

Calculating transmission cost in competitive electricity markets for Binh Dinh power transmission networks

Dang Quang Khai¹, Truong Minh Tan^{2,*}, Luong Ngoc Toan²

¹*An Khe - Kanak Hydropower Company*

²*Department of Engineering and Technology, Quy Nhon University*

Received: 17/11/2017; Accepted: 29/05/2019

ABSTRACT

In the competitive electricity market, the transmission network plays a central role although transmission costs only account for a fraction in the total cost of the power sector. Having a transmission costing system that is efficient and consistent with all market structures in different places is very difficult. Many methods for calculating transmission cost have been investigated, in which the marginal participation method has several distinct advantages such as fast calculation speed, simplicity, fairness for customers and the use of transmission charges in the EU, India, Brasil, Combia,... This paper studies on the application of marginal participation method in determining the transmission cost for Binh Dinh power transmission networks to ensure full charge and fairness for both buyers and sellers in the competitive electricity market.

Keywords: *Power transmission network, competitive electricity market, transmission cost.*

**Corresponding author.*

Email: truongminhtan@qnu.edu.vn

Xác định phí truyền tải trong thị trường điện cạnh tranh cho lưới truyền tải Bình Định

Đặng Quang Khải¹, Trương Minh Tấn^{2,*}, Lương Ngọc Toàn²

¹Công ty Thủy điện An Khê - Kanak

²Khoa Kỹ thuật và Công nghệ, Trường Đại học Quy Nhơn

Ngày nhận bài: 17/11/2017; Ngày nhận đăng: 29/05/2019

TÓM TẮT

Trong thị trường điện cạnh tranh, hệ thống lưới điện truyền tải đóng vai trò trung tâm mặc dù phí truyền tải chỉ chiếm một phần nhỏ trong tổng chi phí của ngành điện. Việc có được một hệ thống xác định phí truyền tải hiệu quả, phù hợp với tất cả các cơ cấu thị trường ở những nơi khác nhau là rất khó khăn. Nhiều phương pháp tính phí truyền tải đã được nghiên cứu, trong đó phương pháp tham gia biên có nhiều ưu điểm rõ rệt như tốc độ tính nhanh, dễ hiểu, công bằng đối với khách hàng và được sử dụng tính phí truyền tải ở EU, India, Brasil, Combia,... Bài báo này nghiên cứu ứng dụng phương pháp tham gia biên trong việc xác định phí truyền tải cho lưới điện Bình Định nhằm đảm bảo thu đủ phí và tính công bằng cho cả người mua và bán điện trong thị trường điện cạnh tranh.

Từ khóa: Lưới điện truyền tải, thị trường điện cạnh tranh, phí truyền tải.

1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Trong những năm vừa qua, quá trình cải tổ và cơ cấu lại ngành điện đã diễn ra ở nhiều nước trên thế giới với mục tiêu là nâng cao hiệu quả hoạt động và hiệu quả đầu tư của các Công ty Điện lực Quốc gia, tăng cường tính cạnh tranh ở cả 3 khâu: sản xuất, bán buôn và bán lẻ điện năng bằng cách thiết lập thị trường điện và tư nhân hóa một hay nhiều bộ phận của Công ty Điện lực Quốc gia.

Ở Việt Nam, lộ trình hình thành và phát triển thị trường điện đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt theo Quyết định 26/2006/QĐ-TTg ngày 26/01/2006. Việc xây dựng thị trường điện cạnh tranh bao gồm 3 cấp độ: thị trường phát điện cạnh tranh (2005 - 2014); thị trường bán buôn điện cạnh tranh (2015 - 2022) và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (từ 2022).

Trong thị trường điện cạnh tranh thì hệ thống lưới điện truyền tải sẽ đóng vai trò trung tâm, mặc dù phí truyền tải (phí liên quan đến tổn thất công suất, phí gây ra bởi nghẽn mạch, phí cố định của hệ thống điện, phí dịch vụ phụ) chỉ chiếm một phần nhỏ trong tổng chi phí của ngành điện, việc có được một hệ thống định phí truyền tải hiệu quả, phù hợp với tất cả các cơ cấu thị trường ở những nơi khác nhau là rất khó khăn. Những phương pháp tính phí truyền tải như phương pháp MW - km;^{1,2} phương pháp “tem thư”;⁷ phương pháp tham gia biên - MP;^{2,4,5,6} phương pháp tham gia trung bình - AP^{4,5}... đã được nghiên cứu nhằm mục đích xác định phương pháp tính toán, phương pháp giảm chi phí trong quy hoạch và vận hành; bảo đảm an toàn cho hệ thống điện; bảo đảm cơ hội sử dụng lưới điện một cách công bằng cho mọi khách hàng; nâng cao khả năng tải của lưới truyền tải

*Tác giả liên hệ chính.

Email: truongminhtan@qnu.edu.vn

điện khi cần thiết để hạn chế nghẽn mạch, gọi vốn đầu tư;...

Trong các phương pháp đã nêu, phương pháp tham gia biên có nhiều ưu điểm rõ rệt như tốc độ tính nhanh, dễ hiểu và công bằng đối với khách hàng. Đồng thời được sử dụng tính phí truyền tải ở EU, India, Brasil, Combia...^{3,5,6} Bài báo này, nghiên cứu ứng dụng phương pháp tham gia biên trong việc xác định phí truyền tải cho lưới điện truyền tải điện Bình Định nhằm đảm bảo thu đủ phí và tính công bằng cho cả người mua và bán điện trong thị trường điện cạnh tranh.

2. PHƯƠNG PHÁP THAM GIA BIÊN MP (MARGINAL PARTICIPATION)

Theo phương pháp này, khách hàng trả phí truyền tải theo sự tham gia của mình vào từng đường dây tải điện cụ thể. Mỗi khách hàng chỉ trả phí truyền tải cho đường dây mà công suất giao dịch của họ đi qua, phí này được chia theo tỷ lệ tham gia của tất cả khách hàng có công suất đi qua đường dây.

Nội dung phương pháp tham gia biên bao gồm các bước sau:^{2,4,5,6}

B1. Lập các kịch bản: Công suất đỉnh và ngoài đỉnh theo từng mùa xuân, hạ, thu, đông hay cách chia mùa khác tùy theo tình hình cụ thể của từng nước. Ký hiệu kịch bản là e.

B2. Tính độ nhảy của dòng điện trên từng đường dây theo sự biến thiên đơn vị (1 MW) của công suất phát hay tải của từng nút i. Tính cho từng kịch bản.

Mỗi kịch bản e tính:

Tính trạng thái cơ sở theo số liệu thị trường kết hợp dự báo: tính phân bố dòng công suất trên các đường dây, dùng phương pháp dòng điện một chiều, tính được dòng công suất trên đường dây l là F_{lc} .

Tính dòng công suất khi chỉ công suất nút i biến đổi 1 MW, để bù vào cho công suất nút cân bằng biến đổi 1 MW hoặc tất cả các nút đều biến đổi theo tỷ lệ (nút cân bằng ảo). Trong thực tế, nút cân bằng thường được chọn gần trung tâm

phụ tải lớn. Tính dòng công suất trên từng đường dây l khi công suất ở từng nút tăng thêm 1 MW.

Hệ số tham gia của nút i vào dòng công suất trên đường dây l trong kịch bản e:

$$u_{eil} = \left(F_{li}^i - |F_{li}| \right) P_e \quad (1)$$

Chỉ tính cho trường hợp $|F_{li}^i|$ trùng dấu với $|F_{li}|$

Trong đó:

F_{li} : Dòng công suất trên đường dây l trong trường hợp cơ sở.

F_{li}^i : Dòng công suất trên đường dây l trong kịch bản e do tăng công suất nút i lên 1 MW gây ra.

P_e : Công suất nút i trong kịch bản e.

Tính hệ số tham gia biên của nút i và đường dây l trong kịch bản e:

$$K_{eil} = \frac{\sum_i u_{eil}}{\sum_i u_{eil}} \quad (2)$$

B3. Tính dòng công suất của nút i tham gia vào dòng công suất trên đường dây l trong trường hợp cơ sở F_{lc} :

$$F_{eil} = K_{eil} \cdot F_{lc} \quad (3)$$

Thu nhập yêu cầu trung bình trong kịch bản e (khoảng thời gian) C_1 của đường dây l được phân chia cho nút i theo hệ số tham gia biên của nút i:

$$Cost_{eil} = C_1 \frac{F_{eil}}{CAP_l} \quad (4)$$

Ở đây: CAP_l là khả năng tải của đường dây.

Chi phí chỉ tính cho phần công suất tải thực tế trên đường dây. Trong thực tế F_{lc} nhỏ hơn CAP_l nên không thu được toàn bộ thu nhập yêu cầu của đường dây, nếu đường dây non tải thì chi phí thu được sẽ rất ít, phần còn thiếu được thu bằng phương pháp khác, chẳng hạn bằng phương pháp “tem thu”.

3. XÁC ĐỊNH PHÍ TRUYỀN TẢI CHO LƯỚI TRUYỀN TẢI ĐIỆN BÌNH ĐỊNH

Sơ đồ lưới điện 110 kV Bình Định như

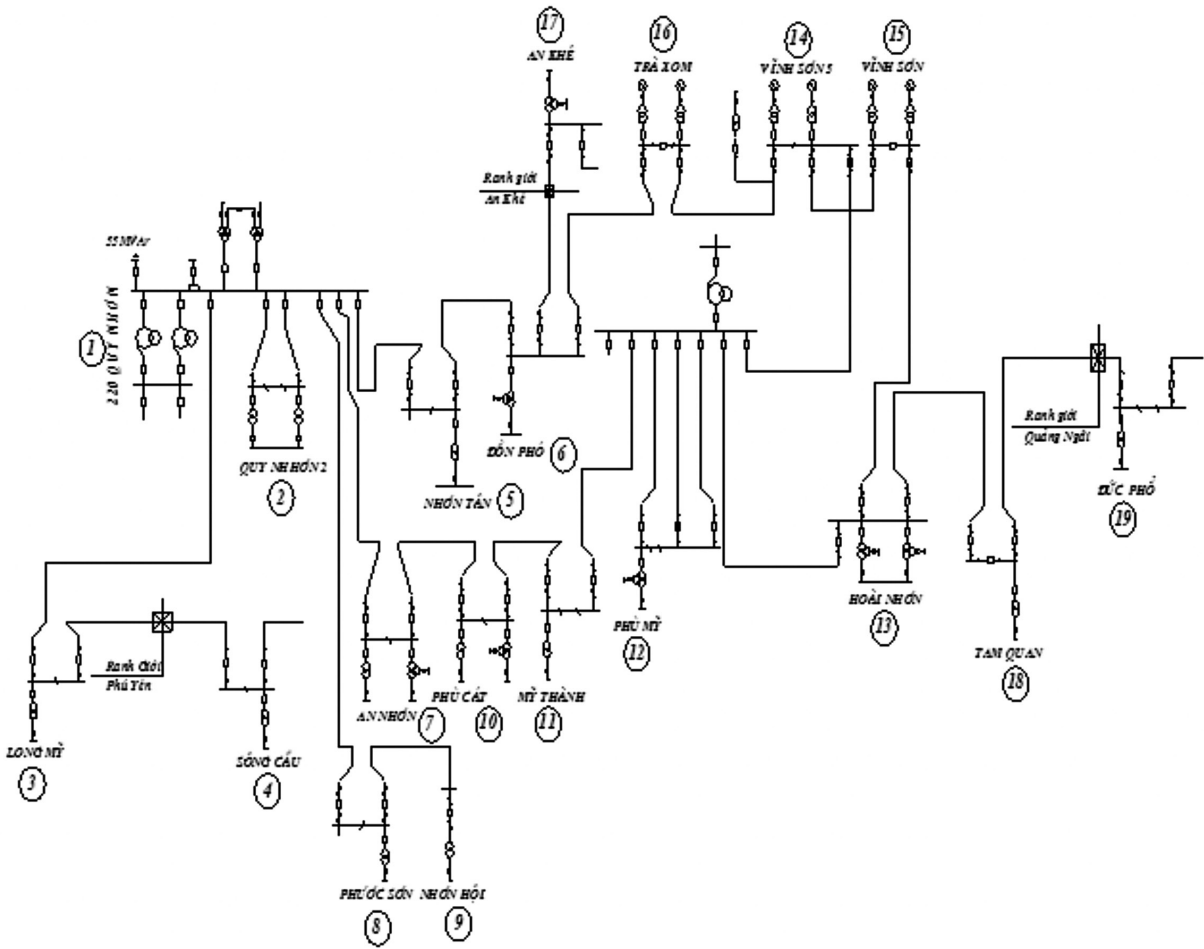
hình 1, với các nguồn thủy điện: Vĩnh Sơn, Vĩnh Sơn 5, Trà Xom và nguồn lưới điện: kết nối Trạm biến áp Quy Nhơn 220 kV, đường dây Đức Phổ và Sông Cầu, thông số nút và nhánh trình bày như bảng 1 và bảng 2.

Bảng 1. Thông số nút

Nút	P_G (MW)	$P_{\text{tải}}$ (MW)	$Q_{\text{tải}}$ (MW)
1	250	0	0
2	0	63,3	10,1
3	0	15	7,1
4	0	0	0
5	0	16,1	2,9
6	0	15	1,5
7	0	42,7	7,4
8	0	18,8	1,7
9	0	17	2,2
10	0	37,8	8,4
11	0	55,5	21,7
12	0	18,8	3,2
13	0	35	8,5
14	22	0	0
15	66	0	0
16	20	0	0
17	0	0	0
18	0	23	5,9
19	0	0	0

Bảng 2. Thông số nhánh

Nút đi	Nút đến	R (Ohm)	X (Ohm)	B ($S.10^{-6}$)
1	2	1,234	4,03	27,96
1	3	0,919	2,343	15,598
3	4	1,251	3,19	21,244
1	5	0,241	0,614	4,087
5	6	4,781	12,189	81,161
1	7	2,049	5,224	34,788
1	8	1,642	5,361	37,199
8	9	1,705	5,567	38,626
7	10	2,689	6,855	45,645
10	11	5,252	13,389	89,15
11	12	3,437	8,762	58,344
12	13	3,975	10,135	67,485
12	14	5,408	17,664	122,555
15	14	1,926	4,91	32,692
14	16	1,161	2,96	19,707
16	6	7,127	18,168	120,975
6	17	1,945	4,959	33,019
15	13	7,372	18,794	125,144
13	18	2,86	7,29	48,543
18	19	3,644	9,29	61,859



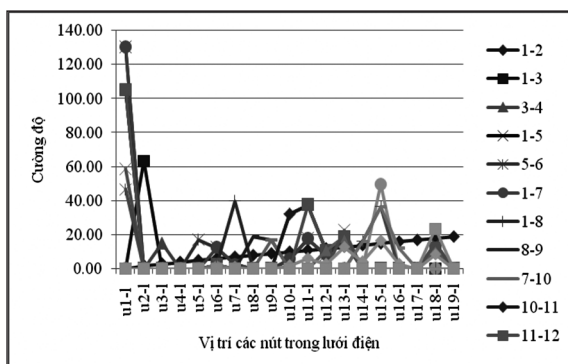
Hình 1. Sơ đồ lưới điện 110 kV Bình Định

Sử dụng phần mềm chuyên dụng PowerWorld và Matlab để tính toán. Kết quả tính bằng mô hình một chiều cho 1 kịch bản, dòng công suất trên các nhánh trong chế độ cơ sở và chế độ tăng thêm 1 MW ở từng nút: N - nguồn, T - tải được thể hiện ở bảng 3.

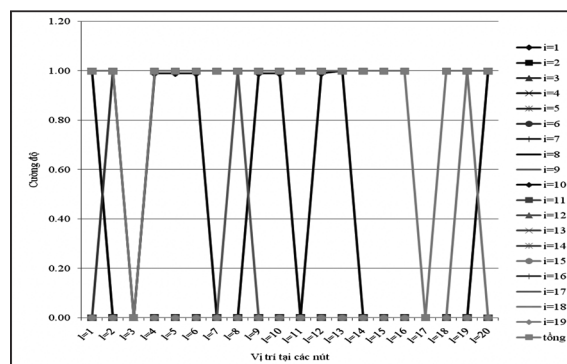
Bảng 3. Dòng công suất trên các nhánh trong chế độ cơ sở và chế độ tăng thêm 1 MW

Nút đi	Nút đến	Cơ sở	1-N	3T	2T	4T	5T	6T	7T	8T	9T	10T	11T	12T	13T	14N	15N	16N	17T	18T	19T
1	2	63,3	63,3	63,3	64,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3
1	3	15	15	16	15	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
3	4	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	5	26,8	67,79	26,8	26,8	26,8	27,79	27,64	26,87	26,8	26,8	26,95	27,12	27,23	27,27	26,23	26,25	26,19	27,64	27,27	27,27
5	6	9,7	50,69	9,7	9,7	9,7	9,69	10,54	9,77	9,7	9,7	9,85	10,02	10,13	10,17	9,13	9,15	9,09	10,54	10,17	10,17

105,33	35,8	17	62,63	24,83	-30,47	4,37	-53,64	10,47	-15,17	4,83	0	55,53	24,4	1
105,33	35,8	17	62,63	24,83	-30,47	4,37	-53,64	10,47	-15,17	4,83	0	55,53	24,4	0
104,96	35,8	17	62,26	24,46	-30,84	3,79	-53,43	10,89	-14,54	5,46	1	55,11	23,4	0
104,41	35,8	17	61,71	23,91	-31,39	3,6	-53,79	10,7	-15,09	5,91	0	55,3	23,4	0
104,35	35,8	17	61,65	23,85	-31,45	3,48	-53,73	11,58	-14,15	5,85	0	55,42	23,4	0
104,37	35,8	17	61,67	23,87	-31,43	3,58	-53,81	10,68	-14,13	5,87	0	55,32	23,4	0
105,33	35,8	17	62,63	24,83	-30,47	4,37	-53,64	10,47	-15,17	4,83	0	55,53	23,4	0
105,37	35,8	17	62,67	24,87	-30,43	3,58	-53,81	10,68	-15,13	4,87	0	55,32	23,4	0
105,48	35,8	17	62,78	24,98	-31,32	3,62	-53,74	10,72	-15,02	4,98	0	55,28	23,4	0
105,65	35,8	17	62,95	24,15	-31,15	3,68	-53,63	10,78	-14,85	5,15	0	55,22	23,4	0
104,8	36,8	18	62,1	24,3	-31	3,73	-53,53	10,83	-14,7	5,3	0	55,17	23,4	0
104,8	36,8	17	62,1	24,3	-31	3,73	-53,53	10,83	-14,7	5,3	0	55,17	23,4	0
105,73	35,8	17	62,03	24,23	-31,07	3,71	-53,57	10,81	-14,77	5,23	0	55,19	23,4	0
104,96	35,8	17	62,26	24,46	-30,84	3,79	-53,43	10,89	-14,54	5,46	0	55,11	23,4	0
104,81	35,8	17	62,11	24,31	-30,99	3,73	-53,53	10,83	-14,69	5,31	0	55,17	23,4	0
104,8	35,8	17	62,1	24,3	-31	3,73	-53,53	10,83	-14,7	5,3	0	55,17	23,4	0
104,8	35,8	17	62,1	24,3	-31	3,73	-53,53	10,83	-14,7	5,3	0	55,17	23,4	0
104,8	35,8	17	62,1	24,3	-31	3,73	-53,53	10,83	-14,7	5,3	0	55,17	23,4	0
137,86	35,8	17	95,16	57,36	2,06	22,13	-38,87	-44,82	-55,69	-35,69	0	36,77	23,4	0
104,8	35,8	17	62,1	24,3	-31	3,73	-53,53	10,83	-14,7	5,3	0	55,17	23,4	0
7	8	6	10	11	12	13	14	14	16	9	17	13	18	19
1	1	8	7	10	11	12	12	15	14	16	9	15	13	18



Hình 2. Giá trị u_{ij} tại các nút



Hình 3. Giá trị k_{ij} tại các nút

Từ kết quả tính thấy rằng, phí truyền tải của đường dây được tính theo phụ tải điện tham gia cho đường dây đó, tùy theo mức độ nhiều hay ít mà tỷ lệ phần trăm tính phí thay đổi. Chẳng hạn, phụ tải điện tại các nút 8 và 9 phải trả phí truyền tải cho đường dây 1 - 8 lần lượt là 53% và 47%, phụ tải điện tại nút số 9 phải trả phí truyền tải cho đường dây 8 - 9 hầu như 100% vì chỉ phụ tải 9 sử dụng đường dây này.

4. KẾT LUẬN

Từ kết quả tính thấy rằng phương pháp tham gia biên cho kết quả rất công bằng, phụ tải điện nào sử dụng đường dây nào nhiều hơn sẽ phải trả phí truyền tải cho đường dây đó.

Phương pháp tham gia biên cũng cho các thông tin hữu ích về lưới điện, giúp cho các đơn vị quản lý lưới truyền tải khi quy hoạch phát triển lưới truyền tải một cách hiệu quả.

Phương pháp tham gia biên được ứng dụng trong việc xác định phí truyền tải cho lưới điện truyền tải điện Bình Định, kết quả tính toán phù hợp, công bằng với điều kiện vận hành thực tế.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Nguyễn Văn Giáp. *Đánh giá hệ thống truyền tải điện Việt Nam và tính toán phí sử dụng lưới điện truyền tải*, luận án tiến sĩ, ĐHBK Hà Nội, 2010.
2. Lê Quang Hải, Trần Bách, Vũ Văn Thắng. *Nghiên cứu tính phí truyền tải trong thị trường điện theo phương pháp tham gia biên*, *Tạp chí Khoa học và Công nghệ*, **2013**, 21-25.
3. M. Barie. *Electricity markets, investment, performance and analysis*, John Wileyandsons, 1998.
4. B. Constantin, V. Gheorghe, K. Stefan, A. Petru, J. Dan. *Transmission Cost Allocation Methods. Casestudyfor the South - West side of the Romanian Power System*, 8th WSEAS International Conference on POWER SYSTEMS (PS2008), Santander, Cantabria Spain, 2008.
5. *Central electricity regulatory commission*, Formulating pricing methodology forinter-state transmission in India, 2009.
6. S. Gerd, W. Ivar, S. Hanne, B. Jørgen, U. Kjetil, R. Tproun, Å. Frode. *Transit in the European Power Market*, SINTEF Energy Research, 2007.
7. M. James, M. Lamine. *Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems*, Copyright © 2010 Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2010.