

ĐỊNH GIÁ CÔNG SUẤT CHO CÁC NGUỒN PHÁT LÝ THUYẾT VÀ THỰC TẾ ÁP DỤNG TẠI THỊ TRƯỜNG ĐIỆN VIỆT NAM

CAPACITY PRICING FOR ELECTRICITY POWER GENERATION THEORY AND PRACTICE OF APPLICATION IN VIETNAM ELECTRICITY MARKET

Trương Huy Hoàng

Trường Đại học Điện lực

Ngày nhận bài: 03/7/2023, Ngày chấp nhận đăng: 25/7/2023, Phản biện: TS Vũ Minh Pháp

Tóm tắt:

Trong thị trường điện cạnh tranh bán buôn, các nguồn phát điện, ngoài việc được thanh toán giá điện năng cho lượng điện năng phát lên lưới, còn được thanh toán thêm giá công suất. Đây là điểm đặc biệt khác với đa phần các thị trường hàng hóa khác. Bài báo trình bày những cơ sở cho việc thanh toán giá công suất trong thị trường điện và một số phân tích đánh giá về phương pháp tính giá công suất cho các nguồn phát hiện đang áp dụng tại thị trường điện cạnh tranh bán buôn Việt Nam.

Từ khóa:

Thanh toán công suất, giá công suất, thị trường điện.

Abstract:

In wholesale competitive electricity market, power plants, in addition to revenue from energy generated, are also paid an additional capacity payment. This is different from most of other commodity markets. This article presents the origins of capacity payment in the electricity market and some analysis on the capacity pricing method presently applied in the Vietnam wholesale competitive electricity market.

Keywords:

Capacity payment, capacity price, electricity market.

1. GIỚI THIỆU

Khái niệm giá công suất bắt nguồn từ lý thuyết định giá phụ tải đỉnh do Boiteux (1949) tiên phong đề xuất áp dụng cho ngành điện [1]. Theo lý thuyết này, dịch vụ điện được đặc trưng bởi hai yếu tố là công suất và điện năng, trong đó năng lượng được sản xuất ra trong một khoảng thời gian bất kỳ bị giới hạn bởi công suất

sẵn có. Ví dụ, xét trường hợp đơn giản về một hệ thống điện đáp ứng nhu cầu tiêu thụ ở hai khoảng thời gian: cao điểm và thấp điểm với hai hàm cầu xác định tương ứng; giả thiết rằng hệ thống bị giới hạn bởi cùng một công suất sẵn có trong cả hai khoảng thời gian. Theo lý thuyết Boiteux, điện năng được định giá theo chi phí biên trong cả hai khoảng thời gian, và

khoản thanh toán cho công suất để bù đắp chi phí công suất cố định được đánh lên những người sử dụng năng lượng trong thời kỳ cao điểm. Công suất tối ưu sẽ đạt được khi chi phí gia tăng cho một đơn vị công suất bằng giá mờ đặt lên ràng buộc công suất, đó là giá trị gia tăng bị mất đi đối với phụ tải khi không được đáp ứng một đơn vị điện năng tăng thêm do giới hạn công suất. Giá mờ này cũng được lấy làm cơ sở để tính phí công suất. Định giá theo chi phí biên cũng là cách tiếp cận phổ biến để định giá điện trong ngành điện độc quyền với mục tiêu cơ bản là bù đắp được chi phí sản xuất điện và khuyến khích việc tiêu thụ điện một cách hợp lý.

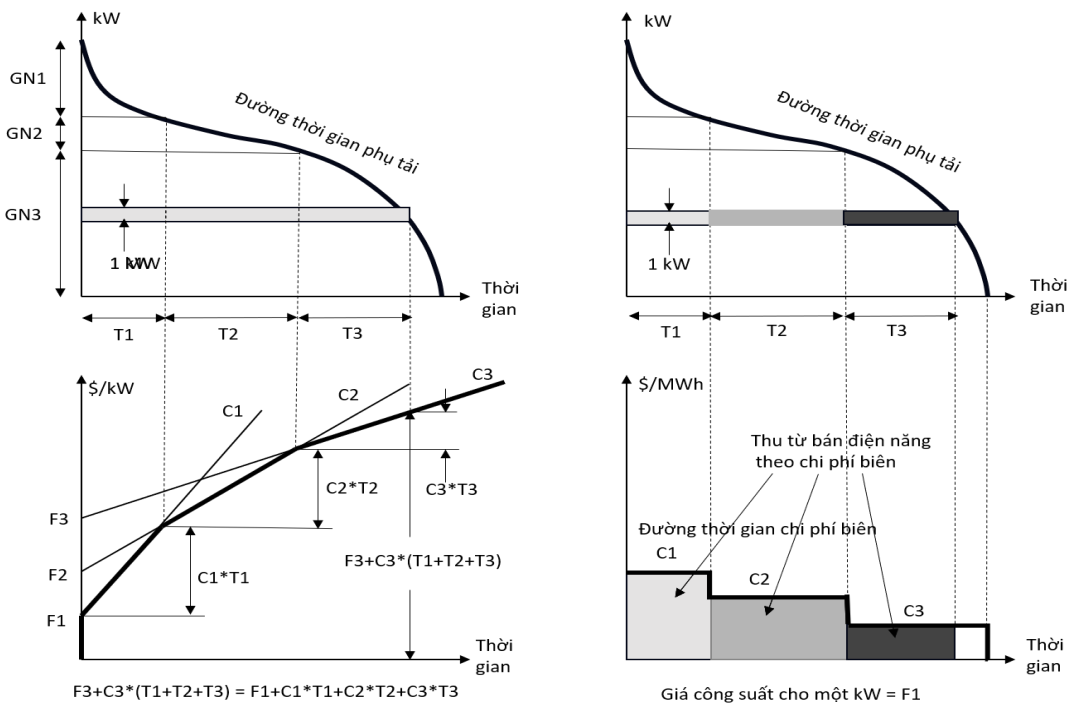
Chao (1983) đã phát triển lý thuyết định giá phụ tải đỉnh với việc tập trung vào hai khía cạnh quan trọng của việc cung cấp điện, đó là: tính bất định và tính đa dạng công nghệ nguồn phát [2]. Ảnh hưởng của tính bất định dẫn đến việc xác định lại hai yếu tố cơ bản của dịch vụ điện là năng lượng và độ tin cậy, trong đó độ tin cậy được thể hiện bằng xác suất mất tải LOLP phụ thuộc vào lượng công suất khả dụng tương đối so với phụ tải. Do đó sự phân biệt giữa cao điểm và thấp điểm chỉ là vấn đề về mức độ. Quan điểm này hợp lý hóa việc đánh phí công suất trải rộng theo thời gian đối với tất cả các khoản tiêu thụ và khoản thanh toán cho công suất này không phải để cho sản xuất điện năng mà là để mang lại độ tin cậy cao hơn; nó được thực hiện cho cả phần công suất không được điều động.

Một mô hình thanh toán chi phí công suất đang được áp dụng phổ biến hiện nay tập

trung vào khía cạnh thu hồi chi phí trong một hệ thống điện tối ưu về cơ cấu nguồn phát điện để đáp ứng một phụ tải hệ thống được đặc trưng bởi đường cong thời gian phụ tải [3]. Trong phần dưới đây mô hình này sẽ được trình bày để làm căn cứ so sánh và phân tích với phương pháp định giá công suất hiện đang áp dụng cho thị trường điện Việt Nam.

2. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ CÔNG SUẤT DỰA TRÊN THU HỒI CHI PHÍ TRONG ĐIỀU KIỆN TỐI ƯU CƠ CẤU NGUỒN

Xét một hệ thống điện đáp ứng nhu cầu phụ tải được đặc trưng bởi đường cong thời gian phụ tải như được biểu diễn ở phần trên bên trái của Hình 1, trong đó mỗi đơn vị công suất gia tăng cùng với thời gian sử dụng được biểu diễn bởi một lát cắt ngang dưới đường cong thời gian phụ tải. Để đáp ứng nhu cầu phụ tải, hệ thống có một tập hợp các nguồn phát với các công nghệ khác nhau được đặc trưng bởi chi phí cố định và chi phí biến đổi trên một đơn vị công suất gia tăng. Phần dưới bên trái của Hình 1 biểu diễn các đường chi phí cho một đơn vị công suất của từng loại công nghệ nguồn phát theo thời gian sử dụng trong năm. Đường bao dưới của các hàm chi phí tạo nên một đường chi phí hỗn hợp công nghệ phi tuyến trên mỗi đơn vị công suất theo thời gian vận hành trong năm. Trong điều kiện qui hoạch và vận hành tối ưu hệ thống, đường bao này có thể xem như biểu diễn chi phí hệ thống để đáp ứng một lát cắt ngang phụ tải dưới đường cong khoảng thời gian phụ tải hệ thống được biểu diễn ở phần trên bên trái của Hình 1.



Hình 1. Thu hồi chi phí cho các nguồn phát

Cách biểu diễn này chính là cơ sở cho việc định giá phi tuyến cho từng lát cắt dưới đường cong thời gian phụ tải theo phương pháp của Wright [4]. Trong một hệ thống với các phụ tải đỉnh ngẫu nhiên, việc định giá cho mỗi lát cắt phụ tải dựa trên đường phi tuyến, chi phí lát cắt phụ tải sẽ cho phép bù đắp toàn bộ chi phí của các nguồn phát. Do hàm chi phí phi tuyến của hệ thống trùng với các hàm chi phí của từng loại công nghệ trong các khoảng thời gian tương ứng, nên việc bù đắp cho các nguồn phát dựa trên đường chi phí phi tuyến lát cắt phụ tải cũng tương đương với việc trả cho các nguồn phát chi phí công suất và chi phí năng lượng tương ứng của từng loại công nghệ. Ví dụ, chi phí cho lát cắt phụ tải được minh họa trong Hình 1 là:

$$F_3 + C_3 \cdot \sum_{i=1}^3 T_i = F_1 + \sum_{i=1}^3 C_i \cdot T_i \quad (1)$$

Một cách tiếp cận khác để thu hồi chi phí cho các nguồn phát, được minh họa ở phía bên phải của Hình 1, là định giá cho việc tiêu thụ năng lượng tại mỗi thời điểm bằng chi phí biên ngắn hạn, cũng bằng chi phí biên đổi của nguồn phát tại thời điểm đó. Như chúng ta có thể thấy trong Hình 1, tổng $\sum_{i=1}^3 C_i \cdot T_i$ của các chi phí biên ngắn hạn nhân với thời gian mà chúng được dùng để định giá sẽ cho ra kết quả là phần chi phí biên đổi của hàm chi phí phi tuyến theo khoảng thời gian. Như vậy nếu mỗi nguồn phát được trả giá năng lượng đồng nhất bằng chi phí biên ngắn hạn của hệ thống ở mỗi thời điểm, thì sẽ bị thiếu hụt một khoản là F_1 , chi phí cố định của nguồn phát chạy đỉnh, trên mỗi đơn vị công suất.

Lập luận này hợp lý hóa việc trả cho các nguồn phát một khoản thanh toán công

suất đồng nhất dựa trên chi phí cố định của nguồn phát phủ đỉnh (điển hình là turbin khí) bên cạnh doanh thu điện năng dựa trên chi phí biên ngắn hạn.

Theo quy hoạch tối ưu công suất nguồn phát, chi phí biên dài hạn cho một đơn vị công suất gia tăng phải bằng với chi phí biên dài hạn do phụ tải không được phục vụ, mà có thể được xấp xỉ bằng giá trị biên của phụ tải không được phục vụ (VOLL) nhân với xác suất (hay tỷ lệ của phần thời gian) mà tải bị cắt giảm do không đủ công suất nguồn phát (LOLP). Do đó, có hai phương pháp lựa chọn để tính phần thanh toán công suất (về lý thuyết là tương đương trong điều kiện tối ưu công suất nguồn phát) đó là dựa trên chi phí cố định của nguồn phát chạy đỉnh hoặc sử dụng kỳ vọng của giá trị phụ tải không được phục vụ, được tính bằng tích $VOLL \times LOLP$.

3. ĐỊNH GIÁ CÔNG SUẤT CHO CÁC NGUỒN PHÁT TẠI VIỆT NAM

Trong phần này chúng ta sẽ xem xét phương pháp định giá công suất hiện đang áp dụng trên thị trường điện cạnh tranh bán buôn Việt Nam và phân tích những ưu, nhược điểm của nó qua việc so sánh với mô hình định giá công suất trình bày ở phần trên.

3.1. Phương pháp định giá công suất cho các nguồn phát trên thị trường điện cạnh tranh bán buôn Việt Nam

Phương pháp định giá công suất cho các nguồn phát được trình bày trong phần này căn cứ vào các văn bản pháp lý: Thông tư 45/2018/TT-BCT quy định về vận hành

thị trường bán buôn điện cạnh tranh, Thông tư 24/2019/TT-BCT sửa đổi thông tư 45/2018/TT-BCT quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh, và Quyết định 34/QĐ-ĐTĐL về quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện [5], [6], [7].

Trên thị trường điện Việt Nam, giá công suất được trả cho các nguồn phát theo từng chu kỳ giao dịch cùng với giá điện năng. Giá công suất được xác định theo nguyên tắc đảm bảo cho nhà máy điện mới tốt nhất thu hồi đủ chi phí phát điện. Nhà máy điện mới tốt nhất được lựa chọn phải đảm bảo các tiêu chí: (1) Mới bắt đầu vận hành phát điện toàn bộ công suất được 1 năm, (2) Là nhà máy điện chạy nền, (3) Có công nghệ nhiệt điện than hoặc tua bin khí chu trình hỗn hợp, (4) Có giá thành phát điện cho 1 kWh là thấp nhất. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định giá công suất thị trường theo trình tự sau:

Bước 1: Xác định chi phí thiếu hụt năm của nhà máy điện mới tốt nhất

$$AS = TC_{BNE} - R_{TTD} \quad (2)$$

Trong đó:

AS: Chi phí thiếu hụt năm của nhà máy điện mới tốt nhất;

TC_{BNE} : Tổng chi phí phát điện năm của nhà máy điện mới tốt nhất;

R_{TTD} : Doanh thu dự kiến qua giá điện năng thị trường của nhà máy điện mới tốt nhất.

$$TC_{BNE} = P_{BNE} \times \sum_i Q_{BNE}^i \quad (3)$$

$$R_{TTD} = \sum_i Q_{BNE}^i \times SMP_i \quad (4)$$

P_{BNE} : Giá thành phát điện toàn phần trung bình cho 1 kWh của nhà máy điện mới tốt nhất;

Q_{BNE}^i : Sản lượng dự kiến tại vị trí đo đếm của nhà máy điện mới tốt nhất tại chu kỳ giao dịch i được xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh);

SMP_i : Giá điện năng thị trường dự kiến của chu kỳ giao dịch i được xác định từ mô hình mô phỏng thị trường điện theo phương pháp lập lịch không ràng buộc (đồng/kWh).

Bước 2: Xác định chi phí thiếu hụt tháng

Chi phí thiếu hụt tháng của nhà máy điện mới tốt nhất được xác định bằng cách phân bổ chi phí thiếu hụt năm vào các tháng trong năm theo công thức sau:

$$MS = AS \times \frac{P_{max}^M}{\sum_M P_{max}^M} \quad (4)$$

Trong đó:

M : Tháng M trong năm;

MS : Chi phí thiếu hụt tháng M của nhà máy điện mới tốt nhất (đồng);

P_{max}^M : Công suất phụ tải đỉnh trong tháng M (MW).

Bước 3: Xác định giá công suất thị trường cho chu kỳ giao dịch

a) Xác định công suất khả dụng trung bình trong năm của nhà máy điện mới tốt nhất theo công thức sau:

$$P_{BNE}^{kdtb} = \frac{\sum_i P_{BNE}^{i-MP}}{I} \quad (5)$$

Trong đó:

P_{BNE}^{kdtb} : Công suất khả dụng trung bình

trong năm của nhà máy điện mới tốt nhất (kW);

I : Tổng số chu kỳ giao dịch trong năm;

P_{BNE}^{i-MP} : Công suất huy động dự kiến của nhà máy điện mới tốt nhất trong chu kỳ giao dịch i của năm theo mô hình mô phỏng thị trường điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc được quy đổi về vị trí đo đếm (kW).

b) Xác định giá công suất thị trường cho từng chu kỳ giao dịch trong năm tới theo công thức sau:

$$CAN_i = \frac{MS^M}{P_{BNE}^{kdtb}} \times \frac{D_i^M}{\sum_i D_i^M} \times \frac{\Delta T}{60} \quad (6)$$

Trong đó:

CAN_i : Giá công suất thị trường của chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

MS^M : Chi phí thiếu hụt tháng M của nhà máy điện mới tốt nhất (đồng);

D_i^M : Phụ tải hệ thống dự báo của chu kỳ giao dịch theo biểu đồ phụ tải ngày điển hình dự báo của tháng M (MW);

ΔT : Độ dài thời gian của 01 chu kỳ giao dịch (phút).

Các nguồn phát được thanh toán phí công suất theo công thức sau:

$$Rcan = \sum_{i=1}^I CAN_i \times Qmp_i \quad (7)$$

Trong đó:

$Rcan$: Khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Qmp_i : Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán.

3.2. Một số phân tích về phương pháp định giá công suất trên thị trường điện Việt Nam

Cũng như mô hình lý thuyết, phương pháp định giá công suất đang áp dụng trên thị trường điện Việt Nam hướng tới mục tiêu nhằm đảm bảo bù đắp chi phí sản xuất cho các nguồn phát. Tuy nhiên phương pháp định giá công suất tại thị trường điện Việt Nam có một số điểm khác biệt như sau:

a) Về cơ sở tính giá công suất:

Phương pháp tính giá công suất đang áp dụng tại Việt Nam sử dụng nhà máy điện chạy nền làm cơ sở để tính giá công suất, trong khi mô hình lý thuyết nêu trên sử dụng nhà máy điện chạy đỉnh làm cơ sở để tính giá công suất.

Trong điều kiện qui hoạch và vận hành hệ thống điện là tối ưu, cách tính giá công suất theo hai phương pháp trên là tương đương. Từ phương trình (1) ta có thể thấy chi phí thiếu hụt trên một đơn vị công suất của nhà máy điện chạy nền là:

$$F_3 + C_3 \times \sum_{i=1}^3 T_i - \sum_{i=1}^3 C_i \times T_i \quad (8)$$

cũng bằng chi phí cố định trên một đơn vị công suất của nhà máy điện chạy đỉnh F_1 . Tuy nhiên có thể dễ nhận thấy rằng việc tính giá công suất dựa trên nhà máy điện chạy nền phức tạp hơn, kém ổn định, và thiếu minh bạch do phải dựa trên nhiều thông số bất định: biểu đồ phụ tải dự kiến, giá điện năng thị trường dự kiến, sản lượng điện phát dự kiến của nhà máy điện

tốt nhất cho từng chu kỳ giao dịch trong năm tới. Điều này có thể dẫn đến việc tính giá công suất quá thừa hoặc quá thiếu so với mức cần thiết để bù đắp chi phí thiếu hụt.

Một đặc điểm thứ hai của phương pháp tính giá công suất hiện đang được áp dụng trên thị trường điện Việt Nam, đó là giá công suất được phân bổ cho các chu kỳ giao dịch tỷ lệ với phụ tải được dự báo của hệ thống. Đây có thể coi là ưu điểm của phương pháp tính giá công suất đang được áp dụng; nó vừa phản ánh được tính khan hiếm của thị trường công suất ở từng thời điểm, đồng thời cũng có tác động khuyến khích các phụ tải có thể điều chỉnh nhằm tiêu dùng điện một cách hợp lý hơn.

b) Về phương thức thanh toán giá công suất:

Về lý thuyết phí công suất là một khoản chi phí cố định hàng năm mà các nguồn phát cần phải được thanh toán dù được huy động nhiều hay ít. Tuy nhiên giá công suất cho các nguồn phát trên tại thị trường điện Việt Nam được thanh toán cùng với giá điện năng; nó chỉ được thanh toán khi các nguồn phát được điều động và lượng thanh toán bằng giá công suất nhân với lượng điện năng phát trong mỗi chu kỳ giao dịch. Điều này có thể dẫn đến một số hệ quả như sau:

Thứ nhất, việc giá công suất chỉ được thanh toán cho những chu kỳ giao dịch nguồn phát được điều động sẽ dẫn đến thiệt thòi lớn cho các nguồn phát chạy đỉnh do thời gian được huy động của các

nguồn phát chạy đỉnh thường ngắn hơn nhiều lần so với các nguồn phát chạy nền. Mặc dù để bù lại sự thiệt thòi này, theo qui định hiện nay, các nguồn phát chạy đỉnh được phép chào với giá trần cao hơn 20% so với chi phí biến đổi. Tuy nhiên rủi ro không thu hồi được chi phí cố định vẫn là rất lớn khi sản lượng phát không ổn định.

Thứ hai, việc thanh toán phí công suất trong từng chu kỳ giao dịch tỷ lệ với sản lượng điện năng phát có thể dẫn đến sự cạnh tranh giữa các nguồn phát trong việc gia tăng sản lượng để nhận được nhiều khoản thanh toán phí công suất. Để gia tăng sản lượng của mình các nhà máy chạy ở biên độ thị phụ tải sẽ chào giá dưới chi phí biên; điều này có thể làm cho thông tin thị trường bị bóp méo và ảnh hưởng tới vận hành tối ưu hệ thống điện.

Trên cơ sở phân tích các ưu nhược điểm của phương pháp định giá công suất cho các nguồn phát hiện đang được áp dụng trên thị trường điện Việt Nam, bài báo đưa ra một số đề xuất cho việc cải tiến phương pháp định giá công suất như sau:

- Thứ nhất, về cơ sở tính giá công suất, nên lựa chọn nhà máy điện chạy đỉnh tốt nhất làm cơ sở cho việc tính giá công suất thay vì lựa chọn nhà máy điện chạy nền. Điều này sẽ làm cho việc tính toán giá công suất trở nên đơn giản và minh bạch hơn, tránh được việc phải sử dụng nhiều thông số bất định làm đầu vào cho việc tính giá công suất. Chi phí thiếu hụt hàng năm cho một đơn vị công suất khi đó đơn giản bằng chi phí cố định của nhà máy

điện chạy đỉnh được lựa chọn trên một đơn vị công suất.

- Thứ hai, về phương thức thanh toán giá công suất, để đảm bảo cho tất cả nguồn phát có thể thu hồi được chi phí cố định, cần thanh toán chi phí công suất cho các nguồn phát ở tất cả các chu kỳ giao dịch theo lượng công suất khả dụng. Điều này cũng phù hợp với cách tính giá công suất đang được áp dụng là tính trên một đơn vị công suất khả dụng. Tuy nhiên, để tránh việc thanh toán quá mức cần thiết chi phí công suất, lượng công suất khả dụng cho từng nguồn phát cần được lên kế hoạch trước năm vận hành. Việc thanh toán giá công suất tách bạch với giá điện năng cho các nguồn phát cũng có ý nghĩa tạo tiền đề cho việc xây dựng giá công suất theo cơ chế thị trường như ở một số nước có thị trường điện phát triển hiện nay.

4. KẾT LUẬN

Trong thị trường điện cạnh tranh, khi giá điện năng được xác định bằng chi phí biên ngắn hạn của hệ thống, doanh thu của các nguồn phát từ việc bán điện năng sẽ không đủ để bù đắp toàn bộ chi phí của các nguồn phát. Do vậy việc thanh toán thêm giá công suất cho các nguồn phát là cần thiết. Giá công suất cho các nguồn phát là để bù đắp phần thiếu hụt của chi phí cố định.

Bài báo đã khái quát những cơ sở lý thuyết của việc định giá công suất và vận dụng vào phân tích đánh giá ưu, nhược điểm của phương pháp định giá công suất hiện đang được áp dụng trên thị trường điện Việt Nam, qua đó đưa ra một số đề xuất cho việc cải tiến phương pháp định

giá công suất về cách tính giá và phương pháp đơn giản, ổn định, minh bạch hơn và thức thanh toán. Những đề xuất của bài giúp các nguồn phát có thể thu hồi toàn bộ chi phí phát điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Boiteux, Marcel P. "La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal", *Revue générale de l'électricité*, 1949.
- [2] Chao, H.P. "Peak load pricing and capacity planning with demand and supply uncertainty", *The Bell Journal of Economics*, Vol. 1, No. 1 (Spring), pp. 179-190, 1983.
- [3] Oren, S. "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets", *Energy Policy and Economics Working Paper*, UCEI, EPE 007, 2003.
- [4] Castro-Rodriguez, F. "Wright tariffs in the Spanish electricity industry: The case of residential consumption", *Utilities Policy*, 8, pp. 17-31, 1999.
- [5] Thông tư 45/2018/TT-BCT quy định về vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh.
- [6] Thông tư 24/2019/TT-BCT sửa đổi thông tư 45/2018/TT-BCT quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh.
- [7] Quyết định 34/QĐ-ĐTĐL ngày 27/2/2020 quy định về quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện.

Giới thiệu tác giả:



Tác giả Trương Huy Hoàng tốt nghiệp đại học năm 1991, nhận bằng Thạc sĩ năm 1993 ngành kinh tế năng lượng tại Đại học Bách khoa Hà Nội; nhận bằng Tiến sĩ ngành môi trường và xã hội tại Đại học Tổng hợp Kanazawa, Nhật Bản năm 2001. 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.

