

KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG NĂNG LƯỢNG THỦY TRIỀU CHO GIÀN KHAI THÁC DẦU KHÍ VÀ GIÀN DK1 NGOÀI KHƠI VIỆT NAM

Trương Hoài Nam

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN)

Email: namth@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-03>

Tóm tắt

Trong bối cảnh nhu cầu điện của Việt Nam được dự báo tăng trưởng 8 - 10%/năm và mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, việc phát triển các nguồn năng lượng tái tạo biển được coi là định hướng chiến lược. Các nghiên cứu hải văn cho thấy Việt Nam có tiềm năng năng lượng biển rất lớn: gió ngoài khơi ước đạt 513 GW, năng lượng sóng khu vực Bắc Biển Đông đạt trên 20 kW/m và đặc biệt thủy triều tại Trường Sa có AEP đạt 3,3 - 27 GWh/năm ở mặt biển. Các khu vực Chim Biển, An Bang và Trường Sa Đông được đánh giá có tiềm năng cao nhất. Các giàn khai thác dầu khí và DK1 ngoài khơi có phụ tải điện liên tục nhưng chủ yếu đang phụ thuộc vào turbine khí và diesel.

Việc tích hợp turbine thủy triều tại chân giàn có thể thay thế một phần phụ tải nền 0,5 - 5 MW, giảm đáng kể tiêu thụ nhiên liệu, phát thải CO₂ và chi phí hậu cần. Nghiên cứu này cung cấp cơ sở khoa học và thực tiễn cho việc triển khai thí điểm turbine thủy triều trên giàn khai thác dầu khí và DK1 trong giai đoạn 2025 - 2030, hướng tới phát triển kinh tế biển xanh và thực hiện cam kết giảm phát thải của Việt Nam.

Từ khóa: Năng lượng thủy triều, giàn khai thác dầu khí, giàn DK1, năng lượng tái tạo biển, Trường Sa, phát thải CO₂, an ninh năng lượng.

1. Giới thiệu

Nhu cầu điện của Việt Nam dự báo tiếp tục tăng 8 - 10%/năm trong giai đoạn tới [1], trong khi Chính phủ đã cam kết đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 tại COP26 [2]. Việc phát triển các nguồn năng lượng tái tạo, đặc biệt là năng lượng biển, vì vậy đóng vai trò quan trọng đối với bảo đảm an ninh năng lượng và thực hiện mục tiêu giảm phát thải.

Trong số các nguồn năng lượng tái tạo biển, năng lượng thủy triều có ưu điểm nổi bật nhờ tính chu kỳ ổn định, khả năng dự báo chính xác và ít phụ thuộc vào điều kiện khí hậu hơn so với gió và mặt trời [3, 4]. Việt Nam sở hữu đường bờ biển dài hơn 3.200 km với điều kiện hải văn phong phú: tổng tiềm năng gió ngoài khơi ước đạt 513 GW; tốc độ gió trung bình khu vực DK1-7 đạt 6,37 m/s (2011 - 2020); mật độ năng lượng sóng tại Bắc Biển Đông có thể vượt 20 kW/m [3]. Đây là những tín hiệu thuận lợi để phát triển các công nghệ năng lượng biển ngoài khơi.

Trong khi đó, các giàn khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam vẫn phụ thuộc lớn vào turbine khí và máy phát diesel. Nhiều giàn có tổng công suất lắp đặt 10 - 20 MW và tiêu thụ hàng chục nghìn tấn nhiên liệu mỗi năm, phát thải hàng trăm tấn CO₂ mỗi ngày [5 - 10]. Đối với các DK1 phục vụ nhiệm vụ quốc phòng, nguồn điện chủ yếu dựa vào diesel công suất nhỏ, phụ thuộc nhiều vào hậu cần tiếp tế trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt.

Trên thế giới, các nghiên cứu và dự án thử nghiệm về tích hợp turbine thủy triều vào kết cấu giàn ngoài khơi đã chứng minh tính khả thi về kỹ thuật. Zheng và cộng sự [11] chỉ ra rằng turbine trực đứng lắp dưới chân giàn jacket có thể vận hành ổn định trong điều kiện dòng chảy 1,0 - 2,5 m/s với hệ số an toàn kết cấu đảm bảo. Kinh nghiệm này là tiền đề quan trọng cho việc đánh giá khả năng ứng dụng tại các giàn dầu khí Việt Nam và DK1.

Do đó, việc nghiên cứu tích hợp nguồn thủy triều vào hạ tầng ngoài khơi không chỉ có ý nghĩa kinh tế - môi trường mà còn góp phần nâng cao tự chủ năng lượng, giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và củng cố an ninh - quốc phòng trên biển.



Ngày nhận bài: 16/10/2025

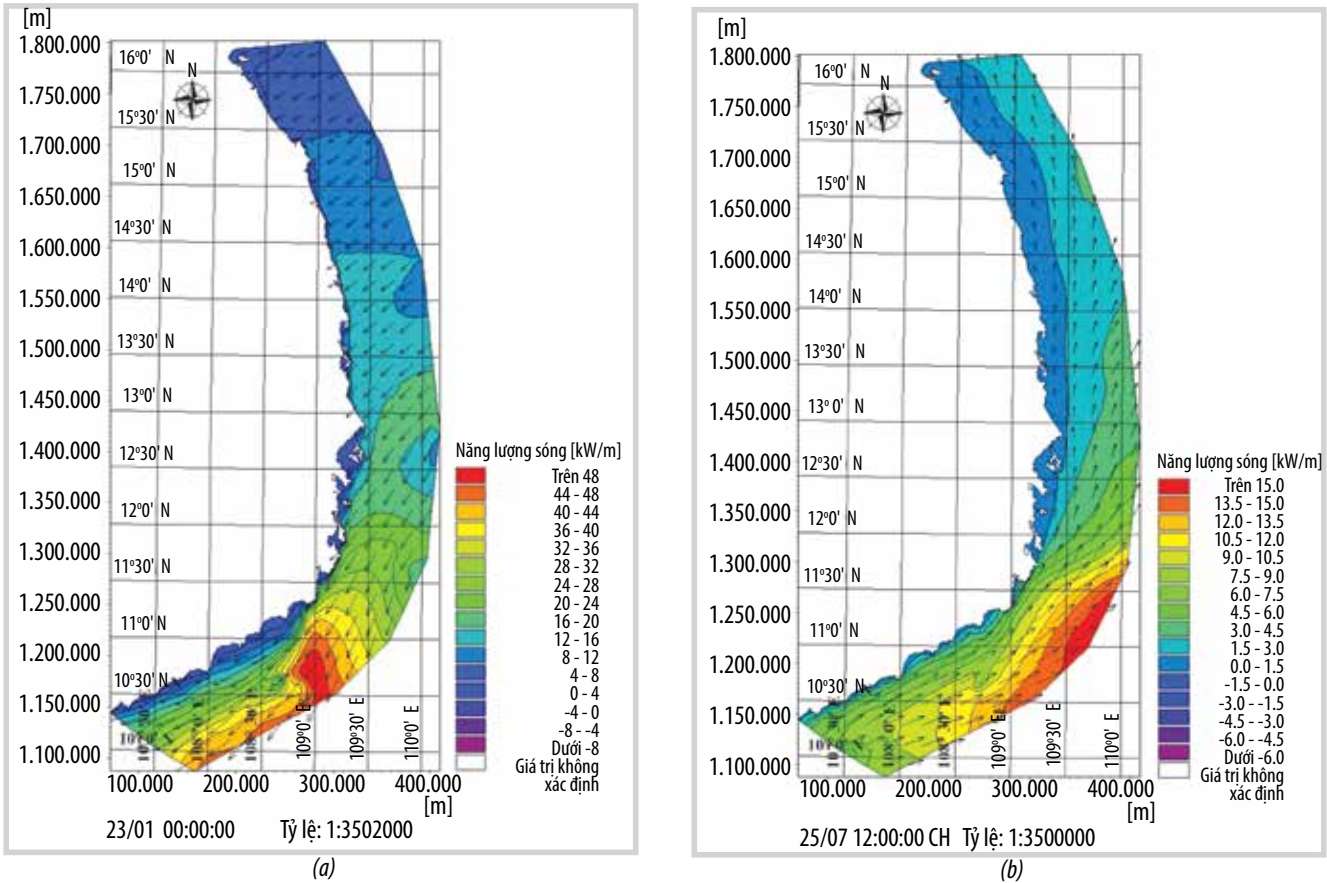
Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16 - 27/10/2025

Ngày bài báo được duyệt đăng: 27/10/2025

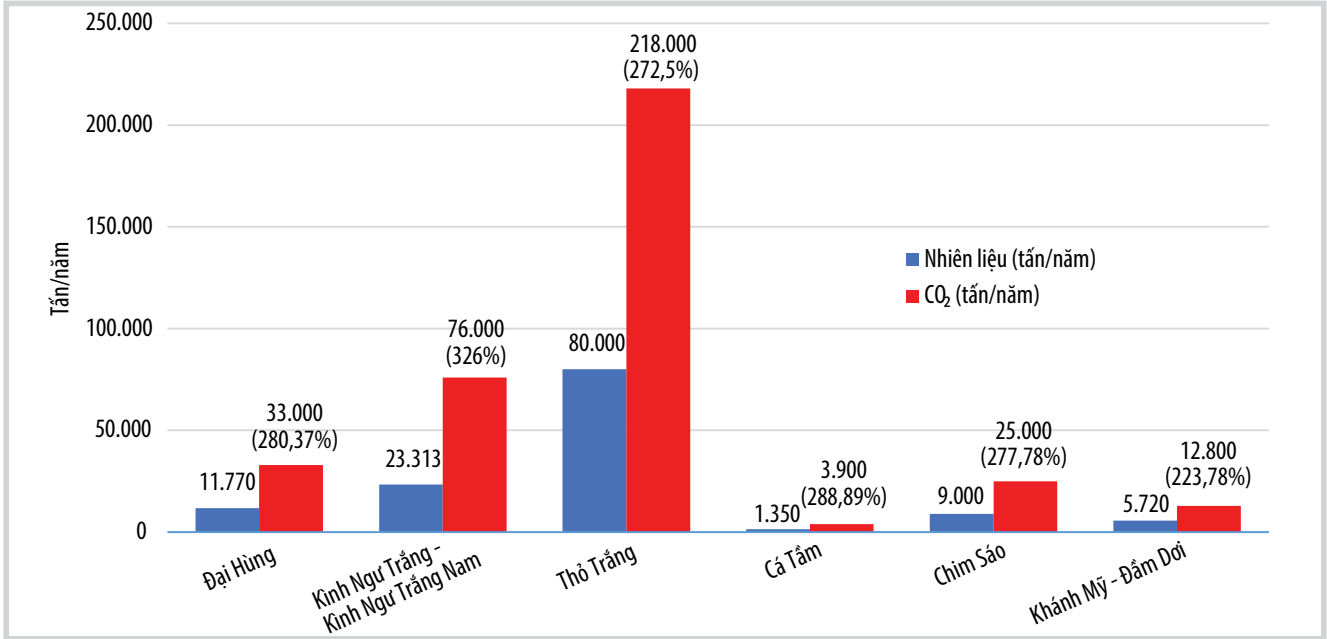
2. Cơ sở khoa học và phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu sử dụng các số liệu hải văn và thông tin kỹ thuật được tổng hợp từ báo cáo Bộ Nông nghiệp và Môi trường, các báo cáo đánh giá tác động môi trường mở đầu

khí ngoài khơi, cùng các tài liệu quốc tế về turbine thủy triều [3, 4, 11 - 13]. Dữ liệu bao gồm biên độ thủy triều, vận tốc dòng chảy, mật độ nước biển và nhu cầu điện của các giàn ngoài khơi Việt Nam.



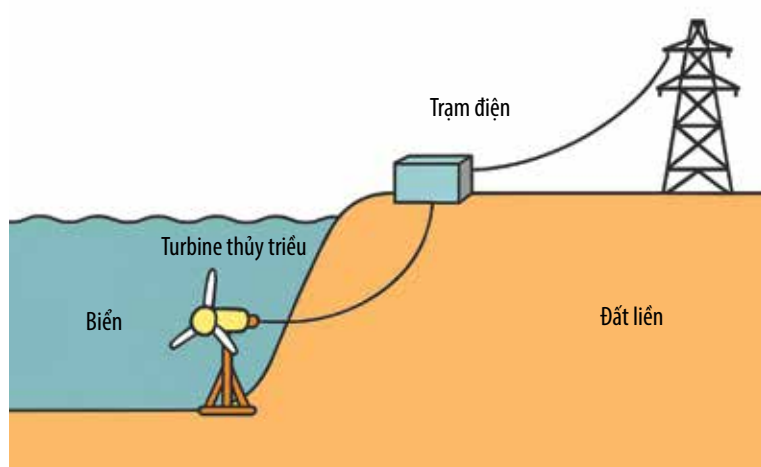
Hình 1. Bản đồ tiềm năng năng lượng biển Việt Nam khu vực Nam Trung Bộ (Biểu đồ năng lượng trong thời kỳ gió mùa Đông Bắc (a) và gió mùa Tây Nam (b) [3]).



Hình 2. Biểu đồ tiêu thụ nhiên liệu và phát thải CO₂ tại một số giàn dầu khí ở Việt Nam [5 - 10].



Hình 3. DK1 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam.



Hình 4. Sơ đồ nguyên lý phát điện thủy triều [14].



Hình 5. Các loại turbine thủy triều trục ngang (HAT), trục đứng (VAT), turbine có ống dẫn (ducted) và turbine nổi (floating) [12].

2.1. Nguyên lý phát điện thủy triều và phương pháp tính AEP

Năng lượng dòng chảy được chuyển đổi thành cơ năng quay rotor turbine và sau đó thành điện năng. Công suất phát tức thời $P_{(t)}$ của turbine được xác định theo công thức [12]:

$$P_{(t)} = \frac{1}{2} \rho A C_p v_{(t)}^3$$

Trong đó:

$P_{(t)}$: Công suất (W);

ρ : Mật độ nước biển ($\sim 1.025 \text{ kg/m}^3$);

A : Diện tích quét cánh turbine (m^2);

$v_{(t)}$: Tốc độ dòng chảy (m/s);

C_p : Hệ số công suất turbine chuyển đổi (30 - 45%).

Để phản ánh đúng tính chu kỳ của thủy triều, nghiên cứu sử dụng chuỗi vận tốc dòng chảy theo giờ trích từ số liệu đánh giá tác động môi trường khu vực Nam Côn Sơn và gành DK1. Các chuỗi này thể hiện chế độ bán nhật triều với 2 đỉnh tốc độ mỗi ngày, phù hợp với các thành phần M2, S2, K1, O1.

Công suất trung bình năm được xác định bằng tích phân công suất theo thời gian:

$$P_{mean} = \frac{1}{T} \int_0^T P_{(t)} dt$$

Sản lượng điện hàng năm (AEP) được tính bằng tích phân công suất theo thời gian, dựa trên chu kỳ bán nhật triều ($\approx 12,42$ giờ) và số ngày trong năm:

$$AEP = P_{mean} \times 8760 \times AF$$

Trong đó, AF - hệ số sẵn sàng của thiết bị (availability factor), là tỷ lệ thời gian dòng chảy có vận tốc lớn hơn vận tốc khởi động v_{ci} (thường 0,8 - 1 m/s). Giá trị AF được xác định từ dữ liệu thực đo hoặc chuỗi mô phỏng, dao động 0,45 - 0,5 đối với vùng DK1.

Bảng 1. Công suất lý thuyết của turbine AR1500 theo vận tốc dòng chảy

Vận tốc (m/s)	Diện tích quét (m^2)	Hiệu suất (%)	Công suất (kW)
1,5	254	40	~ 344
2,0	254	40	~ 814
2,5	254	40	1.588

Với turbine AR1500 (đường kính 18 m, $A = 254 \text{ m}^2$, $C_p = 0,40$), công suất lý thuyết được thể hiện trong Bảng 1.

Kết quả cho thấy khu vực có vận tốc 1,5 - 2,5 m/s phù hợp để khai thác bằng turbine trục ngang hoặc trục đứng cỡ nhỏ.

Đặc điểm nổi bật của thủy triều là chu kỳ biến thiên có thể dự báo chính xác, giúp nâng cao độ tin cậy so với điện gió hoặc điện mặt trời [3, 4].

2.2. Các công nghệ turbine thủy triều

Nhiều công nghệ turbine thủy triều đã được thương mại hóa trong 20 năm gần đây, có thể phân loại như sau [4, 12, 13]:

- Turbine trục ngang (HAT): hiệu suất cao (35 - 45%), phù hợp dòng chảy ổn định.
- Turbine trục đứng (VAT): khai thác dòng chảy hai chiều, thuận tiện cho bố trí tại chân giàn.
- Turbine có ống dẫn (ducted turbine): tăng tốc dòng chảy, thích hợp vùng vận tốc thấp.
- Turbine nổi: lắp đặt trên kết cấu nổi, phù hợp vùng nước sâu.

Một số turbine thương mại đạt 0,5 - 1,5 MW/đơn vị, điển hình là AR1500 (Atlantis Resources) tại dự án MeyGen (Scotland). Các thử nghiệm cho thấy khả năng vận hành ổn định trong môi trường biển khắc nghiệt.

Đối với kết cấu giàn dầu khí, nghiên cứu của Zheng [11] chứng minh rằng turbine trục đứng kiểu H-Darrieus lắp dưới chân giàn jacket có tải trọng động nhỏ, hệ số sử dụng kết cấu (UC) < 0,5 và thuận lợi cho bảo trì.

Dự án Morlais (Wales, 2024) sử dụng nền móng tripod tương tự giàn cố định (jacket) tại Việt Nam, cho thấy tiềm năng tích hợp turbine dưới chân giàn là hoàn toàn khả thi.

Năm 2024, Nova Innovation triển khai Morlais Tidal Energy Demonstration Zone (Anglesey, Wales), được Chính phủ Anh hỗ trợ 31 triệu GBP qua chương trình Tidal Stream Demonstrator. Dự án sử dụng khung đế 3 chân đặt ở độ sâu 20 - 40 m và phương pháp lắp đặt module bằng tàu cầu jack-up, cho phép turbine 1 - 1,5 MW hạ thủy/bảo trì nhanh. Cấu hình này tương đồng giàn cố định (jacket platform) của các mỏ dầu khí Việt Nam, cho thấy khả năng tích hợp turbine vào chân giàn hiện hữu là khả thi về kỹ thuật và an toàn kết cấu [15] (Hình 7).



Hình 6. Turbine AR1500 tại dự án MeyGen (Scotland) [13].



Hình 7. Chân đế và lắp đặt turbine năng lượng thủy triều công suất 1 - 1,5 MW tại dự án Morlais (Anglesey, 2024).

3. Đánh giá khả năng ứng dụng turbine thủy triều tại Việt Nam

3.1. Đặc điểm thủy triều, gió và sóng

Với hơn 3.200 km bờ biển, Việt Nam chịu ảnh hưởng của chế độ bán nhật triều và nhật triều, tạo điều kiện thuận lợi cho phát triển năng lượng biển. Số liệu quan trắc và mô hình hải văn cho thấy biên độ thủy triều phổ biến 1,5 - 4 m và vận tốc dòng chảy 1,0 - 2,5 m/s tại nhiều vùng ven bờ [3, 4].

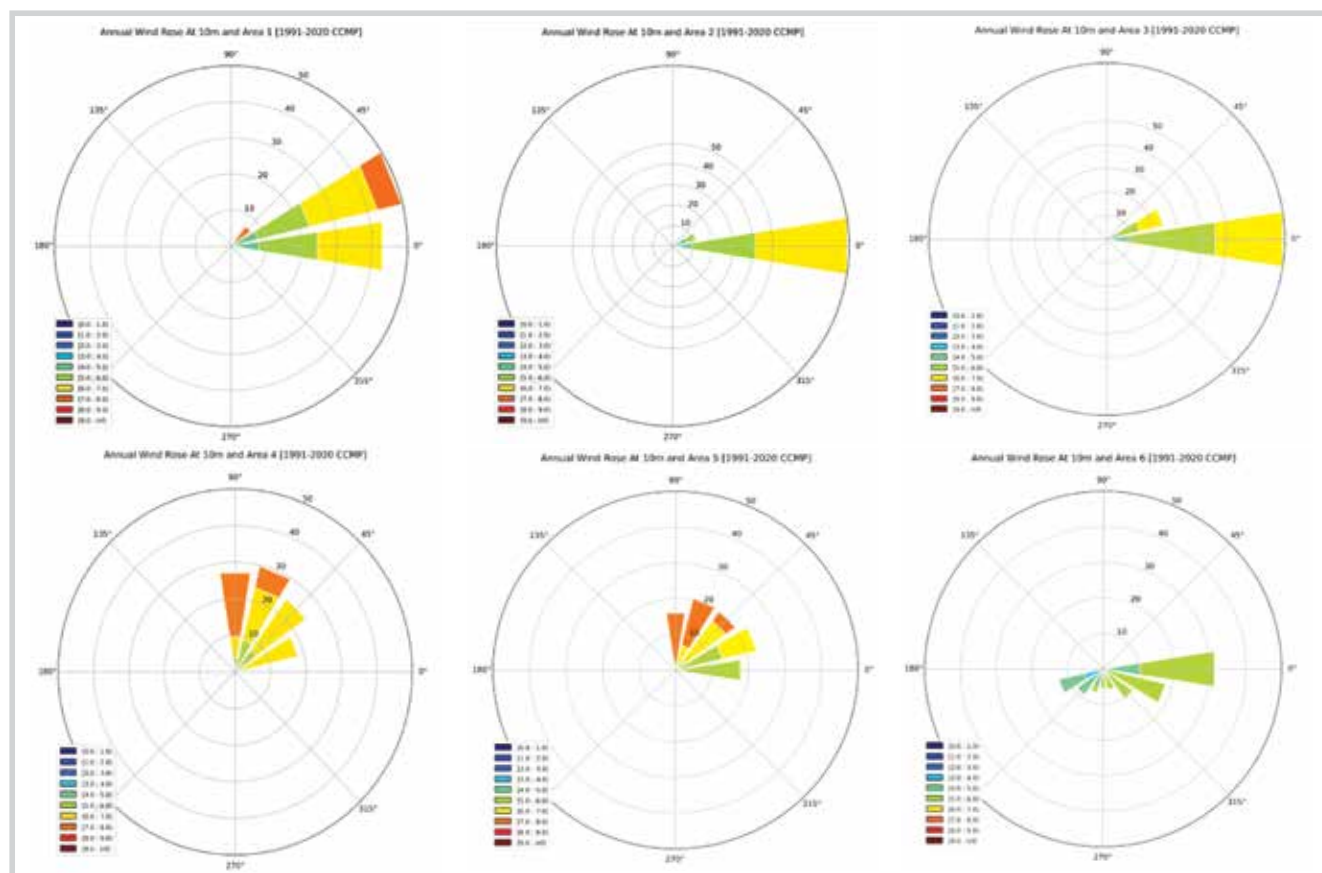
Theo Bộ Nông nghiệp và Môi trường, tiềm năng năng lượng biển của Việt Nam rất lớn: tổng tiềm năng gió ngoài khơi ước đạt 513 GW, tốc độ gió trung bình tại cụm giàn DK1 - 7 đạt 6,37 m/s (2011 - 2020), trong khi mật độ năng lượng sóng vùng Bắc Biển Đông có thể vượt 20 kW/m. Đây là các yếu tố thuận lợi để kết hợp nhiều nguồn năng lượng biển, trong đó có thủy triều.

Bảng 2 trình bày đặc trưng hải văn của các khu vực ven biển cho thấy nhiều khu vực có vận tốc dòng chảy 1,5 - 2,5 m/s - khoảng giá trị phù hợp cho turbine thủy triều công suất 0,5 - 1,5 MW.

Bảng 2. Đặc trưng hải văn các vùng biển Việt Nam [3, 5, 9]

Khu vực	Biên độ triều (m)	Dòng chảy trung bình Đông Bắc (m/s)	Dòng chảy trung bình Tây Nam (m/s)	Dòng chảy cực đại (m/s)	Hs trung bình Đông Bắc (m)	Hs trung bình Tây Nam (m)	Tp trung bình Đông Bắc (s)	Tp trung bình Tây Nam (s)
Vịnh Bắc Bộ	2,0 - 4,0	1,5 - 2,5	1,2 - 2,0	$\geq 2,5$ (eo/lạch)	1,5 - 2,5	0,8 - 1,5	6 - 9	5 - 7
Bắc Trung Bộ	1,5 - 3,0	1,0 - 1,8	0,8 - 1,5	$\approx 2,0$ (cửa sông)	1,2 - 2,2	0,7 - 1,3	6 - 8	5-7
Nam Trung Bộ	1,0 - 2,0	1,0 - 1,8	1,0 - 1,8	$\approx 2,0$ (mũi/đèo)	1,5 - 2,5	1,0 - 2,0	6 - 9	6 - 8
Nam Bộ (Cửu Long - Nam Côn Sơn)	1,8 - 3,0	1,0 - 1,5	1,0 - 2,0	$\approx 2,0$	1,2 - 2,0	1,0 - 1,8	6 - 8	6 - 8
Eo/cửa hẹp (Côn Đảo - Phú Quốc...)	2,0 - 3,5	1,5 - 2,0	1,5 - 2,0	2,5 - 3,0	1,0 - 2,0	0,8 - 1,5	5 - 8	5 - 7

Ghi chú: Hs - chiều cao sóng có ý nghĩa; Tp - chu kỳ sóng đỉnh. Các giá trị sẽ được cập nhật khi trích xuất số liệu cụ thể theo vùng mỏ.



Hình 8. Biểu đồ hoa gió theo năm ở độ cao 10 m tại các vùng biển ven bờ Việt Nam: Bắc vịnh Bắc Bộ (1), Nam vịnh Bắc Bộ (2), vùng biển từ Quảng Trị đến Quảng Ngãi (3), vùng biển từ Bình Định đến Ninh Thuận (4), vùng biển từ Bình Thuận đến Cà Mau (5), vùng biển từ Cà Mau đến Kiên Giang (6)[3].

3.2. Hiện trạng năng lượng tại các giàn dầu khí

Các giàn khai thác dầu khí tiêu thụ lượng lớn nhiên liệu hàng năm, chủ yếu từ turbine khí và diesel. Số liệu từ đánh giá tác động môi trường cho thấy:

- Đại Hùng: >10 MW (khí + diesel) [5]
- Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam: ~18 MW [6]
- Thỏ Trắng: 75.000 - 84.000 tấn nhiên liệu/năm; phát thải 600 - 660 tấn CO₂/ngày [7]
- Cá Tắm: 0,8 - 1,7 MW [8]
- Khánh Mỹ - Đầm Dơi: diesel 70 kW + gió - mặt trời 3,9 kW; tàu dịch vụ 5.600 tấn DO/năm [9]

Các giàn quy mô vừa và nhỏ (0,5 - 5 MW) đặc biệt phù hợp để bổ sung phụ tải nền bằng turbine thủy triều. Bảng 3 tổng hợp dữ liệu hiện trạng và phát thải, cho thấy dư địa cắt giảm nhiên liệu và CO₂ rất đáng kể.

Đối chiếu công suất 0,5 - 1,5 MW/đơn vị của turbine thủy triều với phụ tải điển hình cho thấy: giàn nhỏ và trung bình có phụ tải nền 0,5 - 5 MW, giàn DK1 khoảng 300 - 800 kW, còn giàn lớn có thể đạt 10 - 20 MW (tùy mô

và giai đoạn vận hành) [5 - 10]. Với cấu hình cụm turbine (2 - 4 đơn vị) kết hợp hệ thống lưu trữ (BESS), nguồn thủy triều có thể: (i) đáp ứng hoàn toàn phụ tải nền cho giàn nhỏ/nhà giàn DK1; (ii) giảm đáng kể phụ tải diesel ở giàn lớn và (iii) tận dụng hạ tầng các giàn hết vòng đời để hình thành cụm năng lượng biển công suất hàng chục MW [13]. Phương án tích hợp kết cấu được thể hiện trong Hình 9.

3.3. Tiềm năng tại quần đảo Trường Sa và giàn DK1

Các giàn DK1 phục vụ quốc phòng có nhu cầu điện từ vài trăm kW đến xấp xỉ 1 MW, chủ yếu dựa vào diesel vận hành liên tục. Điều kiện thời tiết khắc nghiệt khiến tiếp tế nhiên liệu gặp nhiều rủi ro và chi phí cao.

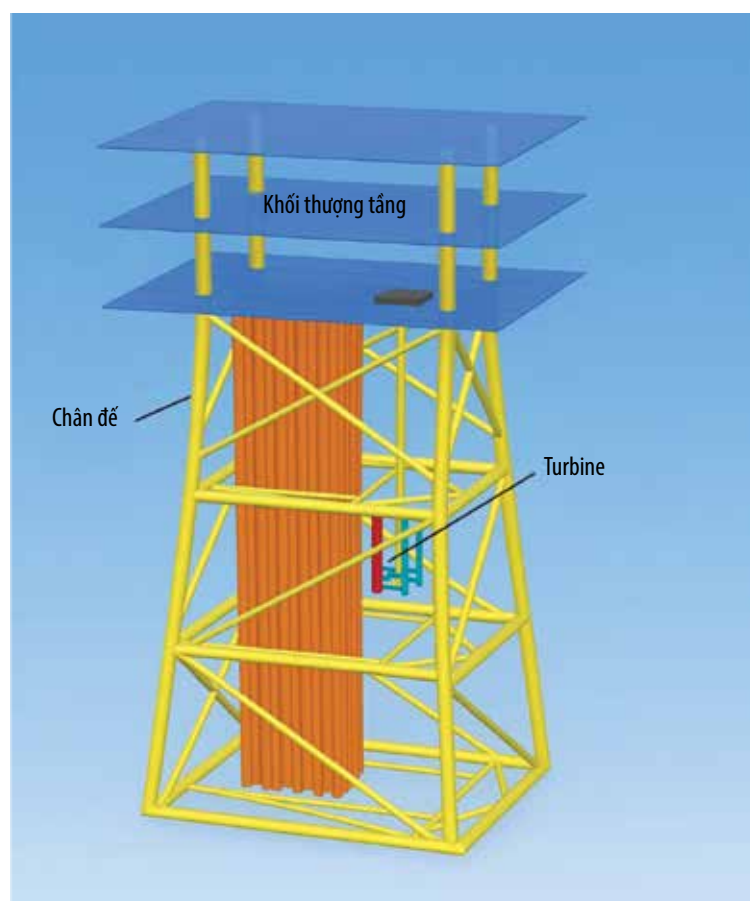
Các nghiên cứu gần đây về thủy triều tại quần đảo Trường Sa cho thấy tiềm năng rất đáng kể: 3,3 - 27,0 GWh/năm (mặt biển), 2,3 - 26,4 GWh/năm (ở độ sâu 20 m), 0,7 - 20,5 GWh/năm (ở độ sâu 50 m), với các khu vực Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông đạt giá trị cao nhất [18]. Các giá trị AEP này hoàn toàn đủ để cung cấp điện ổn định cho giàn DK1, đặc biệt khi kết hợp thêm pin lưu trữ hoặc nguồn năng lượng tái tạo khác.

Nhìn chung, tiềm năng thủy triều tại Việt Nam là phù hợp để tích hợp vào hệ thống điện các giàn dầu khí và DK1, mang lại lợi ích lớn về tự chủ năng lượng, giảm chi phí hậu cần và tăng cường an ninh - quốc phòng.

4. Đánh giá hiệu quả kinh tế - môi trường - xã hội

4.1. Hiệu quả kinh tế

Các giàn dầu khí ngoài khơi tiêu thụ lượng lớn nhiên liệu hóa thạch, kéo theo chi phí vận hành và hậu cần rất cao. Việc tích hợp



Hình 9. Mô phỏng turbine thủy triều gắn vào chân giàn ngoài khơi.

nguồn điện thủy triều có thể thay thế một phần phụ tải nền và giảm đáng kể nhu cầu nhiên liệu.

Giàn Thỏ Trắng: tiêu thụ 75.000 - 84.000 tấn nhiên liệu/năm [7]. Nếu thay thế ~20% phụ tải bằng 5 turbine thủy triều 1 MW, có thể tiết kiệm 15.000 - 16.800 tấn/năm (~10 - 12 triệu USD/năm, giá 700 USD/tấn).

Khánh Mỹ - Đầm Dơi: tàu dịch vụ tiêu thụ ~5.600 tấn DO/năm [9]. Nếu thủy triều cấp phụ tải nền 0,5 MW, số chuyển tiếp tế có thể giảm ~30%, tiết kiệm 1.675 tấn/năm.

Các kinh nghiệm quốc tế (Zheng [11]) cũng cho thấy turbine trực đứng lắp dưới chân giàn jacket hoạt động ổn định ở vùng dòng chảy 1,0 - 2,5 m/s, tạo tiền đề thuận lợi khi áp dụng tại các giàn Việt Nam.

Những kịch bản trong Bảng 5 cho thấy việc khai thác năng lượng thủy triều không chỉ mang lại hiệu quả kinh tế trực tiếp (tiết kiệm nhiên liệu, giảm chi phí vận hành) mà còn tạo nền tảng để phát triển mô hình lai ghép (hybrid) điện - thủy triều bền vững trong tương lai.

4.2. Lợi ích môi trường

Việc tích hợp turbine thủy triều giúp giảm phát thải khí nhà kính và chất ô nhiễm không khí:

CO₂: Giảm 48.000 - 55.000 tấn/năm tại giàn Thỏ Trắng khi tiết kiệm 15.000 - 17.000 tấn nhiên liệu [7, 12].

NO_x: Giảm 885 - 991 tấn/năm (hệ số 0,059 tấn NO_x/tấn nhiên liệu [12]).

Bảng 3. Hiện trạng năng lượng và phát thải tại một số giàn dầu khí Việt Nam [5 - 10]

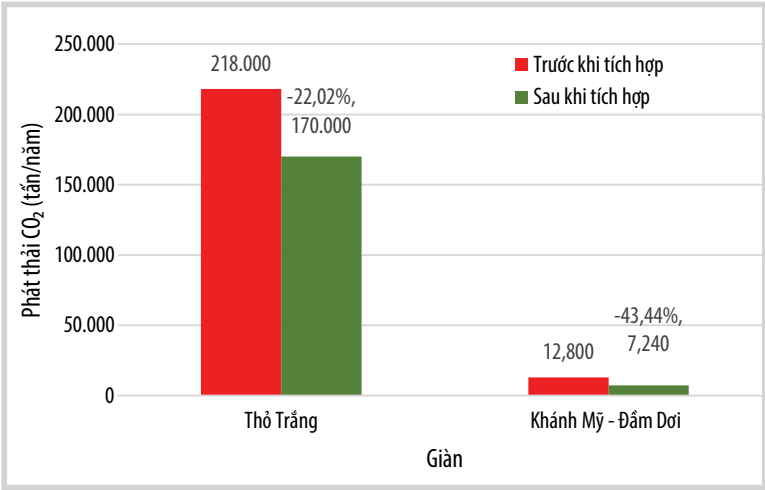
Giàn/mỏ	Hệ thống phát điện hiện hữu	Nhiên liệu chính	Tiêu thụ nhiên liệu/năm	Phát thải CO ₂ (tấn/năm)	Ghi chú
Đại Hùng	2 × 3,3 MW turbine khí + 4 × 1,54 MW diesel	Khí + Diesel	15 - 17 triệu Sm ³ khí + 250 tấn DO	~33.000	Công suất > 10 MW
Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam	2 × 9 MW chạy khí; diesel 1.500 kVA	Khí + Diesel	23.300 tấn khí + 13 tấn DO	76.000	CPP-KNT; WHP-KTN ~ 344 kW
Thỏ Trắng	4 × 1,5 - 1,8 MW máy phát	Diesel (DO)	80.000 tấn	218.000	Phát thải 600 tấn CO ₂ /ngày
Cá Tầm	Diesel 0,8 - 1,7 MW	DO	1.200 - 1.500 tấn	3.800 - 4.000	Giàn quy mô vừa
Chim Sáo	2 × 3,5 MW	Khí	9.000 tấn	25.000	Giàn ngoài khơi quốc tế
Khánh Mỹ - Đầm Dơi	Diesel 70 kW; gió - mặt trời 3,9 kW	Diesel (DO)	120 tấn (giàn) + 5.600 tấn (tàu)	12.800	Có thử nghiệm năng lượng tái tạo

SO₂: Giảm 15 - 17 tấn/năm (hệ số 0,001 tấn SO₂/tấn nhiên liệu [12]).

Giảm số chuyển tiếp tế nhiên liệu cũng làm giảm rủi ro sự cố tràn dầu và tác động đến hệ sinh thái biển. Mức giảm phát thải tổng hợp 15 - 25% phù hợp với các kết quả mô phỏng trong nghiên cứu của Zheng [11].



Hình 10. Mô phỏng turbine thủy triều gắn vào chân giàn ngoài khơi.



Hình 11. Mô phỏng phát thải CO₂ giàn Thỏ Trắng và giàn Khánh Mỹ - Đầm Dơi trước và sau khi tích hợp nguồn thủy triều [7, 9, 12].

Bảng 4. Sản lượng điện thủy triều hàng năm tại quần đảo Trường Sa theo độ sâu [18]

Độ sâu khảo sát	Sản lượng điện thủy triều tiềm năng (GWh/năm)	Khu vực nổi bật
Mặt biển (0 m)	3,3 - 27,0	Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông
20 m	2,3 - 26,4	Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông
50 m	0,7 - 20,5	Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông

4.3. Lợi ích xã hội và chiến lược

Tăng cường an ninh năng lượng: Nguồn thủy triều ổn định, có thể dự báo theo giờ, giúp giảm phụ thuộc vào chuỗi cung ứng nhiên liệu và hạn chế gián đoạn trong điều kiện thời tiết xấu.

Đảm bảo quốc phòng: DK1 có thể vận hành độc lập hơn, duy trì nguồn điện ổn định phục vụ thông tin - radar - quan sát biển đảo.

Phát triển công nghiệp trong nước: Khuyến khích nội địa hóa vật liệu chống ăn mòn, hệ thống CP và thiết bị turbine, cũng như mở rộng các dịch vụ ROV/AUV dưới nước.

Định hướng phát triển kinh tế biển xanh: Giảm phát thải và tăng tự chủ năng lượng là nền tảng quan trọng cho chiến lược kinh tế biển bền vững đến 2050.

5. Thách thức và giải pháp phát triển điện thủy triều tại Việt Nam

5.1. Về kỹ thuật

Môi trường biển Việt Nam gây ra nhiều thách thức đối với thiết bị và kết cấu turbine thủy triều:

- Ăn mòn trong nước biển:

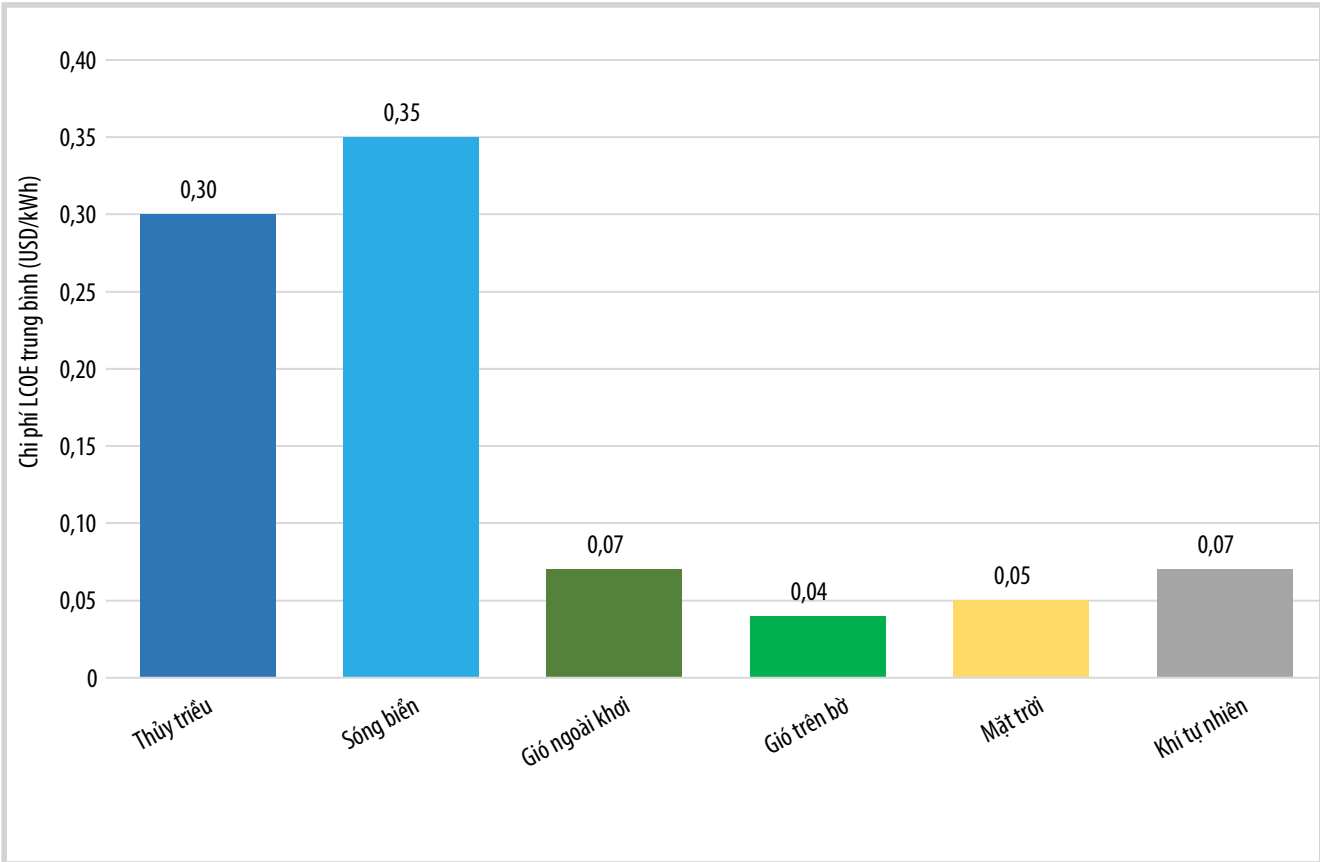
Kết cấu thép chịu ăn mòn đồng đều, pitting, khe hở và ăn mòn điện hóa. Theo DNV-RP-B401, hệ thống bảo vệ cathode (CP) bằng anode hy sinh hoặc ICCP cần được thiết kế để duy trì thể bảo vệ và giảm tốc độ ăn mòn. Giám sát bằng coupon hoặc ER probe theo chu kỳ 3 - 6 tháng là cần thiết [16, 17].

- Bảo trì và điều kiện thời tiết:

Lắp đặt - bảo trì ở độ sâu 20 - 40 m yêu cầu tàu chuyên dụng và thiết bị ROV/AUV, trong khi tại khu vực giàn DK1 cửa sổ thời tiết thuận lợi không nhiều (Hs ≤ 1,5 - 2 m; tốc độ dòng 1,0 - 1,5 m/s). Bảo trì định kỳ 6 - 12 tháng/lần;

Bảng 5. Kịch bản tiết kiệm nhiên liệu và chi phí khi thay thế phụ tải bằng thủy triều [7, 9, 12]

Giàn/mỏ	Kịch bản thay thế	Nhiên liệu tiết kiệm (tấn/năm)	CO ₂ giảm (tấn/năm)	Giả định chính
Thỏ Trắng	~20% phụ tải (~5 MW từ 5 × 1 MW)	15.000 - 16.800	48.000 - 55.000	Giá DO 700 USD/tấn; hệ số phát thải CO ₂ : 3,2 tấn CO ₂ /tấn nhiên liệu.
Khánh Mỹ - Đầm Dơi	~0,5 MW phụ tải nền; ước giảm 30% chuyển tiếp tế	~1.675	~5.360	Tàu dịch vụ ~5.600 tấn/năm; hệ số phát thải CO ₂ : 3,2 tấn CO ₂ /tấn nhiên liệu.



Hình 12. So sánh chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) giữa các nguồn năng lượng [4, 12].

đại tu 3 - 5 năm tập trung vào cánh turbine, ổ đỡ và hệ thống seal [13].

- Dao động công suất và yêu cầu ổn định tải:

Công suất turbine thay đổi theo chu kỳ bán nhật triều, do đó cần kết hợp với hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) hoặc nguồn diesel dự phòng để ổn định lưới [12].

- Tích hợp với kết cấu giàn cố định:

Việc gắn turbine vào chân giàn jacket yêu cầu phân tích tải trọng động, dao động sóng - dòng chảy và tương tác kết cấu. Theo kinh nghiệm quốc tế, tuổi thọ thiết kế cho turbine 20 - 25 năm với chu kỳ đại tu trung hạn 5 - 10 năm là phù hợp [11].

5.2. Phân tích kinh tế và so sánh chi phí

Điện thủy triều hiện có suất đầu tư và chi phí cao hơn so với gió và mặt trời, chủ yếu do quy mô dự án nhỏ và chi phí lắp đặt - bảo trì ngoài khơi.

CAPEX: Các dự án quốc tế có suất đầu tư 4.000 - 6.000 USD/kW; tại Việt Nam có thể giảm 10 - 15% nhờ chi phí nhân công - vận tải thấp hơn, tương đương 3.800 - 5.000 USD/kW.

O&M: Chiếm khoảng 3 - 5% CAPEX/năm, bao gồm bảo trì hệ thống cathode, kiểm tra ROV, thay anode và vệ sinh bám sinh học. Nếu nội địa hóa anode, sơn phủ và sử dụng tàu dầu khí sẵn có, chi phí O&M có thể giảm thêm 20 - 25%.

Bảng 6. Các tham số kinh tế dùng cho tính toán LCOE năng lượng thủy triều cho giàn DK1 tại khu vực bể Nam Côn Sơn

Tham số	Giá trị giả định	Ghi chú
CAPEX	4.000 - 5.000 USD/kW	Lắp đặt tại giàn DK1, Nam Côn Sơn
O&M thường niên	3 - 5% CAPEX	Bảo trì hệ thống bảo vệ cathode/ROV định kỳ
Tỷ suất chiết khấu (r)	8 - 10%	Theo dự án năng lượng Việt Nam
Tuổi thọ (n)	20 năm	Theo thiết kế DNV
Hệ số công suất (CF)	0,25 - 0,35	Từ kết quả AEP tại nhà giàn DK1
LCOE tính toán	0,20 - 0,40 USD/kWh	Trung bình ~ 0,28 USD/kWh

Bảng 7. So sánh chi phí và hiệu suất các nguồn năng lượng biển và ven bờ

Nguồn năng lượng	Hiệu suất thiết bị (%)	Hệ số công suất (CF)	Suất đầu tư CAPEX (1.000 USD/kW)	Chi phí LCOE (USD/kWh)
Thủy triều	35 - 45	0,25 - 0,35	4,0 - 6,0	0,20 - 0,40
Gió ngoài khơi	40 - 50	0,40 - 0,50	2,0 - 3,0	0,08 - 0,15
Sóng biển	25 - 35	0,20 - 0,30	4,0 - 7,0	0,25 - 0,50
Mặt trời (PV)	15 - 20	0,12 - 0,18	0,7 - 1,2	0,05 - 0,10

Bảng 8. Thách thức và giải pháp phát triển điện thủy triều tại Việt Nam [19]

Nhóm thách thức	Mô tả	Giải pháp đề xuất/nguồn
Kỹ thuật - Ăn mòn	Ăn mòn đồng đều, pitting, khe hở, khe hở, galvanic	Vật liệu/phủ bảo vệ; hệ thống bảo vệ cathode theo DNV-RP-B401; giám sát ăn mòn [16, 17]
Kỹ thuật - Bảo trì	Lắp đặt và bảo dưỡng độ sâu 20 - 40 m cần ROV, DP vessel	Thiết kế module tháo lắp; cửa sổ thời tiết; O&M tối ưu [4]
Vận hành - Dao động công suất	Chu kỳ bán nhật/ nhật triều, yêu cầu ổn định	BESS/hybrid diesel-tide; điều độ thông minh [12]
Kinh tế - Suất đầu tư	CAPEX 4.000 - 5.000 USD/kW; quy mô dự án thường nhỏ	Thí điểm 1 - 5 MW; tận dụng hạ tầng; tín chỉ carbon [4, 13]
Pháp lý - Chính sách	Chưa có FIT/PPA cho thủy triều; thiếu khung tái sử dụng giàn	Ban hành FIT/PPA; quy định tái sử dụng giàn [3, 13]
Quốc phòng an ninh	Yêu cầu đặc thù tại giàn DK1 (bảo mật, an toàn)	Thử nghiệm nhỏ; quy trình phối hợp liên ngành [18]

Chi phí điện quy dẫn (LCOE):

Chi phí điện quy dẫn được xác định theo công thức của IEA:

$$LCOE = \frac{CRF \cdot CAPEX + O\&M_{ann}}{E_{ann}}$$

$$CRF = \frac{r(1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

Trong đó: CRF là hệ số vốn hóa vòng đời; giả định r: Tỷ suất chiết khấu (8 - 10%); n: Tuổi thọ hệ thống (20 năm); O&M_{ann}: Chi phí vận hành thường niên; E_{ann}: Sản lượng điện hàng năm.

Kết quả tính toán cho thấy LCOE của thủy triều tại Việt Nam khoảng 0,20 - 0,40 USD/kWh, tương đương điện diesel ngoài khơi (0,25 - 0,40 USD/kWh), nhưng ít phụ thuộc vào biến động giá nhiên liệu (Bảng 7).

Hình 12 so sánh LCOE của các nguồn năng lượng tái tạo. LCOE thủy triều khá cao, 0,30 USD/kWh, chỉ kém LCOE sóng biển.

Triển khai thí điểm quy mô 1 - 5 MW tại giàn quy mô nhỏ hoặc DK1; tận dụng tàu - ROV - dịch vụ sẵn có của ngành dầu khí; kết hợp các nguồn hỗ trợ quốc tế như tín chỉ carbon và Quỹ Khí hậu xanh.

5.3. Pháp lý - chính sách

Hiện nay, Việt Nam chưa có cơ chế giá FIT/PPA cho điện thủy triều, gây hạn chế trong kêu gọi đầu tư [3]; còn thiếu khung pháp lý tái sử dụng giàn dầu khí hết vòng đời cho năng lượng tái tạo biển, trong khi tiềm năng tái sử dụng là rất lớn [13]. Các công trình đặc thù như DK1 cần tuân thủ yêu cầu quốc phòng - an ninh, có thể hạn chế triển khai thử nghiệm quy mô lớn.

Bảng 8 cho thấy dù còn thách thức, Việt Nam có thể vượt qua các rào cản kỹ thuật - kinh tế - chính sách bằng cách tiếp cận “thí điểm - đánh giá - mở rộng”. Với giàn DK1 và các giàn dầu khí, thủy triều là nguồn nền giàu tiềm năng để hình thành hệ sinh thái năng lượng biển lai ghép của Việt Nam.

6. Kết luận và kiến nghị

Nghiên cứu đã đánh giá khả năng ứng dụng turbine thủy triều cho các giàn khai thác dầu khí và DK1 ngoài khơi Việt Nam, dựa trên dữ liệu hải văn, đánh giá tác động môi trường và kinh nghiệm quốc tế. Các kết quả chính cho thấy:

Tiềm năng tự nhiên thuận lợi: Việt Nam có biên độ thủy triều 1,5 - 4 m, vận tốc dòng chảy 1,0 - 2,5 m/s, cùng tiềm năng gió và sóng lớn (gió ngoài khơi 513 GW; sóng >20 kW/m tại một số khu vực). Đây là điều kiện phù hợp để phát triển turbine thủy triều công suất 0,5 - 1,5 MW/đơn vị.

Phù hợp với nhu cầu điện ngoài khơi: Các giàn dầu khí có phụ tải lớn (0,5 - 20 MW). Turbine thủy triều có khả năng đáp ứng phụ tải nền cho giàn nhỏ - trung bình, đồng thời giảm phụ tải diesel tại giàn lớn; đặc biệt phù hợp với mô hình hybrid turbine - BESS - diesel.

Tiềm năng nổi bật tại Trường Sa - DK1: AEP tại các khu vực Chim Biển, An Bang, Trường Sa Đông đạt 3,3 - 27,0 GWh/năm, đủ khả năng cấp điện ổn định cho DK1. Việc tích hợp turbine thủy triều có thể giảm 60 - 80% nhu cầu diesel và giảm rủi ro hạn cần.

Lợi ích kinh tế - môi trường - xã hội: Giảm hàng chục nghìn tấn nhiên liệu và CO₂ mỗi năm, giảm chi phí hậu cần, hạn chế rủi ro tràn dầu và tăng tính tự chủ năng lượng cho các công trình quốc phòng.

Thách thức và hướng phát triển: Mặc dù còn hạn chế về chi phí đầu tư, bảo trì và cơ chế chính sách, kinh nghiệm từ các dự án quốc tế (MeyGen, Morlais, PosHYdon) cho thấy việc tích hợp nguồn năng lượng biển trên hạ tầng dầu khí hiện hữu là khả thi. Việt Nam cần sớm nghiên cứu cơ chế FIT/PPA cho thủy triều và xây dựng hành lang pháp lý cho phép tái sử dụng giàn dầu khí hết vòng đời.

Kiến nghị: Triển khai dự án thí điểm quy mô 1 - 5 MW tại một giàn dầu khí hoặc DK1 trong giai đoạn 2025 - 2030. Dự án sẽ là bước quan trọng để đánh giá hiệu quả kỹ thuật - kinh tế - môi trường, tạo nền tảng phát triển hệ sinh thái năng lượng biển lai ghép (thủy triều - gió - mặt trời - lưu trữ năng lượng) và góp phần thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

Tài liệu tham khảo

[1] Thủ tướng Chính phủ, "Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050", Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025.

[2] Chính phủ, "Cam kết tại COP26: Phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050", 2021.

[3] Bộ Tài nguyên và Môi trường, "Báo cáo tiềm năng năng lượng gió, sóng ngoài khơi Việt Nam", 2022.

[4] Catapult Offshore Renewable Energy, "Tidal stream and wave energy cost reduction and industrial benefit", 2018. [Online]. Available: Tidal-Stream-and-Wave-Energy-Cost-Reduction-and-Industrial-Benefit.pdf.

[5] PVEP POC, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Đại Hùng - giai đoạn 3", 2020.

[6] Vietsovpetro, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam", 2020.

[7] Vietsovpetro, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Thổ Tráng (điều chỉnh)", 2021.

[8] Vietsovpetro, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Cá Tầm", 2020.

[9] PVEP, "Báo cáo đánh giá tác động môi trường mỏ Khánh Mỹ - Đầm Dơi", 2021.

[10] POVO, "Environmental impact assessment of Chim Sao field", 2021.

[11] Chuangen Zheng, Haiquan Zhong, Kai Zhang, Li Lin, and Tongjun He, "Design of offshore oil and gas platform based on tidal energy turbine power generation", *International Journal of Frontiers in Engineering Technology*, Volume 4, Issue 3, pp. 60 - 65, 2022. DOI: 10.25236/IJFET.2022.040308.

[12] International Energy Agency - Ocean Energy Systems, "Annual report 2022", 2023. [Online]. Available: <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-annual-reports/document/oes-annual-report-2022/>.

[13] Lockheed Martin, "First tidal energy turbine with Lockheed Martin technology deployed off Scotland coast", 2017. [Online]. Available: <https://news.lockheedmartin.com/2017-02-23-first-tidal-energy-turbine-with-Lockheed-Martin-technology-deployed-off-Scotland-coast>.

[14] Peter L. Fraenkel, "Tidal current energy technologies", *IBIS*, Volume 148, pp. 145 - 151, 2006. DOI: 10.1111/j.1474-919X.2006.00518.x.

[15] Offshore Engineer, "Wales tidal energy project moves ahead", 27/5/2025. [Online]. Available: <https://www.oedigital.com/news/526167-wales-tidal-energy-project-moves-ahead>.

[16] R. Winston Revie and Herbert H. Uhlig, *Corrosion and corrosion control: An introduction to corrosion science and engineering*. John Wiley John & Sons, 2008. DOI:10.1002/9780470277270.

[17] Det Norske Veritas (DNV), "DNV-RP-B401: Cathodic protection design". [Online]. Available: <https://www.dnv.com/energy/standards-guidelines/dnv-rp-b401-cathodic-protection-design/>.

[18] Đoàn Quang Trí, Phạm Văn Hùng, và Phạm Trí Thúc, "Nghiên cứu, đánh giá tiềm năng năng lượng điện

thủy triều khu vực quần đảo Trường Sa và DK Việt Nam", *Tạp chí Khí tượng Thủy văn*, số 753, trang 1 - 12, 2023. DOI: 10.36335/VNJHM.2023(753).1-12.

[19] Nguyen Thu Huong and Nguyen Thi Thanh Le, "Energy integration: Green future for late-life offshore oil and gas assets", *Petrovietnam Journal*, Volume 10, pp. 62 - 71, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.10-06.

APPLICATION POTENTIAL OF TIDAL ENERGY FOR OFFSHORE OIL AND GAS PLATFORMS AND DK1 STATIONS IN VIETNAM

Truong Hoai Nam

Vietnam National Industry - Energy Group (PVN)

Email: namth@pvn.vn

Summary

In the context of Vietnam's energy demand projected to grow by 8 - 10% per year, and the national target of achieving net-zero emissions by 2050, the exploitation of marine renewable energy has become a strategic direction. Oceanographic studies indicate that Vietnam possesses significant potential for marine renewable energy: offshore wind power is estimated at 513 GW, wave energy in the northern East Sea exceeds 20 kW/m, and tidal energy in the Spratly Archipelago shows an annual energy production (AEP) ranging from 3.3 - 27 GWh/year at the surface. The Chim Bien, An Bang, and Truong Sa Dong areas demonstrate the most promise.

Offshore oil and gas platforms and DK1 stations have continuous electrical loads but currently rely primarily on gas turbines and diesel generators. Integrating tidal turbines into platform substructures could partially replace baseline loads of 0.5 - 5 MW, significantly reduce fossil fuel consumption, CO₂ emissions, and logistical expenses. This study provides a scientific and practical foundation for pilot deployment of tidal turbines on offshore oil and gas platforms and DK1 stations during 2025 - 2030, supporting Vietnam's blue economy development and its commitment to achieving net-zero emissions.

Key words: Tidal energy, offshore oil and gas platform, DK1 platform, marine renewable energy, spratly Islands, CO₂ emissions, energy security.