

# PHÂN TÍCH CƠ CHẾ MỘT GIÁ VÀ HAI GIÁ TRONG THỊ TRƯỜNG CÂN BẰNG

ANALYSIS OF THE ONE PRICE AND TWO PRICE MECHANISM IN BALANCING MARKET

Thân Thành Đạt<sup>1</sup>, Lê Hồng Lâm<sup>1\*</sup>

DOI: <https://doi.org/10.57001/huih5804.2023.064>

## TÓM TẮT

Việt Nam là một trong những quốc gia chịu tác động trực tiếp của hiện tượng biến đổi khí hậu, vì vậy các chính sách Việt Nam luôn ưu tiên đẩy mạnh phát triển năng lượng tái tạo. Bên cạnh các lợi ích về mặt kinh tế, môi trường khi sử dụng năng lượng tái tạo, việc tích hợp năng lượng tái tạo vào lưới đã dẫn đến việc suy giảm an ninh và độ tin cậy hệ thống do tính không ổn định và khó dự đoán của nguồn năng lượng. Thị trường điện Việt Nam cần có một thị trường có khả năng giải quyết các sự mất cân bằng công suất liên tục gây ra bởi năng lượng tái tạo. Xây dựng thị trường cân bằng sẽ góp phần vào việc giảm tác động của các ảnh hưởng từ năng lượng tái tạo lên hệ thống điện và giúp chi phí vận hành cân bằng công suất được tối ưu. Mục đích của bài báo này là tập trung xây dựng mô hình toán thị trường cân bằng dựa trên bài toán tuyến tính (LP). Tiếp theo, bài báo tiến hành việc phân tích cơ chế một giá và hai giá trong thị trường cân bằng. Từ kết quả thu được, bài báo đưa ra đề xuất phương hướng xây dựng thị trường cân bằng ở Việt Nam tại thời điểm hiện tại và tương lai.

**Từ khóa:** Một giá, hai giá, thị trường cân bằng, năng lượng tái tạo, vận hành thị trường điện.

## ABSTRACT

Vietnam is one of the countries directly affected by climate change, so Vietnamese policies always give priority to promoting the development of renewable energy. In addition to the economic and environmental benefits of using renewable energy, the integration of renewable energy into the grid has led to a decrease in system security and reliability due to its instability and difficulty energy source prediction. The Vietnamese electricity market needs a market that is able to address the persistent capacity imbalances caused by renewable energy. Building the balancing market will contribute to reducing the impact of renewable energy on the power system and help optimize operating costs to balance capacity. The purpose of this paper is to focus on building a mathematical model for the balancing market based on linear problem (LP). Next, the paper analyzes the one price and two price mechanism in the balancing market. From the results obtained, the article proposes a direction to build a balancing market in Vietnam at present and in the future.

**Keywords:** One-price, two-price, balancing market, renewable energy, electricity market operation.

<sup>1</sup>Khoa Điện, Trường Đại học Bách khoa - Đại học Đà Nẵng

\*Email: [lhlm@dut.udn.vn](mailto:lhlm@dut.udn.vn)

Ngày nhận bài: 19/10/2022

Ngày nhận bài sửa sau phản biện: 02/02/2023

Ngày chấp nhận đăng: 15/3/2023

## 1. GIỚI THIỆU

Ngày 01/11/2021, tại hội nghị COP26 [1], Việt Nam cam kết sẽ xây dựng và triển khai các biện pháp giảm phát thải khí nhà kính, đồng thời phối hợp với các nước để đạt mức phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Theo thống kê [2] thị trường điện tháng 7/2022 tỷ lệ huy động nguồn điện tái tạo trên tổng sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống như sau: Năng lượng tái tạo đạt 22,06 tỷ kWh, chiếm 14% (trong đó điện mặt trời đạt 16,54 tỷ kWh, điện gió đạt 5,24 tỷ kWh). Điều đó cho thấy quyết tâm thực hiện cam kết của Việt Nam là không hề nhỏ và đang đạt dần đến mục tiêu của nghị quyết 55 về phát triển năng lượng quốc gia [3]. Bài báo [4] đề cập đến việc sử dụng năng lượng tái tạo góp phần làm giảm chi phí sản xuất năng lượng và ảnh hưởng đến môi trường. Nhưng đồng thời, do tính chất gián đoạn của nguồn năng lượng tái tạo làm cho hệ thống điện mất cân bằng trong thời gian thực dẫn đến sự không ổn định của hệ thống điện. An ninh hệ thống điện gắn liền với phản ứng của hệ thống đối với bất kỳ sự nhiễu loạn nào mà nó phải chịu đặc biệt là tính chất không thể đoán trước của các nguồn năng lượng tái tạo [5]. Điều đó đặt ra mục tiêu thị trường điện Việt Nam phải hình thành một thị trường mới để thích ứng với sự phát triển của năng lượng tái tạo. Thị trường cân bằng, một thị trường được phát triển ở các nước châu Âu, châu Mỹ, Nga [6]. Thị trường đặc biệt phù hợp với các nguồn điện ngẫu nhiên (ví dụ: nhà máy điện gió và mặt trời) không thể dự đoán chính xác mức phát điện của nhà máy trước khi giao dịch thị trường ngày tới đóng lại. Đồng thời vận hành thị trường cân bằng cũng góp phần vào việc giảm chi phí vận hành hệ thống điện đối với các dịch vụ phụ trợ để ổn định hệ thống điện [7].

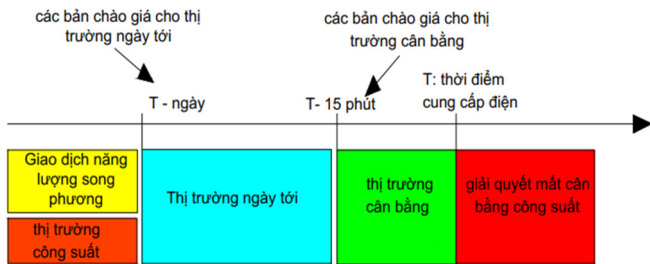
Được đề cập trong [8], nhóm các thị trường điện giao ngay cho phép giao dịch ngắn hạn và thường bao gồm hai thỏa thuận giao dịch là thị trường ngày tới và thị trường cân bằng. Trong đó, thị trường ngày tới diễn ra vào trước ngày cung cấp năng lượng, còn thị trường cân bằng diễn ra vài phút trước khi cung cấp năng lượng thực tế và tạo thành cơ chế thị trường cuối cùng để cân bằng giữa công suất phát và sử dụng. Trong thị trường cân bằng hình thành nhiều cơ chế định giá [9] phù hợp với từng đặc điểm của từng hệ thống điện ở các quốc gia. Trong đó, cơ chế thanh toán chủ yếu thực hiện theo cơ chế một giá và hai giá. Tiến hành phân tích cơ chế một giá và hai giá trong thị

trường cân bằng. Dựa vào kết quả nghiên cứu chọn ra được cơ chế phù hợp nhất để xây dựng thị trường điện cân bằng tại Việt Nam.

Phần còn lại của bài báo này được tổ chức như sau. Đầu tiên, phần 2 trình bày mô hình thị trường giao ngay. Kế tiếp, phần 3 cung cấp quy trình thực hiện tính toán cơ chế một giá và hai giá. Sau đó, phần 4 thực hiện mô phỏng và phân tích kết quả. Cuối cùng, kết luận chính được trình bày trong phần 5.

**2. MÔ HÌNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY**

Xem xét mô hình thị trường điện như hình 1. Thị trường giao ngay bao gồm hai thị trường giao dịch là thị trường ngày tới và thị trường cân bằng.



Hình 1. Mô hình thị trường điện

**2.1. Thị trường ngày tới**

Đơn vị vận hành thị trường điện xử lý các số liệu từ đơn vị phát điện, mua điện gửi đến trong thời gian trước thời điểm cung cấp điện một ngày. Đơn vị phát điện nộp cho thị trường này bản chào giá bán (lượng công suất khả dụng và giá sàn), trong khi đơn vị mua điện nộp bản chào giá mua (lượng công suất sử dụng và giá trần). Đối lại, đơn vị vận hành thị trường điện thực hiện tính toán thị trường thông qua việc mở một cuộc đấu thầu theo cơ chế "đấu thầu theo giá thống nhất" [10]. Cuộc đấu thầu này dẫn đến mức công suất phát và tiêu thụ theo lịch trình và giá cả tối ưu cho thị trường ngày tới. Công thức mô tả thị trường ngày tới đa khu vực [11], với  $n_G$  tổ máy phát,  $n_D$  phụ tải và  $a$  khu vực được trình bày như sau:

$$\text{Min} : \text{Cost}_1 = \sum_{i=1}^{n_{G,a}} P_i^{G,a} * Q_i^{G,a} * x_i^{G,a} - \sum_{j=1}^{n_{D,a}} P_j^{D,a} * Q_j^{D,a} * x_j^{D,a} \quad (1)$$

Với các ràng buộc:

$$\sum_{i=1}^{n_{G,a}} Q_i^{G,a} * x_i^{G,a} - \sum_{j=1}^{n_{D,a}} Q_j^{D,a} * x_j^{D,a} = \sum_{k=1}^a \text{Net}_k \quad : \lambda_S \quad (2)$$

$$f_{\min,k} \leq \text{Net}_k \leq f_{\max,k}, \quad k = 1, \dots, a \quad (3)$$

$$0 \leq x_i^G \leq 1, \quad i = 1, \dots, n_G \quad (4)$$

$$0 \leq x_j^D \leq 1, \quad j = 1, \dots, n_D \quad (5)$$

Trong đó,  $\text{Cost}_1$  là tổng chi phí vận hành trong ngày tới được tính bằng tổng chi phí phát điện tại các khu vực

$\sum_{i=1}^{n_G} P_i^{G,a} * Q_i^{G,a} * x_i^{G,a}$  và tổng chi phí chi trả của phụ tải tại các

khu vực  $\sum_{j=1}^{n_{D,a}} P_j^{D,a} * Q_j^{D,a} * x_j^{D,a}$ , với  $P_i^{G,a}, Q_i^{G,a}$  lần lượt công suất

khả dụng và giá sàn của nhà máy thứ  $i$  tại khu vực  $a$ ,  $P_j^{D,a}, Q_j^{D,a}$  là công suất sử dụng và giá trần của phụ tải thứ  $j$

tại khu vực  $a$ ;  $x_i^{G,a}, x_j^{D,a}$  phần trăm công suất phát, tiêu thụ được lên lịch (1), với  $x_i^{G,a}, x_j^{D,a} \in [0, 1]$  (4), (5);  $\text{Net}_k$  là lượng

công suất truyền (+), nhận (-) tại mỗi khu vực được cân bằng với tổng lượng công suất phát tại mỗi khu vực

$\sum_{i=1}^{n_{G,a}} Q_i^{G,a} * x_i^{G,a}$  và tổng lượng công suất tiêu thụ tại mỗi khu

vực  $\sum_{i=1}^{n_{D,a}} Q_j^{D,a} * x_j^{D,a}$  (2);  $f_{\max,k}, f_{\min,k}$  là giới hạn công suất

truyền, nhận của đường dây truyền tải (3);  $\lambda_S$  (nhân tử Lagrange của công thức 2) là mức giá thanh toán cho thị trường ngày tới.

**2.2. Thị trường cân bằng**

Đơn vị vận hành thị trường điện xử lý các số liệu từ đơn vị phát điện gửi đến trong thời gian trước thời điểm cung cấp điện vài phút. Đơn vị phát điện nộp cho thị trường này bản chào giá bán hiệu chỉnh bao gồm lượng công suất tăng hoặc giảm và giá chào xoay quanh mức giá thanh toán thị trường ngày tới ( $\lambda_S$ ). Thị trường tính toán cho từng khu vực và được xử lý bởi đơn vị vận hành thị trường điện thông qua một cuộc đấu thầu theo cơ chế "đấu giá theo giá thống nhất" [10]. Từ đó, có được giá thanh toán cho thị trường cân bằng ( $\lambda_B$ ) và lịch trình điều động các nhà máy điện tại mỗi khu vực. Công thức mô tả thị trường cân bằng [8] với  $n_{G\uparrow}$  nhà máy hiệu chỉnh tăng,  $n_{G\downarrow}$  nhà máy hiệu chỉnh giảm được trình bày như sau:

$$\text{Min} : \text{Cost}_2 = \sum_{i=1}^{n_{G\uparrow}} P_i^{G\uparrow} * Q_i^{G\uparrow} * x_i^{G\uparrow} - \sum_{i=1}^{n_{G\downarrow}} P_i^{G\downarrow} * Q_i^{G\downarrow} * x_i^{G\downarrow} \quad (6)$$

Với các ràng buộc:

$$\sum_{i=1}^{n_{G\uparrow}} Q_i^{G\uparrow} * x_i^{G\uparrow} - \sum_{i=1}^{n_{G\downarrow}} Q_i^{G\downarrow} * x_i^{G\downarrow} = \sum_{k=1}^a \text{Net}_k^{\text{real}} - \sum_{k=1}^a \text{Net}_k : \lambda_B \quad (7)$$

$$0 \leq x_i^{G\uparrow} \leq 1, \quad i = 1, \dots, n_{G\uparrow} \quad (8)$$

$$0 \leq x_i^{G\downarrow} \leq 1, \quad i = 1, \dots, n_{G\downarrow} \quad (9)$$

Trong đó,  $\text{Cost}_2$  là tổng chi phí dùng để cân bằng công suất được tính bằng tổng chi phí hiệu chỉnh công suất tăng

$\sum_{i=1}^{n_{G\uparrow}} P_i^{G\uparrow} * Q_i^{G\uparrow} * x_i^{G\uparrow}$  và tổng chi phí điều chỉnh công suất giảm

$\sum_{i=1}^{n_{G\downarrow}} P_i^{G\downarrow} * Q_i^{G\downarrow} * x_i^{G\downarrow}$ , với  $P_i^{G\uparrow}, Q_i^{G\uparrow}, P_i^{G\downarrow}, Q_i^{G\downarrow}$  lần lượt là công

suất khả dụng tăng, giá thầu tăng, công suất khả dụng

giảm và giá thầu giảm của nhà máy thứ  $i$ ;  $x_i^{G\uparrow}, x_i^{G\downarrow}$  là phần trăm công suất phát hiệu chỉnh (6), với  $x_i^{G\uparrow}, x_i^{G\downarrow} \in [0, 1]$  (8),

(9);  $(\sum_{k=1}^a Net_k^{real} - \sum_{k=1}^a Net_k)$  là độ lệch công suất thực tế tại

khu vực  $a$  được tính bằng tổng công suất truyền, nhận thực

tế  $(\sum_{k=1}^a Net_k^{real})$  trừ đi tổng công suất truyền, nhận dự kiến

$(\sum_{k=1}^a Net_k)$  tại khu vực  $a$ , độ lệch công suất thực tế tại khu

vực  $a$  được cân bằng với tổng lượng công suất tăng tại mỗi

khu vực  $\sum_{i=1}^{n_{G\uparrow}} Q_i^{G\uparrow} * x_i^{G\uparrow}$  và tổng lượng công suất giảm tại mỗi

khu vực  $\sum_{i=1}^{n_{G\downarrow}} Q_i^{G\downarrow} * x_i^{G\downarrow}$  (7);  $\lambda_B$  (nhân tử Lagrange của công

thức 7) là mức giá thanh toán cho thị trường cân bằng.

### 2.3. Cơ chế thanh toán trong thị trường cân bằng

Đối với thị trường cân bằng một giá, các sai lệch công suất so với các hợp đồng trong ngày được giao dịch ở một mức giá cân bằng duy nhất (giá thanh toán thị trường cân bằng) bất kể dấu hiệu của sự mất cân bằng giữa nhà máy điện hay phụ tải.

+ Các nhà máy điện hỗ trợ cân bằng thị trường điện được thanh toán, chi trả với giá như sau:

$$cost P\_one(i) = Q_i^{G\uparrow} * x_i^{G\uparrow} * \lambda_B - Q_i^{G\downarrow} * x_i^{G\downarrow} * \lambda_B \quad (10)$$

+ Các nhà máy điện phát không đúng lịch trình được thanh toán, chi trả với giá như sau:

$$cost P\_one(i) = (Q_i^G * x_i^G - Q_i^G * x_i^{G,real}) * \lambda_B \quad (11)$$

+ Các phụ tải tiêu thụ không đúng lịch trình được chi trả, thanh toán với giá như sau:

$$cost D\_one(j) = (Q_j^D * x_j^D - Q_j^D * x_j^{D,real}) * \lambda_B \quad (12)$$

Trong đó,  $costP\_one(i)$  là chi phí thanh toán một giá cho đơn vị bán điện thứ  $i$ , mang dấu "+" khi nhận được thanh toán và dấu "-" khi thực hiện chi trả (10), (11);  $costD\_one(i)$  là chi phí thanh toán cho đơn vị mua điện thứ  $j$  (12);  $x_i^{G,real}, x_j^{D,real}$  lần lượt là phần trăm lượng công suất phát thực tế của nhà máy  $i$  và tiêu thụ thực tế của phụ tải  $j$  (11), (12).

Đối với thị trường cân bằng hai giá, độ lệch công suất thời gian thực được định giá khác nhau tùy thuộc vào dấu hiệu mất cân bằng. Những sai lệch có chiều ngược lại với sự mất cân bằng tổng thể của hệ thống, giúp hệ thống khôi phục lại sự cân bằng giữa sản xuất và tiêu thụ được định giá theo giá thị trường ngày tới. Ngược lại, các sai lệch có cùng dấu hiệu của hệ thống được thanh toán theo giá của thị trường cân bằng. Giống với cơ chế một giá chi phí thanh

toán các nhà máy điện hỗ trợ cân bằng hệ thống luôn được thanh toán với mức giá thị trường cân bằng (công thức 10). Với  $\Delta P(a)$  là tổng độ lệch công suất so với lịch trình tại khu vực  $a$  và  $\Delta P(i)$  là độ lệch công suất so với lịch trình của nhà máy, phụ tải thứ  $i$  trong khu vực  $a$ . Các nhà máy điện, phụ tải gây mất cân bằng công suất được tính toán như sau:

- Khi  $(\Delta P(a) > 0$  và  $\Delta P(i) > 0)$  hoặc  $(\Delta P(a) < 0$  và  $\Delta P(i) < 0)$ :  
+ Các nhà máy phát không đúng lịch trình được thanh toán, chi trả với giá như sau:

$$cost P\_two(i) = (Q_i^G * x_i^G - Q_i^G * x_i^{G,real}) * \lambda_B \quad (13)$$

- + Các phụ tải tiêu thụ không đúng lịch trình được chi trả, thanh toán với giá như sau:

$$cost D\_two(j) = (Q_j^D * x_j^D - Q_j^D * x_j^{D,real}) * \lambda_B \quad (14)$$

- Khi  $(\Delta P(a) > 0$  và  $\Delta P(i) < 0)$  hoặc  $(\Delta P(a) < 0$  và  $\Delta P(i) > 0)$ :  
+ Các nhà máy phát không đúng lịch trình được thanh toán, chi trả với giá như sau:

$$cost P\_two(i) = (Q_i^G * x_i^G - Q_i^G * x_i^{G,real}) * \lambda_S \quad (15)$$

- + Các phụ tải tiêu thụ không đúng lịch trình được chi trả, thanh toán với giá như sau:

$$cost D\_two(j) = (Q_j^D * x_j^D - Q_j^D * x_j^{D,real}) * \lambda_S \quad (16)$$

Trong đó,  $costP\_two(i)$  là chi phí thanh toán hai giá cho đơn vị bán điện thứ  $i$ , mang dấu "+" khi nhận được thanh toán và dấu "-" khi thực hiện chi trả (13),(15);  $costD\_two(j)$  là chi phí thanh toán cho đơn vị mua điện thứ  $j$  (14),(16).

### 3. QUY TRÌNH TÍNH TOÁN HỆ THỐNG MỘT GIÁ, HAI GIÁ

Bước 1: Thực hiện tính toán thị trường ngày tới, giải bài toán tuyến tính tìm công suất phát của nhà máy điện, tiêu thụ của phụ tải sao cho hàm chi phí (ct.1) đạt giá trị cực tiểu. Với các điều kiện ràng buộc (công thức 2, 3, 4, 5). Lấy giá trị biên của phương trình cân bằng công suất (công thức 2), ta sẽ thu được giá trị  $\lambda_S$ . Dữ liệu thu được sẽ được lưu vào khối [DAM].

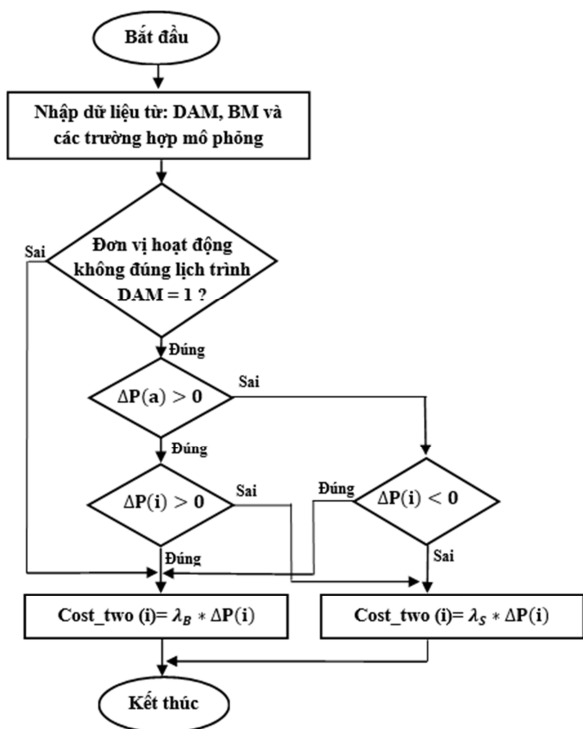
Bước 2: Thực hiện tính toán thị trường cân bằng, giải bài toán tuyến tính tìm công suất tăng, giảm của mỗi nhà máy điện sao cho hàm chi phí (công thức 6) đạt giá trị cực tiểu. Với các điều kiện ràng buộc (công thức 7, 8, 9). Lấy giá trị biên cho phương trình cân bằng công suất (công thức 7), ta sẽ thu được giá trị  $\lambda_B$ . Dữ liệu thu được sẽ được lưu vào khối [BM].

Bước 3: Thực hiện tính toán cơ chế một giá và hai giá trong thị trường cân bằng:

- + Cơ chế một giá: thực hiện thu thập số liệu lịch trình phát từ thị trường ngày tới (DAM) và số liệu lịch trình điều chỉnh các nhà máy, giá trị thanh toán từ thị trường cân bằng (BM) để tính toán cơ chế một giá theo công thức 10, 11, 12.

- + Cơ chế hai giá: thực hiện thu thập số liệu lịch trình phát, giá cả thanh toán từ thị trường ngày tới (DAM) và số

liệu lịch trình điều chỉnh các nhà máy, giá cả thanh toán từ thị trường cân bằng (BM) để tính toán cơ chế một giá theo công thức 10, 13, 14, 15, 16. Thuật toán làm việc để cập tại hình 2.



Hình 2. Thuật toán cơ chế hai giá

#### 4. MÔ PHỎNG VÀ KẾT QUẢ

Xây dựng mô hình toán thị trường điện giao ngay bằng phần mềm Gams [12], dựa trên phương pháp giải bài toán tuyến tính (LP).

##### 4.1. Kích bản mô phỏng

Bài báo tiến hành phân tích cơ chế thanh toán giá trên thị trường cân bằng, mục tiêu nghiên cứu các tác động của cơ chế thanh toán lên các nguồn năng lượng tái tạo và phụ tải. Bài báo xem xét 3 trường hợp sau (số liệu được đề cập tại bảng 1):

- + Trường hợp 1: Công suất tiêu thụ của phụ tải có sự thay đổi.
- + Trường hợp 2: Công suất phát của nhà máy năng lượng tái tạo có sự thay đổi.
- + Trường hợp 3: Công suất phụ tải và nguồn năng lượng tái tạo có sự thay đổi.

Bảng 1. Bảng giá trị công suất thay đổi tại các nhà máy, phụ tải

Trường hợp	Khu vực	Nhà máy, phụ tải	ΔP thực tế (%)
1	a1	d1	1,15
	a2	d2	1,1
2	a1	P4	0,8
	a2	P10	2,8
		P11	0,8

3	a1	P4	0,8
		d1	1,15
	a2	P10	2,8
		d2	1,05

(Cột 1: Trường hợp mô phỏng; cột 2: Khu vực tham gia thị trường điện; cột 3: Kí hiệu nhà máy điện, phụ tải hoạt động không đúng lịch thị trường ngày tới; cột 4: Độ lệch công suất thực tế so với lịch trình thị trường ngày tới).

Mô hình được xây dựng bao gồm 2 khu vực, 11 nhà máy và 2 phụ tải. Trong đó, nhà máy điện P4, P10, P11 là các nhà máy năng lượng tái tạo (giá sàn bằng 0). Số liệu bản chào giá của các nhà máy và phụ tải được cho tại bảng 2.

Bảng 2. Số liệu bản chào giá của nhà máy điện, phụ tải trong thị trường ngày tới

Khu vực	Nhà máy, phụ tải	Công suất (MW)	Giá tiền (\$)
a1	P1	100	36
	P2	80	37
	P3	50	35
	P4	20	0
	P5	65	34
a2	d1	260	100
	P6	100	40
	P7	90	38
	P8	90	36
	P9	110	37
	P10	15	0
	P11	25	0
	d2	240	100

(Cột 1: Khu vực tham gia thị trường điện; cột 2: Kí hiệu nhà máy điện, phụ tải; cột 3: Công suất khả dụng của nhà máy điện, sử dụng của phụ tải; cột 4: Giá sàn của nhà máy điện, giá trần của phụ tải)

Bảng 3. Lịch trình vận hành và giá thanh toán trong thị trường ngày tới

Khu vực	Nhà máy, phụ tải	Công suất (MW)	Giá biên (\$)
a1	P1	100	37
	P2	80	
	P3	50	
	P4	20	
	P5	65	
a2	d1	260	37
	P8	90	
	P9	55	
	P10	15	
	P11	25	
	d2	240	

(Cột 1: Khu vực tham gia thị trường điện; cột 2: Kí hiệu nhà máy điện, phụ tải được lên lịch vận hành; cột 3: Công suất phát, tiêu thụ được lên lịch vận hành; cột 4: Giá thanh toán trong thị trường ngày tới).

Để đơn giản, tại trường hợp này nghiên cứu xét đến trường hợp không tắc nghẽn đường truyền. Kết quả lịch

trình vận hành và giá thanh toán trong thị trường ngày tới được trình bày trong bảng 3.

Sau khi nhận được kết quả từ thị trường ngày tới, để tham gia thị trường cân bằng các đơn phát điện nộp cho đơn vị vận hành thị trường điện bản chào giá bán hiệu chỉnh, có số liệu cho tại bảng 4.

Bảng 4. Bản chào giá hiệu chỉnh

Hiệu chỉnh	Khu vực	Nhà máy	Công suất (MW)	Giá tiền (\$)		
Tăng	a1	P2	20	40		
		P3	20	41		
		P5	25	39		
	a2	P6	20	40		
		P7	30	40		
		P8	25	39		
		P9	30	38,5		
		Giảm	a1	P2	20	32
				P3	20	33
P5	10			33		
a2	P8		10	34		
	P9		15	33		

(Cột 1: Dạng điều chỉnh công suất của các nhà máy điện; cột 2: Khu vực tham gia thị điện; cột 3: Kí hiệu nhà máy điện tham gia thị trường điện cân bằng; cột 4: Công suất điều chỉnh khả dụng của các nhà máy điện; cột 5: Giá sàn của nhà máy điện).

### 4.2. Kết quả mô phỏng

Kết quả thanh toán cho thị trường cân bằng ở hai cơ chế giá được trình bày trong bảng 5.

Bảng 5. Kết quả thanh toán cho thị trường cân bằng:

Trường hợp	Khu vực	Nhà máy, phụ tải	ΔP (MW)	Giá thanh toán cho 1MWh (\$)		Chi phí thanh toán (\$)		
				Một giá	Hai giá	Một giá	Hai giá	
1	a1	d1	-39	40	40	-1560	-1560	
		P2	14	40	40	560	560	
		P5	25	40	40	1000	1000	
	a2	d2	-24	39	39	-936	-936	
		P8	4	39	39	156	156	
		P9	20	39	39	780	780	
		Tổng chi phí thanh toán bù trừ cho hệ thống:				0	0	
	2	a1	P4	-4	39	39	-156	-156
			P5	4	39	39	156	156
a2		P10	27	33	33	891	891	
		P11	-5	33	37	-165	-185	
		P8	-10	33	33	-330	-330	
		P9	-12	33	33	-396	-396	
		Tổng chi phí thanh toán bù trừ cho hệ thống:				0	20	

3	a1	P4	-4	40	40	-160	-160
		d1	-39	40	40	-1560	-1560
		P2	18	40	40	720	720
		P5	25	40	40	1000	1000
	a2	P10	27	33	33	891	891
		P11	-5	33	37	-165	-185
		d2	-12	33	37	-396	-444
		P8	-10	33	33	-330	-330
Tổng chi phí thanh toán bù trừ cho hệ thống:					0	68	

(Cột 1: Trường hợp mô phỏng; cột 2: Khu vực tham gia thị trường điện; cột 3: Kí hiệu nhà máy điện, phụ tải; cột 4: Lượng công suất sai lệch lịch phát, khi phát thừa(+) và phát thiếu(-) công suất; cột 5: Giá thanh toán cho 1MW trong thị trường cân bằng; cột 6: Chi phí được thanh toán (+),phải chi trả (-) trong thị trường cân bằng).

Trong cả ba trường hợp cơ chế một giá các giao dịch chi trả và thanh toán bù trừ lẫn nhau và được tính với cùng một mức giá  $\lambda_B$  cho 1MWh. Đối với cơ chế hai giá:

+ Trường hợp 1: Mức giá thanh toán cho 1MW với các nhà máy điện và phụ tải giống với cơ chế một giá.

+ Trường hợp 2: Nhà máy điện P11 phải chi trả với mức giá  $\lambda_S$  cho 1MW phát không đúng lịch trình thị trường ngày tới (trả nhiều hơn 20\$ so với cơ chế một giá). Chi phí thanh toán bù trừ cả hệ thống bằng 20\$.

+ Trường hợp 3: Nhà máy P11, phụ tải d2 phải chi trả với mức giá  $\lambda_S$  cho 1MW phát không đúng lịch trình thị trường ngày tới (P11 trả nhiều hơn 20\$, d2 trả nhiều hơn 48\$ so với cơ chế một giá). Chi phí thanh toán bù trừ cả hệ thống thu được 68\$.

• Trong thị trường một giá:

+ Đối với các yếu tố ngẫu nhiên từ nhà máy điện, phụ tải vô tình giúp cân bằng năng lượng điện sẽ thu được một phần lợi nhuận từ độ lệch giá giữa hai thị trường ngày tới và cân bằng ( $\Delta\lambda = |\lambda_S - \lambda_B|$ ). Tạo ra cơ hội kinh doanh lệch giá ( $\Delta\lambda$ ).

+ Tổng chi phí phải chi trả sẽ bằng với tổng chi phí được thanh toán dẫn đến khoản dư thanh toán cho thị trường cân bằng luôn bằng không.

• Trong thị trường hai giá:

+ Đối với các yếu tố ngẫu nhiên từ nhà máy điện, phụ tải vô tình giúp ổn định năng lượng điện sẽ được tính với chi phí thanh toán ở thị trường ngày tới ( $\lambda_S$ ). Các tác nhân tham gia vào việc làm mất cân bằng hệ thống không còn được hưởng lợi từ cơ chế này, từ đó đảm bảo được tính công bằng cho hệ thống.

+ Trong một số trường hợp, tổng chi phí phải chi trả sẽ nhiều hơn chi phí được thanh toán. Khoản kinh phí dư ra sẽ bổ sung vào quỹ hệ thống để đầu tư cho việc phát triển lưới điện.

### 5. KẾT LUẬN

Nghiên cứu chỉ ra rằng cơ chế một giá phù hợp với các nước có khả năng dự báo công suất phát, phụ tải chưa phát

triển (năng lượng tái tạo chưa phát triển, phụ tải thuộc quản lý của nhà nước). Cơ hội kinh doanh lệch giá sẽ góp phần thúc đẩy các vốn đầu tư vào năng lượng tái tạo. Cơ chế này thích hợp với thị trường điện Việt Nam ở thời điểm hiện tại. Đối với cơ chế hai giá, cơ chế yêu cầu những nhà máy điện, phụ tải tham gia cần có khả năng dự báo phát triển cao (thị trường bán lẻ điện cạnh tranh phát triển và năng lượng tái tạo đã có khả năng phát ổn định khi sử dụng pin dự trữ). Đó sẽ là cơ chế mà Việt Nam hướng đến trong tương lai không xa.

Hướng phát triển tiếp theo của bài báo là tối ưu hóa các hàm chi phí ứng với sự phát triển của hệ thống bằng cách mở rộng thêm các điều kiện ràng buộc. Đồng thời xem xét các thị trường mới như thị trường điều chỉnh hay thị trường trong ngày để góp phần vào việc ổn định hệ thống điện một cách nhanh nhất khi vận hành với thời gian thực, sao cho chi phí vận hành hệ thống được giữ ở mức tối ưu nhất.

### LỜI CẢM ƠN

Bài báo này được tài trợ bởi Bộ Giáo dục và Đào tạo, Việt Nam với đề tài có mã số: CT2022.07.DNA.02

[11]. Le Hong Lam, Ilea V., Bovo C., 2018. *European day-ahead electricity market coupling: Discussion, modeling, and case study*. Electric Power Systems Research, 155, 80-92.

[12]. Soroudi, Alireza, 2017. *Power system optimization modeling in GAMS-Springer*. Springer International Publishing.

### AUTHORS INFORMATION

**Than Thanh Dat, Le Hong Lam**

Faculty of Electrical Engineering, Danang University of Science and Technology

### TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. <https://baochinhphu.vn/quoc-te-an-tuong-voi-cam-ket-dat-phat-thai-rong-bang-0-cua-viet-nam-102303289.htm>
- [2]. EVN, 2022. *Thông tin thị trường điện tháng 7/2022*.
- [3]. Politburo's resolution No. 55-NQ/TW the central committee dated February 20, 2020 on orientations of strategy for national energy development by 2030 with a vision towards 2045.
- [4]. M.P Musau, et al, 2017. *Effects of Renewable Energy on Frequency Stability: A Proposed Case Study of the Kenyan Grid*. IEEE PES PowerAfrica, 7991192.
- [5]. Andreas Ulbig, et al, 2014. *Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation*. IFAC Proceedings Volumes. 47(3), 7290-7297.
- [6]. Olga Gore, Petr Spodniak, Satu Viljainen, 2016. *Participation of interconnected capacity in balancing markets: benefits and practical steps*. International Conference on the European Energy Market (EEM), 2165-4093, 7521270.
- [7]. Petr Havel, et al, 2009. *Power Balance Control with Utilization of Intraday Balancing Energy Market*. International Conference on the European Energy Market, 5207195.
- [8]. Juan M. Morales, Antonio J. Conejo, Henrik Madsen, Pierre Pinson, Marco Zugno, 2014. *Integrating Renewables in Electricity Markets Operational Problems Springer US*. Springer Science, Business Media New York. 250, 0884-8289.
- [9]. Reinier A.C. van der Veen, et al, 2012. *Agent-based analysis of the impact of the imbalance pricing mechanism on market behavior in electricity balancing markets*. Energy Economics. 34(4), 874-881.
- [10]. Bo Jie, Takao Tsuji, 2016. *An Analysis of Market Mechanism and Bidding Strategy for Power Balancing Market in Micro-grid*. CIGRE, 7576416.