

**CƠ CHẾ ĐẢM BẢO NGUỒN CUNG
Ở CÁC THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH TRÊN THẾ GIỚI**

**RESOURCE ADEQUACY MECHANISMS
IN COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS IN THE WORLD**

Trương Huy Hoàng

Trường Đại học Điện lực

Ngày nhận bài: 23/5/2025, Ngày chấp nhận đăng: 24/7/2025

Tóm tắt:

Trong những năm gần đây, hệ thống điện Việt nam thường phải đối mặt với tình trạng thiếu hụt công suất nguồn điện vào những thời gian cao điểm nắng nóng mùa hè khi mà các nguồn thủy điện gặp bất lợi do điều kiện thời tiết. Điều này đã làm bộc lộ những hạn chế của thị trường điện cạnh tranh Việt nam về cơ chế đảm bảo nguồn cung. Bài báo này tổng kết về các cơ chế đảm bảo nguồn cung ở các thị trường điện cạnh tranh trên thế giới cùng với những phân tích về ưu nhược điểm của từng cơ chế. Những phân tích này sẽ có ý nghĩa cho việc hoàn thiện cơ chế đảm bảo nguồn cung của thị trường điện cạnh tranh Việt nam.

Từ khóa:

Đảm bảo nguồn cung, thanh toán công suất, thị trường điện cạnh tranh.

Abstract:

In recent years, Vietnam's power system has often faced a shortage of power capacity during peak summer heat periods when hydropower sources are disadvantaged by weather conditions. This has exposed the limitations of resource adequacy mechanism in Vietnam's competitive electricity market. This article reviews the resource adequacy mechanisms in competitive electricity markets around the world along with an analysis of the advantages and disadvantages of each mechanism. These analyses will be meaningful for improving the resource adequacy mechanism in Vietnam's competitive electricity market.

Keywords:

Resource adequacy mechanism (RAM), capacity remuneration, electricity market.

1. GIỚI THIỆU

Điện năng là một dịch vụ thiết yếu mà khách hàng luôn đòi hỏi được cung cấp với một sự đảm bảo nhất định về chất lượng và độ tin cậy, trong đó chất lượng đề cập đến những tiêu chuẩn mà dịch vụ điện năng phải đáp ứng như điện áp và tần số, còn độ tin cậy liên quan đến tính liên tục của việc cung cấp điện. Để một

một hệ thống điện có thể duy trì việc cung cấp điện năng cho các khách hàng với độ tin cậy nhất định, nó cần phải đáp ứng được hai điều kiện: (i) an ninh hệ thống (system security) và (ii) đảm bảo nguồn cung (resource adequacy) [1]. An ninh hệ thống thể hiện khả năng chống chịu của hệ thống đối với các nhiễu loạn trong ngắn hạn, nó được phản ánh thông qua việc

phân tích các tình huống sự cố và đánh giá tính ổn định động của hệ thống. An ninh hệ thống có thể được đảm bảo bằng các thiết bị bảo vệ, các qui chuẩn vận hành hệ thống, và các dịch vụ phụ trợ như: điều độ với ràng buộc an ninh, dịch vụ ổn định điện áp, dịch vụ dự trữ quay, dịch vụ khởi động đen.... Trong khi đó đảm bảo nguồn cung thể hiện khả năng của hệ thống đáp ứng nhu cầu dài hạn, cả về điện năng và công suất, trong các điều kiện bất định về cung và cầu, khả năng hạn chế trong việc lưu trữ điện năng, và thời gian dài cần thiết để mở rộng công suất. Theo thông lệ, mức độ đảm bảo nguồn cung của một hệ thống được đánh giá thông qua các chỉ số: hệ số biên dự trữ (RM - Reserve Margin), hay xác suất mất tải của hệ thống (LOLP - Loss of Load Probability).

Trong ngành điện độc quyền, việc đảm bảo nguồn cung để duy trì việc cung cấp điện liên tục, ổn định là trách nhiệm của doanh nghiệp độc quyền. Khi ngành điện được tái cấu trúc theo hướng thị trường cạnh tranh, doanh nghiệp độc quyền không còn tồn tại, thay vào đó sẽ có nhiều doanh nghiệp tham gia vào sản xuất cung ứng điện; vì vậy, một câu hỏi quan trọng là làm thế nào để tiếp duy trì việc đảm bảo nguồn cung cho toàn bộ hệ thống. Đây là một trong những mối quan tâm hàng đầu của ngành điện các nước trong quá trình tái cấu trúc theo hướng xây dựng thị trường điện cạnh tranh.

Thị trường điện cạnh tranh của Việt Nam đã được vận hành trong hơn 10 năm kể từ khi thị trường phát điện cạnh tranh chính thức đi vào hoạt động vào năm 2012, và đã được phát triển thành thị trường điện bán buôn cạnh tranh từ năm 2018. Tuy nhiên, trong những

năm gần đây, vào các thời kỳ cao điểm nắng nóng vào mùa hè (tháng 5 và tháng 6), tình trạng thiếu điện vẫn thường xảy ra ở một số nơi do công suất nguồn điện không đủ, dẫn đến tình trạng cắt điện luân phiên ở nhiều tỉnh trong đó có Thủ đô Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh. Điều này đã đặt ra câu hỏi về tính đảm bảo nguồn cung trong thị trường điện Việt Nam.

Bài báo này nhằm mục đích tổng kết về các cơ chế đảm bảo nguồn cung (RAMs - Resource Adequacy Mechanisms) ở các thị trường điện cạnh tranh trên thế giới. Những kinh nghiệm về xây dựng cơ chế đảm bảo nguồn cung ở các thị trường điện cạnh tranh trên thế giới có thể là những bài học quý giá cho việc hoàn thiện cơ chế đảm bảo nguồn cung của thị trường điện cạnh tranh Việt nam. Trong các phần tiếp theo, các cơ chế RAM đang được áp dụng phổ biến trên thế giới sẽ được trình bày theo trình tự trong đó vai trò điều tiết nhà nước giảm dần và được thay thế vai trò của thị trường. Mỗi cơ chế sẽ được trình bày cách thức hoạt động cùng với những phân tích về ưu nhược điểm của chúng.

2. CƠ CHẾ THANH TOÁN CÔNG SUẤT

Cơ chế thanh toán công suất CPM (Capacity Payment Mechanism) là cơ chế RAM mà trong đó vai trò của điều tiết nhà nước là lớn nhất. Hoạt động của cơ chế này được thể hiện trong Hình 1, trong đó một cơ quan điều hành nhà nước, thường là đơn vị vận hành thị trường và hệ thống điện (MSO – Market and System Operator) hoặc đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (TSO – Transmission System Operator) chịu trách nhiệm đảm bảo nguồn cung cho hệ thống điện. Cơ quan này yêu cầu các

công ty phát điện (GENCOs – Generation Companies) và các đơn vị phản ứng phía cầu (DSRs – Demand Side Responders) phải thực hiện nghĩa vụ đảm bảo công suất phát điện khả dụng để được nhận khoản thanh toán công suất.

Khoản thanh toán công suất phải đảm bảo giúp các công ty phát điện trang trải một phần chi phí cho các tổ máy hiện có đồng thời tạo ra động lực để đầu tư xây dựng các tổ máy phát điện mới. Các khoản thanh toán công suất này sẽ được chuyển qua cho các hộ tiêu thụ dưới dạng phí cố định (trực tiếp hoặc thông qua các công ty trung gian).

Cơ chế CPM đã được triển khai tại các nước như Bồ Đào Nha [2], Tây Ban Nha [3], Ireland [4], Ý [5], Chile [6], và một số quốc gia Châu Âu và Nam Mỹ [7-8]. Đây cũng là cơ chế đảm bảo nguồn cung hiện đang được áp dụng ở Việt nam.

Một trong những ưu điểm chính của cơ chế CPM là tính đơn giản khi áp dụng, do vậy nó thường được áp dụng ở các thị trường điện cạnh tranh mới phát triển. Tuy nhiên cơ chế này gặp phải khó khăn trong việc xác định mức thanh toán công suất hợp lý cho từng loại nguồn cụ thể. Các tổ máy nhiệt điện thường có ảnh hưởng lớn hơn đến độ tin cậy của hệ thống so với các tổ máy thủy điện, do vậy cần có sự phân biệt

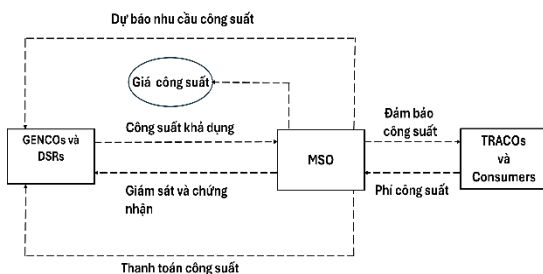
khi đưa ra mức thanh toán công suất [9] (Kirschen và Strbac 2004). Một nhược điểm khác nữa của cơ chế này là nó không đưa ra ràng buộc nào về trách nhiệm đối với các công ty phát điện trong việc đầu tư phát triển nguồn điện. Finon và Roques (2013) đã chỉ ra rằng cơ chế thanh toán công suất cũng không đảm bảo rằng công suất phát điện của hệ thống sẽ đáp ứng được nhu cầu công suất được dự báo trong dài hạn [10].

Thị trường điện Việt nam trong những năm gần đây phải đối mặt với tình trạng không đảm bảo nguồn cung do thiếu những nguồn điện chạy đỉnh để đáp ứng nhu cầu điện trong những thời gian cao điểm. Điều này có nguyên nhân từ việc mức thanh toán công suất cho các nguồn chạy đỉnh không đủ bù đắp chi phí cố định và dẫn đến suy giảm động lực đầu tư cho các nguồn loại này [11-12].

3. CƠ CHẾ DỰ TRỮ CHIẾN LƯỢC

Cơ chế dự trữ chiến lược SRM (Strategic Reserve Mechanism) cũng là một lựa chọn RAM với vai trò quan trọng của cơ quan điều tiết. Theo cơ chế này một lượng công suất dự trữ sẽ được xác định để phòng ngừa khi hệ thống xảy ra thiếu hụt. Sơ đồ cơ chế này được trình bày trong Hình 2. Khối lượng công suất thiếu hụt trong hệ thống điện được đưa ra dựa trên dự báo nhu cầu điện cho từng khoảng thời gian nhất định do cơ quan quản lý thực hiện (MSO, TSO hoặc hoặc cơ quan điều tiết). Tiếp theo, cơ quan quản lý sẽ lựa chọn các công ty phát điện cung cấp công suất dự trữ thông qua đấu thầu hoặc đàm phán trực tiếp. Các tổ máy được chọn sẽ chỉ phát điện trong thời gian cao điểm theo thỏa thuận với cơ quan quản lý và không tham gia vào thị trường

Hình 1. Cơ chế thanh toán công suất



điện bán buôn. Cơ chế dự trữ chiến lược có ưu điểm là đơn giản và dễ triển khai nhất so với các cơ chế RAM khác. Công tác đảm bảo nguồn cung cũng được thực hiện tốt do một số tổ máy được dành riêng chỉ để phát khi các nguồn điện tham gia thị trường không đủ đáp ứng nhu cầu hệ thống. Tuy nhiên cơ chế này có nhược điểm liên quan đến việc xác định mức dự trữ cần thiết phụ thuộc vào độ chính xác của dự báo. Việc xác định mức giá hợp lý cho dịch vụ dự trữ công suất cũng là một vấn đề. Nếu giá được xác định quá thấp sẽ làm giảm động lực đầu tư của các công ty phát điện. Cũng có thể xảy ra tình trạng cơ quan quản lý ưu ái một loại nguồn phát nào đó hay các nguồn phát đặt ở một vùng nào đó. Hơn nữa việc các nguồn dự trữ không được tham gia vào thị trường cũng là một sự lãng phí, dẫn đến làm tăng giá điện.

Cơ chế dự trữ chiến lược đã được triển khai ở nhiều quốc gia châu Âu. Nó đã được áp dụng trong thị trường điện Phần Lan từ năm 2006 [13], trong đó các tổ máy đã được ký hợp đồng sẽ cung cấp dịch vụ dự trữ công suất cho hệ thống trong những thời gian cao điểm. Lượng công suất dự trữ chiến lược được xác định bởi cơ quan quản lý cho giai đoạn 2017-2019 là 789 MW [14]. Cơ chế này cũng từng được triển khai ở Thụy Điển vào năm 2003, với lượng công

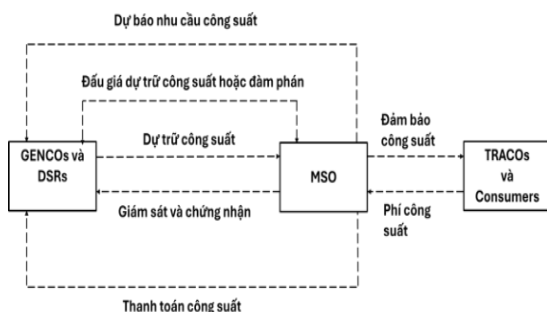
suất dự trữ được giới hạn ở mức 2 GW [15]. Cơ chế dự trữ chiến lược cũng đang được áp dụng ở Ba Lan, trong đó tổng công suất của các tổ máy cung cấp dịch vụ dự trữ lên tới 830 MW vào năm 2019 [16].

Năm 2018, Ủy ban Châu Âu đã phê chuẩn cơ chế dự trữ chiến lược cho Bỉ và Đức. Tại Bỉ, cơ chế này nhằm mục đích đảm bảo nguồn cung trong trường hợp các nhà máy điện hạt nhân gặp sự cố. Lượng công suất dự trữ được TSO xác định dựa trên đánh giá hàng năm về hoạt động của hệ thống điện [17]. Tại Đức, cơ chế dự trữ chiến lược được triển khai nhằm đảm bảo cân bằng cung cầu liên tục trong hệ thống điện. Lượng công suất dự trữ được ký hợp đồng lên tới 2 GW, được xác định cho ba giai đoạn hai năm đến năm 2025. Cơ chế dự trữ chiến lược cũng đã được triển khai tại Na Uy [18], Hà Lan [19] và Áo [20].

4. CƠ CHẾ ĐẤU GIÁ CÔNG SUẤT

Cơ chế đấu giá công suất (CAM – Capacity Auction Mechanism) là một cơ chế thị trường tập trung trong đó các đơn vị đáp ứng nhu cầu công suất của toàn bộ hệ thống được lựa chọn thông qua đấu giá. Hình 3 trình bày các nguyên tắc chung về hoạt động của cơ chế này. Các tổ máy phát điện, đơn vị phản ứng về phía cầu, hoặc bộ lưu trữ năng lượng là những đối tượng tham gia thị trường, trong đó nghĩa vụ công suất trong một khoảng thời gian giao nhận cụ thể (ví dụ: năm, quý) được giao dịch. Không chỉ các tổ máy hiện có mà cả các tổ máy mới trong tương lai đều có thể tham gia vào thị trường công suất. Đường cong nhu cầu công suất được xác định bởi cơ

Hình 2. Cơ chế dự trữ chiến lược



quan quản lý dựa trên các yếu tố: dự báo nhu cầu công suất phát điện của hệ thống và kết quả của các cuộc đấu giá công suất trước đó. Cơ chế này hoạt động theo mô hình người mua duy nhất. Chi phí vận hành thị trường công suất được chuyển cho người tiêu dùng dưới dạng phí công suất.

Cơ chế này có ưu điểm là giá cả minh bạch, đảm bảo tính cạnh tranh trong đấu giá giữa các tổ máy phát điện mới và hiện có, các DSR, các bộ lưu trữ năng lượng. Ngoài ra, đấu giá công suất cũng cho phép đạt được lượng công suất phát đầy đủ trong cả dài hạn do các hợp đồng có thể được ký trước thời điểm giao nhận nhiều năm (tối đa 17 năm ở Ba Lan) [21].

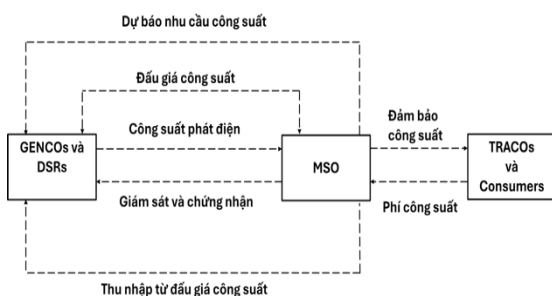
Tuy nhiên việc đưa vào thị trường công suất tập trung là một quá trình phức tạp. Việc triển khai hệ thống này đòi hỏi phải xây dựng đường cong nhu cầu công suất theo các khoảng thời gian giao nhận khác nhau và tính toán lượng công suất phát cần thiết để đáp ứng nhu cầu trong các thời gian cao điểm. Hơn nữa, nó đòi hỏi phải xây dựng các quy tắc vận hành thị trường đấu giá cạnh tranh, xây dựng các qui trình thanh toán và giám sát trên thị trường. Do vậy, nó làm tăng thêm trách nhiệm của các bộ phận điều hành thị trường và các cơ quan điều tiết, đồng thời đưa ra các điều kiện mới mà

các doanh nghiệp tham gia vào thị trường công suất có nghĩa vụ phải thích ứng.

Các thị trường công suất tập trung đầu tiên đã được triển khai ở một số vùng của Hoa Kỳ vào cuối những năm 1990 trong quá trình tự do hóa ngành điện, bao gồm các thị trường: PJM [22-23], NYISO [24] và ISO-NE [25]. Kinh nghiệm của Hoa Kỳ cho thấy rằng các thị trường công suất tập trung đáp ứng được các mục tiêu cơ bản của chúng, đó là: (i) đảm bảo an ninh cung cấp điện và (ii) giảm thời gian thiếu hụt trong hệ thống điện. Các cơ chế này cũng đã làm tăng sự cạnh tranh giữa các đơn vị phát điện, các DSR và cả các đơn vị nằm trong các vùng lân cận. Mức độ khuyến khích phù hợp cũng được tạo ra cho các đầu tư nguồn điện mới để đáp ứng nhu cầu công suất gia tăng và thay thế các nguồn điện cũ được cho nghỉ vì các lý do tuổi thọ, tình trạng kỹ thuật, hoặc các quy định về môi trường.

Trong số các quốc gia châu Âu, Vương quốc Anh là quốc gia tiên phong trong việc triển khai thị trường công suất tập trung (2014). Việc triển khai cơ chế CAM là hệ quả của sự gia tăng thời gian thiếu hụt điện trong hệ thống. Các vấn đề về tình trạng thua lỗ, thiếu khuyến khích đầu tư nguồn điện mới, cho ngừng các nguồn điện lỗi thời, cũng như thực thi các chính sách khí hậu đã làm cho thị trường điện năng không đáp ứng được các mục tiêu cơ bản của nó. Thị trường đấu giá công suất ở Anh được vận hành bởi bởi TSO. Đơn vị này cũng chịu trách nhiệm chứng nhận cho các tổ máy hiện có và các tổ máy trong kế hoạch về lượng công suất phát tiềm năng trong

Hình 3. Cơ chế đấu giá công suất

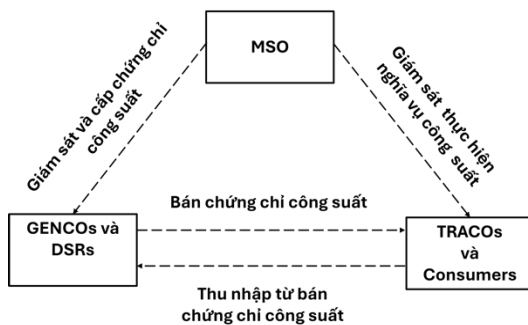


các chu kỳ giao nhận trong tương lai. Mô hình thị trường công suất được triển khai cũng cho phép giao dịch công suất khả dụng trên thị trường thứ cấp [26].

5. CƠ CHẾ NGHĨA VỤ CÔNG SUẤT

Cơ chế nghĩa vụ công suất (COM – Capacity Obligation Mechanism) cũng là một cơ chế RAM hoạt động theo cơ chế thị trường, nhưng là một thị trường công suất phi tập trung. Sơ đồ hoạt động của cơ chế được trình bày trong Hình 4. Theo cơ chế này, một cơ quan quản lý nhà nước sẽ cấp giấy chứng nhận công suất cho các công ty phát điện (dựa trên công suất khả dụng) và yêu cầu người tiêu dùng và các công ty kinh doanh điện năng phải có nghĩa vụ mua các giấy chứng nhận này (dựa trên mức tiêu thụ điện). Các giấy chứng nhận được mua bán trên thị trường. Việc chứng nhận công suất cho các tổ máy phát điện thường được thực hiện trước thời điểm phát điện ba hoặc bốn năm và sau đó là hàng năm. Các công ty phát điện có được doanh thu dựa trên lượng công suất khả dụng thực tế của họ ở

Hình 4. Cơ chế nghĩa vụ công suất



các khoảng thời gian cụ thể (sau khi có điều chỉnh do những sai khác với lượng công suất được ghi trong chứng nhận). Người

tiêu dùng và các công ty kinh doanh điện năng được yêu cầu nộp chứng chỉ đã mua vào ngày tiêu thụ thực tế. Trong trường hợp không đáp ứng được yêu cầu, họ sẽ phải trả một khoản phí thay thế.

Do các nghĩa vụ công suất được thiết lập trước thời điểm giao nhận nhiều năm, các nguồn phát mới sẽ được đưa vào vận hành trong hệ thống điện kịp thời để đáp ứng nhu cầu điện gia tăng. Cơ chế này cũng thúc đẩy phía cầu tham gia vào công tác đảm bảo nguồn cung thông qua việc bắt các hộ tiêu thụ và các công ty kinh doanh điện năng phải thực hiện nghĩa vụ công suất (bằng cách mua một số lượng chứng chỉ công suất phù hợp).

Cơ chế nghĩa vụ công suất có nhược điểm là cách triển khai khá phức tạp; nó đòi hỏi phải đưa vào một thị trường bổ sung hoạt động song song với thị trường điện năng. Ngoài ra cũng tiềm ẩn rủi ro khi thị trường chứng chỉ công suất bị thao túng bởi một số công ty phát điện hiện có dẫn đến làm tăng giá điện. Các thị trường công suất phi tập trung lần đầu được triển khai tại Hoa Kỳ bởi các nhà điều hành hệ thống truyền tải: CAISO (California Independent System Operator) và MISO (Midcontinent Independent System Operator).

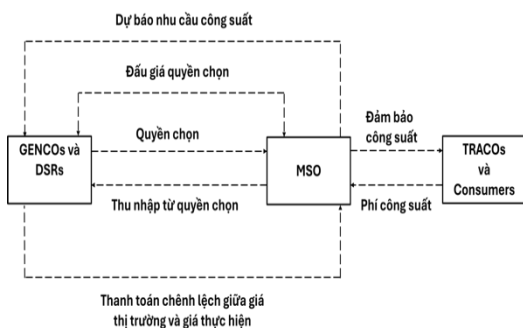
Tại Châu Âu, thị trường công suất phi tập trung đã được triển khai tại Pháp vào tháng 1 năm 2017 [27]. Hàng năm, khối lượng nghĩa vụ công suất được xác định cho các đơn vị phát điện và các đơn vị phản ứng phía cầu DSR (Demand-side Responder) tham gia vào thị trường công suất. Trên cơ sở đó các chứng chỉ sẽ được phát hành (một

chứng chỉ tương ứng với công suất 0,1 MW) và được giao dịch giữa các công ty phát điện và người tiêu dùng. Nghĩa vụ mua chứng chỉ của các hộ tiêu thụ phụ thuộc vào nhu cầu tiêu thụ điện trong thời gian cao điểm. Khoảng thời gian này bao gồm mười giờ một ngày: từ 7 giờ sáng đến 3 giờ chiều và từ 6 giờ chiều đến 8 giờ tối trong 10–15 ngày mỗi năm từ tháng 11 đến tháng 3.

6. CƠ CHẾ QUYỀN CHỌN ĐỘ TIN CẬY

Cơ chế quyền chọn độ tin cậy (ROM – Reliability Option Mechanism) là một cơ chế thị trường. Sơ đồ hoạt động của cơ chế này được thể hiện trong Hình 5. Đây là một dạng quyền chọn mua, cả về mặt vật lý và tài chính [28]. Theo cơ chế này, các tổ máy phát điện cụ thể phải trả tiền phạt khi chúng không khả dụng (vật lý) và hoạt động của chúng cũng tương tự như các quyền chọn truyền thống (tài chính). Cơ quan quản lý sẽ mua quyền chọn mua theo giá thị trường (Vázquez và cộng sự 2002). Số lượng quyền chọn mua được xác định dựa trên dự báo nhu cầu điện và mô phỏng lượng công suất phát điện khả dụng của hệ thống trong tương lai. Giá thực hiện (strike price) được đặt cao hơn một chút so với chi phí biên

Hình 5. Cơ chế quyền chọn độ tin cậy



của tổ máy phát điện đắt nhất trong hệ thống.

Cơ chế này hoạt động như sau. Khi giá điện thị trường thấp hơn giá thực hiện, các đơn vị phát điện sẽ có được thu nhập bằng tích của khối lượng công suất theo hợp đồng nhân với giá thực hiện. Ngược lại, khi giá điện thị trường vượt quá giá thực hiện, các đơn vị phát điện phải trả cho cơ quan quản lý khoản chênh lệch giữa giá điện thị trường và giá thực hiện. Do vậy cơ chế quyền chọn độ tin cậy cung cấp động lực để tối đa hóa lượng công suất khả dụng của các công ty phát điện trong thời gian nhu cầu cao điểm.

Các quyền chọn độ tin cậy chuyển giao trách nhiệm đảm bảo đủ công suất trong hệ thống điện từ cơ quan quản lý sang các công ty phát điện. Hơn nữa, cơ chế này có tác dụng làm giảm rủi ro biến động giá điện trên thị trường. Tuy nhiên, quá trình triển khai cơ chế này rất phức tạp vì nó đòi hỏi phải đưa vào thị trường bổ sung (song song với thị trường điện), nơi các quyền chọn mua được giao dịch. Thị trường quyền chọn mua được tổ chức theo mô hình một người mua duy nhất - cơ quan quản lý sẽ mua các quyền chọn từ các công ty phát điện thay mặt cho tất cả khách hàng. Một vấn đề phức tạp khác trong cơ chế này là việc xác định giá thực hiện sao cho vừa phải đảm bảo ổn định định giá điện trên thị trường giao ngay đồng thời đủ tạo ra động lực cho các nhà đầu tư. Cơ chế này được giới thiệu lần đầu tiên tại Colombia [29] và hiện nay đang được áp dụng tại thị trường

điện Ireland [30] và thị trường điện Ý thay thế cho cơ chế thanh toán công suất [31].

7. THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NĂNG THUẦN TÚY

Cơ chế thị trường điện năng thuần túy (EOM – Energy-Only Market) là cơ chế RM mà trong đó vấn đề đảm bảo nguồn cung gần như hoàn toàn dựa trên cơ chế thị trường. Trong cơ chế này, các công ty phát điện chỉ được trả tiền dựa trên sản lượng điện năng (MWh) mà họ bán trên thị trường, không có khoản thanh toán riêng cho lượng công suất khả dụng (MW). Việc thu hồi chi phí bao gồm cả chi phí cố định và chi phí biến đổi chỉ dựa vào doanh thu từ việc bán điện năng. Giá điện năng hình thành trong thị trường cạnh tranh phản ánh đầy đủ các điều kiện cung cầu, qua đó tạo ra động lực để các công ty phát điện đầu tư để đảm bảo đầy đủ công suất nguồn cho hệ thống. Khi nhu cầu phụ tải thấp hơn lượng công suất khả dụng của hệ thống, giá điện năng thị trường được xác định bởi tổ máy phát có chi phí biên cao nhất, qua đó các tổ máy phát với chi phí biên thấp hơn kiếm được một khoản thặng dư để bù đắp một phần chi phí cố định. Khi nhu cầu phụ tải cao hơn lượng công suất khả dụng, giá sẽ tăng cao hơn chi phí biên của hệ thống và được xác định bởi mức sẵn sàng chi trả WTP (Willingness to Pay) của khách hàng biên hoặc giá trị thiệt hại do ngừng cung cấp điện VOLL (Value of Lost Load). Các đợt biến giá (price spikes) này sẽ giúp cho các tổ máy chạy đỉnh với chi phí biên cao nhất có được phần thặng dư để bù đắp chi phí cố định. Tất cả các nhà máy khác cũng

được hưởng lợi từ điều này để trang trải toàn bộ chi phí cố định của họ. Stoft (2002) cho rằng, trong thị trường thuần túy điện năng, dưới tác động của qui luật cung cầu, giá điện năng thị trường sẽ tạo ra động lực phù hợp để đầu tư các nguồn điện đạt được tối ưu cả về qui mô cũng như cấu trúc nguồn điện [32].

Thị trường điện năng thuần túy hiện nay đang được áp dụng cho thị trường điện các nước Bắc Âu (Na Uy, Thụy Điển, Phần Lan, Đan Mạch), cũng như ở Úc, New Zealand, Philippines, Singapore và Texas (Hoa Kỳ).

Trong thị trường điện năng thuần túy, việc thu hút đầu tư vào nguồn điện thông qua các đợt biến giá có thể làm nảy sinh một số vấn đề như sau:

- Về mặt chính trị, có thể vấp phải sự phản đối của dân chúng khi giá điện đột biến lên quá cao, như trong cuộc khủng hoảng do hạn hán ở Úc năm 2016–17 hay ở Texas vào năm 2019 và 2021, khi đó giá điện tăng lên mức trần là 9.000 đô la/MWh [33]. Mặc dù rằng, trong hầu hết thời gian, các khách hàng phải trả ở mức giá thấp hơn mức cần thiết để trang trải mọi chi phí phát điện, tuy nhiên, các thị trường điện năng thuần túy vẫn gây ra những tranh cãi về mặt chính trị.
- Các nhà đầu tư có thể phải đợi một thời gian dài để có những đợt tăng giá đột biến và do vậy phải đối mặt với rủi ro đáng kể về việc thu hồi chi phí.
- Một số nhà máy có quyền lực thị trường có thể có động cơ giữ lại công suất để tạo

ra khan hiếm và làm cho giá tăng đột biến với tần suất nhiều hơn mức cần thiết.

Về nguyên tắc, những vấn đề nói trên có thể được giải quyết nếu hệ thống các công cụ phòng ngừa rủi ro được phát triển tốt. Các khách hàng có thể mua điện thông qua các hợp đồng tương lai với giá cố định để bảo vệ mình trước rủi ro do giá đột biến gây ra.

8. KẾT LUẬN

Bài báo đã tổng kết các cơ chế đảm bảo nguồn cung đang được áp dụng tại các thị trường điện trên thế giới. Các cơ chế đã được trình bày theo trình tự mà vai trò của điều tiết nhà nước giảm dần và vai trò của thị trường tăng dần. Qua phân tích về các cơ chế đảm bảo nguồn cung nói trên, chúng ta có thể thấy mỗi cơ chế đều có ưu nhược điểm riêng. Việc lựa chọn cơ chế nào cần phải xét các yếu tố chính trị, kinh tế, xã hội và mức độ phát triển thị trường điện cạnh tranh ở từng nước. Trong cơ chế CPM vai trò của điều tiết nhà nước là lớn nhất, cơ chế này thường được áp dụng ở các nước mới xây dựng thị trường điện cạnh tranh. Ở một thái cực khác là cơ chế EOM trong đó vai trò điều tiết của thị trường là chủ yếu, cơ chế này thường được áp dụng ở những nước có thị trường điện cạnh tranh phát triển ở mức độ cao. Trong cả hai cơ chế này, khối lượng dự trữ công suất đều phụ thuộc vào giá công suất, nên chúng còn được gọi là các cơ chế RAM dựa trên giá

(price-based RAM). Cơ chế CPM có ưu điểm là, do giá công suất được xác định bởi cơ quan điều tiết, nên giá điện sẽ ổn định. Tuy nhiên cơ chế này cũng tiềm ẩn rủi ro nếu giá công suất được xác định quá thấp sẽ không đủ khuyến khích các công ty phát điện đầu tư phát triển nguồn dẫn đến thiếu hụt công suất như đã xảy ra ở Việt nam trong những năm gần đây, và ngược lại nếu giá công suất quá cao có thể dẫn đến đầu tư dư thừa nguồn điện. Trong cơ chế EOM, động lực đầu tư phát triển nguồn có thể được đảm bảo bởi các đột biến giá điện năng. Tuy nhiên cơ chế này tiềm ẩn những rủi ro thị trường có thể bị thao túng và những bất ổn về mặt chính trị do giá điện quá cao gây ra.

Nằm giữa hai thái cực trên là các cơ chế SRM, COM, CAM, và ROM có sự kết hợp hài hòa giữa điều tiết nhà nước và thị trường. Trong các chế này khối lượng dịch vụ sẽ được xác định bởi cơ quan điều tiết, còn giá cả sẽ do thị trường xác định bằng đấu giá tập trung hay giao dịch song phương. Các cơ chế này được phân loại là các RAM dựa trên khối lượng (Volume-based RAM). Các cơ chế này nên được nghiên cứu, xem xét để hoàn thiện cơ chế đảm bảo nguồn cung cho thị trường điện cạnh tranh Việt nam trong giai đoạn tiếp theo

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Oren, S. "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets", Energy Policy and Economics Working Paper, UCEI, EPE 007, 2003.
- [2] Ghazvini, M.A.F., Ramos, S., Soares, J., Castro, R. and Vale, Z. "Liberalisation and customer behavior in the Portuguese residential retail electricity market", Utilities Policy 59, 2019.
- [3] Marques, A.C., Fuinhas, J.A. and Macedo, D.P. "The impact of feed-in and capacity policies on electricity generation from renewable energy sources in Spain", Utilities Policy 56, pp. 159–168, 2019.
- [4] Di Cosmo, V. and Lynch, M.Á. "Competition and the single electricity market: Which lessons for Ireland?", Utilities Policy 41, pp. 40–47, 2016.
- [5] Fraser, H. and Io Passo, F. "Developing a Capacity Payment Mechanism in Italy", The Electricity Journal 16, pp. 54–58, 2003.
- [6] Galetovic, A., Muñoz, C.M. and Wolak, F.A. "Capacity Payments in a Cost-Based Wholesale Electricity Market: The Case of Chile", The Electricity Journal 28, pp. 80–96, 2015.
- [7] Erbach, G. "Capacity mechanisms for electricity", [Online] [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS_BRI\(2017\)603949_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS_BRI(2017)603949_EN.pdf).
- [8] Spees, K., Newell, S.A. and Pfeifenberger, J.P. "Capacity Markets – Lessons Learned from the First Decade". Economics of Energy & Environmental Policy 2, pp. 3–26, 2013.
- [9] Kirschen, D. and Strbac, G. Fundamentals of Power System Economics, Second edition, John Wiley & Sons Ltd, 2019.
- [10] Finon, D. and Roques, F. "European Electricity Market Reforms: The "Visible Hand" of Public Coordination", Economics of Energy & Environmental Policy 2, pp. 107–124, 2013.
- [11] Trương, Huy Hoàng. "Định giá công suất cho các nguồn phát – Lý thuyết và thực tế áp dụng tại thị trường điện Việt nam", Tạp Chí Khoa Học Công Nghệ Năng Lượng, Trường Đại Học Điện Lực, Số 32, pp. 96-103, 2023.
- [12] Truong, Huy Hoang. "Resource adequacy and capacity payment mechanism in Vietnam Electricity Market", 2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), IEEE *Xplore*, 2023.
- [13] Ochoa, C. and Gore, O. "The Finnish power market: Are imports from Russia low-cost?", Energy Policy 80, pp. 122–132, 2015.
- [14] Energiavirasto, Energimyndigheten 2017. "The peak load capacity procurement decision for the period 2017–2020" (Kertomus sähköön toimitusvarmuudesta vuosina 2017–2018). [Online] <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12722768/Raportti-s%C3%A4hk%C3%B6n-toimitusvarmuus-2018.pdf/74c52466-b53b-6927-202b-9362ff30c660/Raportti-s%C3%A4hk%C3%B6n-toimitusvarmuus-2018.pdf.pdf>.
- [15] Neuhoff, K., Diekmann, J., Kunz, F., Rüster, S., Schill, W.P. and Schwenen, S. "A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition", Utilities Policy 41, pp. 252–263, 2016.
- [16] PSE 2020. "Summary of quantitative data on the functioning of the National Power System in 2019".
- [17] Elia 2018. "The need for a Strategic Reserve for winter 2019–20 and winter outlook for 2020–21 and 2021–22". [Online] <https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-site/studies/2019/strategic-reserve-for-winter-2020-21.pdf>.
- [18] Finon, D., Meunier, G. and Pignon, V. "The social efficiency of long-term capacity reserve mechanisms", Utilities Policy 16, pp. 202–214, 2008.

- [19] Hölsgens, R. "Resource dependence and energy risks in the Netherlands since the mid-nineteenth century", *Energy Policy* 125, pp. 45–54, 2019.
- [20] Thema Consulting Group. "Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM", 2013.
- [21] Komorowska, A. "Capacity remuneration mechanisms: classification and experiences", *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 24(1), pp. 101–112, 2021.
- [22] Bowring, J. "Capacity Markets in PJM", *Economics of Energy & Environmental Policy* 2, pp. 47–65, 2013.
- [23] PJM 2019. PJM – Markets and Operations. [Online] www.pjm.com/markets-and-operations/rpm.aspx.
- [24] NYISO 2019. New York Independent System Operator. [Online] www.nyiso.com.
- [25] ISO New England 2014. "Overview of New England's Wholesale Electricity Markets and Market Oversight".
- [26] Department for Business Energy & Industrial Strategy. "The Capacity Market Rules", 2014.
- [27] Lamoulié, D. "The need for a system to prevent blackouts", [Online] <https://eccc.energy/blog/the-french-electricity-capacity-market>, 2017.
- [28] Bidwell, M. "Reliability Options: A Market-Oriented Approach to Long-Term Adequacy", *The Electricity Journal* 18(5), pp. 11–25, 2005.
- [29] Cramton, P., Ockenfels, A. and Stoft, S. "Capacity market fundamentals", *Economics of Energy & Environmental Policy* 2, pp. 27–46, 2013.
- [30] SEM Committee, Integrated Single Electricity Market (I-SEM). "Capacity Remuneration Mechanism – Detailed Design", 2016.
- [31] Mastropietro, P., Fontini, F., Rodilla, P. and Batlle, C. "The Italian capacity remuneration mechanism: Critical review and open questions", *Energy Policy* 123, pp. 659–669, 2018.
- [32] Stoft, Steven. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press and Wiley & Sons, 2002.
- [33] Martin, Chris, and Naureen S. Malik. 2019. "Power Blows Past \$9,000 Cap in Texas as Heat Triggers Emergency", *Bloomberg.com*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-13/texas-power-prices-briefly-surpass-9-000-amid-searing-heat>, August 14, 2019.

Giới thiệu tác giả:



Tác giả Trương Huy Hoàng tốt nghiệp đại học năm 1991 và thạc sĩ năm 1993 ngành Kinh tế Năng lượng tại Trường Đại học Bách Khoa Hà Nội. Năm 2001 nhận bằng Tiến sĩ ngành Môi trường và Xã hội tại Đại học Tổng hợp Kanazawa, Nhật Bản. Hiện nay tác giả công tác tại Khoa Quản lý Công nghiệp và Năng lượng, Trường Đại học Điện lực.

Hướng nghiên cứu chính: Thị trường điện, Bảo tồn năng lượng, Kinh tế lượng, Tăng trưởng kinh tế.