

SỬ DỤNG FTR LIÊN VÙNG VÀ HỢP ĐỒNG DẠNG SAI KHÁC ĐỂ HẠN CHẾ RỦI RO DO BIẾN ĐỘNG GIÁ LMP TRONG THỊ TRƯỜNG BÁN BUÔN ĐIỆN CẠNH TRANH

USING INTER-ZONAL FTR AND CONTRACT FOR DIFFERENCE TO LIMIT RISKS DUE TO THE VOLATILITY OF LMP IN COMPETITIVE WHOLESALE ELECTRICITY MARKET

Trần Tấn Vinh*

Trường Đại học Bách khoa - Đại học Đà Nẵng¹

*Tác giả liên hệ: ttvinh@dut.udn.vn

(Nhận bài: 12/5/2021; Chấp nhận đăng: 27/8/2021)

Tóm tắt - Trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh, các bên mua bán điện thanh toán theo giá biên LMP của thị trường trả ngay. Nhà máy/ phụ tải khi bán/ mua điện năng tại nút nào sẽ phải thanh toán theo giá biên LMP tại nút đó. Trong thực tế giá LMP thường xuyên biến động do nhiều nguyên nhân khác nhau. Để hạn chế rủi ro này các bên thường áp dụng hình thức mua bán song phương thông qua hợp đồng dạng sai khác CfD, và ngoài ra còn sử dụng FTR khi lưới điện bị tắc nghẽn, thông thường là FTR nút-nút. Tuy nhiên, khi có tắc nghẽn hệ thống điện được phân thành những vùng khác nhau, mỗi vùng có giá LMP các nút gần như nhau và có thể sử dụng FTR liên vùng thay cho FTR nút-nút. Bài báo trình bày mô hình thị trường điện gồm thị trường song phương và thị trường trả ngay, sử dụng kết hợp CfD và FTR liên vùng. Hoạt động của mô hình thị trường được mô phỏng trên sơ đồ 9 nút IEEE, trong đó sử dụng phần mềm Powerworld để tính toán các bài toán OPF.

Từ khóa - Hợp đồng dạng sai khác (CfD); FTR liên vùng; giá biên nút (LMP); phí tắc nghẽn; phân bố tối ưu công suất

1. Đặt vấn đề

Trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh, các nhà máy điện và khách hàng mua điện có thể thực hiện các giao dịch mua bán trong thị trường song phương và thị trường trả ngay. Ngoài ra, do yêu cầu nghiêm ngặt về cân bằng công suất nên thị trường giao ngay gồm cả thị trường ngày tới và thị trường thời gian thực. Trong thị trường song phương, các nhà máy điện và khách hàng thỏa thuận mua bán điện năng thông qua các hợp đồng mua bán điện, trong đó qui định lượng điện năng và giá hợp đồng. Trong thị trường ngày tới, cơ quan vận hành thị trường và hệ thống điện (SMO) tiếp nhận các bản chào bán của các nhà máy điện và các bản chào mua của các khách hàng, tính toán để công bố giá điện thị trường ngày tới, và lập lịch huy động công suất cho các nhà máy điện [1, 3]. Các nhà máy cũng như khách hàng thanh toán tiền bán và mua điện theo giá LMP (Local Marginal Price) tại điểm giao/ nhận điện năng. Nếu lưới điện có khả năng truyền tải không hạn chế và giá thiết bổ qua tổn thất thì giá LMP tại mọi nút đều bằng nhau; Khi đó thị trường điện hiệu quả nhất, không có thặng dư mua bán và chi phí vận hành hệ thống sẽ bé nhất [1-4].

Tuy nhiên, thực tế cho thấy, giá điện LMP tại các nút thường xuyên biến động do nhiều nguyên nhân khác nhau

Abstract - In the competitive wholesale electricity market, electricity buyers and sellers often pay according to the LMP of the spot market. The plants/loads when selling/buying electricity at any node will have to pay according to the LMP at that node. In fact, the price of LMP usually volatiles due to many different reasons. In order to hedge this risk, the participants often use contracts for difference in bilateral trading; and in addition, they also use financial transmission rights (FTRs) when the network is congested, usually the point-point FTRs. However, when there is any congestion, the system is divided into different zones, in each of which LMPs are similar; and therefore inter-zonal FTRs can be used instead of point to point FTRs. This paper presents an electricity market model consisting of a bilateral market and a spot market, using a combination of CfDs and inter-zonal FTRs. The operation of the market model is simulated on the IEEE 9 bus system, in which Powerworld software is used to solve the OPF.

Key words - Contract for Difference (CfD); inter-zonal FTR; Local Marginal Price (LMP); congestion charge; Optimal Load Flow

dẫn đến rủi ro trong kinh doanh cho cả người mua và người bán điện [4-5]. Thị trường cần phải có cơ chế vận hành thích hợp để bảo vệ cho người mua, người bán khi phải đối mặt với những rủi ro này. Trong thị trường không có tổn thất và tắc nghẽn lưới điện, LMP tại mọi nút bằng nhau và thiết lập nên giá điện chung cho thị trường, gọi là SMP (System Marginal Price). Giá này có thể biến động tại một thời điểm nào đó do giá nhiên liệu biến động hoặc do yêu cầu cân bằng công suất. Để quản lý rủi ro này giải pháp hiệu quả là dùng hình thức hợp đồng dạng sai khác CfD (Contract for Difference). Khi có tắc nghẽn trên lưới điện thì giá điện LMP ở nơi giao và nơi nhận công suất khác nhau, các giao dịch mua bán phải chịu phí tắc nghẽn. Giải pháp tài chính để quản lý rủi ro này là sử dụng FTR, thông thường là FTR giữa các nút với giá trị được tính toán dựa vào chênh lệch giá LMP giữa các nút giao và nhận công suất [6]. Thực tế khi có tắc nghẽn thì thị trường được phân thành những vùng thị trường khác nhau, mỗi một vùng có giá LMP riêng. Vì vậy, đề xuất có thể quản lý tắc nghẽn bằng cách sử dụng FTR liên vùng (inter-zonal FTR) thay cho FTR giữa các nút.

Chính vì những lý do trên, trong bài báo trình bày mô hình thị trường gồm cả thị trường song phương và thị

¹ The University of Danang - University of Science and Technology (Tran Tan Vinh)

trường trả ngay, sử dụng FTR liên vùng kết hợp với hợp đồng dạng sai khác CfD để hạn chế rủi ro cho các bên kinh doanh do biến động giá LMP trong thị trường.

2. Các giải pháp hạn chế rủi ro do biến động giá điện

2.1. Rủi ro do biến động giá theo thời gian

Trong thị trường mua bán tập trung, các nhà máy điện và khách hàng mua điện thực hiện mua bán theo giá do cơ quan vận hành thị trường điện công bố, đó là giá LMP tại điểm giao nhận điện năng. Để tránh rủi ro do biến động giá LMP theo thời gian tại một nút cụ thể, các bên mua bán có thể thực hiện giao dịch mua bán song phương bằng hình thức hợp đồng dạng sai khác CfD. Nội dung cơ bản của hợp đồng này là thời gian giao dịch, điện năng giao dịch và giá hợp đồng [1 - 4].

Hợp đồng CfD có thể là loại “một chiều” hay “hai chiều”. Đối với hợp đồng CfD một chiều, có hai cách thực hiện hợp đồng: (1) Nếu giá trả ngay lớn hơn giá hợp đồng, thì người bán trả lại cho người mua khoản tiền chênh lệch; Còn nếu ngược lại thì không có bên nào thanh toán. (2) Nếu giá hợp đồng lớn hơn giá trả ngay thì người mua sẽ trả cho người bán số tiền chênh lệch, còn ngược lại thì không bên nào thanh toán.

Hợp đồng CfD hai chiều thực chất là tổng của hai hợp đồng CFD một chiều, đây là loại hợp đồng cơ bản trong thị trường điện ngày tới, được thiết kế trong thị trường điện Việt Nam. Theo hợp đồng này, nếu giá trả ngay lớn hơn giá hợp đồng, thì người bán trả lại cho người mua khoản tiền chênh lệch; còn nếu giá hợp đồng lớn hơn giá trả ngay thì người mua sẽ trả cho người bán số tiền chênh lệch. Bằng việc sử dụng loại hợp đồng này, cả người bán và người mua đảm bảo được doanh thu và số tiền thanh toán đúng với giá như hợp đồng cho dù giá điện LMP có biến động theo thời gian như thế nào [1-4].

Giả sử trong 1 chu kỳ giao dịch G nhà máy điện A và khách hàng B hợp đồng mua bán lượng điện năng Q_c với giá hợp đồng là p_c . Giả sử lưới điện không có tổn thất và tắt nghẽn thì giá LMP toàn hệ thống như nhau (bằng SMP), nên nhà máy điện A được SMO thanh toán số tiền bằng $(Q_c \times LMP)$ và khách hàng B phải thanh toán cho SMO số tiền bằng $-(Q_c \times LMP)$.

Nếu giá thị trường là $LMP > p_c$, thì nhà máy điện A sẽ trả lại cho khách hàng B số tiền chênh lệch bằng $Q_c \times (LMP - p_c)$. Khi đó doanh thu của nhà máy A sẽ là:

$$R_A = (Q_c \times LMP) - Q_c (LMP - p_c) = Q_c \times p_c \quad (1)$$

Và số tiền thực thanh toán của khách hàng B bằng:

$$P_B = -(Q_c \times LMP) + Q_c (LMP - p_c) = -(Q_c \times p_c) \quad (2)$$

Ngược lại, nếu $LMP < p_c$ thì khách hàng B phải trả lại cho nhà máy khoản chênh lệch và cũng cho kết quả tương tự. Như vậy bằng cách sử dụng CfD hai bên đã thực hiện hiệu quả hợp đồng mua bán song phương với số tiền thanh toán là $(Q_c \times p_c)$ đúng như hợp đồng mà hai bên đã ký kết, bất chấp sự biến động của LMP bằng bao nhiêu.

2.2. Rủi ro do biến động giá theo vị trí

Khi có tắt nghẽn lưới điện truyền tải giá LMP tại các nút giao/nhận sẽ có thể khác nhau và sẽ xuất hiện thặng dư mua bán, nghĩa là số tiền cơ quan SMO thu được của khách

hàng mua điện lớn hơn số tiền thanh toán cho các nhà máy điện. Số tiền thặng dư bằng tổng chi phí tắt nghẽn. Cơ quan vận hành thị trường sẽ thu được khoản thặng dư này, nhưng không chiếm giữ mà sẽ trả lại cho những người sở hữu quyền truyền tải FTR.

Quyền truyền tải tài chính (FTR - Financial Transmission Right) là công cụ tài chính cho phép người sở hữu quyền này hạn chế được những rủi ro khi có sự chênh lệch giá LMP tại các vị trí giao/nhận điện năng [2, 3]. Với một giờ trong thời hạn của FTR, người sở hữu FTR từ nút A đến nút B với lượng công suất M sẽ được quyền hưởng số tiền là:

$$FTR = M \times (LMP_B - LMP_A) \quad (3)$$

Có hai loại FTR là FTR bắt buộc và FTR tùy chọn. Hầu hết FTR có dạng bắt buộc, nghĩa là người sở hữu FTR được quyền hưởng và cũng có nghĩa vụ thanh toán khoản tiền chênh lệch giữa LMP tại nút A và LMP tại nút B tùy thuộc vào khoản chênh lệch các giá LMP này dương hay âm. Nếu $LMP_B > LMP_A$ thì chủ sở hữu FTR quyền truyền tải từ nút A đến nút B sẽ được cơ quan vận hành thị trường SMO thanh toán, còn nếu $LMP_B < LMP_A$ thì chủ sở hữu FTR phải thanh toán cho SMO.

Một số FTR cũng có thể có dạng tùy chọn (option), có thể được thay đổi từng giờ. Trong khoảng thời gian một giờ cụ thể nào đó chủ FTR từ nút A đến nút B có thể chọn quyền thực thi chỉ khi nào $LMP_B > LMP_A$, nghĩa là số tiền phải trả dương; Ngược lại nếu $LMP_B < LMP_A$ thì họ không phải thanh toán khoản chênh lệch. Như vậy, số tiền thanh toán của một quyền tùy chọn FTR với lượng điện năng M -MW từ nút A đến nút B sẽ là:

$$FTR = \max \{0, M(LMP_B - LMP_A)\} \quad (4)$$

2.3. Mô hình kết hợp CfD và FTR để quản lý rủi ro

Theo hợp đồng song phương, các nhà máy điện và khách hàng đã ký kết lượng điện năng mua bán cho từng chu kỳ giao dịch. Tuy nhiên, trong thực tế phụ tải và công suất phát của các nhà máy có thể khác. Vì vậy ngoài thị trường song phương cần phải có thị trường trả ngay để cân bằng công suất. Lượng công suất thừa/thiếu vào các chu kỳ giao dịch sẽ được các nhà máy bán/mua trên thị trường trả ngay với giá thị trường [1-4].

Xét ví dụ vào 1 giờ giao dịch G , nhà máy điện tại nút A và phụ tải tại nút B có hợp đồng song phương mua bán lượng công suất Q_c với giá hợp đồng là p_c . Lượng công suất được huy động trên thị trường trả ngay là Q , nhà máy sở hữu được FTR với lượng công suất là M . Tình hình thanh toán của nhà máy điện A và khách hàng B trong giờ giao dịch G như ở Bảng 1.

Bảng 1. Tình hình thanh toán của các bên mua bán

TT	Nội dung	Doanh thu của nhà máy điện tại nút A (\$)	Các khoản thanh toán của phụ tải tại nút B (\$)
1	Thị trường trả ngay	$LMP_A \times Q$	$-LMP_B \times Q$
2	Theo CfD quy định tại nút B với lượng điện năng Q_c (MWh) và giá hợp đồng là p_c (\$/MWh)	$(p_c - LMP_B) \times Q_c$	$-(p_c - LMP_B) \times Q_c$

3	Tổng cộng:	$p_c \times Q_c$ $+ LMP_A \times Q$ $- LMP_B \times Q_c$	$- p_c \times Q_c$ $- LMP_B \times Q$ $+ LMP_B \times Q_c$
4	Theo hợp đồng FTR quy định từ nút A đến nút B với điện năng M (MWh)	$M \times (LMP_B - LMP_A)$	-
5	Nếu $Q_c = M$	$p_c \times Q_c$ $+ LMP_A \times (Q - Q_c)$	$- p_c \times Q_c$ $- LMP_B \times (Q - Q_c)$
6	Nếu $Q_c = M = Q$	$p_c \times Q_c$	$- p_c \times Q_c$

Từ bảng trên, có một số nhận xét sau:

- Nếu lưới điện không bị tắt nghẽn và bỏ qua tổn thất, thì giá LMP tại các nút như nhau, nhờ sử dụng hợp đồng CfD mà hai bên A và B đã mua bán lượng Q_c đúng bằng giá hợp đồng p_c (dòng 2). Lượng công suất mua bán thêm được thanh toán theo giá thị trường trả ngay.

- Nếu lưới điện bị tắt nghẽn làm cho giá LMP_B lớn hơn LMP_A , từ dòng 3 có thể thấy rằng, nếu lượng điện năng mua bán Q đúng bằng hợp đồng Q_c thì nhà máy bị thiệt hại một khoản bằng $Q_c \times (LMP_B - LMP_A)$, gọi là chi phí tắt nghẽn. Như vậy, dù đã sử dụng hợp đồng CfD nhưng các bên vẫn không thể mua bán hiệu quả theo hợp đồng song phương.

- Nếu nhà máy điện A sở hữu được FTR với công suất $M = Q_c$ thì hai bên A và B mua bán lượng công suất Q_c đúng theo giá hợp đồng, phần công suất mua bán thêm ($Q - Q_c$) được tính theo giá thị trường trả ngay và SMO thu được khoản thặng dư của giao dịch này (dòng 5).

- Nếu lượng công suất mua bán và công suất FTR đúng bằng Q_c thì hai bên A và B mua bán hoàn toàn đúng như hợp đồng song phương. Doanh thu của nhà máy A và khoản thanh toán của khách hàng B đúng bằng ($Q_c \times p_c$), như mong muốn trong hợp đồng (dòng 6).

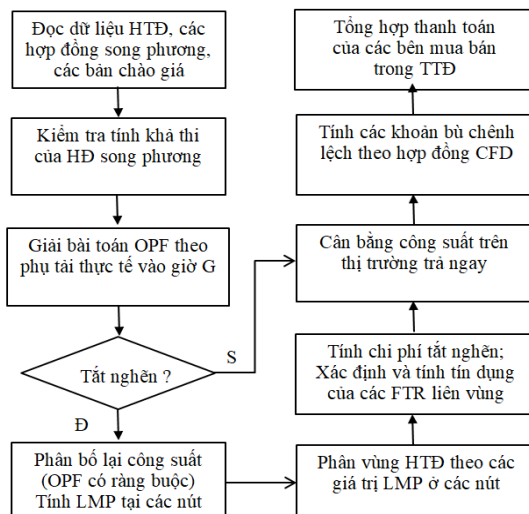
2.4. Mô hình quản lý tắt nghẽn giữa các vùng

Như trên đã trình bày, FTR được xem là công cụ tài chính để giúp cho các thành viên tham gia thị trường hạn chế được rủi ro do biến động giá khi hệ thống truyền tải bị nghẽn mạch. FTR được dùng là dạng FTR từ nút này đến nút kia (point to point FTR), và giá trị tín dụng của FTR được tính trên cơ sở công suất và giá giữa hai nút [6].

Khi đường dây truyền tải bị nghẽn mạch, thị trường sẽ được phân chia thành các vùng khác nhau, trong mỗi một vùng giá biên LMP có giá trị gần bằng nhau và giá biên của vùng được tính bằng ALMP - là giá trị trung bình của LMP các nút trong mỗi vùng. Vì vậy có thể sử dụng phương pháp quản lý tắt nghẽn giữa các vùng thay cho giữa các nút, trong đó giá trị của FTR giữa các vùng được tính trên cơ sở giá trị công suất của FTR và chênh lệch giá ALMP giữa hai vùng [3].

Việc phân chia vùng dựa vào giá trị LMP tại các nút. Vì vậy, vào chu kỳ giao dịch đang xét biên giới giữa các vùng có thể thay đổi so với trước đó. Các vùng trước đó có thể được nhập chung thành vùng mới, hoặc cũng có thể được phân chia thành những vùng mới.

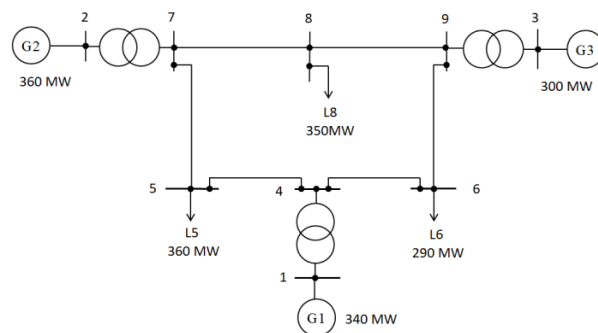
Sơ đồ phân tích hoạt động của thị trường với quản lý tắt nghẽn theo vùng được trình bày như Hình 1.



Hình 1. Sơ đồ phân tích hoạt động của thị trường với quản lý tắt nghẽn dùng FTR liên vùng

3. Tính toán minh họa

Xét thị trường điện hoạt động trên lưới điện mẫu 9 nút IEEE có sơ đồ như Hình 2.



Hình 2. Sơ đồ lưới điện 9 nút IEEE [5]

Số liệu các nhánh của lưới điện như ở Bảng 2 [5].

Bảng 2. Số liệu các nhánh

Nhánh số	Nút đầu	Nút cuối	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)	Plimit (MW)
1	4	5	0,0100	0,0850	0,1760	300
2	5	7	0,0320	0,1610	0,3060	450
3	7	8	0,0085	0,0720	0,1490	240
4	8	9	0,0119	0,1008	0,2090	300
5	4	6	0,0170	0,0920	0,1580	150
6	6	9	0,0390	0,1700	0,1700	300
7	2	7	0	0,1250	0	450
8	1	4	0	0,1440	0	400
9	3	9	0	0,0879	0	400

Bảng 3. Hợp đồng mua bán điện song phương

		Hợp đồng mua điện với các nhà máy					
		G1		G2		G3	
Phụ tải	C.s. MW	Q_c MW	p_c \$/MWh	Q_c MW	p_c \$/MWh	Q_c MW	p_c \$/MWh
L5	360	50	18	310	18	0	-
L6	290	290	18	0	-	0	-
L8	350	0	-	50	18	300	22
Tổng	1.000	340		360		300	

Các nhà máy điện và phụ tải đã ký kết hợp đồng mua bán điện song phương ở giờ G với công suất Q_c và giá p_c như ở Bảng 3.

Giả thiết công suất FTR được phân bổ bằng công suất hợp đồng. Trước hết cần phải tiến hành thủ tục kiểm tra tính khả thi của các hợp đồng song phương bằng cách giải bài toán trào lưu công suất DC Load Flow. Sử dụng phần mềm PowerWorld, kết quả tính toán như ở Bảng 4.

Bảng 4. Kết quả DC Load Flow

Nhánh số	Nút đầu	Nút cuối	Công suất tải (MW)	Giới hạn tải (MW)	Hệ số tải (%)
1	4	5	195,39	300	65,1
2	5	7	164,61	450	36,6
3	7	8	195,39	240	81,4
4	8	9	154,61	300	51,5
5	4	6	144,61	150	96,4
6	6	9	145,40	300	48,5
7	2	7	360,00	500	72,0
8	1	4	340,00	450	75,6
9	3	9	300,00	400	75,0

Nhận thấy rằng, khi thực hiện các hợp đồng mua bán ở giờ G thì không có đường dây nào bị quá tải, do đó các hợp đồng song phương và các FTR được phân bổ hoàn toàn khả thi.

Thực tế vào giờ G, dựa vào bản chào của các nhà máy và phụ tải trên thị trường tập trung cơ quan vận hành hệ thống và thị trường (SMO) xây dựng đường cung, đường cầu để thiết lập điểm cân bằng thị trường và lập lịch huy động công suất như Bảng 5.

Bảng 5. Bản chào giá của các nhà máy và phụ tải

Nút	Máy phát	Công suất bán (MW)	Dãi điều chỉnh (MW)	Giá chào bán (\$/MWh)	Phụ tải	Công suất mua (MW)	Giá chào mua (\$/MWh)
1	G1	400	0 450	14,0			
2	G2	450	0 500	14,5			
3	G3	95	0 400	20,0			
5					L5	375	20
6					L6	270	22
8					L8	300	24
	Tổng	945				945	

Nếu lưới điện có giới hạn truyền tải lớn, không có nhánh nào bị quá tải và bỏ qua tổn thất thì thị trường điện vận hành tối ưu với giá biên LMP tại các nút đều như nhau bằng 20 \$/MWh. Tuy nhiên, thực tế với tình hình phát công suất như trên thì đường dây 4-6 và 7-8 bị quá tải, số liệu phân bổ công suất trên lưới điện như ở Bảng 6.

Bảng 6. Kết quả phân bổ công suất vào giờ G

Nhánh số	Nút đầu	Nút cuối	Công suất tải (MW)	Giới hạn tải (MW)	Hệ số tải (%)
1	4	5	200,58	300	66,9
2	5	7	174,42	450	38,8
3	7	8	275,60	240	114,8
4	8	9	24,42	300	8,1
5	4	6	199,42	150	133,0
6	6	9	70,58	300	23,5

7	2	7	450,00	500	90,0
8	1	4	400,00	450	88,9
9	3	9	95,00	400	23,8

• Phân bổ lại công suất phát của các nhà máy

Để đảm bảo an toàn cho hệ thống điện thì cơ quan vận hành hệ thống sẽ tính toán và phân bổ lại công suất của các nhà máy bằng cách giải bài toán phân bổ tối ưu công suất (OPF) để thỏa mãn ràng buộc về giới hạn tải cho toàn hệ thống. Sử dụng chương trình OPF trong phần mềm PowerWorld, kết quả tính được như sau:

Bảng 7. Công suất phát của các nhà máy

Nhà máy	G1	G2	G3
Công suất phát (MW)	323,0	442,0	180,0

Bảng 8. Phân bổ công suất trên lưới điện sau khi điều phối lại công suất phát

Nhánh số	Nút đầu	Nút cuối	Công suất tải (MW)	Giới hạn tải (MW)	Hệ số tải (%)
1	4	5	172,9	300	57,7
2	5	7	202,1	450	44,9
3	7	8	240,0	240	100,0
4	8	9	60,0	300	20,0
5	4	6	150,0	150	100,0
6	6	9	120,0	300	40,0
7	2	7	442,0	500	88,4
8	1	4	323,0	450	71,8
9	3	9	180,0	400	45,0

Nhận thấy lúc này các đường dây 4-6 và 7-8 mang tải 100% khả năng cho phép; Nhưng các máy phát được phân phối lại công suất phát theo trật tự không xứng đáng, nghĩa là máy phát có chi phí lớn (G3) được huy động công suất trước khi các máy phát có chi phí rẻ hơn (G1, G2) được huy động hết công suất.

• Phân chia vùng

Khi tồn tại tất nghẽn truyền tải thì giá biên LMP tại các nút không còn giống nhau, các đường dây tất nghẽn sẽ phân chia thị trường thành những vùng khác nhau. Biên giới vùng được xác định dựa vào LMP của các nút và sự phân chia vùng lúc này có thể khác với sự phân chia trước đó. Những nút có giá trị LMP gần giống nhau sẽ hình thành nên một vùng, với giá biên vùng ALMP là giá trị trung bình của các LMP các nút trong vùng [3].

Sau khi điều phối lại công suất phát như Bảng 7, giá biên LMP tại các nút được tính lại như Bảng 9. Dựa vào LMP có thể phân hệ thống thành 2 vùng: Vùng 1 gồm các nút {1, 2, 4, 5, 7} và vùng 2 gồm các nút {3, 6, 8, 9}, mỗi vùng có giá biên gần như nhau như ở Bảng 9.

Bảng 9. Giá biên LMP tại các nút khi lưới điện bị tất nghẽn

Nút	1	2	3	4	5	6	7	8	9
LMP (\$/MWh)	14,0	14,5	20,0	14,0	14,2	20,4	14,5	19,8	20
Vùng	1	1	2	1	1	2	1	2	2

Giá biên trung bình của các vùng bằng:

$$ALMP_1 = 14,23 \text{ $/MWh}$$

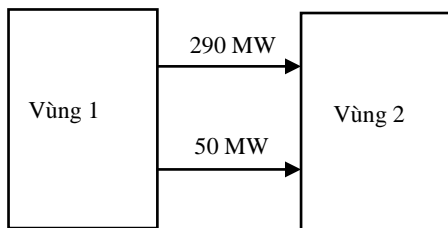
$$ALMP_2 = 20,04 \text{ $/MWh}$$

• **Tính toán các FTR liên vùng**

Từ các FTR nút – nút, xác định được các FTR liên vùng như ở Bảng 10 và Hình 3.

Bảng 10. Số liệu FTR liên vùng

FTR (MW)	Từ nút	Đến nút	Từ vùng	Đến vùng
50	1	5	1	1
290	1	6	1	2
310	2	5	1	1
50	2	8	1	2
300	3	8	2	2



Hình 3. Các FTR liên vùng giữa vùng 1 và vùng 2

Khoản tín dụng của các FTRs liên vùng được tính dựa vào công suất và giá biên trung bình ALMP của hai vùng, như ở Bảng 11.

Bảng 11. Khoản tín dụng tất nghẽn của các chủ sở hữu FTR liên vùng

FTR (MWh)	Từ vùng (i)	Đến vùng (j)	ALMP _i	ALMP _j	Tín dụng (\$)
290	1	2	14,23	20,04	1.684,9
50	1	2	14,23	20,04	290,5
Tổng cộng:					1.975,4

• **Tính toán phí tất nghẽn**

Phí tất nghẽn của các giao dịch mua bán giữa các nhà máy và phụ tải được tính dựa vào điện năng giao dịch, và giá biên vùng trung bình ALMP tại nơi giao (vùng i) và nơi nhận (vùng j) điện năng, được tính ở Bảng 12.

Bảng 12. Phí tất nghẽn của các giao dịch trên thị trường

Phụ tải	C. suất (MW)	Nguồn cung cấp	ALMP _i \$/MWh	ALMP _j \$/MWh	Phí tất nghẽn (\$)
L5	375	G1: 53 MW G2: 322 MW	14,23 14,23	14,23 14,23	0 0
L6	270	G1: 270 MW	20,04	14,23	1.568,7
L8	300	G2: 120 MW G3: 180 MW	20,04 20,04	14,23 20,04	697,2 0
Tổng	945				2.265,9

• **Mua bán trên thị trường trả ngay**

Các máy phát được phân bổ công suất phát vào giờ G khi có tất nghẽn khác với công suất mong muốn. Các máy phát và phụ tải nếu thừa/thiếu công suất so với hợp đồng song phương sẽ bán/mua lượng công suất thừa/thiếu này trên thị trường trả ngay. Giao dịch mua bán trên thị trường trả ngay được trình bày ở Bảng 13 và Bảng 14.

Bảng 13. Bán trên thị trường trả ngay

Nhà máy	Điện năng bán (MWh)	ALMP (\$/MWh)	Doanh thu (\$)
G1	3	14,23	42,7
G2	82	14,23	1.166,9
Tổng:			1.209,6

Bảng 14. Mua trên thị trường trả ngay

Phụ tải	Điện năng mua (MWh)	ALMP (\$/MWh)	Doanh thu (\$)
L5	15	14,23	42,7
L8	70	20,04	1.402,8
Tổng:			1.616,3

• **Tổng hợp thanh toán của các bên mua bán điện**

Theo Bảng 1, có thể tính toán các khoản doanh thu của các nhà máy điện và số tiền thanh toán của các phụ tải. Kết quả trình bày ở Bảng 15 và Bảng 16.

Bảng 15. Tình hình thanh toán của các nhà máy điện

STT	Nội dung	Nhà máy điện		
		G1	G2	G3
1	Công suất phát (MW)	323,0	442,0	180,0
2	Thực hiện hợp đồng song phương (MW):			
	• L5	50,0	310,0	0
	• L6	270,0	0	0
	• L8	0	50,0	180
3	Bán trên thị trường trả ngay (MW)	3	82,0	0
4	Giá ALMP tại NMD (\$/MWh)	14,23	14,23	20,04
5	Nhận thanh toán từ SMO (\$)	4.596,3	6.289,7	3.607,2
	Trong đó:			
	Từ HĐ song phương	4.553,6	5.122,8	3.607,2
	Từ bán trên TT trả ngay	42,7	1.166,9	0
6	Nhận(+) /trả (-) khoản chênh lệch theo CfD (\$)	-362,3	1.066,7	352,8
7	Tổng doanh thu (\$)	4.234,0	7.356,4	3.960,0
	Trong đó:			
	HĐ song phương	4.191,3	6.189,5	3.960,0
	Bán trên TT trả ngay	42,7	1.166,9	0
8	Khi sở hữu FTR liên vùng:			
	Công suất (MW):	290	50	0
	Được thanh toán theo FTR (\$):	1.684,9	290,5	0
	Tổng doanh thu (\$):	5.918,9	7.646,9	3.960,0

Bảng 16. Tình hình thanh toán của các phụ tải

STT	Nội dung	Phụ tải		
		L5	L6	L8
1	Công suất tiêu thụ (MW)	375	270	300
2	Mua theo hợp đồng song phương (MW):			
	• G1	50	270	50
	• G2	310	0	180
	• G3	0	0	0
3	Mua trên thị trường trả ngay (MW)	15	0	70
4	Giá ALMP tại phụ tải (\$/MWh)	14,23	20,04	20,04
5	Thanh toán cho SMO (\$)	-5.336,3	-5.410,8	-6.012,0
	Trong đó:			
	-HĐ song phương	-5.122,8	-5.410,8	-4.609,2
	-Thị trường trả ngay	-213,5	0	-1.402,8
6	Nhận (+) /trả (-) khoản chênh lệch theo CfD (\$)	-1.357,2	+550,8	-250,8

7	Tổng thanh toán (\$):	-6.693,5	-4.860,0	-6.262,8
	Trong đó:			
	-HD song phương	-6.480	-4.860,0	-4.860,0
	-Thị trường trả ngay	-213,5	0	-1.402,8

4. Nhận xét kết quả mô phỏng

Từ kết quả mô phỏng trên hệ thống 9 nút IEEE ở trên, có thể rút ra một số nhận xét sau:

1. Nhờ có hợp đồng CfD, các thành viên thị trường tránh được rủi ro, khi giá tại nơi mua hoặc bán khác với giá hợp đồng. Khi đó các bên sẽ thanh toán lại cho nhau khoản chênh lệch như ở Bảng 15 và Bảng 16. Nếu không có tất nghẽn, các bên thực hiện hiệu quả các hợp đồng song phương CfD.

2. Nếu không sở hữu FTR

- Doanh thu của G1 thấp hơn với doanh thu mong muốn theo hợp đồng song phương khi bán 270 MW cho L6, số tiền này bằng $(5.760,0 - 4.191,3 = 1.568,7)$ \$, đây chính là chi phí tất nghẽn của giao dịch (Bảng 12). Tương tự có thể phân tích cho các giao dịch khác.

- Tổng doanh thu của các nhà máy từ SMO là 15.550,4 \$. Tổng số tiền thanh toán cho SMO của các khách hàng mua điện là 17.816,3 \$. Khoản thặng dư mua bán mà SMO chiếm giữ bằng 2.265,9 \$, chính bằng tổng chi phí tất nghẽn như trong Bảng 12.

3. Nếu các nhà máy sở hữu được FTR liên vùng như Bảng 11, thì sẽ nhận lại được khoản tín dụng tương ứng. G1 và G2 nhận lại được 1.684,9 \$ và 290,5 \$. Nhận thấy, phí tất nghẽn (2.265,9 \$) lớn hơn khoản tín dụng tất nghẽn (1.975,4 \$), SMO vẫn còn giữ lại một khoản thặng dư. Tuy nhiên, vào các chu kỳ giao dịch khác có thể chi phí tất nghẽn sẽ nhỏ hơn khoản tín dụng.

4. Nhờ có thị trường trả ngay, việc cân bằng công suất được đảm bảo khi có tất nghẽn và phụ tải sai lệch với hợp đồng song phương. Các nhà máy điện và phụ tải có thể bán hoặc mua lượng công suất dư thừa hay thiếu hụt từ thị trường này với giá trả ngay ở từng vùng. Từ Bảng 13 và Bảng 14 thấy rằng, tổng tiền mua lớn hơn tiền bán điện

năng trên thị trường trả ngay một khoản bằng 406,7 \$, đây là chi phí do tất nghẽn và là một bộ phận của tổng chi phí tất nghẽn trong thị trường (2.265,9 \$). Vì vậy, để hạn chế thiệt hại này thì các bên mua bán phải dự báo tốt nhu cầu phụ tải và tìm cách mua FTR cho cả giao dịch này.

5. Kết luận

Trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh, do giá điện LMP thường có biến động thất thường nên người mua người bán thường sử dụng hợp đồng dạng sai khác trong mua bán song phương. Tuy nhiên, khi lưới điện bị tất nghẽn, giá LMP tại các nút giao và nút nhận công suất khác nhau, do đó hợp đồng CfD không thể giúp các bên mua bán tránh được rủi ro khi phải chịu khoản chi phí tất nghẽn. Vì vậy cần phải có mô hình thị trường phù hợp. Bài báo đã đề xuất mô hình thị trường gồm cả thị trường song phương và thị trường trả ngay, sử dụng hình thức hợp đồng song phương dạng sai khác (CfD) và quyền truyền tải tài chính liên vùng (inter-zonal FTR). Thông qua mô phỏng hoạt động của mô hình thị trường trên hệ thống 9 nút IEEE, bài báo đã tính toán và phân tích hiệu quả tránh được rủi ro cho người mua người bán do biến động giá LMP. Việc sử dụng FTR liên vùng có thể nghiên cứu áp dụng vào thị trường điện Việt Nam, có nhiều thuận lợi khi đang sử dụng giá vùng làm giá thanh toán thị trường và giảm được khối lượng tính toán so với dùng FTR nút – nút khi lưới điện có số nút lớn đáng kể.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Bộ Công Thương, “*Thiết kế chi tiết thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam*”, Hà Nội, 2015.
- [2] Daniel S. Kirschen and Goran Strbac, *Fundamentals of Power System and Economics*, John Wiley & Son, 2004.
- [3] Mohammad Shahidehpour, Hatim Yamin, Zuyi Li, *Market Operations in Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, 2002.
- [4] <https://www.e-education.psu.edu/ebf483/>
- [5] <https://www.pscad.com>
- [6] Li Zhou1, Sijia Liu, Xue Xia, *Forward Design of Financial Transmission Right Market in China*, Volume 194, E3S Web Conf. ICAEER 2020.