

Tính cạnh tranh kinh tế của nhà máy điện hạt nhân công suất lớn trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng và trung hòa carbon

Cao Đình Hưng^{1*}, Đặng Thị Lê Na², Lê Trần Chung¹, Phạm Như Việt Hà¹

¹Viện Khoa học và Kỹ thuật hạt nhân, 179 Hoàng Quốc Việt, phường Nghĩa Đô, Hà Nội, Việt Nam

²Trường Đại học Điện lực, 235 Hoàng Quốc Việt, phường Nghĩa Đô, Hà Nội, Việt Nam

Ngày nhận bài 17/7/2025; ngày chuyển phản biện 20/7/2025; ngày nhận phản biện 25/8/2025; ngày chấp nhận đăng 28/8/2025

Tóm tắt:

Bài báo này phân tích toàn diện các yếu tố kinh tế - kỹ thuật ảnh hưởng đến tính cạnh tranh của nhà máy điện hạt nhân công suất lớn trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng và cam kết trung hòa carbon toàn cầu. Trên cơ sở tổng hợp dữ liệu từ các tổ chức quốc tế và dự án điển hình, bài báo đánh giá chi phí đầu tư, vận hành, rủi ro tài chính, khung chính sách, cũng như so sánh với các công nghệ phát điện khác như năng lượng tái tạo, điện khí và than sạch. Kết quả cho thấy, mặc dù chi phí đầu tư ban đầu cao và thời gian xây dựng dài, điện hạt nhân công suất lớn có ưu thế vượt trội về độ ổn định, chi phí vận hành thấp, tuổi thọ cao và không phát thải khí nhà kính trong quá trình vận hành. Tính cạnh tranh có thể được nâng cao thông qua các cơ chế tài chính phù hợp, định giá carbon minh bạch, tiêu chuẩn hóa thiết kế và triển khai theo cụm. Nghiên cứu kết luận rằng, với chính sách hỗ trợ ổn định và quản lý hiệu quả, điện hạt nhân có thể trở thành nguồn điện nền chiến lược cho phát triển bền vững. Một số khuyến nghị cũng được đưa ra cho các quốc gia đang phát triển, nhà hoạch định chính sách và nhà đầu tư quan tâm đến lĩnh vực này.

Từ khóa: chuyển dịch năng lượng, kinh tế điện hạt nhân, nhà máy điện hạt nhân công suất lớn.

Economic competitiveness of large-scale nuclear power plants in the context of energy transition and carbon neutrality

Dinh Hung Cao^{1*}, Thi Le Na Dang², Tran Chung Le¹, Nhu Viet Ha Pham¹

¹Institute for Nuclear Science and Technology, 179 Hoang Quoc Viet Street, Nghia Do Ward, Hanoi, Vietnam

²Electric Power University, 235 Hoang Quoc Viet Street, Nghia Do Ward, Hanoi, Vietnam

Received 17 July 2025; revised 25 August 2025; accepted 28 August 2025

Abstract:

This article provides a comprehensive analysis of the techno-economic factors influencing the competitiveness of large-scale nuclear power plants in the context of the global energy transition and carbon neutrality commitments. Drawing on synthesised data from international organisations and representative projects,

*Tác giả liên hệ: Email: caohung191@gmail.com

the article evaluates investment and operational costs, financial risks, policy frameworks, and benchmarks nuclear power against other generation technologies such as renewables, natural gas, and clean coal. The findings indicate that although large nuclear projects face high upfront costs and long construction periods, they offer significant advantages in terms of system reliability, low operating costs, long plant lifetimes, and virtually zero greenhouse gas emissions during operation. The competitiveness of nuclear power can be further enhanced through appropriate financial mechanisms, transparent carbon pricing, standardised designs, and fleet deployment. The article concludes that, with stable policy support and effective project management, large-scale nuclear power can serve as a strategic baseload electricity source for sustainable development. Several policy recommendations are also proposed for developing countries, energy policymakers, and investors interested in this sector.

Keywords: energy transition, large-scale nuclear power plants, nuclear power economics.

1. Đặt vấn đề

Trong bối cảnh thế giới đang đối mặt với yêu cầu cấp bách giảm phát thải khí nhà kính và bảo đảm an ninh năng lượng dài hạn, điện hạt nhân tiếp tục đóng vai trò như một trong những nguồn phát điện nền có tiềm năng hỗ trợ chuyển dịch năng lượng bền vững [1]. Các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn thường là các lò phản ứng thuộc thế hệ III hoặc III+ với công suất ≥ 1.000 MWe đang được xem xét lại tại nhiều quốc gia như một giải pháp khả thi nhằm cung cấp điện ổn định, quy mô lớn và không phát thải carbon trực tiếp. Tính tới thời điểm tháng 6 năm 2025, trên thế giới đang có 67 lò phản ứng công suất lớn (trên tổng số 69 lò phản ứng) đang được xây dựng tại các quốc gia/vùng lãnh thổ. Tổng số lò phản ứng công suất lớn dự kiến được xây dựng là 100 lò trên tổng số 112 lò được lên kế hoạch xây dựng trên thế giới [2].

So với các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời, điện hạt nhân nổi bật ở khả năng hoạt động liên tục với hệ số công suất lắp đặt cao, không phụ thuộc thời tiết và không yêu cầu dung lượng lưu trữ lớn (các nhà máy nhiệt điện cần lưu trữ một lượng lớn nhiên liệu đốt, thủy điện cần hồ dung tích lớn lưu trữ nước). Tuy nhiên, tính cạnh tranh kinh tế của điện hạt nhân, đặc biệt là đối với các dự án công suất lớn, vẫn là một vấn đề gây tranh cãi do chi phí đầu tư ban đầu cao, thời gian xây dựng kéo dài, cần chuẩn bị chi phí tháo dỡ khi nhà máy ngừng hoạt động, chi phí dự phòng cho sự cố phóng xạ và các rủi ro tài chính - kỹ thuật đáng kể [3, 4]. Trong một số trường hợp, các dự án bị đội vốn và kéo dài tiến độ nghiêm trọng, làm dấy lên mối lo ngại về tính hiệu quả kinh tế của công nghệ này trong thị trường điện đã tự do hóa một phần. Tuy vậy, nhiều báo cáo quốc tế gần đây cho thấy với chính sách hỗ trợ phù hợp và sự kiểm soát hiệu quả trong triển khai, điện hạt nhân công suất lớn hoàn toàn có khả năng đạt tính cạnh tranh tương đương hoặc vượt trội so với các nguồn điện truyền thống và tái tạo, đặc biệt nếu xét đến các chi phí toàn thời gian hoạt động và giá trị ngoại tác về môi trường, ổn định hệ thống và an ninh năng lượng [3, 5].

2. Đối tượng và phương pháp nghiên cứu

2.1. Đối tượng

Bài báo tập trung nghiên cứu tính cạnh tranh kinh tế của các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn (≥ 1.000 MWe) thế hệ III/III⁺ trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng và trung hòa carbon. Đối tượng nghiên cứu được xác định trên ba phương diện chính: (1) Chi phí trực tiếp bao gồm chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành - bảo trì, chi phí nhiên liệu, tháo dỡ và quản lý chất thải; (2) Rủi ro và điều kiện tài chính thể hiện qua rủi ro kỹ thuật và tiến độ, chi phí vốn cùng với các cơ chế tài chính hỗ trợ hoặc bảo lãnh vay; (3) Yếu tố chính sách - thị trường bao gồm khung pháp lý, định giá carbon, cơ chế thị trường điện và mức độ chấp thuận xã hội. Trên cơ sở đó, bài báo tiếp cận theo hướng so sánh tương đối, đặt điện hạt nhân trong mối tương quan với các công nghệ phát điện khác như năng lượng tái tạo, thủy điện, điện khí chu trình hỗn hợp và than sạch, nhằm đánh giá toàn diện tính cạnh tranh kinh tế. Kết quả nghiên cứu được kỳ vọng cung cấp cơ sở khoa học và gợi ý chính sách cho các quốc gia đang phát triển, trong đó có Việt Nam, khi xem xét điện hạt nhân như một lựa chọn chiến lược trong quy hoạch năng lượng dài hạn.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

Bài báo sử dụng cách tiếp cận nghiên cứu định tính tổng hợp, kết hợp phân tích tài liệu thứ cấp và đối chiếu so sánh các chỉ số kinh tế - kỹ thuật có liên quan đến điện hạt nhân công suất lớn. Mục tiêu là cung cấp một bức tranh toàn diện, khách quan và cập nhật về tính cạnh tranh kinh tế của công nghệ này trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng hiện nay. Phân tích trong bài được thực hiện dựa trên các nguồn tài liệu tham khảo quốc tế có độ tin cậy cao. Cụ thể, dữ liệu được thu thập từ các báo cáo của các tổ chức quốc tế uy tín như Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA), Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế/Cơ quan Năng lượng Hạt nhân (OECD/NEA), Hiệp hội Hạt nhân Thế giới (WNA) và Ngân hàng Thế giới (World Bank). Ngoài ra, nghiên cứu này cũng sử dụng dữ liệu thống kê và đánh giá chi phí từ các dự án điện hạt nhân điển hình như Barakah (UAE), Flamanville (Pháp), Vogtle (Hoa Kỳ), Shin-Kori (Hàn Quốc)... Các nghiên cứu học thuật và báo cáo kỹ thuật liên quan đến chi phí sản xuất điện quy dẫn - LCOE (tính bằng tổng chi phí vòng đời của nhà máy điện hạt nhân chia cho tổng sản lượng điện mà nhà máy tạo ra trong suốt vòng đời của nó), chi phí vốn bình quân gia quyền - WACC (tỷ suất chiết khấu phản ánh chi phí thực tế mà một dự án phải trả cho việc huy động vốn, bao gồm cả nợ vay và vốn chủ sở hữu), suất đầu tư, chi phí vận hành, rủi ro tài chính và chi phí hệ thống điện cũng được khai thác để bổ sung cơ sở phân tích. Đồng thời, bài viết tham khảo thêm các tài liệu pháp lý và chính sách năng lượng từ những quốc gia đã triển khai chương trình điện hạt nhân thành công hoặc không thành công nhằm so sánh và rút ra bài học kinh nghiệm.

Nghiên cứu áp dụng tổng hợp các phương pháp phân tích định tính và định lượng nhằm đánh giá toàn diện tính cạnh tranh kinh tế của điện hạt nhân công suất lớn. Trước hết, phương pháp phân tích mô tả và đối chiếu được sử dụng để so sánh các đặc điểm

kỹ thuật - kinh tế giữa điện hạt nhân và các công nghệ phát điện khác như điện mặt trời, điện gió, thủy điện, điện khí chu trình hỗn hợp và than sạch. Tiếp theo, phân tích LCOE được triển khai nhằm đánh giá chi phí sản xuất điện trong toàn bộ vòng đời nhà máy, bao gồm chi phí đầu tư ban đầu, vận hành, nhiên liệu, bảo trì và tháo dỡ sau khi ngừng hoạt động. Bên cạnh đó, nghiên cứu tiến hành rà soát các chính sách và cơ chế tài chính có ảnh hưởng đến tính cạnh tranh như: (1) Hợp đồng chênh lệch - CFD (cơ chế tài chính do nhà nước áp dụng để ổn định giá bán điện cho nhà đầu tư dựa trên so sánh giữa giá bán điện thị trường và giá điện tham chiếu trên hợp đồng); (2) Mô hình tài sản điều tiết - RAB (mô hình tài chính cho phép nhà đầu tư thu hồi chi phí và lợi nhuận hợp lý ngay từ giai đoạn xây dựng dự án, thông qua việc thu phí giá điện hoặc phụ phí từ người tiêu dùng dưới sự điều tiết của cơ quan quản lý nhà nước); (3) Bảo lãnh tín dụng và các yếu tố vận hành trong thị trường điện. Cuối cùng, bài viết tổng hợp bài học thực tiễn từ các quốc gia đã triển khai dự án điện hạt nhân công suất lớn, cả thành công lẫn thất bại nhằm rút ra những khuyến nghị phù hợp cho bối cảnh Việt Nam và các nước đang phát triển.

Do phạm vi bài viết tập trung vào khía cạnh kinh tế - kỹ thuật, các yếu tố liên quan đến kỹ thuật an toàn hạt nhân, xử lý chất thải phóng xạ và tác động xã hội chỉ được đề cập ở mức khái quát, không đi sâu vào phân tích chi tiết. Bên cạnh đó, nghiên cứu không xây dựng mô hình định lượng riêng, mà chủ yếu dựa trên các ước lượng về LCOE và các chỉ số tài chính đã được chuẩn hóa trong các báo cáo quốc tế có độ tin cậy cao. Điều này giúp đảm bảo tính so sánh và khả năng khái quát của kết quả, đồng thời phù hợp với mục tiêu phân tích tổng hợp và đối chiếu giữa các công nghệ phát điện.

3. Kết quả và bàn luận

3.1. Đặc điểm kinh tế - kỹ thuật của nhà máy điện hạt nhân công suất lớn

Các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn thường được định nghĩa là những tổ hợp phát điện sử dụng các lò phản ứng hạt nhân có công suất điện từ 1.000 MWe trở lên, thuộc thế hệ III hoặc III⁺ như AP1000 (Hoa Kỳ), EPR (Pháp), APR1400 (Hàn Quốc), VVER1000/VVER-1200 (Nga), CAP1400/HPR1000 (Trung Quốc). Các công nghệ này được thiết kế nhằm cải thiện hiệu suất vận hành, tăng cường tính năng an toàn nội tại và thụ động, đồng thời kéo dài tuổi thọ nhà máy đến 60 năm hoặc hơn. Về mặt kỹ thuật, các lò phản ứng thế hệ III/III⁺ sử dụng công nghệ nước áp lực (PWR) là chủ yếu, kế thừa các thiết kế đã chứng minh được độ tin cậy từ thế hệ II, nhưng có cải tiến đáng kể về khả năng chịu tai nạn nghiêm trọng và đơn giản hóa hệ thống.

Về mặt kinh tế, điện hạt nhân công suất lớn thể hiện rõ tính kinh tế theo quy mô, đặc biệt khi được triển khai theo cụm tổ máy hoặc trong khuôn khổ chương trình quốc gia dài hạn. Các nhà máy điện hạt nhân thường đạt hệ số công suất lắp đặt rất cao, từ 80 đến 95% [6], cao hơn hẳn so với các công nghệ điện tái tạo không liên tục. Nhờ vòng đời dài và chi phí nhiên liệu thấp, các nhà máy này mang lại chi phí sản xuất điện biến đổi thấp và ổn định trong suốt hàng chục năm vận hành.

Tuy nhiên, một trong những đặc điểm kinh tế nổi bật cũng là thách thức lớn nhất của các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn là suất đầu tư rất cao, dao động từ 4.000 đến hơn 10.000 USD/kWe [5, 7], tùy theo khu vực, điều kiện nội địa hóa, cấu trúc tài chính và kinh nghiệm xây dựng. Chi phí đầu tư cao chủ yếu đến từ các hạng mục an toàn, các hệ thống lò phản ứng phức tạp, yêu cầu kỹ thuật nghiêm ngặt, cũng như chi phí tài chính phát sinh do thời gian xây dựng kéo dài (thường 6-10 năm). Ngoài ra, chi phí liên quan đến quản lý chất thải phóng xạ và tháo dỡ nhà máy cũng được tính vào trong toàn bộ vòng đời dự án, dù tỷ trọng này thường không lớn.

Về vận hành, chi phí nhiên liệu hạt nhân rất thấp so với than, khí hay dầu, chỉ chiếm thấp hơn 20% tổng LCOE [8] và biến động giá nhiên liệu rất thấp nhờ đặc điểm mua tích trữ dài hạn. Đồng thời, chi phí vận hành và bảo trì (O&M) của các nhà máy điện hạt nhân chiếm 40-70% tổng chi phí sản xuất điện với phần lớn là chi phí lao động [9]. Do đó, chi phí vận hành, bảo trì có tính dự đoán cao và ít biến động theo thị trường hơn so với các nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch.

Ngoài ra, với đặc điểm phát điện không phát thải CO₂ trực tiếp trong giai đoạn vận hành, các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn có thể hưởng lợi trong bối cảnh chi phí carbon ngày càng được nội địa hóa vào thị trường điện thông qua các cơ chế như thuế carbon hoặc hệ thống trao đổi tín chỉ phát thải (ETS). Điều này làm tăng tính cạnh tranh kinh tế của điện hạt nhân so với các công nghệ truyền thống phát thải cao như than và khí đốt.

Nguồn nhân lực là một trong những thách thức đối với các quốc gia lần đầu triển khai nhà máy điện hạt nhân công suất lớn. Khác với nhiều ngành năng lượng khác, điện hạt nhân đòi hỏi lực lượng lao động có trình độ cao, đa ngành và phải duy trì ổn định trong suốt vòng đời vận hành kéo dài từ 60 đến 80 năm (nếu gia hạn). Theo ước tính của IAEA, một dự án nhà máy điện hạt nhân đầu tiên cần trên 2.000 nhân lực chất lượng cao cho NEPIO (Tổ chức thực hiện chương trình năng lượng hạt nhân), cơ quan pháp quy, chủ đầu tư/vận hành và các tổ chức hỗ trợ, cùng với hàng nghìn lao động trong giai đoạn xây dựng [10, 11]. Thách thức chủ yếu đến từ thời gian chuẩn bị dài, khi việc đào tạo một nhân viên vận hành hoặc chuyên gia pháp quy thường mất từ 6 đến 10 năm, trong khi nhiều quốc gia mới tham gia chương trình điện hạt nhân chưa có hệ thống đào tạo trong nước đầy đủ. Hạn chế về cơ sở đào tạo thực hành, thiếu cơ chế giữ chân nhân lực, và nguy cơ phụ thuộc quá mức vào chuyên gia nước ngoài càng làm gia tăng khó khăn. Kinh nghiệm từ UAE, Bangladesh cho thấy, việc thiếu chiến lược nhân lực rõ ràng dễ dẫn đến trì hoãn tiến độ, phụ thuộc lâu dài vào nhà cung cấp và khó đạt được tự chủ công nghệ. Do vậy, phát triển nguồn nhân lực phải được coi là trụ cột chiến lược, triển khai ít nhất 10-15 năm trước khi vận hành nhà máy, với sự kết hợp giữa đào tạo trong nước, hợp tác quốc tế, quản lý tri thức và xây dựng văn hóa an toàn.

Sự phụ thuộc vào nhà cung cấp nhiên liệu hạt nhân là một yếu tố cần được xem xét thận trọng trong quá trình xây dựng và vận hành nhà máy điện hạt nhân. Hiện nay, trên thế giới chỉ có một số ít tập đoàn có khả năng thiết kế và sản xuất bó nhiên liệu cho các loại lò phản ứng hạt nhân. Bên cạnh đó, với vòng đời vận hành dài từ 60 đến 80 năm, việc duy trì nguồn cung ổn định từ một nhà cung cấp duy nhất tiềm ẩn rủi ro, đặc biệt trong bối cảnh quan hệ thương mại giữa các bên có thể biến động hoặc chịu ảnh

hưởng từ các yếu tố chính trị bên ngoài. Tuy vậy, thực tiễn quốc tế đã ghi nhận những trường hợp lò phản ứng công nghệ VVER (Liên Xô/Nga) được vận hành bằng bó nhiên liệu do một nhà cung cấp khác sản xuất. Cụ thể là các lò phản ứng VVER-440, VVER-1000 của Ucraina và Cộng hòa Séc được cung cấp nhiên liệu từ Westinghouse (Hoa Kỳ) [12, 13] cho thấy khả năng tách biệt giữa nhà cung cấp công nghệ và nhà cung cấp nhiên liệu.

Tóm lại, các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn sở hữu nhiều đặc điểm kỹ thuật - kinh tế giúp chúng trở thành một trong những nguồn điện có tiềm năng cung cấp điện ổn định, sạch và quy mô lớn. Tuy nhiên, để phát huy đầy đủ lợi thế, cần có sự kiểm soát tốt về chi phí xây dựng, cơ chế tài chính phù hợp và một môi trường chính sách ổn định nhằm giảm thiểu rủi ro đầu tư ban đầu - vốn là rào cản lớn nhất đối với việc triển khai công nghệ này trong thực tiễn (bảng 1).

Bảng 1. Tóm tắt các ưu/nhược điểm kinh tế - kỹ thuật.

Tiêu chí	Điện hạt nhân công suất lớn
Chi phí đầu tư ban đầu	Cao (4.000-10.000 USD/kWe) [5, 7]
Chi phí vận hành và nhiên liệu	Thấp, ổn định, dễ dự báo
Hệ số công suất lắp đặt	Rất cao (85-95%)
Phát thải khí nhà kính	Gần như bằng 0 trong giai đoạn vận hành
Tuổi thọ vận hành	≥ 60 năm (có thể kéo dài đến 80 năm)
Rủi ro tài chính và tiến độ	Cao, nếu không có năng lực quản lý dự án
Khả năng cung cấp điện nền	Rất cao, hoạt động liên tục, độc lập với thời tiết
Nhân lực vận hành, bảo dưỡng	Yêu cầu nhân lực trình độ cao, được đào tạo bài bản
Sự phụ thuộc nhiên liệu hạt nhân	Cao, không có nhiều nhà cung cấp nhiên liệu hạt nhân trên thế giới

3.2. Các yếu tố ảnh hưởng đến tính cạnh tranh kinh tế

Tính cạnh tranh kinh tế của nhà máy điện hạt nhân công suất lớn được quyết định bởi tổ hợp các yếu tố kỹ thuật, tài chính, chính sách và thị trường. Không giống như các nguồn điện truyền thống hay tái tạo có chi phí biến đổi cao, điện hạt nhân có đặc điểm chi phí ban đầu lớn và chi phí vận hành thấp, vì vậy hiệu quả kinh tế của nó phụ thuộc rất nhiều vào khả năng kiểm soát chi phí đầu tư, điều kiện huy động vốn và khung chính sách hỗ trợ. Dưới đây là phân tích các nhóm yếu tố chính ảnh hưởng đến tính cạnh tranh này.

3.2.1. Chi phí đầu tư ban đầu

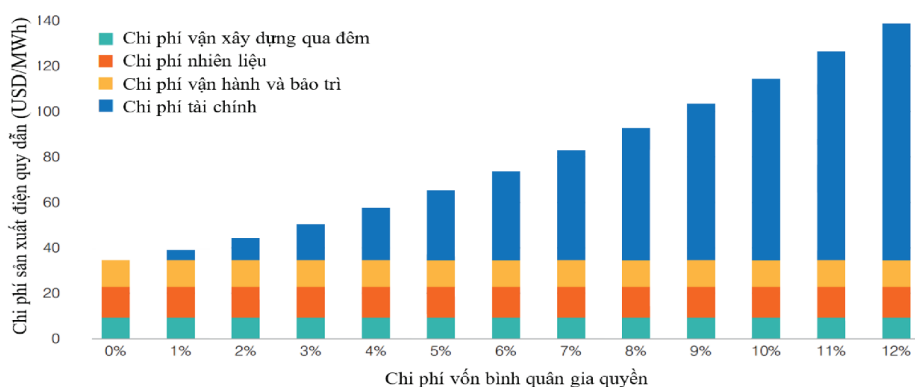
Chi phí đầu tư là yếu tố then chốt quyết định LCOE của các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn. Suất đầu tư thường dao động trong khoảng 4.000-10.000 USD/kWe [5, 7, 14, 15]. Những chi phí này bao gồm: chi phí thiết kế kỹ thuật, đánh giá an toàn và cấp phép; chi phí xây dựng công trình chính và các hệ thống phụ trợ; chi phí đào tạo nhân lực, vận hành thử và chuẩn bị nhiên liệu; các khoản phí dự phòng rủi ro, lãi vay trong quá trình xây dựng.

Một đặc điểm nổi bật là chênh lệch chi phí rất lớn giữa các quốc gia và dự án, chủ yếu do khả năng nội địa hóa, kinh nghiệm xây dựng, khung pháp lý, năng lực chuỗi cung ứng và hiệu quả quản lý dự án. Ví dụ, chi phí xây dựng của nhà máy Barakah UAE (suất đầu tư ban đầu là 5.060 USD/kWe năm 2012 và thực tế đạt 5.805 USD/kWe năm 2020) thấp hơn đáng kể so với các dự án EPR ở châu Âu như: Flamanville-3 (suất đầu tư ban đầu 7.672 USD/kWe năm 2007 nhưng thực tế đã đạt 12.625 USD/kWe năm 2020); Olkiluoto-3 (từ hợp đồng giá cố định là 3.125 USD/kWe năm 2005 cập nhật theo giá USD 2018 và đến 2021 chi phí cuối cùng dự kiến là 7.600 USD/kWe) [16]. Sự chênh lệch này phản ánh sự khác biệt về mức độ tiêu chuẩn hóa thiết kế và năng lực tổ chức tổng thầu trong các dự án điện hạt nhân.

3.2.2 Chi phí tài chính và điều kiện huy động vốn

Do yêu cầu vốn lớn và thời gian thu hồi vốn kéo dài, chi phí tài chính có ảnh hưởng đáng kể đến tính kinh tế của dự án. Lãi suất cao hoặc mức độ rủi ro tín dụng lớn sẽ dẫn đến chi phí vốn cao, làm tăng LCOE đáng kể. Hình 1 minh họa ảnh hưởng của mức chi phí vốn bình quân gia quyền (WACC) khác nhau đối với LCOE của một dự án điện hạt nhân [4].

Xem xét đối với các dự án được hưởng bảo lãnh và trợ cấp của chính phủ có giá trị WACC khoảng 4%, còn dự án được đầu tư bởi khu vực tư nhân WACC có giá trị điển hình 9% [17] thì sự khác biệt đáng kể về chi phí này càng trở nên quan trọng khi lãi suất tăng cao. Khi lãi suất ở mức cao, các dự án có chi phí vốn ban đầu lớn (như điện hạt nhân), gặp bất lợi trong các đánh giá so sánh tài chính. Lãi vay trong quá trình xây dựng (IDC) có thể chiếm tới 20-30% tổng vốn đầu tư, nhất là trong các dự án bị chậm tiến độ.



Hình 1. Chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) cho một nhà máy điện hạt nhân mới theo chi phí vốn [4].

Các cơ chế tài chính hỗ trợ như bảo lãnh vay, hợp đồng bao tiêu dài hạn, hay mô hình doanh thu điều tiết (RAB) có thể làm giảm rủi ro cho nhà đầu tư, từ đó hạ chi phí vốn và nâng cao tính cạnh tranh của điện hạt nhân. Vai trò của nhà nước trong hỗ trợ và chia sẻ rủi ro đầu tư là điều kiện tiên quyết, yếu tố then chốt trong thành công của nhiều dự án, đặc biệt ở các quốc gia đang phát triển [18].

3.2.3. Chi phí vận hành, bảo trì và nhiên liệu

Khác với các nhà máy nhiên liệu hóa thạch, chi phí nhiên liệu hạt nhân đầu vào ban đầu thường chỉ chiếm khoảng 15-20% tổng chi phí sản xuất điện [3] và giá urani có biến động thấp nhờ khả năng dự trữ dài hạn. Chi phí O&M của nhà máy hạt nhân cao hơn năng lượng tái tạo nhưng thấp hơn so với nhà máy nhiệt điện có hệ thống xử lý khí thải hiện đại [3]. Đặc biệt, chi phí này có tính ổn định cao và ít chịu ảnh hưởng từ biến động giá nhiên liệu quốc tế.

3.2.4. Rủi ro kỹ thuật và tiến độ xây dựng

Một trong những nguyên nhân làm gia tăng chi phí đầu tư là các rủi ro kỹ thuật và chậm trễ trong xây dựng, đặc biệt với các dự án đầu tiên (First of a kind - FOAK). Các yếu tố như thay đổi thiết kế trong quá trình thi công, thiếu kinh nghiệm của nhà thầu, quy trình cấp phép kéo dài và tranh chấp hợp đồng có thể khiến dự án trễ tiến độ hàng năm, dẫn đến tăng mạnh chi phí IDC và rủi ro mất khả năng thu xếp vốn bổ sung. Việc tiêu chuẩn hóa thiết kế, triển khai theo cụm (fleet deployment) và thiết lập chuỗi cung ứng nội địa hóa được xem là các giải pháp then chốt để giảm rủi ro này [19].

3.2.5. Chính sách môi trường và định giá carbon

Trong các hệ thống điện có cơ chế định giá carbon, nhà máy điện hạt nhân có lợi thế cạnh tranh rõ rệt so với các nhà máy điện than hoặc khí, do phát thải CO₂ gần như bằng không trong suốt vòng đời vận hành. Tại châu Âu, mức giá CO₂ trung bình vượt 80 EUR/tấn (tương đương 86 USD/tấn) trong năm 2023 khiến điện hạt nhân trở nên hấp dẫn hơn khi so sánh với điện hóa thạch [20]. Trong các tính toán LCOE nội bộ tại các doanh nghiệp, lợi ích tránh phát thải thường được tính thành một khoản tiết kiệm hoặc doanh thu gián tiếp.

3.2.6. Cơ chế thị trường và vai trò điều tiết của nhà nước

Tính cạnh tranh kinh tế của điện hạt nhân phụ thuộc rất lớn vào cơ chế thị trường điện tại quốc gia sở tại. Trong môi trường thị trường tự do hoàn toàn, tính không linh hoạt trong đầu tư dài hạn và thời gian hoàn vốn kéo dài khiến điện hạt nhân khó cạnh tranh với các nguồn điện được triển khai nhanh như năng lượng tái tạo hoặc điện khí. Ngược lại, trong thị trường điều tiết (regulated market) hoặc bán điều tiết, chính phủ có thể điều phối cung cầu và phân bổ rủi ro đầu tư hợp lý hơn. Các cơ chế như CFD hoặc RAB đều nhằm mục tiêu cải thiện khả năng thu hồi vốn cho nhà đầu tư [17].

Tổng hợp các yếu tố trên cho thấy rằng, mặc dù điện hạt nhân công suất lớn gặp bất lợi về chi phí đầu tư và độ phức tạp trong triển khai, nhưng lại có lợi thế dài hạn về chi phí vận hành, độ ổn định, tuổi thọ và lợi ích môi trường. Tính cạnh tranh cuối cùng phụ thuộc vào cơ chế tài chính, mức độ kiểm soát tiến độ xây dựng và sự hỗ trợ chính sách từ phía nhà nước.

3.3. So sánh tính cạnh tranh với các công nghệ điện khác

Việc đánh giá tính cạnh tranh của điện hạt nhân công suất lớn cần đặt trong bối cảnh so sánh trực tiếp với các công nghệ phát điện hiện đại đang được triển khai rộng

rãi, bao gồm năng lượng tái tạo không liên tục (gió, mặt trời), điện khí tự nhiên chu trình hỗn hợp (CCGT), điện than sạch và các giải pháp lưu trữ năng lượng. So sánh này không chỉ giới hạn ở chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) mà cần xét toàn diện đến vòng đời dự án, độ tin cậy cung cấp điện, chi phí ngoại biên (externalities) và tác động hệ thống trong quy hoạch dài hạn.

3.3.1. So sánh chi phí sản xuất điện quy dẫn

Theo báo cáo của IEA và NEA-OECD (2020) [5], LCOE của nhà máy điện hạt nhân công suất lớn dao động từ 50 đến 110 USD/MWh, tùy thuộc vào suất đầu tư, chi phí vốn và thời gian xây dựng. Trong khi đó, năng lượng tái tạo có LCOE thấp hơn nhiều tại nhiều khu vực, từ 30 đến 50 USD/MWh đối với điện mặt trời và 40 đến 60 USD/MWh đối với gió trên bờ. Số liệu chi phí sản xuất điện quy dẫn đã được cập nhật trong khoảng thời gian 2023-2024 của một số loại công nghệ và cũng nằm trong dải số liệu mà báo cáo của IEA và NEA-OECD (2020) [5] đưa ra (bảng 2).

Bảng 2. Chi phí sản xuất điện quy dẫn theo từng dạng công nghệ [5, 14].

Công nghệ	LCOE (USD/MWh)		Ghi chú
	2020	2023-2024	
Điện hạt nhân công suất lớn	50-110	–	Phụ thuộc WACC, thời gian xây dựng
Điện hạt nhân công suất lớn gia hạn thời gian hoạt động	30-50	–	Kéo dài thời gian vận hành nhà máy cũ, rất cạnh tranh
Thủy điện lớn (≥ 5 MW)	40-100	57-59	Phụ thuộc điều kiện địa hình
Thủy điện nhỏ (< 5 MW)	70-140	–	Chi phí rất biến thiên tùy vị trí
Điện khí (CCGT)	40-100	–	Dễ bị tác động bởi giá nhiên liệu, chi phí cho phát thải NO _x , CO ₂
Than sạch (USC/IGCC)	70-130	–	Có thể chịu thêm chi phí CO ₂
Gió trên bờ (onshore wind)	30-80 (đa số nằm trong khoảng 40-60)	33-34	Biến thiên theo tài nguyên gió
Gió ngoài khơi (off-shore wind)	80-140	76-79	Chi phí đang giảm nhanh, nhưng vẫn cao hơn onshore
Quang năng mặt trời (solar PV)	20-90 (đa số nằm trong khoảng 30-50)	42-43	Không ổn định theo thời gian trong ngày
Nhiệt năng mặt trời (solar thermal)	100-160	92-120	Tích hợp lưu trữ nhiệt, chi phí cao hơn PV
Sinh khối	70-120	73-87	Có tiềm năng nếu sử dụng chất thải hữu cơ

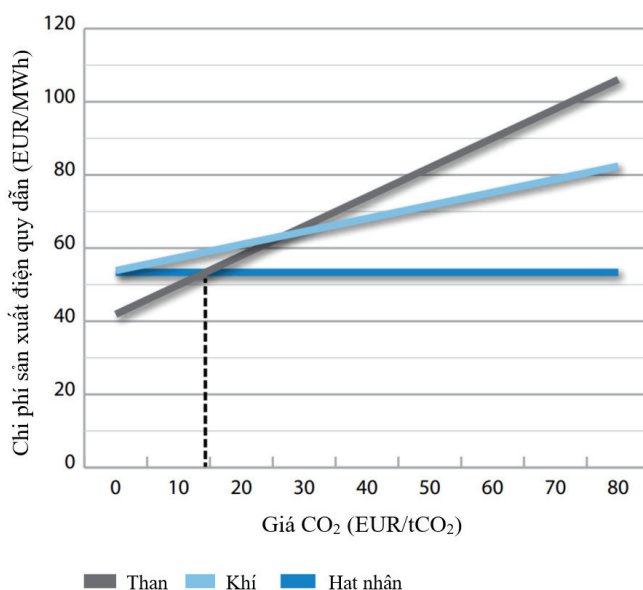
Tuy nhiên, sự so sánh đơn thuần theo LCOE không phản ánh đúng bản chất chi phí hệ thống điện, đặc biệt khi tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng cao. Việc so sánh không nên chỉ dựa trên LCOE, mà cần xem xét toàn diện vòng đời vận hành, độ tin cậy cung cấp điện, chi phí hệ thống (system costs), phát thải khí nhà kính và khả năng tích hợp vào hệ thống điện quốc gia.

3.3.2. Độ ổn định và giá trị hệ thống

Một điểm then chốt giúp điện hạt nhân duy trì tính cạnh tranh dài hạn là khả năng cung cấp điện nền ổn định 24/7 với hệ số công suất lắp đặt cao (~90%). Trong khi đó, các nguồn điện tái tạo chịu sự giới hạn của tính gián đoạn, dẫn đến nhu cầu phải bổ sung thêm các chi phí hệ thống như: dự phòng vận hành (spinning reserve); lưu trữ năng lượng quy mô lớn (batteries, pumped hydro); nâng cấp lưới truyền tải và điều độ hệ thống. Theo nghiên cứu của OECD/NEA (2019) [21], khi tỷ trọng điện gió và mặt trời vượt 40%, chi phí biên để tích hợp chúng vào hệ thống có thể tăng thêm 20-40 USD/MWh, đưa tổng chi phí hệ thống ngang bằng hoặc cao hơn điện hạt nhân.

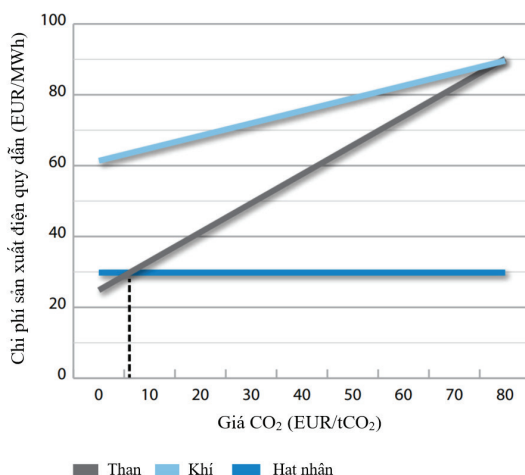
3.3.3. Chi phí phát thải và yếu tố môi trường

Khi chi phí phát thải CO₂ được đưa vào tính toán thông qua thuế carbon hoặc hệ thống ETS, điện hạt nhân trở nên cạnh tranh hơn rõ rệt so với điện than và khí. Tại các nước OECD châu Âu (hình 2), LCOE của điện hạt nhân gần như không đổi theo giá carbon, trong khi LCOE của điện than và khí tăng mạnh. Khi giá CO₂ đạt ~15 EUR/tCO₂, điện than đã đắt hơn điện hạt nhân từ ~40 EUR/tCO₂ trở lên, cả than và khí đều kém cạnh tranh.



Hình 2. Ảnh hưởng của giá CO₂ tới chi phí sản xuất điện quy dẫn của một số công nghệ sản xuất điện tại các nước OECD châu Âu [22].

Tại các nước OECD thuộc châu Á - Thái Bình Dương (hình 3), mặc dù điện than rẻ hơn ở mức giá carbon bằng 0, chỉ cần giá CO₂ tăng lên ~10 EUR/tCO₂ là điện hạt nhân đã có chi phí thấp hơn. Điều này cho thấy các thị trường châu Á dễ bị tác động bởi định giá carbon hơn và ở mức giá CO₂ khoảng 80 EUR/tCO₂ (trung bình EU năm 2023), điện hạt nhân vượt trội về chi phí trong cả hai khu vực.



Hình 3. Ảnh hưởng của giá CO₂ tới chi phí sản xuất điện quy dẫn của một số công nghệ sản xuất điện tại các nước OECD châu Á - Thái Bình Dương [22].

3.3.4. Tuổi thọ dự án và chi phí vận hành dài hạn

Một lợi thế vượt trội khác của điện hạt nhân là tuổi thọ vận hành dài (≥ 60 năm), trong khi phần lớn các nhà máy điện khí hoặc năng lượng tái tạo có vòng đời thiết kế 20-30 năm. Ngoài ra, các nhà máy điện hạt nhân có thể được gia hạn hoạt động thêm 10-20 năm tùy theo điều kiện từng nhà máy. Theo nghiên cứu của IEA và NEA-OECD (2020) [5], vận hành dài hạn (kéo dài thời gian hoạt động của nhà máy điện hạt nhân) vẫn là một trong những lựa chọn cạnh tranh nhất về chi phí để sản xuất điện có thể điều chỉnh linh hoạt được và phát thải thấp tại nhiều khu vực, với LCOE dao động từ 30 đến 50 USD/MWh. Dù chi phí đầu tư ban đầu cao, nhưng nếu được vận hành ổn định, điện hạt nhân có thể cung cấp điện với chi phí biên thấp và khả năng khấu hao dài hạn, phù hợp với các hệ thống điện yêu cầu độ tin cậy cao và chiến lược phát triển dài hạn.

3.3.5. Độ tin cậy đầu tư và rủi ro thị trường

Về mặt tài chính, các dự án điện tái tạo thường hấp dẫn nhà đầu tư hơn do thời gian xây dựng ngắn, vốn đầu tư thấp và ít rào cản pháp lý và kỹ thuật. Ngược lại, điện hạt nhân đòi hỏi cơ chế đảm bảo đầu tư như CFD hoặc RAB để bù đắp rủi ro thị trường và dài hạn hóa dòng tiền. Tuy nhiên, nếu được bảo lãnh nhà nước hoặc tích hợp vào quy hoạch điện quốc gia, các nhà máy điện hạt nhân có thể tạo ra giá trị kinh tế ổn định trong dài hạn và ít bị phụ thuộc vào biến động thị trường nhiên liệu hoặc thời tiết.

Tóm lại, trong khi điện hạt nhân công suất lớn không thể cạnh tranh trực tiếp về LCOE với năng lượng tái tạo trong ngắn hạn, thì lại sở hữu các ưu điểm vượt trội về độ ổn định, chi phí hệ thống, vòng đời dài và khả năng tránh phát thải. Do đó, khi xét đến tổng chi phí hệ thống và các mục tiêu phi tài chính (an ninh năng lượng, Net Zero), điện hạt nhân có vai trò bổ sung thiết yếu bên cạnh năng lượng tái tạo trong một hệ thống điện cân bằng và bền vững.

3.4. Kinh nghiệm thực tiễn từ các quốc gia triển khai thành công

Việc triển khai hiệu quả các dự án nhà máy điện hạt nhân công suất lớn phụ thuộc không chỉ vào công nghệ mà còn vào năng lực tổ chức, kinh nghiệm quản lý dự án, cơ chế tài chính, khung pháp lý và sự đồng thuận xã hội. Trong hai thập kỷ qua, một số quốc gia đã chứng minh được khả năng kiểm soát chi phí, tiến độ và rủi ro khi xây dựng các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn. Những bài học thực tiễn từ các trường hợp thành công này cung cấp cơ sở quan trọng cho việc xác định các yếu tố cần thiết để đảm bảo tính cạnh tranh kinh tế của điện hạt nhân.

Hàn Quốc: Nội địa hóa, tiêu chuẩn hóa và năng lực tổng thầu

Hàn Quốc là một trong số ít quốc gia đã phát triển thành công chuỗi giá trị hạt nhân nội địa với mức độ nội địa hóa trên 90% trong các dự án Advanced Power Reactor 1400 (APR1400). Mô hình triển khai tại Hàn Quốc dựa trên ba trụ cột chính: thiết kế tiêu chuẩn hóa (standardised fleet); tổng thầu thống nhất do Tập đoàn Điện lực Hàn Quốc (KEPCO) dẫn dắt; sự hỗ trợ mạnh mẽ của chính phủ cả về tài chính lẫn pháp lý. Nhờ đó, các nhà máy như Shin-Kori 3&4 và Shin-Hanul 1&2 được xây dựng trong thời gian và chi phí kiểm soát tốt, với suất đầu tư thấp hơn đáng kể so với các dự án cùng loại ở châu Âu và Bắc Mỹ (nhà máy Shin Kori 3, 4 có suất đầu tư thực tế là 2.410 USD/kWe, so với Vogtle 3, 4 là 8.600 USD/kWe và 8.620 USD/kWe của nhà máy Flamanville 3) [5]. Mô hình này cũng đã được xuất khẩu thành công sang UAE (dự án Barakah), đánh dấu bước tiến quan trọng của Hàn Quốc trong thị trường hạt nhân toàn cầu.

UAE: Quản lý dự án theo mô hình “turnkey” và hợp tác quốc tế

Dự án Barakah tại UAE (gồm 4 tổ máy APR1400, tổng công suất 5,6 GW) là ví dụ điển hình về triển khai thành công nhà máy điện hạt nhân tại một quốc gia lần đầu ứng dụng công nghệ hạt nhân. Dưới sự hợp tác với KEPCO (Hàn Quốc), UAE đã áp dụng mô hình “turnkey” (chìa khóa trao tay), trong đó tổng thầu chịu trách nhiệm toàn bộ từ thiết kế, mua sắm, xây dựng đến vận hành ban đầu. Chính phủ UAE đóng vai trò trung tâm trong điều phối, cấp vốn và bảo đảm tiến độ thông qua chính sách đồng thuận xã hội, hệ thống pháp lý rõ ràng và hợp tác chặt chẽ với IAEA. Dự án hoàn thành đúng tiến độ và đạt hiệu suất vận hành cao, chứng minh rằng điện hạt nhân có thể triển khai thành công tại quốc gia chưa từng có kinh nghiệm về điện hạt nhân, nếu có chiến lược hợp tác hiệu quả.

Trung Quốc: Tiêu chuẩn hóa, triển khai hàng loạt và học hỏi công nghệ

Trung Quốc là quốc gia có tốc độ phát triển điện hạt nhân nhanh nhất thế giới trong hai thập kỷ qua. Với hơn 50 tổ máy đang vận hành và hàng chục tổ máy đang xây dựng, Trung Quốc đã chuyển đổi từ giai đoạn nhập khẩu công nghệ (AP1000, EPR1600, VVER1000/1200) sang phát triển các thiết kế nội địa tiên tiến như Hualong One (HPR1000) và CAP1400 [23]. Thành công của Trung Quốc đến từ mô hình: fleet deployment (xây dựng nhiều tổ máy cùng thiết kế tại nhiều địa điểm); chuỗi cung ứng nội địa hóa mạnh: giảm chi phí nhập khẩu thiết bị; cơ chế tài chính nhà nước kiểm soát: thông qua các tập đoàn như Tập đoàn Hạt nhân Quốc gia Trung Quốc (CNNC), Tập đoàn Điện hạt nhân Trung Quốc (CGN) được nhà nước bảo lãnh tín dụng.

Mức suất đầu tư bình quân của các nhà máy tại Trung Quốc thấp hơn nhiều so với các nước OECD (các nhà máy điện hạt nhân công nghệ AP1000 và EPR1600 được triển khai ở Trung Quốc có suất đầu tư thấp hơn nhiều so với triển khai ở Hoa Kỳ và Pháp, Phần Lan [5]), phần lớn nhờ hiệu quả triển khai, học hỏi công nghệ quốc tế và quy mô xây dựng lớn.

So sánh với các trường hợp vượt chi phí và chậm tiến độ

Ngược lại với các trường hợp thành công nêu trên, một số dự án tại châu Âu và Bắc Mỹ cho thấy những rủi ro nghiêm trọng nếu không kiểm soát tốt thiết kế, chuỗi cung ứng và khung pháp lý:

Olkiluoto-3 (Phần Lan) và Flamanville-3 (Pháp): dự án EPR bị trễ tiến độ trên 10 năm và chi phí tăng gấp 3-4 lần dự kiến do thay đổi thiết kế, thiếu năng lực xây dựng địa phương và quy định pháp lý phức tạp [24, 25].

Vogtle Units 3&4 (Hoa Kỳ): dự án AP1000 tại Georgia kéo dài trên một thập kỷ, chi phí vượt mức gần 15 tỷ USD, phản ánh sự yếu kém trong quản lý dự án và năng lực chuỗi cung ứng trong môi trường thị trường tự do [26, 27].

Những ví dụ này nhấn mạnh rằng để nhà máy điện hạt nhân công suất lớn đạt được tính cạnh tranh, cần hội tụ đồng thời các điều kiện về tiêu chuẩn hóa thiết kế, quản trị dự án chuyên nghiệp, ổn định chính sách và cơ chế tài chính phù hợp.

Tóm lại, các quốc gia như Hàn Quốc, UAE và Trung Quốc đã chứng minh rằng điện hạt nhân công suất lớn có thể triển khai hiệu quả nếu có chiến lược rõ ràng, mô hình tổ chức phù hợp và cam kết chính trị mạnh mẽ. Những bài học từ thành công và thất bại sẽ giúp định hình lại các mô hình phát triển điện hạt nhân trong tương lai, đặc biệt ở các nước đang phát triển đang tìm kiếm các giải pháp điện nền sạch, ổn định và dài hạn.

3.5. Thách thức và triển vọng cạnh tranh trong tương lai

Mặc dù các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn có tiềm năng cung cấp điện ổn định, quy mô lớn và không phát thải khí nhà kính, song việc triển khai rộng rãi công nghệ này vẫn đối mặt với nhiều thách thức đáng kể. Đồng thời, xu hướng toàn cầu đang mở ra những cơ hội mới để tăng cường tính cạnh tranh kinh tế của điện hạt nhân thông qua đổi mới công nghệ, cải cách chính sách và tích hợp với chiến lược năng lượng dài hạn.

Các thách thức hiện hữu

Chi phí đầu tư cao và thời gian xây dựng dài: Các dự án nhà máy hạt nhân công suất lớn vẫn chịu rủi ro vượt chi phí và kéo dài tiến độ, đặc biệt là đối với các dự án FOAK. Điều này ảnh hưởng đến khả năng huy động vốn và làm tăng chi phí tài chính, dẫn đến LCOE cao hơn so với các công nghệ thay thế nhanh triển khai như điện mặt trời, gió hoặc điện khí.

Rào cản tài chính và cơ chế thị trường: Điện hạt nhân đòi hỏi dòng vốn đầu tư rất lớn trong giai đoạn đầu mà chỉ thu hồi được sau hàng chục năm vận hành. Trong môi

trường thị trường điện tự do, dòng doanh thu không ổn định khiến nhà đầu tư e ngại. Thiếu các cơ chế tài chính dài hạn như mô hình CFD, mô hình RAB hoặc bảo lãnh vay nhà nước sẽ hạn chế khả năng triển khai dự án mới.

Chấp thuận xã hội và khung pháp lý phức tạp: Ở nhiều quốc gia, điện hạt nhân vẫn đối mặt với sự phản đối từ công chúng do lo ngại về an toàn, sự cố hạt nhân, và xử lý chất thải phóng xạ. Các quy trình cấp phép kéo dài và không ổn định cũng làm gia tăng độ không chắc chắn về pháp lý và tiến độ dự án.

Cạnh tranh từ công nghệ thay thế nhanh: Sự phát triển nhanh chóng của năng lượng tái tạo cùng với sự cải tiến trong lưu trữ điện và quản lý lưới điện khiến vai trò của điện hạt nhân trong hệ thống điện cần được tái định vị một cách thận trọng. Nếu không được tích hợp chiến lược trong quy hoạch hệ thống, điện hạt nhân có thể bị đẩy ra ngoài lề trong mô hình điện phi tập trung tương lai.

Yêu cầu nhân lực trình độ cao được đào tạo bài bản: Một trong những thách thức cốt lõi đối với quốc gia mới triển khai chương trình điện hạt nhân là bảo đảm nguồn nhân lực chất lượng cao cho dự án điện hạt nhân công suất lớn. Các vị trí then chốt như vận hành, pháp quy hay kỹ sư an toàn hạt nhân đòi hỏi thời gian đào tạo kéo dài, vượt quá năng lực đào tạo hiện có ở nhiều nước mới tham gia chương trình hạt nhân. Ngoài ra, sự cạnh tranh nhân lực với các ngành kỹ thuật cao khác cùng với hạn chế về cơ hội thực hành càng làm gia tăng khó khăn trong việc xây dựng đội ngũ ổn định. Kinh nghiệm quốc tế, điển hình từ UAE và Bangladesh cho thấy, việc thiếu chiến lược nhân lực toàn diện và sớm dễ dẫn đến trì hoãn tiến độ, phụ thuộc vào nhà cung cấp và khó đạt tự chủ công nghệ.

Triển vọng và cơ hội tăng cường tính cạnh tranh

Định giá carbon và mục tiêu Net Zero: Áp lực thực hiện cam kết giảm phát thải khí nhà kính đang làm thay đổi cách định giá các công nghệ phát điện. Trong bối cảnh giá CO₂ ngày càng cao và các nước áp dụng cơ chế đánh thuế hoặc thị trường carbon, điện hạt nhân - với phát thải gần như bằng 0 trong quá trình vận hành sẽ có lợi thế rõ rệt so với điện than và khí đốt. Một số quốc gia và tổ chức quốc tế như EU, Anh, Hàn Quốc đã chính thức xếp điện hạt nhân vào danh mục green taxonomy (phân loại xanh), mở ra cánh cửa tiếp cận nguồn vốn xanh.

Tiêu chuẩn hóa thiết kế và triển khai theo cụm: Bài học từ Hàn Quốc và Trung Quốc cho thấy việc lặp lại cùng một thiết kế tại nhiều địa điểm giúp rút ngắn thời gian học hỏi, tăng hiệu quả chuỗi cung ứng và giảm đáng kể chi phí đầu tư. Đây là hướng đi then chốt để điện hạt nhân công suất lớn trở nên cạnh tranh hơn trong giai đoạn hậu FOAK.

Cơ chế chính sách ổn định và chia sẻ rủi ro: Các mô hình tài chính như CFD, RAB, hoặc bảo lãnh đầu tư của nhà nước đã chứng minh hiệu quả trong giảm WACC - yếu tố có ảnh hưởng lớn nhất đến LCOE của nhà máy điện hạt nhân. Chính phủ các nước có thể đóng vai trò then chốt bằng việc đưa điện hạt nhân trở lại trong quy hoạch điện dài hạn, xây dựng khung pháp lý rõ ràng và khuyến khích đầu tư tư nhân thông qua hợp tác công - tư.

Phối hợp với năng lượng tái tạo và hệ thống thông minh: Thay vì cạnh tranh trực tiếp, điện hạt nhân có thể phối hợp hiệu quả với năng lượng tái tạo để đảm bảo cung cấp điện liên tục, giảm nhu cầu dự phòng nhiên liệu hóa thạch và hỗ trợ ổn định hệ thống. Trong một hệ thống năng lượng tích hợp, nhà máy điện hạt nhân có thể cung cấp điện nền, sản xuất hydro (nhiệt - điện phân), hoặc cung cấp nhiệt cho công nghiệp, mở rộng phạm vi ứng dụng và tăng giá trị kinh tế tổng thể.

Tóm lại, mặc dù còn đối mặt với nhiều thách thức, các nhà máy điện hạt nhân công suất lớn có thể đạt được tính cạnh tranh kinh tế cao hơn nếu được triển khai trong điều kiện chính sách ổn định, thiết kế tiêu chuẩn hóa, tài chính được đảm bảo và tích hợp thông minh vào hệ thống điện carbon thấp. Triển vọng của điện hạt nhân trong tương lai phụ thuộc không chỉ vào bản thân công nghệ, mà còn vào cách mà các chính phủ và nhà đầu tư thiết kế hệ sinh thái phát triển năng lượng dài hạn.

4. Kết luận và khuyến nghị

Nghiên cứu này đã tiến hành phân tích toàn diện tính cạnh tranh kinh tế của điện hạt nhân công suất lớn (≥ 1.000 MWe) trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng toàn cầu, nhu cầu ngày càng cao về điện sạch và ổn định, cũng như áp lực giảm phát thải khí nhà kính. Thông qua việc đánh giá chi phí sản xuất điện quy dẫn, rủi ro đầu tư, so sánh với các công nghệ phát điện thay thế và phân tích xu hướng chính sách thị trường, bài viết đã làm rõ những điểm mạnh, điểm yếu và triển vọng phát triển của công nghệ điện hạt nhân công suất lớn.

Một trong những hạn chế đáng kể hiện nay là chi phí đầu tư ban đầu rất cao, thời gian xây dựng kéo dài và rủi ro tài chính lớn, đặc biệt là trong điều kiện của các thị trường điện cạnh tranh hoàn toàn. Những yếu tố này làm giảm khả năng hấp dẫn của điện hạt nhân đối với khu vực tư nhân và gây khó khăn cho việc triển khai nếu không có sự hỗ trợ mạnh mẽ từ phía nhà nước.

Tuy nhiên, điện hạt nhân lại sở hữu nhiều lợi thế nổi bật, bao gồm tuổi thọ vận hành dài (thường ≥ 60 năm), độ ổn định cung cấp điện rất cao (không phụ thuộc thời tiết), chi phí vận hành thấp và đặc biệt là không phát thải CO_2 trong quá trình vận hành. Những đặc điểm này khiến điện hạt nhân trở thành một lựa chọn khả thi để đảm bảo an ninh năng lượng trong dài hạn và đáp ứng các mục tiêu trung hòa carbon.

Khi phân tích chi phí sản xuất điện có tính đến chi phí hệ thống (system costs) và giá phát thải carbon, điện hạt nhân cho thấy tính cạnh tranh cao hơn so với các công nghệ điện khí và than, nhất là trong bối cảnh hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày càng lớn. Điều này phản ánh vai trò bổ sung lẫn nhau giữa điện hạt nhân và năng lượng tái tạo trong quá trình chuyển dịch sang hệ thống điện carbon thấp.

Cuối cùng, các xu hướng chính sách mới như cơ chế định giá phát thải CO_2 , mở rộng tài chính xanh, công nhận điện hạt nhân trong hệ thống sustainable taxonomy (hệ thống phân loại các hoạt động kinh tế dựa trên mức độ đóng góp của chúng vào mục tiêu phát triển bền vững), cùng với kinh nghiệm quốc tế trong triển khai theo cụm và tiêu chuẩn hóa thiết kế, đang mở ra triển vọng rõ rệt để nâng cao tính cạnh tranh và khả năng ứng dụng của điện hạt nhân công suất lớn trong hệ thống năng lượng trong tương lai.

Để hiện thực hóa tiềm năng kinh tế và vai trò chiến lược của điện hạt nhân công suất lớn trong quá trình chuyển đổi năng lượng bền vững, cần có những định hướng chính sách và kỹ thuật đồng bộ, nhất quán và phù hợp với đặc điểm hệ thống điện quốc gia. Dưới đây là một số khuyến nghị trọng tâm nhằm nâng cao tính cạnh tranh và khả năng triển khai thực tế của công nghệ này.

Trước tiên, điện hạt nhân cần được lồng ghép một cách chặt chẽ vào quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia. Việc xác định rõ vai trò và tỷ trọng hợp lý của điện hạt nhân trong cơ cấu nguồn điện dài hạn không chỉ góp phần đảm bảo an ninh năng lượng mà còn phù hợp với các cam kết giảm phát thải khí nhà kính. Các cụm nhà máy điện hạt nhân nên được ưu tiên bố trí tại các khu vực có khả năng đầu nối thuận lợi vào hệ thống truyền tải điện quốc gia, nhằm tối ưu hóa hiệu quả vận hành và giảm chi phí hệ thống.

Bên cạnh đó, cần áp dụng các mô hình tài chính linh hoạt nhằm giảm thiểu rủi ro cho nhà đầu tư. Các cơ chế như hợp đồng chênh lệch (CFD) hoặc mô hình tài sản điều tiết (RAB), vốn đã được áp dụng thành công tại Anh, Pháp và Canada, có thể được xem xét và điều chỉnh cho phù hợp với điều kiện trong nước. Ngoài ra, việc thiết kế cơ chế bảo lãnh tín dụng hoặc tiếp cận các nguồn vốn xanh từ các định chế tài chính quốc tế cũng đóng vai trò then chốt trong việc giảm chi phí vốn và thúc đẩy đầu tư tư nhân.

Về mặt kỹ thuật, triển khai dự án theo cụm và tiêu chuẩn hóa thiết kế là chiến lược quan trọng nhằm tối ưu hóa chi phí và rút ngắn thời gian xây dựng. Ưu tiên lựa chọn công nghệ đã được chứng minh hiệu quả (proven technology) sẽ giúp giảm thiểu rủi ro kỹ thuật và vận hành. Đồng thời, thúc đẩy nội địa hóa thiết kế, chế tạo thiết bị và phát triển nguồn nhân lực chuyên môn cao sẽ góp phần tăng cường hiệu quả kinh tế - xã hội, tạo công ăn việc làm và nâng cao năng lực công nghiệp trong nước.

Một trong những yếu tố quan trọng khác là cần thiết lập cơ chế định giá carbon một cách minh bạch và hiệu quả. Việc phản ánh đúng chi phí xã hội của phát thải CO₂ sẽ giúp các công nghệ điện sạch như điện hạt nhân trở nên cạnh tranh hơn so với các nguồn điện hóa thạch. Đây cũng là công cụ quan trọng để điều chỉnh tín hiệu thị trường và định hướng đầu tư dài hạn.

Cuối cùng, truyền thông và chấp thuận xã hội là điều kiện tiên quyết cho sự thành công của bất kỳ dự án điện hạt nhân nào. Cần tăng cường các hoạt động truyền thông khoa học, khách quan và minh bạch về tính an toàn, hiệu quả và vai trò chiến lược của điện hạt nhân trong bối cảnh khủng hoảng khí hậu và chuyển dịch năng lượng. Đồng thời, việc tham vấn cộng đồng và xây dựng lòng tin xã hội thông qua minh bạch hóa thông tin và quản lý rủi ro hiệu quả là yếu tố không thể thiếu trong quá trình triển khai và vận hành nhà máy điện hạt nhân.

LỜI CẢM ƠN

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Bộ Khoa học và Công nghệ trong Đề án “Nghiên cứu cơ sở khoa học và thực tiễn phục vụ đề xuất, định hướng, giải pháp phát triển năng lượng nguyên tử tại Việt Nam trong giai đoạn mới” mã số 14/25/VPV. Nhóm tác giả xin trân trọng cảm ơn.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] International Energy Agency (2022), *Nuclear Power and Secure Energy Transitions*, 93pp.
- [2] World Nuclear Association (2025a), *Nuclear Power in The World Today*, <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today>, accessed 20 June 2025.
- [3] World Nuclear Association (2023), *Economics of Nuclear Power*, <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power>, accessed 20 June 2025.
- [4] Nuclear Energy Agency - Organization for Economic Cooperation and Development (2020), *Unlocking Reductions in The Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders*, 129pp.
- [5] International Energy Agency & Nuclear Energy Agency - Organization for Economic Cooperation and Development (2020), *Projected Costs of Generating Electricity 2020*, 219pp.
- [6] World Nuclear Association (2024), *World Nuclear Performance Report 2024*, 60pp.
- [7] M. Schneider, J. Hazemann, T. Judson, et al (2023), *World Nuclear Industry Status Report 2023*, 549pp.
- [8] Nuclear-power.com (2025), “Costs of nuclear energy”, <https://www.nuclear-power.com/future-of-nuclear-energy-costs-safety-sustainability/costs-of-nuclear-energy/>, accessed 20 June 2025.
- [9] L.J. Bond, S.R. Doctor, D.B. Jarrell, et al. (2007), *Improved Economics of Nuclear Plant Life Management*, Nuclear Power Plant Life Management: Proceedings of an International Symposium, IAEA Paper IAEA-CN-155-008KS, pp.13-15.
- [10] International Atomic Energy Agency (2022), *Human Resource Management for New Nuclear Power Programmes*, Nuclear Energy Series No. NG-T-3.10 (Rev. 1), 62pp.
- [11] F.J. Sánchez (2012), *The Need for Human Resources in Nuclear Power Programmes*, Woodhead Publishing, pp.147-188, DOI: 10.1533/9780857093776.1.147.
- [12] Westinghouse Electric Company (2023), *Westinghouse Delivers First VVER-440 Fuel Assemblies to Energoatom*, <https://info.westinghousenuclear.com/news/westinghouse-delivers-first-vver-440-fuel-assemblies-to-energoatom>, accessed 12 August 2025.
- [13] Westinghouse Electric Company (2025), *Westinghouse Completes First VVER Fuel Deliveries to Temelin and Dukovany Nuclear Power Plants*, <https://info.westinghousenuclear.com/news/westinghouse-completes-first-vver-fuel-deliveries-to-temel%C3%ADn-and-dukovany-nuclear-power-plants>, accessed 12 August, 2025.
- [14] International Renewable Energy Agency (2025), *Renewable Power Generation Costs in 2024*, 16pp.
- [15] K. Shirvan (2024), *2024 Total Cost Projection of Next AP1000*, 28pp.
- [16] G. Rothwell (2022), “Projected electricity costs in international nuclear power markets”, *Energy Policy*, **164**(3), DOI: 10.1016/j.enpol.2022.112905.
- [17] World Nuclear Association (2024a), *Nuclear Power Economics and Structuring 2024*, 52pp.
- [18] N. Barkatullah, A. Ahmad (2017), “Current status and emerging trends in financing nuclear power projects”, *Energy Strategy Reviews*, **18**, pp.127-140, DOI: 10.1016/j.esr.2017.09.015.
- [19] Saied DARDOUR (2018), *Nuclear Supply Localization Costs Issues*, <https://nucleus.iaea.org/sites/INPRO/df15/IAEA/DARDOUR.pdf>, accessed 20 June 2025.

- [20] European Securities and Markets Authority (2024), *EU Carbon Markets 2024*, 18pp.
- [21] Nuclear Energy Agency - Organization for Economic Cooperation and Development (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, 219pp.
- [22] Nuclear Energy Agency - Organization for Economic Cooperation and Development (2011), *Carbon Pricing, Power Markets and The Competitiveness of Nuclear Power*, 106pp.
- [23] World Nuclear Association (2025b), *Nuclear Power in China*, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power>, accessed 20 June 2025.
- [24] World Nuclear Association (2024b), *Nuclear Power in Finland*, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland>, accessed 20 June 2025.
- [25] D. Dalton (2024), *Flamanville-3/Fuel Loading Complete At French Nuclear Plant as Grid Connection Approaches*, <https://www.nucnet.org/news/fuel-loading-complete-at-french-nuclear-plant-as-grid-connection-approaches-5-4-2024>, accessed 20 June 2025.
- [26] T. Clements (2024), *Risky Business Westinghouse and The AP1000 Lessons Learned from the AP1000 Disasters in the U.S.*, <https://www.joint-project.org/wp-content/uploads/2024/10/Risky-Business-final-WEC-AP1000-Tom-Clements-18-June-2024.pdf>, accessed 20 June 2025.
- [27] D. Schlissel (2022), *Southern Company's Troubled Vogtle Nuclear Project*, https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/01/Southern-Company-s-Troubled-Vogtle-Nuclear-Project_January-2022.pdf, accessed 20 June 2025.