cấp năng lượng trong nước. Do đó năng lượng gió ngoài khơi là một trong những nguồn bổ sung cho nguồn cung cấp điện/năng lượng cho Việt Nam để đảm bảo an ninh nguồn cung năng lượng.



Đề xuất mới nhất trong báo cáo của Bộ Công Thương trình lên Thủ tướng số 2491/BCT-ĐL, ngày 09/04/2020 dự báo sơ bộ cơ cấu nguồn điện giai đoạn 2021 -2030 như sau:

Bảng 4: Cơ cấu nguồn điện của Việt Nam đến năm 2030 (Nguồn: Báo cáo của BCT trình lên Thủ tướng Chính phủ)

Hệ thống điện Việt Nam, Kịch bản cơ sở						
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Nhu cầu (MW)	42080	63471	90651			
Công suất lắp đặt (MW)	59090	104824	145568			
Công suất lắp đặt (không tính mặt trời, gió, pin tích năng)	51410	81944	110028			
Dự phòng (không tính mặt trời, gió, pin tích năng) (%)	22.20%	29.10%	21.4%			

Than	19637	38842	48932	33.2%	37.1%	33.6%
Khí nội địa + nhập bằng đường ống từ Malaysia	7133	10514	10774	12.1%	10.0%	7.4%
LNG mới	0	1500	12750	0.0%	1.4%	8.8%
Nhà máy hiện có chuyển sang LNG	0	1883	4213	0.0%	1.8%	2.9%
Dầu	1610	575	108	2.7%	0.5%	0.1%
Nhập khẩu	920	3370	5796	1.6%	3.2%	4.0%
Thủy điện lớn (>30MW)	17766	19116	19211	30.1%	18.2%	13.2%
Thủy điện nhỏ	3800	4900	6000	6.4%	4.7%	4.1%
Gió*	1010	6030	10090	1.7%	5.8%	6.9%
Mặt trời *	6670	14450	20050	11.3%	13.8%	13.8%
Sinh khối và NLTT	544	1244	2244	0.9%	1.2%	1.5%
Thủy điện tích năng+ pin tích năng	0	2400	5400	0.0%	2.3%	3.7%

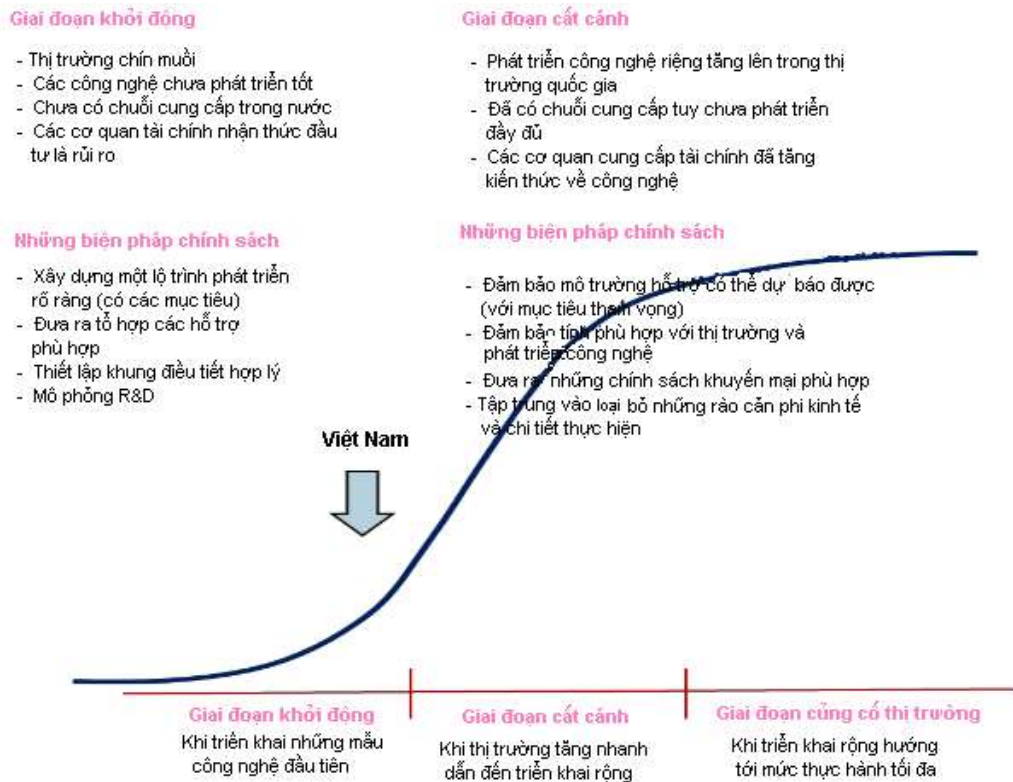
Quan điểm về các giai đoạn phát triển điện gió ngoài khơi: Xem xét đường cong phát triển S và lộ trình phát triển

Hiện tại, dự báo phát triển điện gió ngoài khơi cho Việt Nam đang ở giai đoạn khởi đầu, đòi hỏi thông tin, kiến thức và lĩnh hội kinh nghiệm. Dựa trên nhiều cuộc trao đổi với các bên liên quan và các chuyên gia của DEA, mục tiêu kế hoạch ban đầu của dự án Hỗ trợ xây dựng QHĐ 8 giai đoạn 2 của Chương trình DEPP và liên quan chặt chẽ đến dự án Hỗ trợ phát triển điện gió ngoài khơi có 2 kịch bản nổi lưới cho các dự án điện gió ngoài khơi ở tỉnh Bình Thuận (là nơi có các địa điểm triển vọng nhất):

	2025	2030
Kịch bản 1	1 GW	5 GW
Kịch bản 2	2 GW	10 GW

Tất cả các kịch bản và lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi sẽ tuân theo đường cong lĩnh hội kinh nghiệm S (xem ở dưới đây). Từ kinh nghiệm quốc tế (Ireland và Đức), chúng ta có thể có giai đoạn khởi động kéo dài vài năm (3-4 năm) trong đó lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi sẽ được dự thảo, tham vấn các bên liên quan (trong nước và quốc tế), thiết lập chức năng nguồn, đánh giá, pha trộn những cơ chế hỗ trợ, ưu đãi ... Tại giai đoạn khởi đầu này, một dự án trình diễn thí điểm sẽ được thực hiện để đánh giá những vấn đề tài chính, công nghệ, hậu cần, mô phỏng nghiên cứu và phát triển.

Ở giai đoạn sau, khi thị trường đã chín muồi, có thể áp dụng cơ chế đấu thầu cho các dự án điện gió đối với các nhà phát triển dự án quốc tế và trong nước; tuy nhiên, mô hình đấu thầu được khuyến nghị chỉ bắt đầu thực hiện sau khi đã nghiên cứu kỹ và triển khai trình diễn, nhằm tạo các điều kiện chuẩn bị tiên quyết giúp cho quá trình đầu tư thực hiện dự án của các nhà phát triển dự án được dễ dàng hơn.



Hình 4: Lộ trình và các điều kiện cần chuẩn bị để phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam

Một số thông tin đầu vào cho đấu thầu cạnh tranh và các bài học kinh nghiệm⁴:

Câu hỏi liệu đấu thầu dự án điện gió, đặc biệt đối với điện gió ngoài khơi, có thể áp dụng ở Việt Nam hay không, là một câu hỏi phức tạp, đòi hỏi mức độ phân tích sâu và sự hiểu biết rõ bối cảnh chính trị kinh tế và năng lượng. Cần lưu ý rằng tư vấn chỉ trình bày sự hiểu biết súc tích vấn đề từ những nghiên cứu trước đây và những kinh nghiệm của quốc tế dựa vào đánh giá riêng của tư vấn. Các điều kiện tiên quyết cho đấu thầu thành công bao gồm:

- Thị trường đủ lớn,
- Mức cạnh tranh cao,
- Thị trường chín muồi và có khung chính sách tốt về quản lý đấu thầu
- Minh bạch trong phát triển thị trường dài hạn.

⁴ Theo yêu cầu bổ sung của Phòng NL mới và NLTT, Cục Điện lực và NLTT.

Những điều kiện tiên quyết cho chuyển dịch sang đấu thầu thành công	Gợi ý cho Việt Nam
1. Quy mô thị trường trong nước đủ lớn	Thị trường điện gió ở Việt Nam còn tương đối nhỏ, và chưa có điện gió ngoài khơi. Đến năm 2020, công suất điện gió mới chỉ hơn 300 MW (8 trang trại điện gió) đã được lắp đặt theo cơ chế biểu giá FIT. Quy mô trung bình của các dự án cũng tương đối nhỏ. Quy mô thị trường lớn hơn ở Việt Nam sẽ dẫn đến cạnh tranh hơn và giá thấp hơn. Ở giai đoạn đầu của phát triển điện gió ngoài khơi, không cần định hướng giá thấp hơn giá FIT.
2. Mức cạnh tranh cao	Do nhiều lý do, thị trường điện gió ở Việt Nam bị thống lĩnh bởi một nhóm nhỏ và đối tượng phát triển điện gió ngoài khơi chưa được xác định. Sự quan tâm từ các nhà đầu tư quốc tế còn ít, một phần do điểm tín dụng hạn chế của EVN và do dự án có thể khó vay vốn tại ngân hàng. Mức độ cạnh tranh cao hơn ở Việt Nam sẽ làm cho giá ở các vòng đấu thầu trong tương lai thấp hơn. Nếu đấu thầu OSW sớm được đưa vào thực hiện (v.d. năm 2022), thì nhóm đối tượng thống lĩnh (trong nước và quốc tế) chắc chắn sẽ chào giá cao hơn hoặc đấu thầu không thành công). Điểm tín dụng của đơn vị mua điện (EVN) cũng là yếu tố hạn chế sức cạnh tranh của những đơn vị quốc tế tham gia thị trường.
3. Thị trường chín muồi và khung chính sách	Tại Việt Nam, một số đơn vị phát triển dự án điện gió cho biết hiện chưa có các quy trình tiêu chuẩn và hợp lý cho phát triển điện gió. Do đó, cần khuyến nghị hợp lý hóa tất cả các quá trình hành chính (bao gồm thủ tục nối lưới minh bạch) ở Việt Nam trước khi đưa cơ chế đấu thầu vào thực hiện. Khuyến nghị này đặc biệt phù hợp với OSW khi có sự tham gia của nhiều tổ chức khác nhau (cục quản lý biển, quân sự biển, đánh cá, vận tải biển, các hoạt động dầu – khí).
4. Minh bạch trong phát triển thị trường dài hạn	Việt Nam đã thực hiện bước đi quan trọng đầu tiên bằng việc xác định mục tiêu phát triển năng lượng gió đến năm 2030. Tuy nhiên, các mục tiêu dài hạn hơn cho OSW chưa được thiết lập. Và đối với OSW, năm 2050 được kỳ vọng sẽ có tín hiệu rõ ràng hơn cho cộng đồng năng lượng gió quốc tế và khi đó cũng có thể giúp Việt Nam kết nối được các lợi ích kinh tế - xã hội.

Nguồn: Chọn lọc từ “Đánh giá tính ứng dụng của đấu thầu năng lượng gió cho Việt Nam – Tổng quan toàn diện”; GIZ 2018.

Danh sách các cảng biển đang hoạt động và trong quy hoạch theo Quyết định số 1037/QĐ-TTg, ngày 24/6/2014.

STT	Tên	Trạng thái	2015 (1000 DWT)	2020 (1000 DWT)	Loại
1	Vạn Gia	Đã vận hành	5 - 10	5 - 10	Đa mục đích
2	Hải Hà	Quy hoạch	30 - 50	30 - 80	Đa mục đích
3	Vạn Hoa - Mũi Chùa	Đã vận hành	3 - 5	3 - 5	Đa mục đích
4	Cẩm Phả	Đã vận hành	20 - 70	20 - 80	Đa mục đích
5	Hòn Gai	Đã vận hành			Đa mục đích
5.1	Cái Lân	Đã vận hành	20 - 50	20 - 50	Đa mục đích , công ten nơ
5.2	Xi măng Thăng Long, Hạ Long	Đã vận hành	10 - 20	10 - 20	Than, xi măng, clinker
5.3	Dầu - B12	Đã vận hành	10 - 40	-	Lỏng
6	Hải Phòng	Đã vận hành			Đa mục đích
6.1	Lạch Huyện	Quy hoạch	50 - 80	50 - 80	Công ten nơ,
6.2	Đình Vũ	Đã vận hành	20 - 30	20 - 30	Đa mục đích
6.3	Sông Cấm	Đã vận hành	5 - 10	5 - 10	Đa mục đích
6.4	Yên Hưng	Quy hoạch	30 - 40	30 - 40	Mục đích riêng
6.5	Diêm Điền, Hải Thịnh	Đã vận hành	1 - 10	1 - 10	Đa mục đích
6.6	Nam Đồ Sơn	Quy hoạch	-	-	Quân đội
7	Nghi Sơn	Đã vận hành			Đa mục đích
7.1	Bắc Nghi Sơn	Quy hoạch	10 - 30	10 - 30	Dầu, xi măng,
7.2	Nam Nghi Sơn	Đã vận hành	30 - 50	30 - 50	Đa mục đích
7.3	Đảo Mê	Quy hoạch	trên 100	trên 100	Dầu, than có nhà máy điện
7.4	Lễ Môn, Quảng Châu, Quảng Nham	Đã vận hành & quy hoạch	1 - 2	1 - 2	Đa mục đích
8	Nghệ An	Đã vận hành			Đa mục đích
8.1	Cửa Lò	Đã vận hành	10 - 20	10 - 20	Đa mục đích
8.2	Đồng Hới	Quy hoạch	10 - 30	10 - 30	Than, vận liệu xây dựng
8.3	Cửa Hội, Bến Thủy	Đã vận hành	1 - 3	1 - 3	Đa mục đích
9	Sơn Dương - Vũng Áng	Đã vận hành			Đa mục đích
9.1	Vũng Áng	Đã vận hành	10 - 50	10 - 50	Đa mục đích
9.2	Sông Dương	Quy hoạch	200 - 300	200 - 300	Đa mục đích
9.3	Xuân Hải – Cửa Sót	Đã vận hành	1 - 2	1 - 2	Đa mục đích
10	Quảng Bình	Đã vận hành			Đa mục đích
10.1	Hòn La	Đã vận hành	10 - 20	10 - 20	Đa mục đích
10.2	Sông Gianh, Nhật Lệ	Đã vận hành	1 - 2	1 - 2	Đa mục đích

11	Quảng Trị	Đã vận hành			Đa mục đích
11.1	Cửa Việt	Đã vận hành	1 - 3	1 - 3	Đa mục đích
11.2	Mỹ Thủy	Quy hoạch		20 - 50	Đa mục đích
12	Thừa Thiên Huế	Đã vận hành			Đa mục đích
12.1	Chân Mây	Đã vận hành	10 - 30	30 - 50	Đa mục đích
12.2	Thuận An	Đã vận hành	1 - 3	1 - 3	Đa mục đích
13	Đà Nẵng	Đã vận hành			Đa mục đích
13.1	Tiên Sa - Sơn Trà	Đã vận hành	10 - 30	10 - 50	Đa mục đích
13.2	Sông Hàn – Thọ Quang	Đã vận hành	1 - 20	1 - 20	Đa mục đích
13.3	Liên Chiểu	Đã vận hành	5 - 20	5 - 80	Đa mục đích
14	Kỳ Hà	Đã vận hành	5 - 20	5 - 20	Đa mục đích
15	Dung Quất	Đã vận hành			Đa mục đích
15.1	Dung Quất I	Đã vận hành	10 - 70	10 - 70	Đa mục đích
15.2	Dung Quất II	Quy hoạch	100 - 300	100 - 300	Đa mục đích
15.3	Sa Kỳ	Đã vận hành	1	1	Đa mục đích
16	Quy Nhơn	Đã vận hành			Đa mục đích
16.1	Quy Nhơn – Thị Nại	Đã vận hành	10 - 30	10 - 30	Đa mục đích
16.2	Nhơn Hội	Quy hoạch	20 - 50	20 - 50	Đa mục đích
16.3	Đồng Đa, Đền Gi, Tam Quan	Quy hoạch	2 - 10	2 - 10	Đa mục đích
17	Vũng Rô	Đã vận hành			Đa mục đích
17.1	Tây Vũng Rô	Đã vận hành	5 - 10	5 - 10	Đa mục đích
17.2	Đông Vũng Rô	Quy hoạch	100 - 250	100 - 250	Đa mục đích
18	Vân Phong	Đã vận hành			Đa mục đích
18.1	Đầm Môn	Quy hoạch	80 - 120	120 - 200	Công ten nơ
18.2	Mỹ Giang	Đã vận hành	100 - 400	100 - 400	Dầu
18.3	Dốc Lết - Ninh Thủy	Đã vận hành	50 - 100	50 - 100	Đa mục đích
19	Nha Trang - Ba Ngòi	Đã vận hành			Đa mục đích
19.2	Ba Ngòi	Đã vận hành	10 - 50	30 - 50	Đa mục đích
20	Cà Ná	Đã vận hành	100 - 200	100 - 200	Đa mục đích
21	Vĩnh Tân	Quy hoạch	50 - 100	50 - 200	Cho nhà máy điện
22	Kê Gà	Quy hoạch			Đa mục đích
22.1	Kê Gà Bắc	Quy hoạch	50 - 80	50 - 80	Đa mục đích
22.2	Kê Gà Nam	Quy hoạch	10 - 30	10 - 30	Đa mục đích
22.3	Phú Quý	Đã vận hành	1 - 2	1 - 2	Đa mục đích
23	Vũng Tàu	Đã vận hành			Đa mục đích
23.1	Cái Mép, Dinh	Đã vận hành	80 - 100	80 - 100	Đa mục đích
23.2	Phú Mỹ	Đã vận hành	50 - 80	50 - 80	Đa mục đích
23.3	Long Sơn	Quy hoạch	200 - 300	200 - 300	Đa mục đích
23.4	Sông Dinh	Đã vận hành	5 - 30	5 - 30	Đa mục đích

23.6	Đầm - Côn Đảo	Đã vận hành	1 - 5	1 - 5	Đa mục đích
24	Đồng Nai	Đã vận hành			Đa mục đích
24.1	Phước An - Gò Dầu	Đã vận hành	30 - 60	30 - 60	Đa mục đích
24.2	Phú Hữu - Nhơn Trạch	Đã vận hành	10 - 30	10 - 30	Đa mục đích
24.3	Đồng Nai	Đã vận hành	3 - 5	3 - 5	Đa mục đích
25	TP HCM	Đã vận hành			Đa mục đích
25.1	Hiệp Phước	Đã vận hành	20 - 50	20 - 80	Đa mục đích
25.2	Cát Lái	Đã vận hành	20 - 30	20 - 30	Đa mục đích
25.3	Sài Gòn - Nhà Bè	Đã vận hành	10 - 30	10 - 30	Đa mục đích
25.4	Cần Giuộc - Gò Công	Quy hoạch	20 - 50	20 - 50	Đa mục đích
26	Cần Thơ	Đã vận hành			Đa mục đích
26.1	Cái Cui	Đã vận hành	10 - 20	10 - 20	Đa mục đích
26.2	Hoàng Diệu - Bình Thủy	Đã vận hành	10	10	Đa mục đích
26.3	Trà Nóc - Ô Môn	Đã vận hành	5 - 10	5 - 10	Đa mục đích
27	Đồng Tháp	Đã vận hành	3 - 5	3 - 5	Đa mục đích
28	Tiền Giang	Đã vận hành	3 - 5	3 - 5	Đa mục đích
29	Vĩnh Long	Đã vận hành	3 - 5	3 - 5	Đa mục đích
30	Bến Tre	Đã vận hành	3 - 5	3 - 5	Đa mục đích
31	An Giang	Đã vận hành	5 - 10	5 - 10	Đa mục đích
32	Hậu Giang	Quy hoạch	10 - 20	10 - 20	Đa mục đích
33	Trà Vinh	Quy hoạch	10 - 20	10 - 20	Đa mục đích
34	Sóc Trăng	Quy hoạch	10 - 20	10 - 20	Đa mục đích
35	Cà Mau	Đã vận hành	3 - 5	3 - 5	Đa mục đích
36	Kiên Giang	Đã vận hành			Đa mục đích
36.1	Hòn Chông	Không vận hành	2 - 5	2 - 5	Đa mục đích
36.2	Bình Trị	Đã vận hành	5 - 7	5 - 7	Đa mục đích
36.3	Bãi Nò - Hà Tiên	Quy hoạch	2 - 3	2 - 3	Đa mục đích
37	Phú Quốc	Quy hoạch			Đa mục đích
37.1	An Thới	Đang xây dựng	30 - 50	30 - 50	Đa mục đích
37.2	Vĩnh Đạm	Quy hoạch	1 - 5	1 - 5	Đa mục đích

Phụ lục B – Những yêu cầu của các nhà phát triển dự án đối với những dự án triển khai tại thị trường mới theo CIP/COP

Các vấn đề cần cân nhắc khi tham gia thị trường mới đối với các nhà phát triển dự án điện gió ngoài khơi



Báo cáo cho Cục Năng lượng Đan Mạch (DEA)
Ngày 17 tháng 4 năm 2020



Chỉ có các đối tượng phù hợp¹ được cho phép mới được phép tiếp cận và đọc tài liệu này. Tài liệu này có thể chứa thông tin bảo mật và sẽ không được phép tiết lộ cho bên thứ ba bất kỳ, được tham chiếu hoặc công bố mà không có sự cho phép trước bằng văn bản của CIP.


Các nhà phát triển dự án xem xét nhiều yếu tố khi đánh giá các dự án điện gió ngoài khơi tại các thị trường mới

Cam kết của chính phủ đối với điện gió ngoài khơi và giá điện ổn định là chìa khóa để cân bằng các rủi ro khi tham gia thị trường mới



Giá mua điện hợp lý, hợp đồng PPA khả thi về tài chính và khung pháp lý thuận lợi là chìa khóa để bù đắp cho các rủi ro khi tham gia mới


Các nhà phát triển dự án nhìn chung có thể giải quyết các thách thức về kỹ thuật và chuỗi cung ứng nếu đã có các điều kiện cơ bản về tài chính và pháp lý



Giá mua điện hợp lý

- Mức giá điện cần phải bao gồm tất cả các chi phí đầu tư và vận hành, và đem lại lợi nhuận cho nhà đầu tư
- Chi phí đầu tư tại các thị trường mới thường cao hơn do các chuỗi cung ứng chưa phát triển đầy đủ, thiếu cơ sở hạ tầng, năng lực chuyên gia trong nước còn yếu, và chi phí phát triển dự án cao do khung pháp lý chưa hoàn thiện, rủi ro tín dụng, v.v

Giá mua điện yêu cầu



Các điều khoản PPA khả thi về tài chính

Các bên cho vay và cơ quan tín dụng xuất khẩu đòi hỏi đáp ứng một số điều khoản nhất định trong PPA, bao gồm:

- 1. Quyền can thiệp**
 - Yêu cầu riêng đối với các dự án quy mô lớn
 - Có cơ chế cho phép bên cho vay tiếp tục vận hành sản xuất nếu bên vay không trả được nợ
- 2. Cơ chế trong trường hợp cắt giảm công suất và sự cố lưới điện**
 - Có cơ chế để hạn chế thiệt hại không thể lường trước do cắt giảm công suất và sự cố lưới điện
- 3. Bảo vệ dự án khi quy định pháp luật thay đổi**
 - Đảm bảo các điều khoản chính trong PPA và giá mua điện không thay đổi, trong trường hợp có sự thay đổi về quy định pháp luật
- 4. Diễn đàn đối thoại quốc tế**
 - Các dự án điện gió ngoài khơi đòi hỏi vốn đầu tư nước ngoài lớn với yêu cầu chuyên môn cụ thể, do đó cần có một diễn đàn đối thoại quốc tế
- 5. Cơ chế trong trường hợp trì hoãn nối lưới**
 - Có cơ chế để hạn chế thiệt hại không thể lường trước do chậm trễ nối lưới

Cần có một khung pháp lý mạnh mẽ để cung cấp:

- Thông tin sớm về độc quyền dự án và các mức giá điện
- Các quyền rõ ràng về phát triển và sử dụng địa điểm dự án
- Sự chắc chắn cao về nguồn thu của dự án
- Các cơ chế giảm nhẹ rủi ro tín dụng cho các bên cho vay

3

Trường hợp của Đài Loan

Nghiên cứu điển hình về dự án điện gió ngoài khơi của Đài Loan: Làm thế nào Đài Loan trở thành thị trường chính đầu tiên cho điện gió ngoài khơi tại châu Á

Cam kết của chính phủ & giá mua điện cao thu hút sự quan tâm của các nhà phát triển dự án trên toàn cầu

1 Nguồn gió tốt & điều kiện địa điểm dự án

Tốc độ gió 9,5-10,5m/s, độ sâu vùng nước dưới 50m, gần bờ (5-60km)

5 Kế hoạch chuyển giao rõ ràng đối với lưới điện và các cảng

Các kế hoạch rõ ràng về nâng cấp cơ sở hạ tầng cần thiết, được chính phủ hỗ trợ. Chính phủ lắng nghe các ý kiến góp ý và tích cực phản hồi cho các nhà phát triển dự án và nhà cung cấp

2 Cam kết dài hạn của chính phủ

Chính sách nhất quán cho 36 địa điểm dự án được công bố vào năm 2015 và cam kết công suất 10GW vào năm 2030. Các động lực rõ ràng nhằm giảm dần điện nguyên tử và tăng khả năng tự chủ về năng lượng

6 "Luật chơi" và khung pháp lý rõ ràng, minh bạch

Quá trình cạnh tranh minh bạch. Các cơ quan chính phủ tận tâm và có các quy định về NLTT, với các hướng dẫn cụ thể cho điện gió ngoài khơi

3 Giá mua điện cao

Một mức giá mua điện rất cao (cao hơn ~70% so với châu Âu) bù đắp cho các rủi ro khi tham gia thị trường mới: chính sách không ổn định, chuỗi cung ứng chưa phát triển đầy đủ, các yêu cầu trong nước, động đất và bão nhiệt đới, bất ổn chính trị

7 Điều kiện khi tham gia cạnh tranh

Yêu cầu phải trải qua cuộc cạnh tranh quy mô giới hạn về đánh giá tác động môi trường (EIA) để trở thành các nhà phát triển dự án có năng lực

4 Đảm bảo giá dài hạn

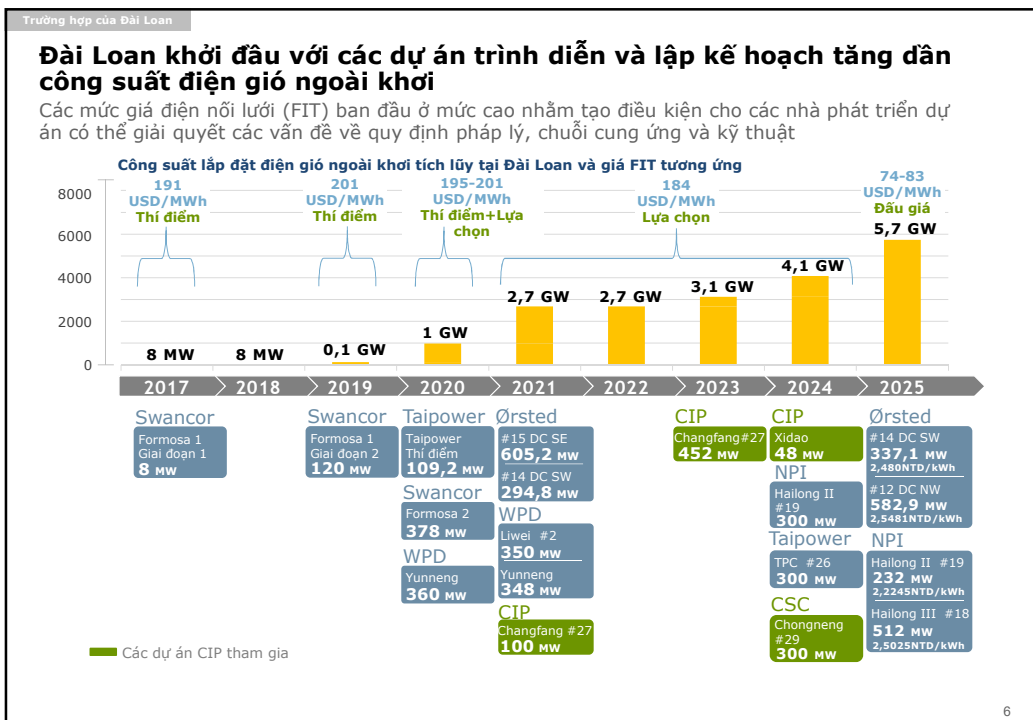
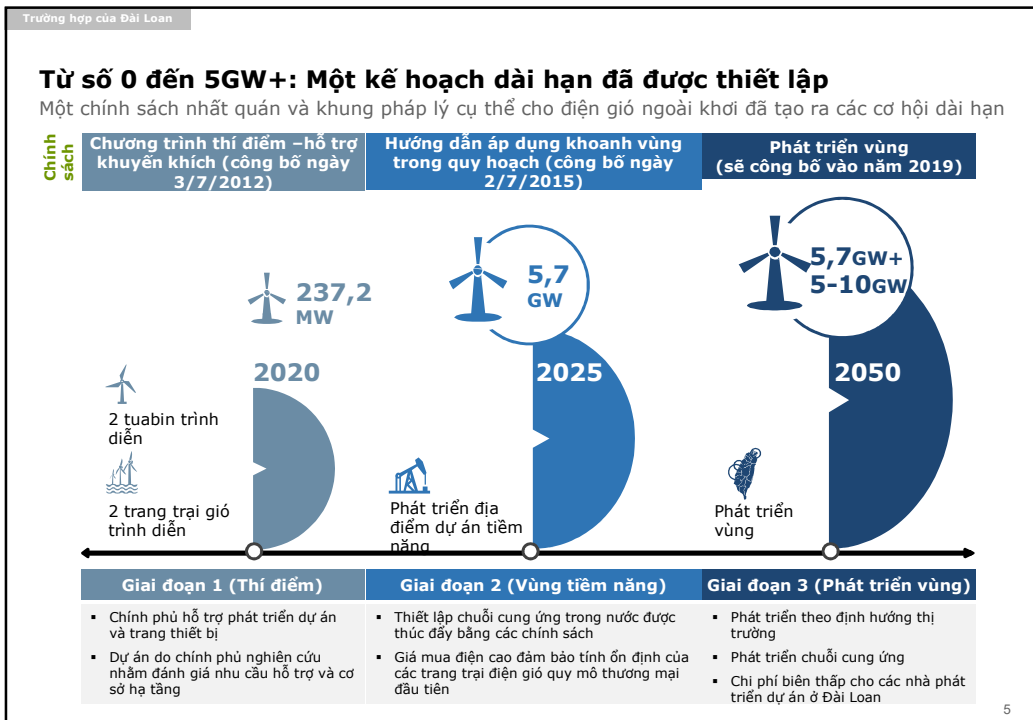
Hợp đồng ổn định 20 năm với đơn vị vận hành lưới điện do nhà nước sở hữu

8 Quốc gia tiên phong tại châu Á

Đài Loan đã cung cấp cho các nhà phát triển dự án cơ sở ban đầu vững chắc để tìm kiếm cơ hội mở rộng kinh doanh tại châu Á. Sự tham gia của các nhà phát triển dự án và các nhà cung cấp đã tạo nên động lực thúc đẩy phát triển.

4

2



Trường hợp của Đài Loan

Chính phủ áp dụng sáng kiến nhằm phát hiện, đánh giá và xác định đặc điểm của các địa điểm dự án

36 địa điểm tiềm năng đã được xác định dựa trên nguồn gió, độ sâu vùng nước và tác động môi trường

Cách tiếp cận phân vùng địa điểm dự án

- Năm 2015 chính phủ đã công bố 36 địa điểm tiềm năng và hướng dẫn phát triển dự án
- Các viện nghiên cứu được ủy thác tiến hành đánh giá các địa điểm dựa trên các tiêu chí sau:
 - ✓ **Nguồn gió (9,5-10,5m/s)**
 - ✓ **Độ sâu vùng nước (dưới 50m)**
 - ✓ **Khoảng cách từ bờ (5-60km)**
 - ✓ **Tránh các vùng nhạy cảm (quân sự, môi trường, cáp và đường ống hiện hữu)**

36 Địa điểm tiềm năng

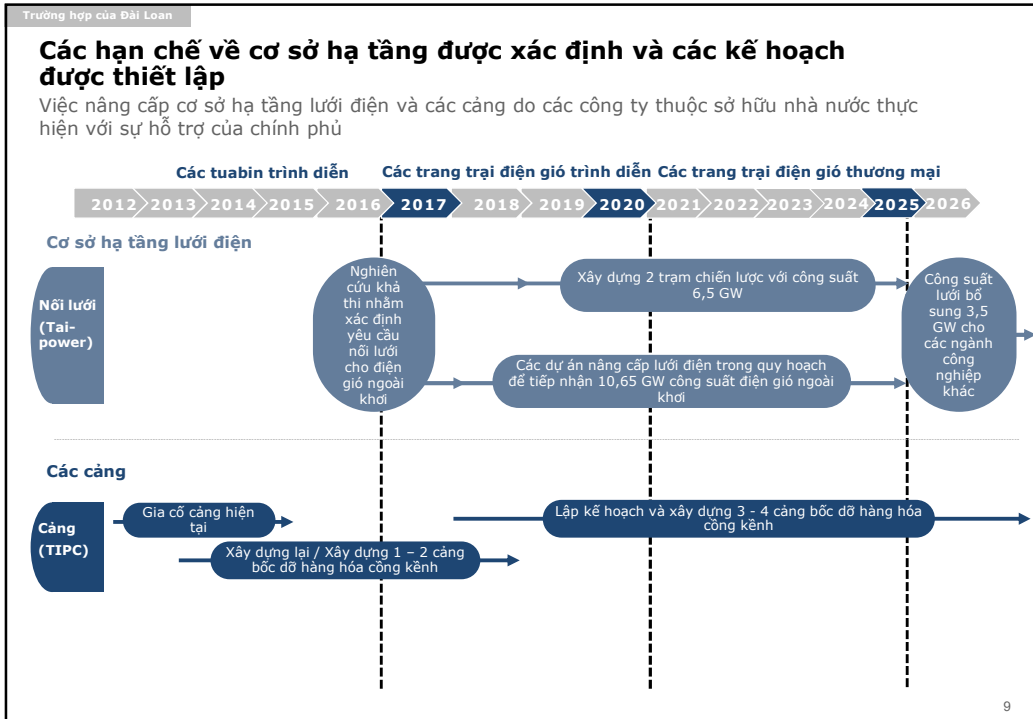
Trường hợp của Đài Loan

Các dự án điện gió ngoài khơi của Đài Loan trong quy hoạch theo các giai đoạn

Ưu tiên các dự án chuyển đổi từ hình thức chuyển giao sang nội địa hóa, từ đó chuyển sang chi phí cạnh tranh

	↑ Trước khi tham gia	↑↑ Giai đoạn lựa chọn - 3 GW	↑↑↑ Giai đoạn đấu thầu - 2,5 GW
		GD 1 (2020)	GD 2 (2021-2024)
Điều kiện tiên quyết	<ul style="list-style-type: none"> Văn phòng chuẩn bị tại Đài Loan Có khả năng về tài chính 	<ul style="list-style-type: none"> Đã trải qua GD chuẩn bị trước khi tham gia thị trường Văn bản có ý kiến của các cơ quan quản lý Kết nối lưới điện có sẵn 	<ul style="list-style-type: none"> Đã trải qua GD chuẩn bị trước khi tham gia thị trường Chỉ có các dự án đã tham gia giai đoạn Lựa chọn mới có đủ điều kiện tham gia đấu thầu
Quá trình	<ul style="list-style-type: none"> Đăng ký địa điểm dự án Đăng ký thủ tục đánh giá tác động môi trường với cơ quan quản lý môi trường 	<ul style="list-style-type: none"> Nộp đề xuất mô tả chi tiết vị trí đề nghị đầu nối lưới điện và năm đầu nối, năng lực kỹ thuật, thể mạnh tài chính và các sáng kiến cộng đồng Nộp kế hoạch nội địa hóa (2021-2024) Hợp đồng PPA có thể tiến hành thủ tục và giá mua điện cuối cùng được xác nhận sau đó 	<ul style="list-style-type: none"> Nộp giá chào thầu Giá trúng thầu được áp dụng cho hợp đồng PPA trong vòng 20 năm
Tiêu chuẩn lựa chọn	<ul style="list-style-type: none"> Tính khả thi của công suất dự án đề xuất và quy hoạch trang trại điện gió Đánh giá tác động môi trường 	<ul style="list-style-type: none"> Có thể chuyển giao các dự án đúng hạn Kế hoạch nội địa hóa (2021-2024) Các tiêu chuẩn đánh giá: <ul style="list-style-type: none"> Phát triển chuỗi cung ứng nội địa Năng lực kỹ thuật Liên kết xã hội và môi trường Khả năng tài chính 	<ul style="list-style-type: none"> Giá

Nguồn: Văn phòng Bộ Năng lượng Kinh tế, 2017



Trường hợp của Đài Loan

Các bài học chính từ Đài Loan

Chính phủ đóng vai trò chính trong việc đảm bảo thành công cho dự án điện gió ngoài khơi tại một thị trường mới

- **Giá FIT ổn định và tính đủ chi phí là cần thiết để bù đắp cho các chi phí và rủi ro khi tham gia một thị trường mới**
- **Nội địa hóa ngành đòi hỏi sự đầu tư của nhà cung cấp. Trong một môi trường không có tính cạnh tranh, tất cả các chi phí sẽ được chuyển sang các nhà phát triển dự án.** Giá FIT cần phản ánh đầy đủ các yêu cầu quy định trong nước.
- Việc phát triển một ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi mới sẽ đòi hỏi **sự điều phối tích cực và liên tục của chính phủ**, nhằm đảm bảo tiến độ của các dự án và sử dụng hiệu quả không gian và cơ sở hạ tầng
- **Tiến bộ công nghệ** và cải thiện **thông tin về địa điểm dự án** sẽ dẫn tới những thay đổi. **Quy định cần linh hoạt** sao cho các nhà phát triển dự án có thể khai thác tối ưu địa điểm các dự án của họ trong khuôn khổ thiết kế dự án.
- **Các dự án năng lượng được hỗ trợ tài chính, đem lại giá trị lợi nhuận cao là các dự án mang tính chính trị.** Sự ủng hộ của chính phủ trong giai đoạn đầu là cần thiết nhằm cung cấp thông tin cho công chúng và các cộng đồng địa phương về lợi ích của dự án điện gió ngoài khơi.

10