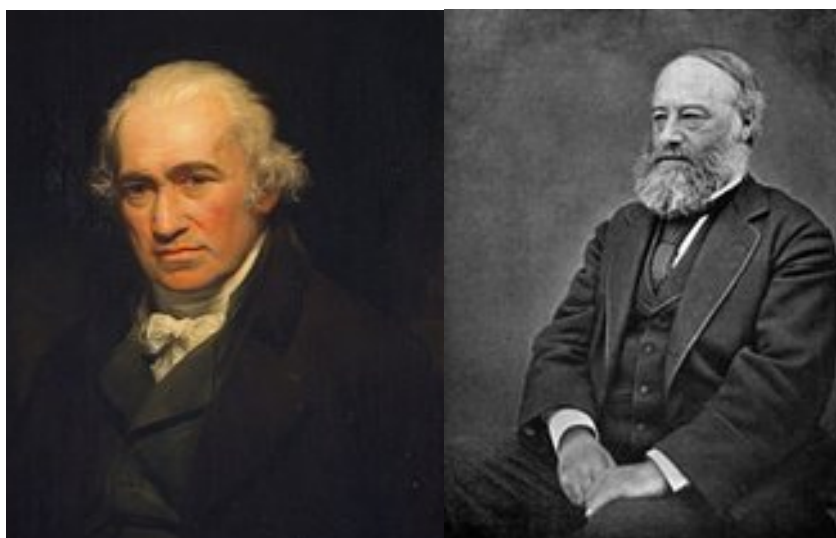


Giá điện hai thành phần: Watts cũng quan trọng như Joules

Dr. Minh Ha-Duong¹

2024-05-20



James Watt (1737 – 1819) and James Prescott Joule (1818 - 1889). (c) Wikimedia commons

Nếu như trước đây giá điện chỉ quan tâm đến điện năng tiêu thụ (Joules) thì sắp tới người mua điện sẽ phải trả thêm phí công suất (Watts). Giá điện hai thành phần có thể giúp giải quyết những thách thức to lớn của hệ thống điện Việt Nam hiện nay.

Hệ thống điện của Việt Nam đang đối mặt với những thách thức to lớn khi phải đảm bảo nguồn cung điện ổn định trong điều kiện nhiệt độ cả nước đang vượt ngưỡng 40°C. Đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng trong khi chuyển dịch sang các nguồn năng lượng xanh hơn đòi hỏi sự đầu tư rất lớn vào công suất phát điện mới. Tuy nhiên, thu hút vốn giờ gặp nhiều trở ngại do sự bất định của pháp lí, tài chính khó khăn của EVN và sự vắng bóng của thị trường bán lẻ điện minh bạch và cạnh tranh.

Trong bối cảnh này, đề xuất giá điện hai thành phần cho thị trường điện Việt Nam mới được đưa ra gần đây có thể đóng vai trò quan trọng trong việc giải quyết những thách thức trên. Giá điện hai thành phần nghĩa là một cơ chế thanh toán mà khách hàng bị tính phí hai khoản khác nhau: công suất và điện năng tiêu thụ. Khoản tiền công suất được tính dựa trên công suất điện cực đại (tính bằng đơn vị kilowatts, kW) mà một khách hàng lấy từ hệ thống điện ở bất cứ thời điểm nào. Hiểu

¹ Senior Scientist, Centre national de la recherche scientifique, CIRED/CNRS, minh.ha-duong@cnrs.fr.

nôm na nó giống như việc trả phí để thuê quyền kết nối điện ở một giới hạn công suất nào đó. Khoản tiền điện năng tiêu thụ, mặt khác, được tính dựa trên tổng lượng điện khách hàng sử dụng trong một khoảng thời gian nhất định, đo bằng kilowatts giờ (kWh – tương đương với đơn vị Joules).

—

Thị trường điện của Việt Nam vừa trải qua những cuộc thay đổi bước ngoặt trong những năm gần đây nhưng vẫn do Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) độc quyền là chủ yếu. EVN sở hữu và vận hành đại đa số cơ sở phát điện, truyền tải và phân phối cũng như là cơ quan mua điện duy nhất từ các nhà phát điện độc lập (IPP) thông qua hợp đồng mua bán điện dài hạn (PPA).

Sự cải cách giá điện bán lẻ và giá điện bán buôn, chẳng hạn như đưa ra giá điện hai thành phần và phí công suất, có thể đóng vai trò quan trọng trong việc giải quyết những thách thức của ngành điện.

Kể từ năm 2012, Việt Nam dần mở ra các thị trường điện cạnh tranh, bắt đầu với thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) cho các IPP. Dưới thị trường CGM, các nhà phát điện cạnh tranh nhau để bán điện cho EVN dựa trên chi phí biên, nhằm mục đích tăng cường hiệu suất vận hành. Chính phủ cũng dự kiến sẽ phát triển CGM xa hơn nữa và triển khai thị trường bán lẻ và bán buôn điện cạnh tranh trong những năm tới.

Tuy vậy, ngành điện của Việt Nam đang đối diện với những khó khăn cấp bách:

- Nhu cầu tăng trưởng liên tục: Nhu cầu sử dụng điện đang tăng lên ở mức 10% mỗi năm trong những năm gần đây do sự phát triển kinh tế, công nghiệp hóa và mức sống người dân ngày càng nâng cao. Điều này đặt một áp lực cực lớn lên hệ thống điện phải mở rộng quy mô và lưới điện để có thể đuổi kịp.
- Sự thiệt hại tài chính của EVN: Mặc dù tiền điện tăng lên, EVN vẫn tiếp tục chịu lỗ nặng do giá phát điện cao, nhu cầu vốn lớn và phải trợ giá điện cho một số nhóm khách hàng nhất định. Điều này cản trở EVN trong việc đầu tư vào hạ tầng mới và thể hiện những rủi ro đối với sự bền vững dài hạn của ngành.
- Thách thức gọi vốn: Việt Nam cần thu hút một lượng vốn lớn để đầu tư vào công suất phát điện mới nhằm bắt kịp với nhu cầu điện ngày càng tăng. Tuy nhiên giới đầu tư tư nhân gặp khó khăn trong việc đảm bảo các PPA có thể sinh lợi nhuận do các chính sách thiếu rõ ràng và trở ngại tài chính của EVN, cũng như sự thiếu hụt một thị trường bán lẻ điện minh bạch và cạnh tranh.
- Chuyển dịch năng lượng: Việt Nam đặt ra những mục tiêu tham vọng để tăng tỉ trọng năng lượng tái tạo và giảm thiểu phát thải khí nhà kính. Điều này không chỉ đòi hỏi tăng cường triển khai điện

mặt trời và gió mà cả những nguồn phát điện linh hoạt, như điện khí và lưu trữ điện năng để bù trừ cho sự không ổn định của điện tái tạo. Thu hút đầu tư vào các công nghệ này trong khi vẫn đảm bảo hệ thống đủ tin cậy với giá thành chấp nhận được là một thách thức phức tạp.

Trong bối cảnh như vậy, sự cải cách giá điện bán lẻ và giá điện bán buôn, chẳng hạn như đưa ra giá điện hai thành phần và phí công suất, có thể đóng vai trò quan trọng trong việc giải quyết những thách thức của ngành điện. Với việc giúp các nhà phát điện có một dòng tiền ổn định và phản ánh đúng giá sản xuất hơn, những cơ chế này có thể giảm thiểu rủi ro đầu tư và đảm bảo đủ lượng điện đáp ứng nhu cầu. Đồng thời, cải cách giá bán lẻ điện còn giúp cải thiện tình hình tài chính của EVN và khuyến khích việc sử dụng điện hiệu quả. Tôi sẽ nói rõ hơn những vấn đề này ở phần dưới đây.

Giá điện hai thành phần cho thị trường bán lẻ điện: chi phí thuê bao dựa trên công suất

Nếu thấy được sự khác biệt giữa công suất và năng lượng, ta sẽ hiểu việc mua bán điện ở Việt Nam đang dựa trên điện năng. Đây chính là trường hợp của thị trường bán lẻ, khi người dân, các công ty và các cơ quan nhà nước mua điện từ EVN, và cũng tương tự như với thị trường bán buôn, khi EVN mua điện từ các nhà máy điện. Ở cả hai thị trường này, chi phí được quyết định dựa trên việc nhân lượng điện bán ra với giá đơn vị (giá điện/1kW). Giá đơn vị bán lẻ có thể tra trên website của ERAV và giá bán buôn dựa trên một vài thông tư nghị định liên quan.

Điều này sẽ thay đổi. Vào 8/4 trong một tọa đàm của báo *Vietnamnet* có tên là “Cung ứng điện cao điểm mùa khô 2024”, Ông Võ Quang Lâm, Phó Giám đốc EVN nói rằng tập đoàn này đang đề xuất cơ chế giá điện hai thành phần có thể thí điểm trong năm nay với mục tiêu triển khai rộng rãi vào năm 2025. Nói cách khác, vào năm tới, khách hàng mua điện Việt Nam sẽ chứng kiến những hợp đồng không chỉ dựa trên điện năng mà trên cả công suất và điện năng.

Kinh nghiệm quốc tế này cho thấy giá điện hai thành phần có thể được thiết kế với cơ chế hỗ trợ giá bán lẻ đối với các hộ nghèo.

Công suất định mức của một điểm đấu nối (nôm na là nút giao giữa nhà phân phối điện và nhà sử dụng điện) là công suất tối đa mà khách hàng có thể dùng trong quá trình mua điện. Nó cũng là mức công suất tối thiểu mà nhà sản xuất điện phải có khả năng đáp ứng.

Đối với thị trường bán lẻ, giá hai thành phần có cách triển khai khá trực diện. Khi trả phí thuê bao một gói cước internet, gói có tốc độ truyền dẫn 1000 Mbps đắt hơn là gói có tốc độ 250Mbps. Tương tự như vậy, khách hàng có thể thấy tại sao một gói có công suất 12kW sẽ đắt hơn gói chỉ có công suất 6kW. Công suất lớn hơn đòi hỏi dây dẫn và thiết bị phân cứng tốt hơn.

Ở rất nhiều quốc gia, hóa đơn tiền điện có một phí cố định, dựa trên công suất thuê bao tính bằng kW và một phần linh động, dựa trên điện năng tiêu thụ tính bằng kWh. Kinh nghiệm quốc tế này cho thấy giá điện hai thành phần có thể được thiết kế với cơ chế hỗ trợ giá bán lẻ đối với các hộ

nghèo. Phần giá linh động cũng phù hợp để tính giá dựa trên thời gian sử dụng điện, theo đó giá điện sẽ cao hơn trong giờ cao điểm, khuyến khích khách hàng chuyển nhu cầu dùng điện của mình sang các giờ ngoài cao điểm.

Thay đổi lại giá điện cũng là một cơ hội để giảm bù giá chéo giữa các nhóm khách hàng. Ở thời điểm hiện tại, các ngành chế tạo đang được hưởng giá điện bán lẻ rất rẻ ở mức chỉ 999-1.33 đồng/kWh trong những giờ ngoài cao điểm. Trung bình, nhóm khách hàng này đang phải trả tiền điện ít hơn so với các hộ gia đình. Mặc dù việc tạo điều kiện thuận lợi để thu hút đầu tư vào các ngành công nghiệp là rất quan trọng, nhưng trợ giá cho những ngành sử dụng nhiều năng lượng không nên là ưu tiên nữa, khi chúng ta đặt mục tiêu phát triển của mình là một nền kinh tế có thu nhập cao với phát thải ròng bằng 0.

Cuối cùng tăng giá bán lẻ điện là cần thiết vì nền kinh tế phải gánh một công ty nhà nước quan trọng lỗ quá lớn là một điều không lành mạnh. Giá điện bán lẻ trung bình đang ở mức 2006.79 đồng/kWh (bao gồm cả thuế giá trị gia tăng) tính ở thời điểm 8/11/2023 vẫn không đủ để bù chi phí sản xuất và kinh doanh điện, ước tính là khoảng 2098 đồng/kWh vào năm 2023. Tăng doanh thu của EVN là cần thiết để hồi phục năng lực của họ trong việc đầu tư vào hạ tầng sản xuất, truyền tải và phân phối điện của quốc gia. Đây là một nhu cầu cấp bách. Chẳng hạn, theo EVN, lượng điện năng tiêu thụ trong đợt nghỉ lễ 30/4-1/5 năm nay tăng 37.2% so với thời điểm nghỉ lễ năm ngoái do sóng nhiệt.

Nói chung, giá điện hai thành phần bán lẻ đơn giản là một phí thuê bao cố định dựa trên công suất cực đại đã đăng kí.

Thị trường bán buôn: phí công suất

Giá điện hai thành phần đối với thị trường bán buôn về nguyên tắc cũng không khác so với bán lẻ, nhưng đặc điểm kinh tế của nó thú vị hơn rất nhiều. Đầu tiên các vai trò bị đảo ngược ví dụ: trong đó người mua điện bây giờ là công ty điện lực quốc gia trong khi người bán là những nhà máy phát điện tư nhân. Thứ hai, chính phủ có thể điều chỉnh giá điện bán lẻ ba tháng một lần, nhưng với bán buôn thì hợp đồng mua bán điện phải ký ít nhất là trong 20 năm. Quyết định đầu tư cuối cùng sẽ chỉ phê chuẩn khi hai bên ký hợp đồng với các điều khoản hợp lòng cả hai phía.

Trong thị trường bán buôn điện, các nhà máy điện bán điện cho EVN thông qua hợp đồng mua bán điện dài hạn (PPA). Hợp đồng PPA đơn giản nhất là một hợp đồng điện năng, trong đó các nhà máy điện được trả một giá thỏa thuận trước với mỗi đơn vị điện nối lên lưới. Giá này nói chung được tính dựa trên một công thức bao gồm cả những thay đổi trong các chi phí cốt lõi như giá nhiên liệu, lạm phát và tỉ giá hối đoái. Tuy nhiên, trong hợp đồng điện năng, các nhà máy chỉ có doanh thu khi họ thực sự sản xuất ra điện. Điều này đưa đến rủi ro tài chính lớn, đặc biệt là các nhà máy điện than đang đối mặt với việc giảm giờ vận hành do phải chịu sự cạnh tranh từ phía điện tái tạo.

Các thách thức kinh tế dội lên các nhà máy nhiệt điện có thể lấy ví dụ từ cụm nhà máy điện than của Trung Quốc. Từ năm 2015 đến 2022, giờ vận hành trung bình hằng năm cả nhà máy điện than ở Trung Quốc giảm từ 5000 xuống 4300, vì điện mặt trời và điện gió đã giảm nhu cầu dùng điện than vào ban ngày. Sự sụt giảm doanh thu đe dọa đến khả năng thu lợi nhuận của các chủ sở hữu nhà máy điện than.

Để giải quyết vấn đề này, Trung Quốc đưa ra giá điện hai thành phần với nhà máy điện than bắt đầu từ 1/1/2024. Bên cạnh giá điện năng, các nhà máy này giờ nhận thêm một khoản phí công suất trị giá 100 tệ/kW mỗi năm (một số địa phương còn cho phép giá này lên đến 165 tệ), tăng lên 165 tệ/kW mỗi năm sau 2026. Phí này có thể lo được một nửa các chi phí thường xuyên của nhà máy điện, như là một điều kiện để nhà máy này sẵn sàng sản xuất điện bất cứ khi nào được yêu cầu.

Trong khi chuyển dịch năng lượng đòi hỏi dừng hoạt động điện than càng sớm càng tốt, lĩnh vực này vẫn quá quan trọng khó để từ bỏ trong hệ thống điện năng. Cho đến khi có các giải pháp để cung cấp điện vào buổi tối, các nhà máy nhiệt điện vẫn cần thiết để đảm bảo sự ổn định của hệ thống. Tuy nhiên, hệ thống phí công suất áp dụng bởi Trung Quốc, theo góc nhìn của tôi, vẫn có nhiều hạn chế.

Thứ nhất, nó cũng đồng thời áp dụng cho cả nhà máy điện than mới. Điều này càng làm tăng rủi ro trầm trọng thêm tình hình biến đổi khí hậu

Thứ hai, nó chỉ áp dụng cho các nhà máy điện than. Một cách tiếp cận công bằng với các công nghệ sẽ có hiệu quả kinh tế tốt hơn. Than không phải là lựa chọn duy nhất để bổ khuyết điện gió và điện mặt trời khi hai dạng năng lượng này không hoạt động. Trong báo cáo Thị trường Công suất Vương quốc Anh 2022-2023, phần lớn điện năng bổ khuyết tới từ điện khí, kế tiếp đó là điện khí liên châu Âu, và cuối cùng là pin lưu trữ hoặc thủy điện tích năng. Những lựa chọn khác nữa bao gồm Mô hình phát điện Phân tán (phát điện quy mô nhỏ, gần nơi tiêu thụ điện năng), Sử dụng điện hiệu quả, Chương trình Điều chỉnh phụ tải điện (chủ động điều chỉnh nhu cầu tiêu thụ điện của khách hàng trong thời điểm cụ thể để giảm áp lực lên hệ thống). Chẳng hạn, đối diện với nhu cầu điện cao điểm vào hè năm nay, EVN đã tăng công suất của mình bằng cách vay máy phát điện diesel từ các khách hàng của mình và ký thỏa thuận với hàng chục các đối tác công nghiệp để họ giảm nhu cầu dùng điện.



Figure 1: After document 118. Source: author.

Thứ ba, phí công suất là một hằng số mà chính quyền áp đặt lên toàn bộ Trung Quốc, từ 100 đến 165 tệ. Điều này không phù hợp với điều kiện cân bằng giữa cung và cầu của từng địa phương. Nó cũng thiếu hiệu quả hơn hệ thống giá địa phương tùy thuộc vào giới hạn của hệ thống truyền tải điện của họ, chẳng hạn như mô hình thị trường công suất của Pennsylvania – New Jersey – Maryland (PJM) ở Mỹ. Nếu phí công suất được áp dụng của Việt Nam, thực tế miền Bắc cần nhiều điện hơn miền Nam sẽ có ý nghĩa lớn.

Tóm tắt và kết luận: Phí công suất ở Việt Nam sẽ dùng để hỗ trợ điện khí

Nói tóm lại, giá điện hai thành phần chi trả cho nhà sản xuất cả điện năng và công suất họ cung cấp. Trên thị trường bán lẻ, điều này rất dễ hiểu: đó là một chi phí cố định hàng tháng, tùy thuộc vào công suất họ đăng ký trước. Trên thị trường bán buôn, nó sẽ hỗ trợ những nhà sản xuất điện than. Những người này đang bán và sản xuất ít điện hơn do phải cạnh tranh với các nguồn điện tái tạo. Nhưng vì họ không phụ thuộc vào sự trời sập của nguồn năng lượng tự nhiên, họ đóng vai trò thích hợp trong việc cung cấp một công suất đảm bảo cho cả hệ thống.

Ở Việt Nam, phí công suất có thể dùng để hỗ trợ các nhà máy phát điện khí, hiện nay đang rất khó khăn về tài chính. Bằng cách đảm bảo cho họ một dòng nguồn thu để họ chi trả cho phí hoạt động thường xuyên, phí công suất sẽ giảm thiểu rủi ro đầu tư và khiến dự án điện khí hấp dẫn hơn trong mắt các nhà đầu tư. Tuy vậy, để nó thực sự hiệu quả và tối ưu, cơ chế công suất nên công bằng với các loại công nghệ, dựa trên cơ chế thị trường, và tùy thuộc vào từng địa điểm để phản ánh đúng những khó khăn trong việc truyền tải điện của Việt Nam và sự mất cân đối giữa điện năng sản xuất được và năng lực phụ tải của từng vùng. Các nhà hoạch định chính sách nên nghiên cứu kinh nghiệm của quốc tế, chẳng hạn như PJM và các thị trường công suất của Vương quốc Anh, để thiết kế một cách tiếp cận phù hợp trong bối cảnh Việt Nam.