

NGHIÊN CỨU ẢNH HƯỞNG CỦA NGUỒN THỦY ĐIỆN ĐẾN LƯỢNG PHÁT THẢI KHÍ NHÀ KÍNH TỪ NHIỆT ĐIỆN THEO KỊCH BẢN PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN NĂM 2030

Hồ Sỹ Mão

Trường Đại học Thủy lợi

Tóm tắt: Biến đổi khí hậu và sự nóng lên toàn cầu làm cho băng ở hai cực Trái Đất tan nhanh làm cho nước biển dâng và thời tiết cực đoan xuất hiện ngày càng nhiều. Hội nghị COP 26 nêu rõ mục tiêu cắt giảm lớn lượng khí thải CO₂ một cách nhanh chóng và bền vững, bao gồm giảm 45% lượng phát thải CO₂ vào năm 2030 so với mức năm 2010 và về 0 vào năm 2050. Việt Nam cam kết không phát triển và từng bước loại bỏ nhiệt điện than do đây là nguồn phát thải CO₂ rất lớn. Tuy nhiên ngoài cam kết giảm phát thải khí CO₂ trong ngành năng lượng thì xu hướng chuyển đổi các nguồn năng lượng sử dụng nhiên liệu hóa thạch sang các dạng năng lượng có công nghệ các bon thấp là xu thế tất yếu bởi vì chi phí các nguồn năng lượng tái tạo là cạnh tranh trong những năm gần đây. Chính vì thế, xu hướng vận hành các trạm phát điện trong tương lai sẽ hướng tới mục tiêu là giảm lượng phát thải CO₂ càng nhiều càng tốt. Bài báo này trình bày hướng nghiên cứu ảnh hưởng của nguồn thủy điện trong hệ thống với mục tiêu giảm thiểu phát thải khí nhà kính trong ngành năng lượng.

Từ khóa: Phát thải khí nhà kính, nguồn thủy điện, hệ thống điện lực, năng lượng tái tạo.

Summary: Climate change and global warming are causing the rapid melting of ice at the Earth's poles, leading to rising sea levels and an increasing frequency of extreme weather events. The COP 26 conference clearly outlined the goal of significantly reducing CO₂ emissions swiftly and sustainably, including a 45% reduction in CO₂ emissions by 2030 compared to 2010 levels and reaching net zero by 2050. Vietnam has committed to not developing and gradually phasing out coal-fired power plants, as they are a significant source of CO₂ emissions. However, in addition to the commitment to reducing CO₂ emissions in the energy sector, transitioning from fossil fuel-based energy sources to low-carbon technologies is inevitable, given the competitive costs of renewable energy sources in recent years. Therefore, the future operation of power plants will aim to reduce CO₂ emissions as much as possible. This paper presents the research direction of the impact of hydropower in the system to minimize greenhouse gas emissions in the energy sector.

Keywords: Greenhouse gas emissions, hydroelectric sources, electric system, renewable energy.

1. GIỚI THIỆU

Trong hơn một thập kỷ qua, chính phủ của các nước trên thế giới đã tăng cường chú ý đến các chính sách cung cấp năng lượng mới. Các chính sách này đã tập trung vào ba mục tiêu chính: an ninh đảm bảo nguồn cung năng lượng, chi phí và tính bền vững môi trường

[1]. Các mục tiêu và chính sách năng lượng nhằm hướng tới sự chuyển đổi hệ thống năng lượng hiện tại sang các hệ thống năng lượng ít carbon và hiệu quả hơn. Sự phát triển của các nguồn NLTT mang lại nhiều lợi ích về an ninh năng lượng, kinh tế và bảo vệ môi trường. Song nó cũng đặt ra nhiều thách thức cần phải giải quyết đó có hai vấn đề lớn đó là khả năng cạnh tranh với nguồn nhiên liệu hóa thạch truyền thống và khả năng tích hợp với hệ thống điện hiện tại [2]. Hiện nay, các mô hình

Ngày nhận bài: 12/11/2024

Ngày thông qua phản biện: 05/12/2024

Ngày duyệt đăng: 28/3/2025

năng lượng có tích hợp các nguồn NLTT được xây dựng thành các công cụ và đề xuất các kịch bản cung cầu năng lượng để giúp các nhà hoạch định chính sách có thể đưa ra những quyết định về phát triển năng lượng trong tương lai. Sự phát triển của NLTT đã được hỗ trợ bởi các cam kết chính trị được đưa ra tại Hội nghị các bên (COP) của Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC), tại phiên họp thứ 21 ở Paris (COP21) [3]. Sự thâm nhập của các nguồn NLTT vào hệ thống hiện hữu gây ra thách thức về vận hành đòi hỏi phải có các công cụ tính toán mô phỏng.

Các báo cáo về sử dụng công cụ tính linh hoạt vận hành của hệ thống điện IRENA [4], sử dụng công cụ tính toán cho hệ thống điện Thái Lan [5]. Báo cáo vận hành linh hoạt nhà máy nhiệt điện tích hợp năng lượng tái tạo của Bộ năng lượng Ấn Độ (2019) [6], trong bối cảnh hệ thống điện Ấn Độ hiện tại với chủ yếu là nguồn điện than, thủy điện và điện khí đốt. Sự tích hợp tỷ lệ lớn nguồn điện NLTT sẽ là thách thức lớn cho tính linh hoạt của hệ thống. Tương tự, nghiên cứu của Deloitte Finance (2019) về đánh giá tính linh hoạt của nhà máy điện than tích hợp năng lượng tái tạo tại Đức [7]. Nghiên cứu này có hai mục tiêu chính: thứ nhất, đánh giá nhu cầu về tính linh hoạt của hệ thống điện ở Đức tăng lên như thế nào khi năng lượng gió và mặt trời được mở rộng hơn nữa. Thứ hai, đánh giá xem và bằng cách nào các nhà máy nhiệt điện than hiện có ở Đức có thể đáp ứng và tích hợp các phần ngày càng tăng của NLTT có thể thay đổi mà không gây nguy hiểm cho độ tin cậy của nguồn cung cấp điện. Cụ thể, nghiên cứu xem liệu tỷ lệ NLTT là 50%, 60% hay 70% (so với mức 38% đạt được vào năm 2018) có làm thay đổi cách thức vận hành của các nhà máy than ở Đức hay không và liệu các đặc tính kỹ thuật của chúng có tương thích với sự gia tăng hơn nữa năng lượng gió và mặt trời. Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam năm 2021 do Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công thương phối hợp với Cục Năng lượng Đan Mạch thực hiện [8]. Báo cáo dựa trên các phân tích hệ thống năng

lượng dài hạn theo nguyên tắc tối ưu hóa chi phí cực tiểu trong đầu tư và vận hành các công nghệ năng lượng, bao gồm tất cả các lĩnh vực của hệ thống năng lượng Việt Nam đến năm 2050. Hai mô hình tính toán được sử dụng bao gồm: Mô hình TIMES bao trùm tất cả các lĩnh vực của hệ thống năng lượng với mục tiêu cung cấp phân tích vĩ mô; Mô hình Balmorel chỉ cho lĩnh vực điện với mức độ chi tiết cao hơn. Hệ thống điện Việt Nam được chia thành bảy vùng, liên kết động qua các đường dây truyền tải.

Sự tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện hiện nay là xu hướng tất yếu, tuy nhiên do nguồn nhiệt điện vẫn chiếm tỷ trọng lớn trong HTĐ ở các nước trên thế giới nên lượng phát thải khí nhà kính (KNK) chủ yếu từ các nhà máy nhiệt điện ra ngoài môi trường. Do đó cần phải đánh giá được lượng phát thải từ các nhà máy này bằng các mô hình tính toán. Schmidt và cộng sự (2016) [9] nghiên cứu đánh giá mức độ phát thải KNK trong quá trình sản xuất điện ở Brazil có thể được giảm thiểu bằng tối ưu vận hành các nguồn phát điện mặt trời, gió, thủy điện và nhiệt điện. Nghiên cứu sử dụng mô hình mô phỏng để đánh giá nguy cơ thiếu điện. Kết quả chỉ ra rằng 50% nguồn phát từ thủy điện kết hợp với 37% điện mặt trời và 9% điện gió. Với chỉ 2% từ nhà máy nhiệt điện cho lượng phát thải là thấp nhất. Đối với HTĐ Việt Nam hiện nay nguồn nhiệt điện vẫn chiếm trên 50% nên để đảm bảo được lộ trình thực hiện theo các cam kết trong COP 26 cần thiết phải tính toán phân phối được các nguồn năng lượng phi hóa thạch và giảm thiểu nguồn phát từ các nhà máy nhiệt điện.

2. HỆ THỐNG ĐIỆN TÍCH HỢP NGUỒN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

Việc mở rộng công suất NLTT tạo ra những thách thức mới trong vận hành hệ thống điện. Công nghệ tuốc bin gió và tấm pin mặt trời đã có những bước đột phá mạnh mẽ trong thời gian gần đây và mục tiêu của chính phủ các nước để phát triển nguồn cung cấp điện trong những thập kỷ tới. Tuy nhiên, NLTT phụ thuộc vào thời tiết nên tính khả dụng của

chúng thay đổi theo thời gian và thường không trùng với nhu cầu điện cao điểm. Các HTĐ cần giải quyết thách thức này và duy trì đủ linh hoạt để đáp ứng nhu cầu điện và giữ cho hệ thống ổn định. Do đó, vấn đề về tính linh hoạt của HTĐ đã trở thành trọng tâm của nghiên cứu về tích hợp NLTT trong những năm gần đây. Tính linh hoạt có thể được xác định từ quan điểm hệ thống hoặc từ quan điểm của các nhà máy phát điện; nó có thể phụ thuộc vào loại dịch vụ được yêu cầu với quy mô từ mili giây trong trường hợp cung cấp nguồn dự trữ nhanh, đến quy mô dự trữ hàng giờ, ngày, tuần hoặc thậm chí cả mùa để đảm bảo cân bằng công suất và năng lượng cho hệ thống điện. Ngoài ra, tính linh hoạt có thể được đánh giá từ mức độ linh hoạt phía cung cấp điện để phân tích khả năng điều chỉnh theo phụ tải của các nhà máy phát điện và tác động đến hiệu suất của các nhà máy.

Cơ quan Năng lượng Quốc tế IEA (2017) định nghĩa tính linh hoạt là “khả năng của hệ thống điện đối phó với mức độ không chắc chắn và khả năng thay đổi cao hơn trong cán cân cung-cầu” [10], và mở rộng khái niệm này bằng cách giới thiệu sự tồn tại của tính linh hoạt “vật lý” và “quản lý”. Tính linh hoạt vật lý hoàn toàn được xác định bởi các đặc tính kỹ thuật của các thành phần cấu thành hệ thống như là khả năng điều phối của các nhà máy phát điện, lưới điện truyền tải và tiềm năng quản lý ở phía yêu cầu do đó chúng tạo thành giới hạn trên của các tính năng linh hoạt của hệ thống. Tính linh hoạt về quản lý liên quan đến các chính sách thị trường điện cho phép điều phối sản xuất điện có lợi nhuận (IEA, 2018) [11]. Cruz và cộng sự (2018) [12] định nghĩa tính linh hoạt là “khả năng của một hệ thống điện để đối phó với sự mất cân bằng trong sản xuất điện và nhu cầu được tạo ra bởi những thay đổi đột ngột trong các điều kiện của hệ thống”. Trước đây, tính linh hoạt được tạo ra bởi các trạm phát điện truyền thống trong HTĐ. Tuy nhiên, vai trò này đã thay đổi trong những năm gần đây với sự tham gia quy mô lớn của NLTT. Trong báo cáo của IRENA (2018) [13] đã đưa ra mô hình tích hợp linh

hoạt hệ thống bao gồm quản lý phía cầu, lưu trữ năng lượng, mở rộng lưới truyền tải và kết nối quốc tế, phát điện truyền thống, lưới điện thông minh và liên kết các ngành sử dụng năng lượng (Hình 1).

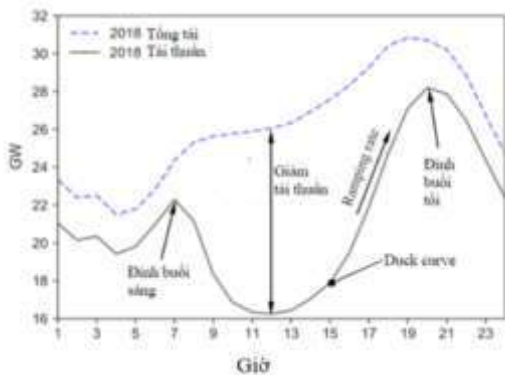


Hình 1: Hệ thống tích hợp linh hoạt nguồn điện

Nhu cầu về tính linh hoạt trong hệ thống điện xuất phát từ thực tế là để duy trì hoạt động của HTĐ, cân bằng cung và cầu phải được đảm bảo tại bất kỳ thời điểm nào. Trong các nghiên cứu kỹ thuật, nhu cầu dùng điện chính là điện năng tại bất kỳ thời điểm nào được biểu thị là phụ tải. Các nghiên cứu tích hợp linh hoạt thường tập trung vào tải thuần (Net load) để đánh giá tác động của việc tăng tỷ lệ NLTT. Tải thuần được tính bằng cách lấy tổng nhu cầu phụ tải trừ đi điện năng của các nguồn không thể điều khiển (như năng lượng gió và mặt trời). Sự biến động của tải thuần do nguồn NLTT ảnh hưởng đến mô hình giá năng lượng. Do giá năng lượng thay đổi theo phụ tải thuần, khi nguồn cung cấp thay đổi, đặc biệt là năng lượng mặt trời tăng lên phụ tải thuần giảm, điều này làm giảm giá năng lượng trong khoảng thời gian từ 8 giờ đến 18 giờ được minh họa bằng “biểu đồ Duck curve” (CAISO) của California (Hình 2) [14].

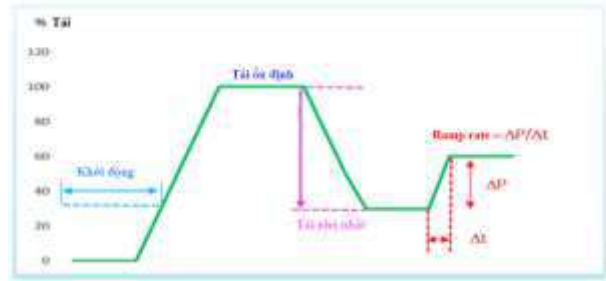
Các nhà máy điện truyền thống có những đặc tính là có thể cân bằng trong hệ thống điện bằng cách điều chỉnh sản lượng điện của chúng theo yêu cầu của lưới điện. Tùy theo mức độ linh hoạt của các loại nhà máy này mà chúng được phân loại vận hành ở vùng phụ tải cơ sở hoặc phụ tải đỉnh. Các nhà máy chạy phụ tải nền bao gồm điện hạt nhân, nhiệt điện

than, và thủy điện không có hồ điều tiết (thủy điện dòng chảy) thường phát điện với công suất đầu ra không đổi. Các nhà máy phát điện ở vùng phụ tải biến đổi bao gồm các nhà máy nhiên liệu dầu, nhiệt điện khí, động cơ đốt trong và các nhà máy thủy điện. Tính linh hoạt của các nhà máy này phụ thuộc vào đặc tính kỹ thuật bao gồm mức ổn định tối thiểu (Min load) mà một máy phát điện có thể vận hành trong điều kiện ổn định, tốc độ điều chỉnh (Ramp rate), thời gian khởi động và tắt máy (Start up time) (Hình 3) [6].



Hình 2: Biểu đồ “Duck curve” (CAISO) của California

Lưu trữ năng lượng cung cấp tính linh hoạt cho hệ thống bằng cách cho phép nó lưu trữ điện năng từ gió và mặt trời trong thời gian nhu cầu thấp và sau đó cung cấp điện thời điểm cao điểm của hệ thống. Trước đây, công nghệ lưu trữ quy mô lớn được xem là không khả thi vì lý do kinh tế và kỹ thuật. Tuy nhiên, sự phát triển của khoa học công nghệ làm giảm chi phí và cải thiện hiệu suất công nghệ lưu trữ và biến nó giải pháp khả thi về tính linh hoạt trên hệ thống [15]. Lưu trữ năng lượng có thể được tích hợp cả ở phía cầu và phía cung. Năng lượng dư thừa được sản xuất chủ yếu bởi NLTT có thể làm giảm việc sử dụng các nhà máy nhiệt điện cao điểm với chi phí nhiên liệu đắt hơn khi sử dụng vào những thời điểm này [12]. Ngoài ra, phản ứng nhanh của một số công nghệ lưu trữ năng lượng khiến chúng phù hợp để hỗ trợ các dao động của lưới điện (thường do các hệ thống có tỷ lệ NLTT cao gây ra) bằng cách kiểm soát điện áp và tần số dòng điện [3].



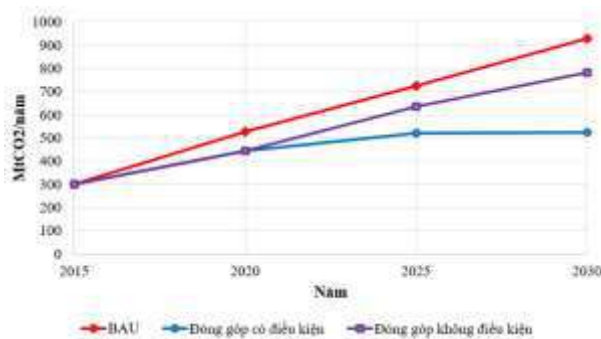
Hình 3: Đặc tính vận hành linh hoạt của tổ máy phát điện

Việc tích hợp các lĩnh vực năng lượng được xem là một trong những lựa chọn tốt nhất có thể mang lại lợi ích to lớn trong việc tìm kiếm một tương lai năng lượng bền vững. Nhu cầu nhiên liệu trong công nghiệp và giao thông chủ yếu được đáp ứng bằng nhiên liệu hóa thạch nên góp phần rất lớn vào việc tạo ra khí nhà kính. Do đó, điện khí hóa các lĩnh vực này có thể là một giải pháp hiệu quả để giảm thiểu tác động tiêu cực của biến đổi khí hậu trong tương lai. Theo IEA (2019) [16], chỉ riêng ngành giao thông vận tải đã đóng góp khoảng 44% tổng lượng phát thải CO₂ trên toàn cầu vào năm 2017. Do đó, tiềm năng linh hoạt của ngành này là rất lớn để tăng mức độ thâm nhập của NLTT trong hệ thống điện. Giải pháp chính trong ngành công nghiệp là thay thế than bằng điện, nhiên liệu điện phân và nhiên liệu sinh khối; còn đối với ngành giao thông có thể thay thế nhiên liệu hóa thạch bằng điện khí hóa trực tiếp hoặc gián tiếp như đường bộ và đường sắt có thể được điện khí hóa trực tiếp bằng cách sử dụng pin, động cơ điện và điện trong khi vận tải hàng không và đường biển có thể sử dụng các dạng nhiên liệu điện phân [8].

3. LƯỢNG PHÁT THẢI KHÍ NHÀ KÍNH

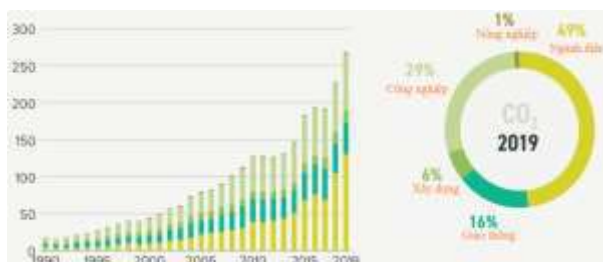
Lượng phát thải KNK của Việt Nam đã tăng 335% từ năm 1990 đến năm 2017. Nếu theo xu hướng đó thì Việt Nam không đảm bảo các đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) theo Thỏa thuận Paris (COP21) năm 2015. Dự báo phát thải KNK của Việt Nam được trong Báo cáo kỹ thuật “NDC đóng góp do quốc gia tự quyết định” cập nhật năm 2022 [17], NDC có điều kiện của Việt Nam năm 2030 là 524.2 MtCO₂ hoặc mục tiêu không điều kiện là

781.6 MtCO₂, Hình 4. Trên cơ sở đó Việt Nam đặt mục tiêu vào năm 2030 giảm gần 16% dưới BAU cho mục tiêu không điều kiện và giảm gần 44% dưới BAU cho mục tiêu có điều kiện với sự hỗ trợ quốc tế. Tuy nhiên theo báo cáo trong [18] thì các mục tiêu đặt ra của Việt Nam còn ở mức cao so với kịch bản toàn cầu và Việt Nam cần giảm lượng phát thải xuống dưới 296 MtCO₂ vào năm 2030 và xuống dưới 248 MtCO₂ vào năm 2050 để nằm trong mức cho phép phát thải theo phạm vi chia sẻ công bằng tương thích với mức 1.5°C toàn cầu.



Hình 4: Phát thải khí nhà kính quốc gia theo đóng góp [17]

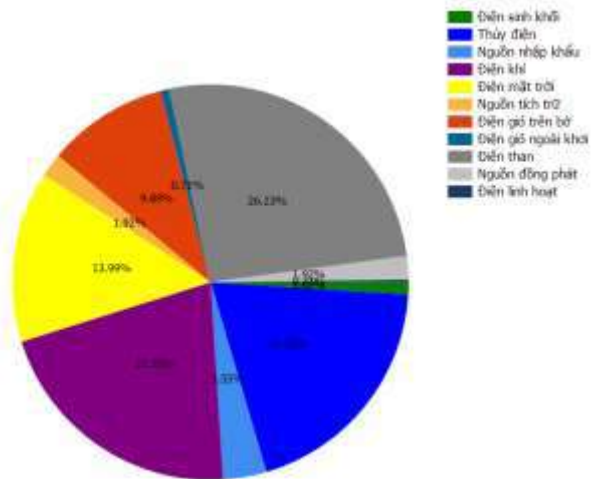
Nguyên nhân lớn nhất gây ra tổng lượng phát thải KNK là lượng khí thải CO₂ từ quá trình đốt nhiên liệu. Tại Việt Nam, sản xuất điện chiếm một nửa lượng khí thải CO₂ trong năm 2019 từ các nhà máy nhiệt điện. Tiếp đến là ngành công nghiệp (29%), giao thông vận tải (16%) Hình 5. Sự kết hợp giữa các ngành thông qua điện khí hóa giao thông và công nghiệp cũng như chuyển đổi sang nguồn năng lượng tái tạo trong sản xuất điện sẽ giúp khử cacbon cho các ngành này trong tương lai hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.



Hình 5: Lượng khí thải CO₂ hàng năm từ đốt nhiên liệu (MtCO₂/năm) [18]

4. MÔ HÌNH BÀI TOÁN

4.1. Kịch bản nguồn điện



Hình 6: Tỷ lệ nguồn điện theo quy hoạch điện VIII năm 2030 [19]

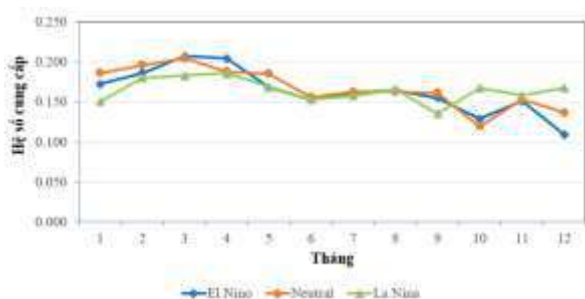
Để tính toán phân phối được nguồn thủy điện thì cần thiết phải dựa vào thông số quy hoạch nguồn điện của hệ thống, trong giai đoạn 2020-2030 và tầm nhìn đến năm 2050 thì hiện đang có Quy hoạch hệ thống điện quốc gia mới được Chính phủ phê duyệt vào năm 2023 [19]. Trong QHĐ VIII đưa ra các kịch bản phát triển nguồn điện bao gồm nguồn công suất lắp đặt và nhu cầu điện năng trong các thời đoạn 5 năm bắt đầu từ năm 2020 đến năm 2050. Nghiên cứu này sử dụng các thông số quy hoạch của năm 2030. Trong nghiên cứu sử dụng kịch bản nguồn công suất lắp đặt bao gồm Kịch bản cơ sở (BASE) tương ứng với Kịch bản 1 thuộc Nhóm B cam kết phát thải ròng bằng 0 năm 2050 trong QHĐ VIII.

4.2. Kịch bản phân phối nguồn cung cấp thủy điện và các nguồn năng lượng tái tạo

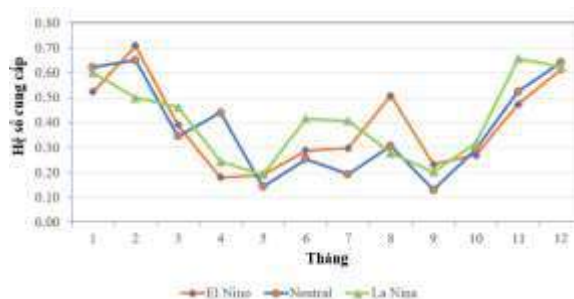
Các nguồn NLTT cần phải có số liệu về phân phối hệ số cung cấp sử dụng theo giờ trong năm. Các năm tính toán trong tương lai đều là các năm chưa có số liệu vận hành. Để có bộ số liệu dùng để tính toán trong các kịch bản phát điện trong tương lai, nghiên cứu sử dụng bộ số liệu thu thập từ các năm có hiện tượng ENSO (ElNino và LaNina) và các năm bình thường (Neutral) gần đây. Theo thống kê của Trung tâm dự báo khí tượng thủy văn quốc gia thì

những năm có hiện tượng ElNino gần đây là 2015, 2016, 2019 trong đó năm 2016 là năm có ElNino hoạt động mạnh; năm có hiện tượng LaNina là 2017, 2018, 2022 trong đó năm 2018 là năm có LaNina hoạt động mạnh, những năm bình thường là 2020, 2021. Nghiên cứu lựa chọn các năm ENSO bởi vì những năm này hình thái thời tiết giống nhau trên cả

nước, các con sông hoạt động đồng pha nhau (cùng tăng, hoặc cùng giảm gần như cùng tỷ lệ so với năm trung bình). Dựa trên chuỗi số liệu thu thập nguồn bức xạ mặt trời và vận tốc gió từ các năm ENSO, xây dựng đường hệ số cung cấp nguồn trung bình theo giờ của các nguồn này và được tổng hợp trung bình tháng như Hình 7-8.



Hình 7: Phân phối hệ số cung cấp nguồn trung bình tháng điện mặt trời

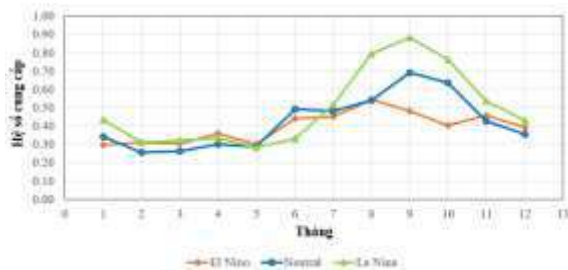


Hình 8: Phân phối hệ số cung cấp nguồn trung bình tháng điện gió

Hệ số cung cấp nguồn thủy điện được xây dựng từ sản lượng thủy điện thực tế trên hệ thống điện của các năm ENSO. Sau khi có số liệu điện năng trung bình hàng tháng của nguồn thủy điện, thực hiện phân bổ công suất hàng giờ theo tháng dựa trên nguyên tắc phân bổ phát điện theo giá công suất thị trường (CAN) dựa trên Kế hoạch vận hành thị trường điện hàng năm do Cục Điều tiết điện lực lập. Trong bảng giá CAN, giá công suất được lập từng giờ theo ngày điển hình (làm việc, thứ 7, chủ nhật). Trong hệ thống điện, giá phát điện từ nguồn thủy điện rẻ hơn nhiều so với giá phát điện của nguồn nhiệt điện. Mặt khác các nhà máy thủy điện có hồ điều tiết để tích trữ nước phát điện vào các cung giờ cao điểm, do đó phân bổ nguồn thủy điện theo quy luật thị trường là phân bổ sao cho lợi ích thu được từ điện năng là lớn nhất. Dựa trên cơ sở đó nghiên cứu sử dụng phân bổ điện năng theo tỷ lệ giá điện năng, đó là vào thời điểm giá điện cao thì điện năng sẽ phân bổ cao hơn. Quy luật này phù hợp với vận hành phát điện của các nhà máy thủy điện hiện nay. Khác với nguồn cung cấp từ điện mặt trời và gió, nguồn cung cấp thủy điện tuy chịu ảnh hưởng của hiện tượng ENSO nhưng ít biến động hơn so với hai nguồn

mặt trời và gió. Điều này là do thủy điện có hồ chứa phân phối lại dòng chảy, ngoài ra đặc tính thủy văn phân chia thành hai mùa mưa và khô tương đối rõ rệt trong năm, do đó sản lượng thủy điện tập trung nhiều vào các tháng mùa lũ từ tháng 7-10. Các tháng khác mùa khô nên sản lượng điện thấp hơn, Hình 9.

Trong nghiên cứu sử dụng 3 kịch bản về hình thái khí hậu là El Nino, Neutral, và La Nina để phân tích độ nhạy về khả năng cung cấp điện của các nguồn điện năng lượng tái tạo nói chung và thủy điện nói riêng đối với kịch bản về công suất nguồn cung cấp BASE.



Hình 9: Phân phối hệ số cung cấp nguồn trung bình tháng nguồn thủy điện

4.3. Hàm mục tiêu và điều kiện ràng buộc

Dựa trên cơ sở quy hoạch nguồn cung cấp điện năm 2030, HTĐ có bổ sung các nguồn mới

như điện gió ngoài khơi, nguồn điện tích năng, nguồn phát điện linh hoạt đồng thời không phát triển thêm các nguồn nhiên liệu hóa thạch như than và khí, nguồn điện khí sau 2025 chủ yếu là khí hóa lỏng LNG sau khi đã sử dụng hết nguồn khí nội tự nhiên. Mục tiêu chung là hướng tới cam kết “Net Zero” vào năm 2050 nên cần phải đặt mục tiêu cắt giảm lượng khí thải trong sản xuất năng lượng lên hàng đầu. Hàm mục tiêu là giảm lượng phát thải khí CO₂ từ phát điện $mCO_2 \rightarrow \min$. Lượng khí CO₂ được sinh ra từ hoạt động phát điện của nhà máy nhiệt điện sử dụng các nguồn nhiên liệu hóa thạch trong đó có hai nguồn chính là điện than (Coal) và điện khí (LNG). Do vậy để xác định được lượng khí CO₂ thì cần phải xác định được điện năng của hai nguồn này. Điện năng của các nhà máy nhiệt điện được tính từ phương trình cân bằng công suất theo giờ (t) trong phương trình (2).

Hàm mục tiêu lượng phát thải nhỏ nhất:

$$\min mCO_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (m^i \cdot E_t^i) \quad (1)$$

Phương trình cân bằng công suất hệ thống điện được nêu trong công thức sau:

$$P_t^{HT} = N_t^{TD} + N_t^{MT} + N_t^{DG} + N_t^{ND} + N_t^{NK} \quad (2)$$

Trong đó: P_t^{HT} là phụ tải yêu cầu hệ thống điện tại giờ t theo kịch bản phụ tải năm 2030; N_t^{MT} là công suất phát điện mặt trời; N_t^{DG} là công suất phát điện gió; N_t^{ND} là công suất phát điện của trạm nhiệt điện bao gồm điện than và khí; N_t^{NK} là công suất từ các nguồn khác; m^i là hệ số phát thải khí CO₂ của nhà máy nhiệt điện i; E_t^i là điện năng từ các nhà máy điện nhiệt điện i, điện năng nguồn nhiệt điện được xác định từ công thức (2) khi phân phối tối đa nguồn thủy điện và NLTT; T là thời gian tính toán trong 1 năm; n là các tổng các nhà máy nhiệt điện.

Vận hành nguồn nhiệt điện cần sử dụng nguồn nhiên liệu là than, dầu hoặc khí. Lượng khí CO₂ được tính toán dựa trên hệ số phát thải khí CO₂ của các nguồn nhiên liệu quy đổi trên đơn vị phát điện (kg/kWh). Để đơn giản cho bài toán, hệ số phát thải khí CO₂ từ và

điện năng từ các nhà máy nhiệt điện được xác định như sau:

$$E^{ND} = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (E_t^i) \quad (3)$$

$$\bar{m} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n m^i \quad (4)$$

Với mục tiêu là giảm lượng phát thải khí CO₂ từ các nhà máy nhiệt điện. Do đó tại bất kỳ thời điểm nào thì các nguồn NLTT sẽ được ưu tiên phát trước (mặt trời, gió), tiếp đến là thủy điện. Sau khi phân phối hết các nguồn NLTT và thủy điện theo công suất khả dụng thì mới đến phân phối cho các nhà máy nhiệt điện. Để đảm bảo ổn định cho HTĐ thì trong bất kỳ thời điểm nào hệ thống phải đảm bảo ổn định, sự ổn định của hệ thống chỉ do các nguồn điện có sự dự trữ năng lượng như thủy điện và nhiệt điện mới đảm bảo. Theo kinh nghiệm vận hành thì hệ thống cần nguồn đảm bảo ổn định tối thiểu là 30%. Ngoài ra, do hạn chế về thời gian khởi động các tổ máy nhiệt điện cho nên tốc độ tăng công suất phải nằm trong khoảng cho phép.

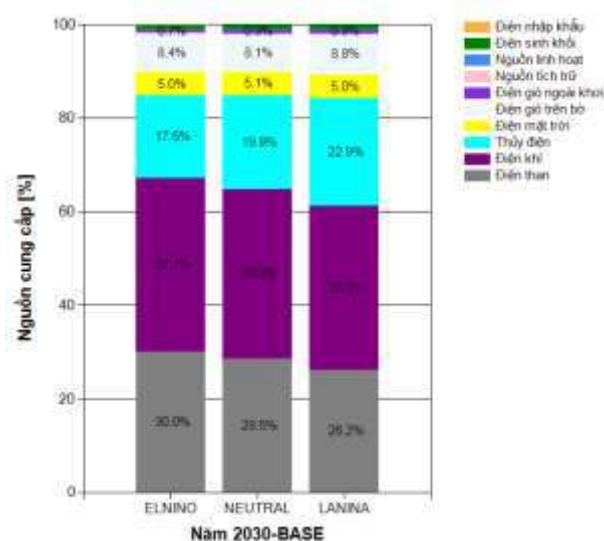
Từ hàm mục tiêu, các điều kiện ràng buộc trên hệ thống, đường đặc tính hệ số cung cấp nguồn NLTT theo giờ và biểu đồ phụ tải hàng giờ được xây dựng dựa trên kịch bản nguồn điện theo QHĐ VIII năm 2030. Mô hình được thiết lập bằng ngôn ngữ Visual Studio C#.

4. KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

4.1. Phân bố các nguồn cung cấp trên hệ thống

Kịch bản BASE là kịch bản thông thường với nguồn công suất lắp đặt nhiệt điện chiếm hơn 47% hệ thống bao gồm 26% là điện than và 21% là khí LNG. Sản lượng từ các nhà máy nhiệt điện vẫn chiếm chủ đạo với hơn 67% năm ElNino, 65% trong năm Neutral và giảm xuống còn 61% trong năm LaNina. Tuy công suất lắp đặt nguồn điện khí thấp hơn điện than nhưng sản lượng điện từ các nhà máy điện khí nhiều hơn để giảm lượng phát thải khí CO₂. Cụ thể sản lượng điện khí từ 35-37% trong khi điện than từ 26-30%. Nguồn thủy điện năm

2030 theo quy hoạch chiếm tỷ lệ hơn 19% công suất lắp đặt toàn hệ thống. Kết quả tính toán mô hình cho thấy nguồn thủy điện tăng từ 17-23% lớn nhất là năm có hiện tượng LaNina. Sự thay đổi tỷ lệ nguồn phát ở các năm điển hình của nguồn thủy điện tác động đáng kể đến các nguồn phát từ nhiên liệu hóa thạch. Nguồn phát điện tăng từ thủy điện ở các năm Neutral và năm LaNina làm giảm nguồn nhiệt điện khí từ 0.8-2.0% và nhiệt điện than giảm từ 1.5%-3.8%. Điều đó cho thấy vai trò quan trọng của nguồn thủy điện trong hệ thống có tác động đến giảm phát thải khí nhà kính. Điện mặt trời và điện gió có tỷ lệ lắp đặt chiếm hơn 24% nhưng sản lượng điện cung cấp các năm chênh lệch không nhiều khoảng hơn 13%. Các nguồn còn lại chiếm tỷ lệ nhỏ gồm thủy điện tích năng, nhập khẩu, sinh khối, và điện linh hoạt. Điều đó cho thấy cơ cấu quy hoạch nguồn là hợp lý. Kết quả phân phối nguồn phát được thể hiện trong Hình 10.

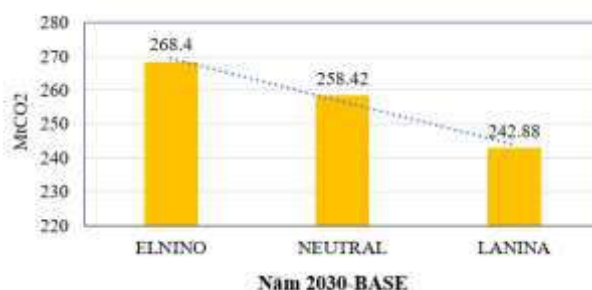


Hình 10: Phân phối các nguồn cung cấp điện năm 2030 kịch bản BASE

4.2. Lượng phát thải khí nhà kính

Lượng phát thải với năm ElNino lớn nhất là 268.4 (MtCO₂), ở mức trung bình cho năm Neutral là 258.42 (MtCO₂) và giảm xuống thấp nhất là 242.88 (MtCO₂) nếu là năm LaNina, điều đó cho thấy ảnh hưởng của nguồn phát thủy điện đối với năm LaNina tác động lên lượng phát thải khí CO₂ từ các nhà

máy nhiệt điện là tương đối lớn. Đối chiếu với dự báo phát thải trong báo cáo kỹ thuật “NDC đóng góp quốc gia tự quyết định” [17] với giải mục tiêu NDC cho quốc gia năm 2030 theo đóng góp có điều kiện 524.2 MtCO₂-781.6 MtCO₂ đóng góp không có điều kiện, cho thấy với tỷ lệ phát thải của ngành điện chiếm 50% lượng phát thải toàn bộ ngành kinh tế thì lượng phát thải CO₂ tính từ mô hình trên là hợp lý. Lượng phát thải khí CO₂ cho các kịch bản năm ENSO được thể hiện trong biểu đồ Hình 11.



Hình 11: Lượng phát thải CO₂ từ phát điện năm 2030 kịch bản BASE

5. KẾT LUẬN

Bài báo đã tính toán phân phối các nguồn điện có xét đến cân bằng năng lượng của HTĐ. Nghiên cứu lấy kịch bản phát triển nguồn điện theo QHĐ VIII năm 2030 với kịch bản nguồn công suất BASE và 3 kịch bản thời tiết tác động đến nguồn phát điện là các năm có hiện tượng ENSO. Năm 2030 là năm cuối thực hiện QHĐ VIII để tổng kết, đánh giá quy hoạch nguồn điện quốc gia giai đoạn 2020-2030 với mục tiêu giảm lượng phát thải KNK. Kết quả nghiên cứu đã phân phối được các nguồn phát điện NLTT bao gồm cả thủy điện để giảm thiểu lượng phát thải từ các nhà máy nhiệt điện. Lượng phát thải tính trong kịch bản BASE thay đổi trong phạm vi 242.88-268.4 (MtCO₂) là phù hợp theo hướng tích cực trong báo cáo “NDC đóng góp do quốc gia tự quyết định”. Nguồn phát từ thủy điện trên cả nước phụ thuộc vào đặc điểm thời tiết và khí hậu của các năm. Những năm có lượng mưa nhiều thì sản lượng điện từ các nhà máy thủy điện lên hệ thống lớn làm giảm đáng kể nguồn phát từ các nhà máy nhiệt điện qua đó giảm được chi phí nhiên liệu, chi phí vận hành và giảm

được lượng phát thải khí nhà kính. Điều đó cho thấy tác động của nguồn thủy điện để giảm lượng phát thải khí nhà kính từ các nhà

máy nhiệt điện là đáng kể và thể hiện được vai trò quan trọng của nguồn thủy điện trên hệ thống điện Việt Nam.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] B. W. Ang, W. L. Choong, and T. S. Ng, "Energy security: Definitions, dimensions and indexes," *Renewable sustainable energy reviews*, vol. 42, pp. 1077-1093, 2015.
- [2] I. E. Agency, *World Energy Outlook 2016*. 2016.
- [3] O. R. Pupo Roncallo, "Large-scale integration of renewable energy sources in the future energy system of Colombia," University of Sheffield, 2020.
- [4] E. Taibi *et al.*, "Power system flexibility for the energy transition: Part 2, IRENA FlexTool methodology," *International Renewable Energy Agency*, 2018.
- [5] IRENA, "Thailand power system flexibility assessment: IRENA flextool case study " 2019.
- [6] M. o. P. (India), "Flexible operation of thermal power plant for integration power plant for integration," 2019.
- [7] D. Finance, "Assessing the flexibility of coal-fired power plants for the integration of renewable energy in Germany," 2019.
- [8] EREA, "Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam năm 2021 " 2021.
- [9] M. Modares, F. Ghasemi, and Z. D. Farokh, "Solving the long-term hydro-thermal coordination problem with a special genetic algorithm," *Iranian Journal of Science & Technology*, vol. 28, no. B2, pp. 201-216, 2004.
- [10] IEA, "Getting Wind and Solar onto the Grid," 2017.
- [11] H. Holttinen and R. Bründlinger, "Recommended Practises for Wind and PV Integration Studies IEA-Wind and IEA-PVPS Expert Group Report 16.2," 2019.
- [12] M. R. Cruz, D. Z. Fitiwi, S. F. Santos, and J. P. Catalão, "A comprehensive survey of flexibility options for supporting the low-carbon energy future," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 338-353, 2018.
- [13] E. Taibi *et al.*, "Power system flexibility for the energy transition: Part 1, overview for policy makers," 2018.
- [14] M. S. Dogan, "Hydropower generation optimization in the era of renewables and climate change," University of California, Davis, 2019.
- [15] P. Ralon, M. Taylor, A. Ilas, H. Diaz-Bone, and K. Kairies, "Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030," *International Renewable Energy Agency*, vol. 164, 2017.
- [16] IEA, "CO2 Emissions from Fuel Combustion 2019," 2019.
- [17] BTNMT, "NDC đóng góp do quốc gia tự quyết định cập nhật năm 2022," 2022.
- [18] C. Transparency, "Vietnam climate transparency report," 2020.
- [19] QĐ500/TTg, "Phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050," 2023.