

# VAI TRÒ CỦA HỆ THỐNG LƯU TRỮ VỚI MỨC ĐỘ XÂM NHẬP CAO CỦA NGUỒN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VÀO LƯỚI ĐIỆN VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2030

## THE ENERGY STORAGE SYSTEM ROLE WITH HIGH LEVEL PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY INTO THE VIETNAM POWER SYSTEM UNTIL 2030

Dương Minh Quân<sup>1\*</sup>, Đinh Thành Việt<sup>1</sup>, Lê Tuấn<sup>1</sup>, Hoàng Dũng<sup>2</sup>, Võ Văn Phương<sup>3</sup>, Mã Phước Khánh<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng; dmquan@ac.udn.vn, dtviet1.udn@gmail.com

<sup>2</sup>Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật – Đại học Đà Nẵng; hdung@ute.udn.vn

<sup>3</sup>Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng; phuongvv@cpc.vn

<sup>4</sup>Trung tâm điều độ hệ thống điện miền Trung; khanhmp.a3@nldc.evn.vn

**Tóm tắt** - Một hệ thống điện phụ thuộc hoàn toàn vào năng lượng tái tạo không đáng tin cậy do tính không liên tục và sự phụ thuộc vào thời tiết của loại hình năng lượng này. Khi sự xâm nhập của năng lượng tái tạo ngày một tăng cao, các công nghệ hay nguồn năng lượng hỗ trợ cần phải được tích hợp thêm. Nhưng điều này gặp phải nhiều rào cản về chi phí đầu tư và vận hành. Nghiên cứu này xây dựng mô hình hệ thống điện Việt Nam vào năm 2030 với sự xâm nhập của các nguồn năng lượng tái tạo và nguồn lưu trữ dựa trên mã nguồn mở Pypsa. Các chi phí xây dựng và vận hành hệ thống sẽ được tính toán và đưa ra tiêu chí tối ưu kinh tế - kỹ thuật. Kết quả cho thấy việc triển khai năng lượng tái tạo ở Việt Nam phụ thuộc nhiều vào sự biến động về chi phí công nghệ trong tương lai và chính sách hỗ trợ của chính phủ.

**Từ khóa** - Năng lượng tái tạo; hệ thống lưu trữ; tối ưu hóa; mô hình hóa hệ thống điện

### 1. Đặt vấn đề

Với nền kinh tế non trẻ đang trên đà phát triển, nhu cầu năng lượng luôn là vấn đề đặt ra hàng đầu trong quá trình phát triển kinh tế - xã hội. Sự phát triển kinh tế phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu hóa thạch và các nguồn phát truyền thống là không bền vững và tiềm ẩn nhiều rủi ro trong tương lai. Tại Việt Nam trong bối cảnh thủy điện đã được khai thác triệt để, nhu cầu năng lượng cao dẫn đến sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch và khí đốt.

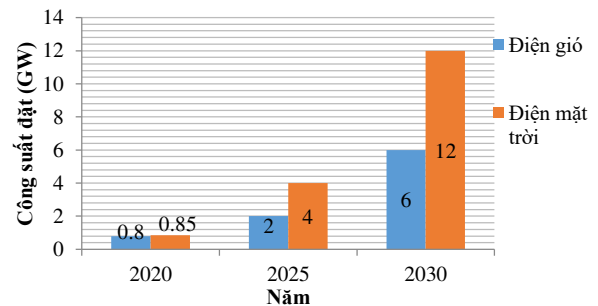
Hơn thế nữa, Việt Nam còn là quốc gia chịu ảnh hưởng trực tiếp của sự biến đổi khí hậu. Cùng với đó là sự thay đổi về thời tiết, hiện tượng El-Nino ngày càng có nhiều diễn biến khó đoán trong khi lượng khí thải CO<sub>2</sub> từ ngành công nghiệp năng lượng Việt Nam chiếm một phần không nhỏ.

Do đó, để tăng khả năng cung cấp năng lượng cũng như giải quyết vấn đề nóng lên toàn cầu, Việt Nam đã đang và sẽ triển khai nguồn năng lượng xanh. Theo EVN vào năm 2020, dự kiến sẽ có hơn 1.65 GW nguồn điện được cung cấp bởi năng lượng tái tạo (Hình 1). Tuy nhiên, điện được tạo ra từ nguồn năng lượng tái tạo như: gió, mặt trời có đặc điểm phụ thuộc vào thời tiết và khó có thể dự báo chính xác lượng công suất phát và bị động huy động công suất khi cần thiết. Trong hệ thống điện có mức độ xâm nhập năng lượng tái tạo cao, các vấn đề về ổn định hệ thống trở nên khó kiểm soát hơn, nhưng có thể được giải quyết bằng cách quy hoạch hệ thống truyền tải, dịch vụ hỗ trợ, lưu trữ và quản lý cung cầu. Đã có nhiều nghiên cứu sử dụng phương pháp mô hình hóa trình bày sự thay đổi trong tương lai của ngành điện Việt Nam trên nhiều khía cạnh và cách tiếp cận khác nhau. Một số mô hình lập kế hoạch phát điện

**Abstract** - A power system depending entirely on renewable energy is not reliable due to its intermission and dependence on the weather. When the penetration of renewable energy is a high, the energy technology or support needs to be more integrated. But this encounters many barriers to investment costs and operation. This study models Vietnam power system in 2030 with the penetration of renewable energy sources and storage resources based on open source Pypsa. The average costs of system will be calculated by resolved techno-economic optimization model. Results show that the deployment of renewable energy in Vietnam depends on the variation in the cost of technology in the future and support policies of the government.

**Key words** - Renewable energy; storage system; optimalization; modeling power system

trong khu vực dựa vào dự báo nhu cầu năng lượng trong tương lai nhằm tối ưu đầu tư cơ sở hạ tầng truyền tải [1], [2]. Tuy nhiên, chưa có nghiên cứu nào đề cập về quá trình giảm phát thải CO<sub>2</sub> của ngành điện Việt Nam bằng cách tích hợp năng lượng tái tạo với lưu trữ bằng phương pháp mô hình hóa.



Hình 1. Sự phát triển nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam giai đoạn 2020-2030 [18]

Với bối cảnh đó, hệ thống điện Việt Nam trong tương lai sẽ là một hệ thống phức tạp gồm các nguồn năng lượng tái tạo, chế độ vận hành của hệ thống lưu trữ và cường độ phát thải khí CO<sub>2</sub>. Đòi hỏi phải có một mô hình đặc biệt, với sự chi tiết về thời gian và không gian. Mô hình không chỉ thỏa mãn quá trình vận hành lâu dài của hệ thống, mà còn xử lý nguồn dữ liệu trong nhiều năm về thời tiết, sự biến động của nguồn năng lượng tái tạo và nhu cầu phụ tải.

Nghiên cứu này sẽ xây dựng mô hình cơ bản của hệ thống điện với sự xâm nhập năng lượng tái tạo cao của Việt Nam tính đến năm 2030, trong đó vấn đề lưu trữ được quan tâm, đánh giá với nhiều kịch bản xâm nhập của nguồn năng lượng tái tạo. Dữ liệu của nguồn phát gió và mặt trời được

mô phỏng trên miền thời gian, so sánh chi phí theo chiến lược mở rộng riêng biệt ứng với các tiềm năng của công nghệ lưu trữ trong tương lai.

## 2. Mô hình toán học nghiên cứu

Hệ thống điện Việt Nam với sự xâm nhập của các nguồn năng lượng tái tạo tính đến năm 2030 được mô hình hóa chi tiết dựa trên các phương trình toán học với mục tiêu tối ưu hóa tuyến tính tổng chi phí hàng năm [12], [13]. Điều này được thể hiện qua hàm mục tiêu:

$$\min_{G_{n,s}, f_{l,t}, g_{n,s,t}, f_{l,t}} \left( \sum_{n,s} c_{n,s} G_{n,s} + \sum_{n,s,t} o_{n,s,t} g_{n,s,t} \right) \quad (1)$$

Với một hệ thống ứng với  $n$  thanh cái, tổng chi phí hệ thống bao gồm: chi phí cố định hàng năm  $c_{n,s}$  cho công suất phát và lưu trữ  $G_{n,s}$ ; chi phí  $c_{n,s}$  ứng với các nguồn công suất biến đổi  $g_{n,s,t}$ ; Chi số  $s$  đại diện cho loại hình nhà máy phát bao gồm: thủy điện, nhiệt điện, điện gió, điện mặt trời, lưu trữ khí hydro (gồm điện phân kết hợp pin nhiên liệu) và pin lưu trữ tập trung (lithium ion).

Việc tối ưu hóa phải đáp ứng một số ràng buộc bằng các điều kiện cụ thể.

### 2.1. Cân bằng công suất

Muốn hệ thống hoạt động ổn định, năng lượng cung và cầu phải bằng nhau tại bất kỳ thời điểm nào, ở bất cứ thanh cái nào nhu cầu cố định ở thanh cái  $n$  và tại thời điểm  $t$  được cung cấp bởi nhu cầu năng lượng (hay đồ thị phụ tải)  $d_{n,t}$ . Ở đây, số liệu được giả định theo nhu cầu năng lượng năm 2030 ở Việt Nam:

$$\sum_s g_{n,s,t} - d_{n,t} = \sum_l K_{nl} f_{l,t}, \forall n \quad (2)$$

trong đó  $K_{nl}$  là ma trận tản suất của mạng [2]. Từ đó sự bù trừ công suất tại thanh cái  $n$  giữa cung và cầu năng lượng được cân bằng bằng cách ạc hoặc xả qua lưu trữ.

### 2.2. Máy phát

Công suất của các máy phát trong nhà máy điện chạy bằng nhiên liệu thường bị hạn chế bởi công suất cực đại:

$$0 \leq g_{n,s,t} \leq G_{n,s} \quad (3)$$

Năng lượng sản xuất tối đa trong mỗi giờ, đối với mỗi đơn vị lắp đặt của các máy phát điện năng lượng tái tạo phụ thuộc vào điều kiện thời tiết tại nơi lắp đặt và được biểu thị dưới dạng giá trị  $\partial_{n,s,t}$  trên mỗi đơn vị công suất:

$$0 \leq g_{n,s,t} \leq \partial_{n,s,t} G_{n,s} \quad (4)$$

Năng lượng dư thừa có thể bị hạn chế, bằng cách điều khiển góc chệch cánh quạt của tuabin gió. Các nhà máy thủy điện có thể trì hoãn việc phát điện đến một mức độ nào đó bằng cách sử dụng hồ chứa tích năng.

Bản thân công suất lắp đặt của các nguồn phát năng lượng tái tạo cũng phải được tối ưu hóa với giới hạn công suất có thể lắp đặt tối đa ứng với mỗi nhà máy phát điện  $G_{n,\max}$ , phụ thuộc vào tiềm năng, vị trí địa lý:

$$0 \leq G_{n,s} \leq G_{n,s}^{\max} \quad (5)$$

Công suất đặt  $G_{n,s}$  và công suất gửi đi  $g_{n,s,t}$  của mỗi nhà

máy phải tuân thủ các ràng buộc vật lý đồng thời giảm thiểu chi phí được trình bày trong hàm mục tiêu (1).

### 2.3. Lưu trữ

Trạng thái của hệ thống lưu trữ  $soc_{n,s,t}$  phải phù hợp với việc sạc và xả trong mỗi giờ.

$$soc_{n,s,t} = soc_{n,s,t-1} + \eta_1 g_{n,s,t,charge} - \eta_2^{-1} g_{n,s,t,discharge} + g_{n,s,t,inflow} - g_{n,s,t,spillage} \quad (6)$$

$$0 \leq soc_{n,s,t} \leq h_{s,\max} \cdot G_{n,s} \quad (7)$$

trong đó  $\eta_1, \eta_2$  lần lượt là hiệu suất quá trình sạc và xả. Tồn thất gây ra trong quá trình nguồn lưu trữ hoạt động ám chỉ rằng bộ lưu trữ chỉ được sạc khi có nguồn cung dư thừa trong hệ thống và được xả khi máy phát điện không thể sản xuất đủ năng lượng. Trạng thái sạc (State-of-charge) bị giới hạn bởi công suất năng lượng  $E_{n,s} = h_{s,\max} \cdot G_{n,s}$ . Ở đây,  $h_{s,\max}$  là thời gian lưu trữ khi đơn vị có thể được sạc đầy hoặc xả ở công suất tối đa.

Nguồn lưu trữ được giả định hoạt động theo chu kỳ tuần hoàn, tức là năng lượng sạc và xả được yêu cầu phải bằng nhau trong giờ đầu tiên và giờ cuối cùng của mô phỏng:  $soc_{n,s,t=0} = soc_{n,s,t=T}$ . Giả thuyết này phù hợp khi thiết lập một mô hình trong đó thời gian mô phỏng trong một năm, hàng năm của chu kỳ đồ thị phụ tải và máy phát.

Ở đây, hai công nghệ lưu trữ được giới hạn: pin lithium-ion và lưu trữ hydro [3]. Với các loại lưu trữ điện dùng năng lượng hóa học, pin lithium-ion có thể chế tạo ở nhiều kích thước với công suất từ dưới 100W đến vài Megawatt. Chỉ số  $h_{battery,\max}$  được đặt tối đa ở mức 6 giờ, hiệu suất sạc xả được giả định của cả quá trình là 0,81 [5]. Mặt khác, hiệu suất của lưu trữ hydro ở mức thấp hơn, được giả định là 0,435 cho một quá trình lưu trữ [6]. Điều này được bù đắp bởi chi phí lưu trữ năng lượng và tổn thất theo thời gian thấp. Thời gian vận hành của  $h_{H2,\max}$  được giả định là một tuần, tức là 168 giờ. Với các công nghệ lưu trữ hiện nay, hydrogen được dự báo là loại hình năng lượng sạch được phát triển tiếp theo trong tương lai [7].

### 2.4. Phát thải CO<sub>2</sub>

Lượng khí thải CO<sub>2</sub> được giới hạn bởi đại lượng  $CAP_{CO_2}$ , thông qua phương trình (8):

$$\sum_{n,s,t} \frac{1}{\eta_s} g_{n,s,t} \cdot e_s \leq CAP_{CO_2} \quad (8)$$

trong đó lượng khí thải cụ thể  $e_s$  tính theo đơn vị CO<sub>2</sub>-tonne-per-MWh của máy phát điện kiểu  $s$  với hiệu suất  $\eta_s$ .

Ngưỡng giới hạn này được thay đổi tùy theo các trường hợp mô phỏng khác nhau để đáp ứng mục tiêu giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub>. Để đơn giản, lượng khí thải CO<sub>2</sub> trong quá trình xây dựng và sản xuất thiết bị và cơ sở hạ tầng của nhà máy điện, lưu trữ, và hệ thống truyền tải được bỏ qua, chỉ có phát thải từ nhiệt điện qua các lò đốt.

## 3. Dữ liệu mô hình

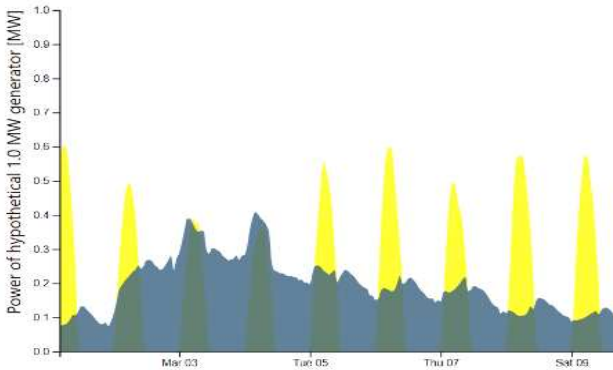
### 3.1. Tiềm năng năng lượng tái tạo

Trong mô hình này, công suất phát của các nguồn năng lượng tái tạo tại các vị trí kết nối được tối ưu hóa nhằm mục đích mở rộng quy mô các nhà máy điện gió và mặt trời.

Tuy nhiên sự mở rộng này bị giới hạn bởi tiềm năng về địa lý  $G_{max,s}$ . Mật độ lắp đặt các nguồn năng lượng tái tạo được đơn giản hóa để tính toán giới hạn tiềm năng về công suất phát. Công suất tuabin gió trong nhà máy được giả định với mật độ 10MW/km<sup>2</sup> ứng với 5% diện tích đất trên địa phận mỗi tỉnh [8]. Các trang trại điện gió bị hạn chế nhiều hơn bởi giới hạn sử dụng đất với diện tích lắp đặt khoảng 0.2% và mật độ 150MW/km<sup>2</sup> [9].

### 3.2. Dữ liệu nguồn gió, mặt trời và phụ tải

Dữ liệu công suất gió và mặt trời sử dụng trong mô hình hóa được thu thập từ Renewable Energy Atlas [10], nguồn được các quốc gia Đan Mạch, Đức, Trung Quốc sử dụng, tạo cơ sở dữ liệu cho châu Âu [11], Mỹ [12] và Úc. Mô hình kết hợp dữ liệu thời tiết phân tích từ Hệ thống dự báo khí hậu (Climate forecast systems – CFSR) [13] với các thông số kỹ thuật cho tuabin gió và PV mặt trời. Cách tính toán được thực hiện bằng cách nội suy các đường cong công suất tuabin gió [14] hoặc mô phỏng bức xạ thu được từ các tấm PV [15].

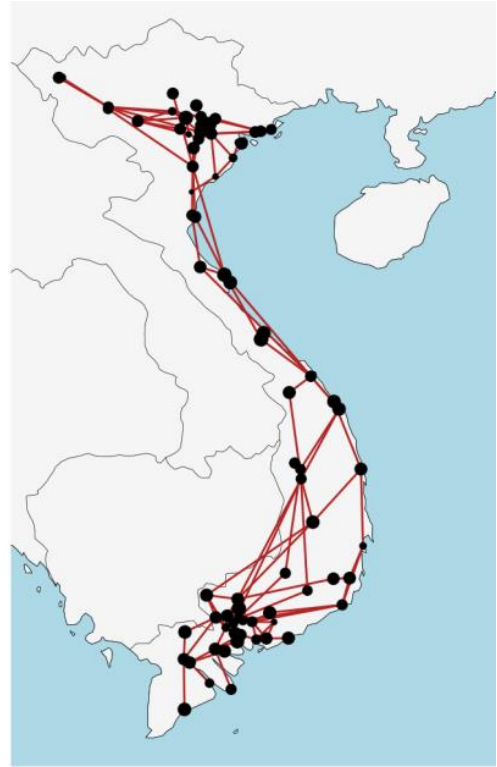


**Hình 2.** Hệ số công suất ở Việt Nam với năng lượng gió (màu xanh) và mặt trời (màu vàng) biến động theo thời gian

Số liệu trên miền thời gian  $\partial_{n,s,t}$  được tính trên mỗi đơn vị công suất, đồng nghĩa với lượng công suất năng lượng tái tạo có sẵn tối đa tại thời điểm  $t$  là  $\partial_{n,s,t}G_{n,s}$ . Tùy vào yếu tố địa lý khác nhau, các nguồn năng lượng gió và mặt trời sẽ tạo ra mức công suất khác nhau do sự thay đổi của điều kiện thời tiết như trên Hình 2 [19]. Với dữ liệu tải trên miền thời gian  $d_{n,t}$  dự báo mức tiêu thụ điện của Việt Nam vào năm 2030 được cung cấp bởi Trung tâm điều độ hệ thống điện miền Trung, tải trung bình hàng năm sẽ được dự báo

theo thu nhập bình quân đầu người. Các số liệu dự báo khác phụ thuộc vào các đặc điểm khu vực, kinh tế, khí hậu. Dao động của tải trong một khu vực thường được hiển thị thông qua các biến thể theo mùa, tuần và trong ngày.

### 3.3. Cấu trúc liên kết mạng



**Hình 3.** Hệ thống điện 500kV Việt Nam

Trong nghiên cứu này, mô hình hệ thống điện Việt Nam như Hình 3 được sử dụng để tổng hợp tải, nguồn phát, và lưu trữ nhằm tối ưu hóa chi phí đầu tư, vận hành. Từ đó tính toán được công suất lưu trữ tối ưu toàn bộ hệ thống điện Việt Nam.

### 3.4. Chi phí tính toán

Các chi phí tính toán được trình bày trong Bảng 1 và Bảng 2. Chi phí vận hành với tỉ lệ chiết khấu 7% trong suốt thời gian tồn tại của nhà máy [16]. Chi phí vận hành và bảo trì nhà máy và các chi phí liên quan tới mỗi loại hình sản xuất điện.

**Bảng 1.** Giá định chi phí loại máy phát [16]

	Điện gió	Điện mặt trời	Điện nhiệt	Thủy điện	Hydrogen	Battery
<b>Capital cost (Chi phí vốn)</b> (Eur/kW)	1182	600	400	2000	737	411
<b>Fixed O&amp;M (Chi phí vận hành cố định)</b> (Eur/kW/năm)	35	25	15	20	12,2	12,3
<b>Marginal cost (Chi phí vận hành biến động)</b> (Eur/kWh)	0	0	58,4	0	0	0
<b>Lifetime (năm)</b>	25	25	30	80	20	20
<b>Efficiency (hiệu năng)</b>	1	1	0,39	1	0,75 (xác); 0,58 (xả)	0,9 (xác); 09 (xả)
<b>Cost per energy stored (Chi phí lưu trữ)</b> (Eur/kWh)	-	-	-	-	11,2	192
<b><math>h_{max}</math> (giờ)</b>	-	-	-	-	168	6

**Bảng 2.** Định nghĩa các kịch bản theo các tùy chọn (bên trái); các chỉ số đầu ra ứng với kết quả sau khi tối ưu (bên phải)

Kịch bản	Xác định kịch bản			Chi phí hệ thống (EUR/MWh)	Kết quả					
	Mở rộng các nguồn phát	Mở rộng nguồn lưu trữ	Giới hạn phát thải CO <sub>2</sub>		Phân trăm các nguồn					
					Điện gió	Mặt trời	Thủy điện	Nhiệt điện	Điện phân	Pin
OP00	✓	✓	-	42	40%	32%	5%	23%	-	-
OP25	✓	✓	25%	43	40%	33%	3%	16%	5%	3%
OP50	✓	✓	50%	45	38%	34%	3%	11%	10%	4%
OP75	✓	✓	75%	51	36%	34%	3%	8%	13%	8%
OP100	✓	✓	100%	56	33%	36%	3%	-	18%	10%

Ở Bảng 1 trình bày các thông số được sử dụng trong mô hình này, giả định theo [17]. Trình bày chi phí, thời gian hoạt động, hiệu suất của từng loại hình công nghệ máy phát. Đặc biệt ở Bảng 1 đối với lưu trữ còn có hệ số hiệu suất sạc và hiệu suất xả, ứng với hai loại lưu trữ được sử dụng mô phỏng; lưu trữ khí hydro với hiệu suất thấp (0.435 cho toàn bộ quá trình) nhưng ưu điểm lưu trữ được 168 giờ; lưu trữ bằng pin có hiệu suất cao hơn (0,81 cho toàn bộ quá trình) nhưng thời gian lưu trữ cực đại chỉ 6 giờ.

**4. Kết quả**

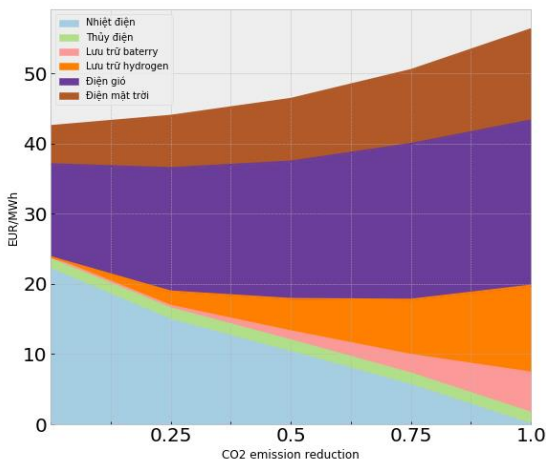
**4.1. Tỷ trọng các nguồn lưu trữ**

Nhiệt điện là một loại hình nguồn phát quan trọng trong hệ thống điện Việt Nam với khẩu hao thấp bên cạnh tác dụng ổn định hệ thống điện. Nhưng đây cũng là nguyên nhân chính sản sinh lượng khí thải nhà kính lớn trong ngành công nghiệp năng lượng, khi nhiệt điện chiếm hơn 50% công suất phát điện của hệ thống điện Việt Nam.

Để đạt được mục tiêu cắt giảm tối thiểu lượng khí thải CO<sub>2</sub>, nghiên cứu này xây dựng một mô hình lý hệ thống điện mới, giảm thiểu những nguồn phát đã có để tái cấu trúc lưới dựa trên các thanh cái đã có. Điều đó giải thích tại sao ở các kịch bản, nhiệt điện chiếm tỉ trọng thấp hơn thực tế. Đối với nhiệt điện và các loại hình máy phát khác, tác giả tập trung vào khía cạnh chi phí đầu tư và vận hành hệ thống dưới áp lực bắt buộc phải giảm khí thải nhà kính. Trên thực tế áp lực này có thể thay đổi và tùy thuộc vào chính sách của chính phủ các nước.

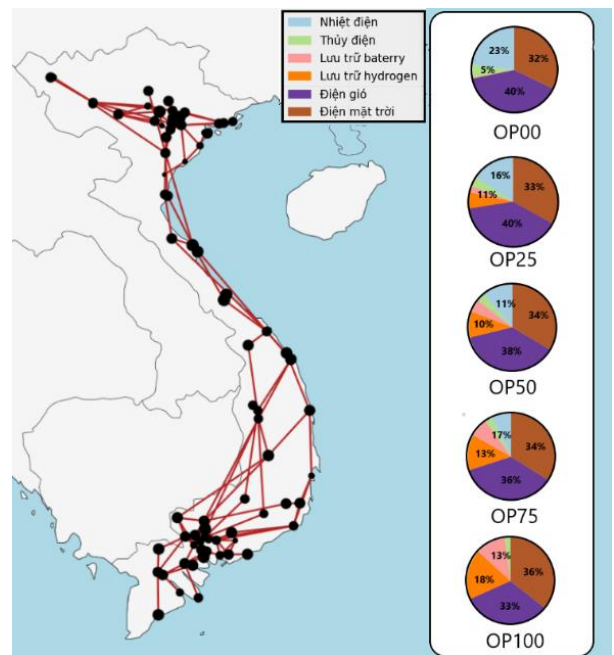
trên một MWh điện năng tăng nhẹ từ 42 Euro/MWh lên 45 Euro/MWh. Cắt giảm nhiệt điện chính là nguyên nhân làm cho giá cả tăng lên khi các phải huy động công suất phát từ các loại hình có giá cả cao hơn. Đồng thời, nguồn gió và mặt trời được gia tăng tỉ trọng, trong đó nguồn gió chiếm tỉ lệ nhiều hơn. Điều này làm cho nguồn lưu trữ khí hydro chiếm ưu thế hơn so với pin lưu trữ.

Với mong muốn giảm khí thải cao hơn, ở mức độ giảm 80-90% khí CO<sub>2</sub> vào năm 2030, chi phí điện năng tăng độ dốc của đường cong lúc này cao hơn so với phần còn lại như Hình 4; nhiệt điện lúc này chiếm tỷ trọng không đáng kể so với tổng công suất phát trong hệ thống, chiếm dưới 10% tổng công suất phát vào năm 2030 tương ứng 130GW. Thay vào đó để đảm bảo vai trò ổn định hệ thống các loại hình lưu trữ được huy động, chiếm tỷ trọng lớn hơn. Cụ thể với kịch bản giảm 75% khí thải CO<sub>2</sub>, lưu trữ hydro chiếm 17% so với công suất năm 2030.



**Hình 4.** Chi phí hệ thống ứng với từng loại hình năng lượng

Hình 4 thể hiện chi phí vận hành trung bình hệ thống, ở mức yêu cầu giảm 50% khí thải CO<sub>2</sub>, tổng chi phí hệ thống



**Hình 5.** Tỷ lệ các máy phát ở từng kịch bản theo kết quả Bảng 2

Một trong những yêu cầu của phát triển bền vững là giảm khí thải và khí nhà kính, để đạt được mục tiêu này trong tương lai phải nhắm đến việc giảm các nhà máy nhiệt điện.

**4.2. Chính sách với biến đổi khí hậu**

Ở các kịch bản khi chính sách giảm phát thải CO<sub>2</sub> được giả định lần lượt từ 25% đến 100%, lượng phát thải khí nhà

kính lượng nhiệt điện giảm xuống mạnh mẽ, song song với quá trình tăng công suất lưu trữ, các nguồn lưu trữ lúc này đóng vai trò hỗ trợ các nguồn năng lượng tái tạo thành nguồn chủ động cung cấp cho phụ tải.

Vai trò của chính sách yêu cầu giảm phát thải khí nhà kính có nhiều tác động đến chi phí đầu tư. Yêu cầu lượng giảm thải càng cao chi phí trên một MWh điện năng càng lớn, cụ thể tăng từ 42 Euro/MWh lên 58 Euro/MWh như được thể hiện trên Hình 4. Tuy nhiên chi phí này chỉ đúng khi công nghệ lưu trữ và đầu tư các loại hình máy phát với tiêu chuẩn quốc tế. Thực tế ở Việt Nam các chi phí này có thể cao hơn do chuỗi cung ứng các trang thiết bị còn hạn chế.

## 5. Bàn luận

### 5.1. Tỷ trọng các nguồn lưu trữ

#### 5.1.1. Với mức các kịch bản giảm khí thải dưới 50%

##### a. Chi phí trung bình hệ thống

Ở trường hợp này, đường cong chi phí cả hệ thống gần như nằm ngang (Hình 4). Điều này cho thấy sự khả thi trong quá trình quy hoạch lưới điện để đạt được mức giảm thải dưới 50%. Khi đó, với mức vốn đầu tư thấp cho các đơn vị lưu trữ, thay vì phát triển nhiệt điện, có thể phát triển nguồn lưu trữ và năng lượng tái tạo với chi phí hệ thống tương đương hoặc tăng ít. Lúc này vai trò của chính sách giảm thiểu khí hậu đã được chứng minh có tầm quan trọng đối với các kịch bản giảm khí thải ít và trung bình.

##### b. Chi phí trung bình từng loại hình máy phát

Khi cắt giảm công suất phát của nhà máy nhiệt điện, hệ thống cần phải huy động năng lượng từ các nguồn phát, trong trường hợp này tỉ trọng của nguồn gió và mặt trời tăng cao. Tuy nhiên công suất phát của điện gió lại chiếm ưu thế hơn so với điện mặt trời như ở Hình 1. Điện gió có thể cung cấp điện liên tục mà ít gián đoạn hơn so với mặt trời, đây là nguồn năng lượng chất lượng và đáng được chú ý hơn. Song song với đó là lưu trữ, ưu điểm của lưu trữ khí hydro là tổn hao thấp theo thời gian. Do đó, với các máy phát điện gió, lưu trữ hydro là trợ thủ đắc lực với chu kỳ hoạt động biến đổi theo mùa này. Còn lưu trữ pin với ưu điểm là hiệu suất cao, tuy nhiên tổn hao lưu trữ lớn và thời gian lưu trữ lâu hơn, phù hợp khi tích hợp với điện mặt trời hơn. Một hệ thống điện khi có sự xâm nhập cao của năng lượng tái tạo cần chú ý đến thể hệ điện gió, và đi song song với lưu trữ khí hydro.

#### 5.1.2. Với các kịch bản giảm khí thải trên 50%

Với một kịch bản được yêu cầu mục tiêu cắt giảm khí thải nhà kính cao hơn 50%, từ nguồn phát nhiệt điện, lúc này độ dốc của đường cong chi phí điện năng tăng lên đáng kể với quy mô điện gió chiếm tỉ trọng lớn nhất, sau đó là điện mặt trời. Điều này cho thấy vai trò quan trọng của các nguồn năng lượng tái tạo hệ thống điện nếu muốn đạt được mục tiêu giảm khí thải. Bên cạnh sự phát triển của năng lượng tái tạo, các hệ thống lưu trữ, đặc biệt là lưu trữ khí hydro bằng cách điện phân, cần được phát triển với vai trò dịch vụ hỗ trợ các nguồn năng lượng tái tạo trong quá trình vận hành và đảm bảo độ ổn định trong quá trình hệ thống điện vận hành.

### 5.2. Chi phí hệ thống và loại hình năng lượng

Từ Bảng 1, với chi phí dựa trên tiêu chuẩn quốc tế và mô hình sử dụng chi phí này cho mục đích quy hoạch và tối ưu hóa hệ thống, sự phát triển các nguồn năng lượng tái tạo sẽ được ưu tiên, nhất là năng lượng gió. Nguyên nhân chính do chi phí khấu hao của năng lượng tái tạo hiện tại trên thế giới thấp hơn so với nhiệt điện. Tuy nhiên bởi vì nhiều lý do điện gió nói riêng và năng lượng tái tạo ở Việt Nam chưa có điều kiện phát triển, thay thế các nguồn năng lượng truyền thống.

## 6. Kết luận

Một khi các chính sách về bảo vệ môi trường và giảm phát thải khí nhà kính được các quốc gia trên thế giới áp dụng, sự phát triển của năng lượng tái tạo sẽ được thúc đẩy một cách mạnh mẽ, đặc biệt là điện gió thay vì mặt trời. Qua đó, có thể thấy trong tương lai, cần có chính sách hỗ trợ nhằm đưa Việt Nam tiếp cận với công nghệ điện gió đương đại của thế giới nhằm rút ngắn chi phí đầu tư điện gió, bởi vì một hệ thống điện ít khí thải phụ thuộc vào năng lượng tái tạo đặc biệt là điện gió. Đồng thời phát triển các nguồn năng lượng tái tạo khác và các dịch vụ hỗ trợ nhằm đáp ứng được sự tối ưu và ổn định trong quá trình hệ thống điện vận hành.

Với mức độ giảm phát thải CO<sub>2</sub> dưới 50%, chi phí vận hành hệ thống có sự thay đổi không đáng kể trong khi có thể giải quyết phần nào các vấn đề về ô nhiễm môi trường, trong khi giới hạn phát thải CO<sub>2</sub> trên mức này không cho thấy tính khả thi khi chi phí tăng quá cao. Bên cạnh đó, các nguồn lưu trữ đóng vai trò ổn định hệ thống điện, bởi các công nghệ này làm tăng sự linh hoạt của hệ thống điện khi mà công suất của nhiệt điện giảm.

**Lời cảm ơn:** Nghiên cứu này được tài trợ bởi Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng trong đề tài có mã số B2019-DN01-19.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] M. Q. Duong, H. H. Nguyen, T. Le, Marco Mussetta. New Planning for the 500kV Vietnamese Grid with High Penetration of Renewable Energy Sources. IEEE Milan PowerTech, 2019.
- [2] Dinh Thanh Viet, Vo Van Phuong, Minh Quan Duong, Ma Phuoc Khanh, Alexander Kies, Bruno Schyska. A Cost-Optimal Pathway to Integrate Renewable Energy into the Future Vietnamese Power System. 2018 4th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD).
- [3] Mathew Aneke and Meihong Wang. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. Applied Energy, 179:350–377, 2016.
- [4] B. Bollobas, S.J. Axler, F.W. Gehring, B.B. s, and P.R. Halmos. Modern Graph Theory. Graduate Texts in Mathematics. Springer New York, 1998.
- [5] Yang Zhang, Pietro Elia Campana, Anders Lundblad, and Jinyue Yan. Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation. Applied Energy, 201:397–411, 2017.
- [6] K.A. Kavadias, D. Apostolou, and J.K. Kaldellis. Modelling and optimisation of a hydrogen-based energy storage system in an autonomous electrical network. Applied Energy, 2017.
- [7] Madeleine McPherson, Nils Johnson, and Manfred



- Strubegger. The role of electricity storage and hydrogen technologies in enabling global low-carbon energy transitions. *Applied Energy*, 216:649–661, 2018.
- [8] M. R. Islam, S. Mekhilef, and R. Saidur. Progress and recent trends of wind energy technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21:456–468, 2013.
- [9] Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, and Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (version 48). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7):905–913, 2016.
- [10] Gorm B Andresen, Anders A Søndergaard, and Martin Greiner. Validation of Danish wind time series from a new global renewable energy atlas for energy system analysis. *Energy*, 93:1074–1088, 2015.
- [11] Marta Victoria and Gorm B Andresen. Using validated reanalysis data to investigate the impact of the PV system configurations at high penetration levels in European countries. arXiv preprint arXiv:1807.10044, 2018.
- [12] Sarah Becker, Bethany A Frew, Gorm B Andresen, Mark Z Jacobson, Stefan Schramm, and Martin Greiner. Renewable build-up pathways for the US: Generation costs are not system costs. *Energy*, 81:437–445, 2015.
- [13] Suranjana Saha, Shrinivas Moorthi, Xingren Wu, Jiande Wang, Sudhir Nadiga, Patrick Tripp, David Behringer, Yu-Tai Hou, Hui ya Chuang, Mark Iredell, Michael Ek, Jesse Meng, Rongqian Yang, Malaquias Pena Mendez, Huug van den Dool, Qin Zhang, Wanqiu Wang, Mingyue Chen, and Emily Becker. "NCEP Climate Forecast System Version 2 (CFSv2) Selected Hourly Time-Series Products", 2011.
- [14] Iain Staffell and Stefan Pfenninger. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114:1224–1239, 2016.
- [15] Stefan Pfenninger and Iain Staffell. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114:1251–1265, 2016.
- [16] Xiaoli Zhao, Shujie Li, Sufang Zhang, Rui Yang, and Suwei Liu. The effectiveness of China's wind power policy: An empirical analysis. *Energy Policy*, 95:269–279, 2016.
- [17] Andreas Schröder, Friedrich Kunz, Jan Meiss, Roman Mendelevitch, and Christian von Hirschhausen. Current and prospective costs of electricity generation until 2050. DIW Data Documentation 68, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, 2013.
- [18] “Phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015.
- [19] “Climate Data Store”, <https://cds.climate.copernicus.eu/#/!home>

(BBT nhận bài: 03/10/2019, hoàn tất thủ tục phân biên: 25/3/2020)