

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG**

PHẠM NGỌC Ý

**NGHIÊN CỨU
ẢNH HƯỞNG CỦA LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI
ĐẾN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH**

**CHUYÊN NGÀNH: MẠNG VÀ HỆ THỐNG ĐIỆN
MÃ SỐ: 60.52.50**

TÓM TẮT LUẬN VĂN THẠC SĨ KỸ THUẬT

Đà Nẵng - Năm 2011

Công trình được hoàn thành tại
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA, ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG

Người hướng dẫn khoa học: TS. TRẦN TẤN VINH

Phản biện 1: GS.TS. TRẦN ĐÌNH LONG

Phản biện 2: PGS.TS. LÊ KIM HÙNG

Luận văn sẽ được bảo vệ tại Hội đồng chấm luận văn thạc sĩ
kỹ thuật họp tại: Đại học Đà Nẵng

Vào lúcgiờ, ngày 11 tháng 6 năm 2011.

Có thể tìm thấy luận văn tại:

- Trung tâm thông tin - học liệu, Đại học Đà Nẵng.
- Trung tâm học liệu Đại học Bách khoa, Đại học Đà Nẵng.

MỞ ĐẦU

I. Lý do chọn đề tài

Cùng với sự phát triển của nền công nghiệp điện năng trên thế giới trong hơn 2 thập kỷ qua. Ngành điện Việt Nam đã và đang xây dựng cơ thể thực hiện thị trường điện cạnh tranh nhằm tạo môi trường đầu tư tốt cho các đối tượng muốn đầu tư vào ngành điện cũng như đảm bảo lợi ích của các bên mua và bán điện trong tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN).

Việc tổ chức lại lưới điện công nghiệp kéo theo việc chuyển mô hình vào những hoạt động điều khiển thời gian thực của lưới điện, quản lý điều độ là một trong những hoạt động điều khiển quan trọng trong một hệ năng lượng. Trong thị trường điện cạnh tranh, vấn đề ảnh hưởng của lưới truyền tải đến hoạt động của thị trường điện cạnh tranh là một trong những vấn đề quan trọng cần được nghiên cứu kỹ. Sự tắc nghẽn ở lưới truyền tải có thể được làm giải quyết bằng sự hợp nhất những ràng buộc khả năng tải đường dây trong việc điều độ và quá trình lập kế hoạch, bao gồm việc điều độ lại công suất phát hoặc cắt bớt phụ tải hoặc thực hiện một số biện pháp kỹ thuật khác. Cho nên việc nghiên cứu ảnh hưởng của lưới truyền tải mà điển hình là sự tắc nghẽn trong thị trường điện cạnh tranh và nhất là ở các mô hình thị trường điện khác nhau là điều đáng quan tâm, có ý nghĩa lý luận và thực tiễn cao đối với ngành điện Việt Nam hiện nay.

II. Mục tiêu nghiên cứu:

Tìm hiểu quá trình phát triển của thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam, các mô hình thị trường và phương pháp tổ chức hoạt động của thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam.

Xây dựng được công thức tính toán giá biên điểm nút (LMP) đối với hệ thống điện 500kV Việt Nam. Từ đó áp dụng bài toán phân

bổ công suất tối ưu (OPF) và LMP để tính toán trào lưu công suất cũng như chi phí sản xuất trong hệ thống 500kV Việt Nam.

III. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu:

1. Đối tượng nghiên cứu:

- Mô hình thị trường điện cạnh tranh.
- Ảnh hưởng của lưới truyền tải đến thị trường điện.
- Hệ thống điện 500 kV Việt Nam.

2. Phạm vi nghiên cứu:

Nghiên cứu các mô hình thị trường điện khác nhau và ảnh hưởng của hệ thống truyền tải đến vận hành thị trường điện. Phương pháp tính toán giá biên điểm nút và ứng dụng tính toán cho hệ thống điện 500 kV Việt Nam.

IV. Phương pháp nghiên cứu:

- Nghiên cứu bài toán phân bố công suất tối ưu để tính toán điều độ tối ưu lưới truyền tải trong thị trường điện.
- Sử dụng phương pháp Lagrange để tính toán LMP.
- Ứng dụng chương trình PowerWorld Simulator để tính toán phân bố công suất tối ưu và LMP.

V. Đặt tên đề tài:

Căn cứ vào mục đích và nội dung nghiên cứu, chọn tên đề tài là: **“Nghiên cứu ảnh hưởng của lưới điện truyền tải đến thị trường điện cạnh tranh”**.

VI. Bố cục luận văn:

Mở đầu

Chương 1: Tổng quan về thị trường điện cạnh tranh.

Chương 2: Ảnh hưởng của lưới điện truyền tải.

Chương 3: Mô hình tính toán giá biên điểm nút.

Chương 4: Ứng dụng mô phỏng bài toán quản lý tắc nghẽn.

Kết luận và kiến nghị.

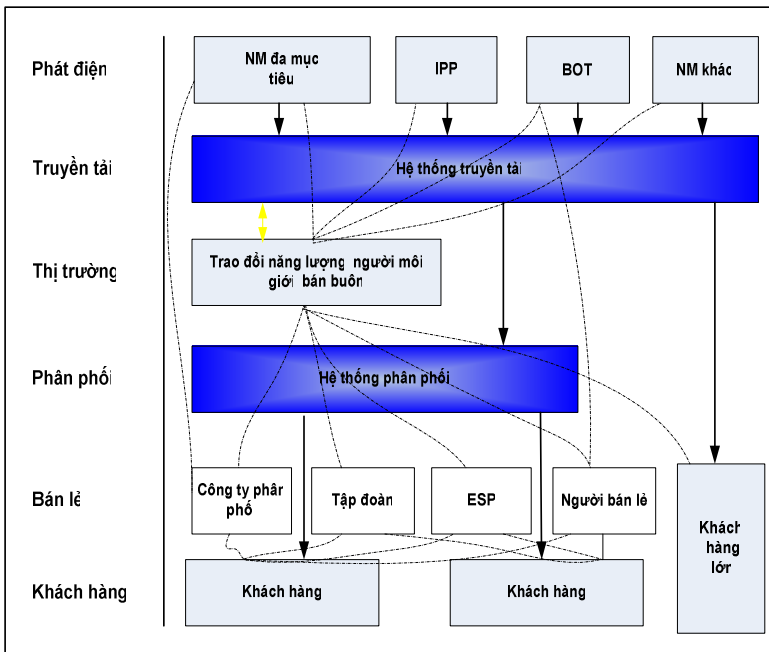
Chương 1

TỔNG QUAN VỀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH

1.1. Quá trình phi điều tiết:

1.2. Các thành phần tham gia trong thị trường điện:

Sự thay đổi nhanh chóng của quá trình phi điều tiết xoá bỏ cơ chế độc quyền ngành dọc dẫn đến có sự thay đổi trong việc tổ chức hoạt động của các thành phần tham gia trong thị trường điện và phát sinh tạo ra nhiều thành phần mới.

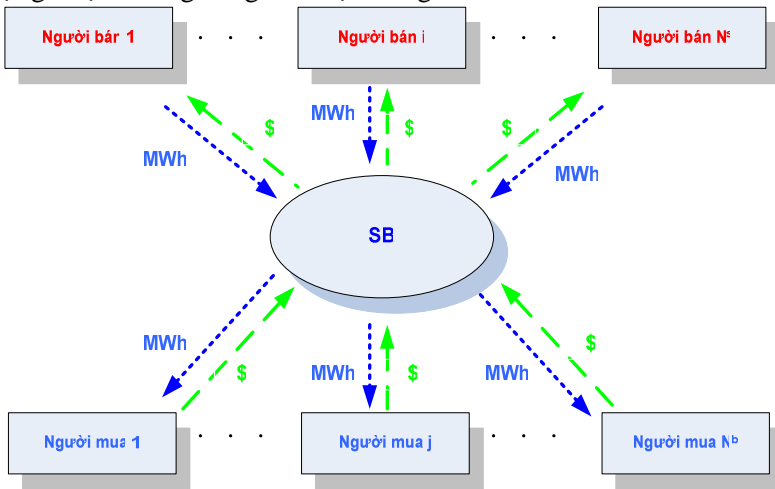


Hình 1.1 Quan hệ giữa các thành phần tham gia trong thị trường điện

1.3. Cấu trúc của thị trường điện:

1.3.1. Mô hình tập trung:

Máy phát chào thầu một lượng công suất nhất định với giá tương đương và tập hợp những giá chào và công suất, chúng ta xây dựng được đường cung của thị trường.



Hình 1.2 Mô hình thị trường điện tập trung

1.3.2. Mô hình song phương:

Trong mô hình phi tập trung hoặc song phương thì toàn bộ điện năng được bán thông qua các hợp đồng song phương. Loại thị trường này mang lại cho các công ty phát điện một mức cao về sự tự do nhưng nó lại tạo ra các vấn đề về sự kết hợp giữa các người chơi trong thị trường.



Hình 1.3 Mô hình song phương

Các hình thức kinh doanh đối với mô hình này như sau:

- Hợp đồng dài hạn.
- Thị trường giao dịch ngoại hối.
- Giao dịch điện tử.

1.3.3 Mô hình hỗn hợp:

1.4 Chào giá:

Chào giá được công nhận là cơ chế hiệu quả nhất trong việc định giá điện năng và để quyết định giao dịch giữa các người chơi. Có hai loại chào giá được thực hiện, đó là: chào giá phân biệt và chào giá thống nhất.

Chào giá thống nhất, tất cả người chơi tham gia đấu giá được thấy cùng một giá chào. Còn chào giá phân biệt, các giá ký kết hợp đồng được quyết định theo giá chào.

1.5 Thị trường điện cạnh tranh Việt Nam:

1.5.1 Mục tiêu của thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam:

- Tạo môi trường cạnh tranh rõ ràng trong khâu phát điện.
- Giảm chi phí sản xuất trên cơ sở phải cạnh tranh giá bán điện.
- Nâng cao trách nhiệm của bên sản xuất điện.
- Thị trường phải tạo được môi trường hấp dẫn và khuyến khích các nhà đầu tư.
- Thị trường điện cần đảm bảo cung và cầu điện năng cho nền kinh tế quốc dân.

1.5.2 Các giai đoạn phát triển:

- Cấp độ 1: Từ năm 2005-2014 là thị trường phát điện cạnh tranh.
- Cấp độ 2: Từ năm 2015-2022 là thị trường bán buôn cạnh tranh.
- Cấp độ 3: Từ sau năm 2022 là thị trường cạnh tranh hoàn toàn

Mỗi cấp độ lại được thực hiện theo 2 bước: Thí điểm và hoàn chỉnh.

1.5.3 Những nét cơ bản của VietPool:

1.6. Kết luận:

Chương 2

ẢNH HƯỞNG CỦA LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

2.1. Giới thiệu chung về tắc nghẽn và quản lý tắc nghẽn:

Tắc nghẽn là tình huống khi nhu cầu dung lượng truyền tải vượt quá giới hạn cho phép của đường dây, dẫn đến vi phạm các giới hạn về nhiệt, ổn định điện áp, điều kiện (N-1)...

Các nguyên nhân dẫn đến tắc nghẽn là:

- Phương pháp tổ chức thị trường.
- Giá thành điện năng khác nhau.
- Nhiên liệu sản xuất điện năng.

Các phương pháp quản lý tắc nghẽn như sau:

Bảng 2.1 Phân loại phương pháp quản lý tắc nghẽn

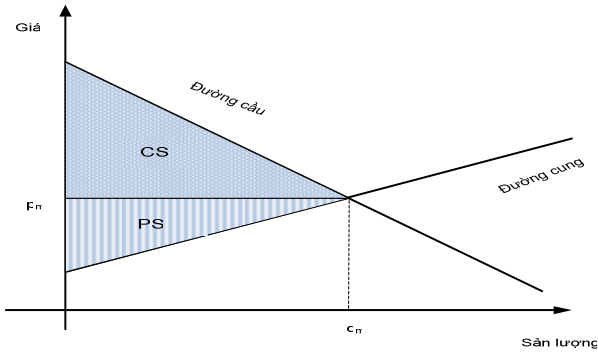
Phương pháp phân bổ dung lượng truyền tải	Phương pháp rút giảm dung lượng truyền tải
Định giá biên điểm nút	Điều phối lại công suất phát
Định giá vùng: - Phân chia thị trường - Kết hợp thị trường	Mua lại hoặc trao đổi công suất ngược
Định giá thống nhất	
Chào giá minh bạch	

2.2. Phúc lợi xã hội trong thị trường điện:

2.2.1. Phúc lợi xã hội trong thị trường cạnh tranh hoàn hảo:

Khi thị trường hình thành các đường cung và cầu, thì người vận

hành thị trường bắt đầu tính điểm cân bằng thị trường. Từ đó, tính toán được phúc lợi tổng của xã hội.

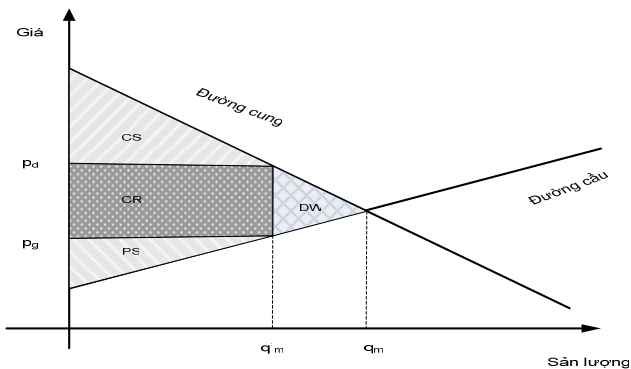


Hình 2.2 Quan hệ cung, cầu và phúc lợi xã hội

Thặng dư sản xuất (PS) và thặng dư tiêu dùng (CS) tạo ra được phúc lợi xã hội tổng trong mô hình thị trường cạnh tranh hoàn hảo.

2.2.2. Phúc lợi xã hội và tác nghẽn truyền tải:

Khi phúc lợi xã hội trong thị trường cạnh tranh hoàn hảo là tối đa thì bất kỳ sự tác động nào đến thị trường cũng là nguyên nhân gây giảm phúc lợi xã hội.



Hình 2.3 Quan hệ cung, cầu và phúc lợi xã hội khi có tác nghẽn

Khi có tắc nghẽn thì nhà vận hành thị trường thu được một khoảng lợi nhuận tắc nghẽn (CR). Lượng mất không (DW) đại diện cho lượng năng lượng ít hơn được giao dịch dẫn đến sự giảm tổng phúc lợi xã hội.

2.3. Phương pháp phân bổ dung lượng truyền tải:

2.3.1. Định giá biên điểm nút:

Phương pháp này chủ yếu dựa vào công cụ tính toán tập trung tức là điều độ công suất phát của các máy phát cũng như các tải tham gia trong thị trường bằng việc tính toán giá thành điện năng tại mỗi nút trong hệ thống mà giá này chúng ta thường gọi là giá điểm nút hay là giá giao ngay. Chúng ta có được bài toán như sau:

Ta có:

$$(P_{G1}, \dots, P_{GnbGen}, P_{L1}, \dots, P_{LnbLoad}) \in R^{nbGen+nbLoad} \quad (2.3)$$

Để tối đa hoá:

$$\sum_{Lj} \frac{1}{2} m_{Lj} P_{Lj}^2 + n_{Lj} P_{Lj} - \sum_{Gi} \frac{1}{2} s_{Gi}^{bid} P_{Gi}^2 + ic_{Gi}^{bid} P_{Gi} \quad (2.4)$$

Cùng với các ràng buộc:

$$\sum P_{Gi} - \sum P_{Lj} = 0 \quad (2.5)$$

$$P_{Gi}^{\min} - P_{Gi} \leq 0 \quad (2.6)$$

$$P_{Gi} - P_{Gi}^{\max} \leq 0 \quad (2.7)$$

$$P_{Lj}^{\min} - P_{Lj} \leq 0 \quad (2.8)$$

$$P_{Lj} - P_{Lj}^{\max} \leq 0 \quad (2.9)$$

$$\sum P(k, l)(P_{Gi}^k - P_{Lj}^k) - P_{flow}^{\max}(l) \leq 0 \quad (2.10)$$

Đối với tất cả các máy phát từ $G_1 \dots G_{nbGen}$ và tất cả các tải từ $L_1 \dots L_{nbLoad}$, công suất bơm vào P_{Gi} và công suất lấy ra P_{Lj} được quyết định bởi tối đa phúc lợi xã hội theo hàm mục tiêu được cho bởi

phương trình (2.4). Độ dốc và sự giao nhau của hàm lợi ích biên của các tải được thay thế bằng m_{Lj} và n_{Lj} . Một sự mô tả chi tiết của các thông số s_{Gi}^{bid} và ic_{Gi}^{bid} , được tạo từ hàm giá tuyến tính của các máy phát.

2.3.2. Phân chia thị trường:

2.3.3 Kết hợp thị trường:

2.3.4 Chào giá minh bạch:

2.4. Ảnh hưởng của lưới truyền tải đến thị trường điện:

Để hiểu rõ thêm sự ảnh hưởng của lưới truyền tải đến thị trường điện, chúng ta xem bài toán đơn giản sau:

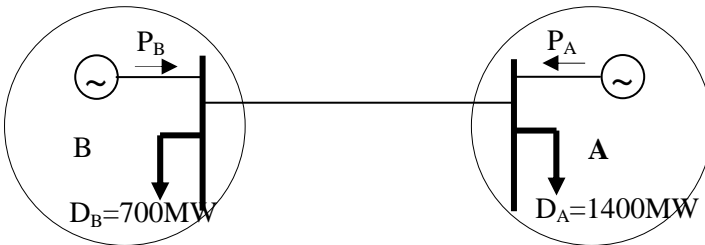
Giả thiết rằng hàm chi phí máy phát ở mỗi nút như sau:

Ở nút A hàm này được cho bởi.

$$\lambda_A = MC_A = 14 + 0,02P_{GA} \text{ [$/MWh]} \quad (2.15)$$

Trong khi ở nút B, nó được cho bởi

$$\lambda_B = MC_B = 11 + 0,01P_{GB} \text{ [$/MWh]} \quad (2.16)$$



Hình 2.6: Mô hình lưới liên kết giữa hai nút

Khi thị trường điện hai nút vận hành độc lập, thì giá lần lượt:

$$\lambda_A = MC_A = 14 + 0,02 \times 1400 = 42 \text{ [$/MWh]} \quad (2.17)$$

$$\lambda_B = MC_B = 11 + 0,01 \times 700 = 18 \text{ [$/MWh]} \quad (2.18)$$

2.4.1. Truyền tải không ràng buộc:

Đường dây liên kết giữa 2 vùng có dung lượng 1600MW, ta có phân bố công suất như sau:

$$P_A = 0 \text{ MW}$$

$$P_B = 2100 \text{ MW}$$

Chúng ta tính được giá của 2 máy phát như sau:

$$\lambda_A = MC_A = 14 \text{ \$/MWh} \quad (2.21)$$

$$\lambda_B = MC_B = 32 \text{ \$/MWh} \quad (2.22)$$

Khi vận hành chung một thị trường thì cần có một giá chung cho cả thị trường và giá này được tính như sau:

$$\lambda = \lambda_B = \lambda_A \quad (2.23)$$

Tổng nhu cầu của hai nút:

$$P_{GB} + P_{GA} = D_B + D_A = 700 + 1400 = 2100 \text{ MW} \quad (2.24)$$

Bài toán điều độ công suất như sau:

$$\{(C_B + C_A) = (11 \cdot P_{GB} + 0,005 \cdot P_{GB}^2 + 14 \cdot P_{GA} + 0,01 \cdot P_{GA}^2)\} \rightarrow \min \quad (2.25)$$

$$\text{thỏa mãn: } P_{GB} + P_{GA} = D_B + D_A = 2100 \text{ MW}$$

Để giải bài toán này ta lập hàm Lagrange:

$$\ell = (C_B + C_A) + \lambda (P_{GB} + P_{GA} - D_B - D_A) \quad (2.26)$$

Ta có:

$$11 + 0,01P_{GB} = 14 + 0,02P_{GA} \quad (2.27)$$

Giải hệ phương trình (2.27) và (2.24), ta có:

$$P_{GA} = 600 \text{ MW} \quad (2.28)$$

$$P_{GB} = 1500 \text{ MW} \quad (2.29)$$

$$\lambda = \lambda_A = \lambda_B = 26 \text{ \$/MWh} \quad (2.30)$$

Công suất chạy trong lưới liên kết là:

$$P_{AB} = P_{GB} - P_{DB} = P_{DA} - P_{GA} = 800 \text{ MW} \quad (2.31)$$

Khi đó tổng chi phí sản xuất của hệ thống là:

$$C_1 = \lambda_A \times P_{GA} + \lambda_B \times P_{GB} = \lambda (P_{GA} + P_{GB}) = 54600 \text{ \$/h} \quad (2.32)$$

2.4.2. Truyền tải có ràng buộc:

Xét trường hợp đường dây có dung lượng truyền tải hạn chế ở mức 500MW thì phải giảm một lượng công suất truyền tải trên

đường dây xuống là:

$$\Delta P = 800 - 500 = 300 \text{ MW}$$

Như vậy lúc này công suất phát của 2 máy phát A và B lần lượt là: $P_{GA} = 900 \text{ MW}$, $P_{GB} = 1200 \text{ MW}$.

Dùng công thức (2.15) và (2.16) chúng ta tìm được:

$$\lambda_A = MC_A = 14 + 0,02 \times 900 = 32 \text{ \$/MWh} \quad (2.33)$$

$$\lambda_B = MC_B = 11 + 0,01 \times 1200 = 23 \text{ \$/MWh} \quad (2.34)$$

Tổng chi phí sản xuất của hệ thống là:

$$C_2 = \lambda_B \times P_{GB} + \lambda_A \times P_{GA} = 56400 \text{ \$/h} \quad (2.35)$$

Phí tổn tắc nghẽn π_{AB} cho đường dây liên kết là:

$$\pi_{AB} = \pi_A - \pi_B \quad (2.36)$$

Từ đây chúng ta có:

$$\pi_{AB} = \lambda_A - \lambda_B \quad (2.37)$$

Như vậy, phí tổn tắc nghẽn cho đường dây liên kết AB là:

$$\pi_{AB} = 32 - 23 = 9 \text{ \$/MWh}$$

và chi phí tắc nghẽn:

$$C_{AB} = 9 \times 500 = 4500 \text{ \$/h} \quad (2.38)$$

2.4.3 Kết hợp tổn thất và tắc nghẽn trong hệ thống:

Để đơn giản, trước hết chúng ta giả thiết rằng đường dây liên kết không bị tắc nghẽn và hệ số: $K = 0,00005 \text{ MW}^{-1}$.

Giá điểm nút tại A là:

$$\lambda_A = MC_A = 14 + 0,02 P_{GA} = 32,00 \text{ \$/MWh} \quad (2.40)$$

Các tổ máy tại B sản xuất là:

$$P_{GB} = D_B + P_{AB} + K \cdot P_{BS}^2 = 700 + 500 + 2,5 = 1212,5 \text{ MW} \quad (2.41)$$

Chi phí biên và giá điểm nút tại B là:

$$\lambda_B = MC_B = 11 + 0,01 P_{GB} = 23,125 \text{ \$/MWh} \quad (2.42)$$

2.5. Tổng hợp một số loại thị trường điện và phương pháp quản lý tắc nghẽn:

2.5.1 Mô hình thị trường điện ở một số quốc gia trên thế giới:

2.5.2 Một số phương pháp quản lý tải nghẽn:

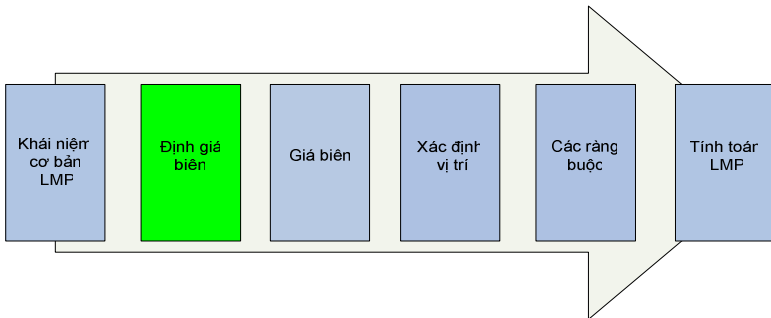
Chương 3

MÔ HÌNH TÍNH TOÁN GIÁ BIÊN ĐIỂM NÚT

3.1. Giới thiệu chung về giá biên điểm nút (LMP):

Giá biên điểm nút (LMP) là chi phí biên của máy phát tăng thêm khi cung cấp thêm 1MW năng lượng ở nút nào đó.

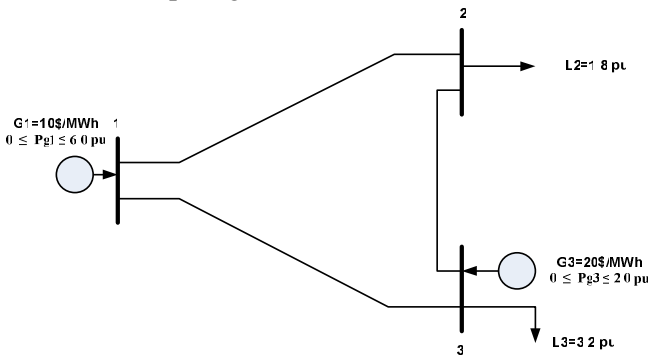
Ta có sơ đồ tổng quan trong việc tính toán LMP như sau:



Hình 3.1 Quá trình tính toán LMP

3.2. Mô phỏng tính toán LMP:

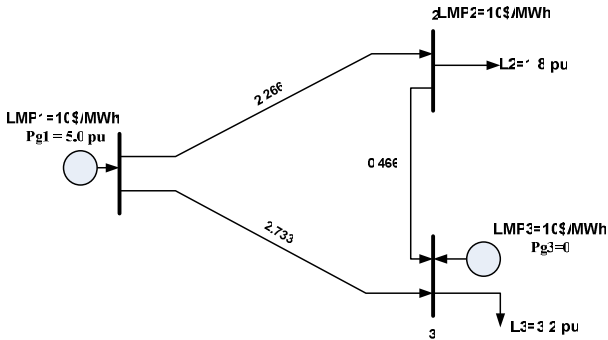
Ta có sơ đồ mô phỏng sau:



Hình 3.4 Sơ đồ 3 nút tính toán LMP

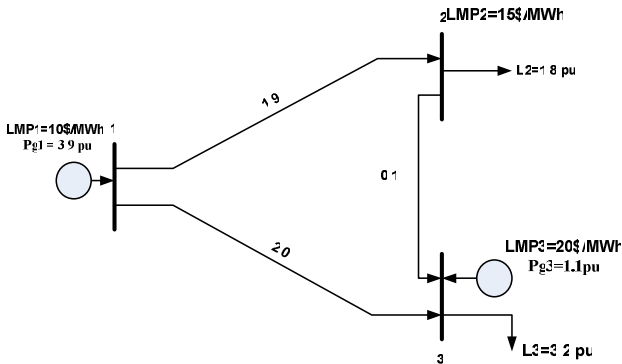
Bảng 3.1 Thông số của hệ thống trong hình 3.4

Đường dây	Từ	Tới	Điện kháng	Giới hạn (pu)
1	1	2	0,25	2,0
2	1	3	0,25	2,0
3	2	3	0,25	2,0



Hình 3.5 Phân bố công suất khi không có giới hạn đường dây.

Khi quan tâm đến sự ràng buộc công suất chạy trên các đường dây thì ta có phân bố công suất và LMP tại các nút như sau:



Hình 3.6 Phân bố công suất khi có giới hạn đường dây.

3.3. Phân tích các thành phần LMP:

LMP = Giá năng lượng hệ thống + Chi phí tắc nghẽn truyền tải
+ Chi phí tổn thất biên.

Áp dụng tính toán cho sơ đồ hình 3.4 như sau:

Trường hợp Bus 1 là bus tham khảo:

LMP tại Bus 1:

LMP_1^{ref} : 10\$/MWh

$LMP_1^{\text{loss}} = (DF_{1,1}-1)LMP_1^{\text{ref}} = (1-1)*10 = 0\$/\text{MWh}$.

$LMP_1^{\text{cong}} = -GSF_{11}\beta_1 = 0*2,5 = 0\ \$/\text{MWh}$.

$LMP_1 = LMP_1^{\text{ref}} + LMP_1^{\text{loss}} + LMP_1^{\text{cong}} = 10\ \$/\text{MWh}$.

LMP tại Bus 2:

LMP_2^{ref} : 10\$/MWh

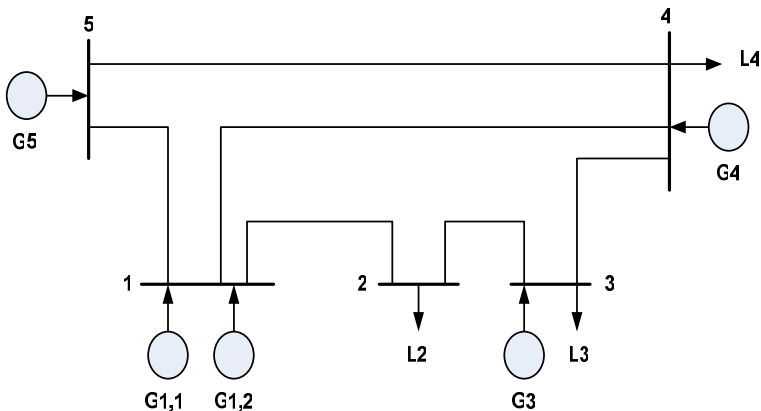
$LMP_2^{\text{loss}} = (DF_{2,1}-1)*LMP_1^{\text{ref}} = (1,25-1)*10 = 2,5\ \$/\text{MWh}$.

$LMP_2^{\text{cong}} = -GSF_{21}\beta_1 = -(-1)*2,5 = 2,5\ \$/\text{MWh}$.

$LMP_2 = LMP_1^{\text{ref}} + LMP_2^{\text{loss}} + LMP_2^{\text{cong}} = 15\ \$/\text{MWh}$.

3.4. Ứng dụng LMP trong việc xác định biên khu vực:

Áp dụng ở sơ đồ 5 nút sau:



Hình 3.7 Sơ đồ 5 bus

Thông số của máy phát như bảng 3.3.

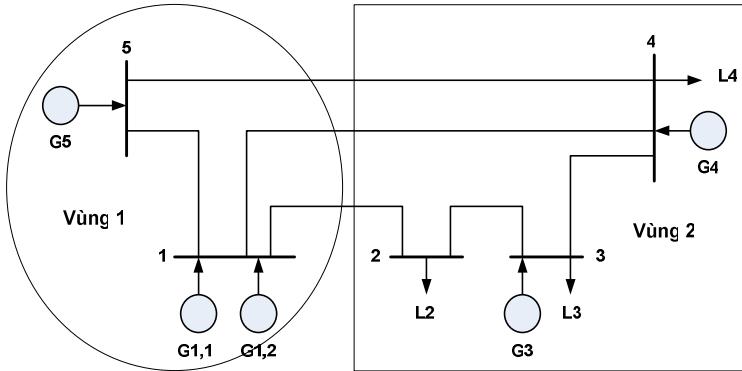
Bảng 3.3 Thông số máy phát của hệ thống 5 bus

Bus	Máy phát	Kế hoạch phát (MW)	Công suất điều chỉnh (MW)		Giá (\$/MWh)
1	G1,1	110	0	110	14
1	G1,2	100	0	100	15
2	G2	---	---		---
3	G3	90	0	520	50
4	G4	0	0	200	30
5	G5	600	0	600	10

Bảng 3.5 LMP của hệ thống trong 2 trường hợp

Bus	LMP (\$/MWh)	
	TH1	TH2
1	30,00	15,00
2	30,00	30,00
3	30,00	30,00
4	30,00	30,00
5	30,00	17,51

Từ các LMP tính được ta thấy hệ thống được chia thành 2 khu vực như sau:



Hình 3.10 Biên giới hạn truyền tải của hệ thống 5 bus

3.5. Kết luận

Điều độ kinh tế đáp ứng tất cả nhu cầu phụ tải trong thị trường điện cạnh tranh sẽ dẫn đến quá tải đường dây gây tắc nghẽn làm ảnh hưởng đến vận hành an toàn của hệ thống. Sự tắc nghẽn sẽ phân chia thành các thị trường riêng biệt và tạo ra giá điểm nút khác nhau.

Chương 4

ỨNG DỤNG MÔ PHỎNG BÀI TOÁN QUẢN LÝ TẮC NGHẼN

4.1. Giới thiệu các phần mềm quản lý tắc nghẽn:

4.1.1 PROMOD IV:

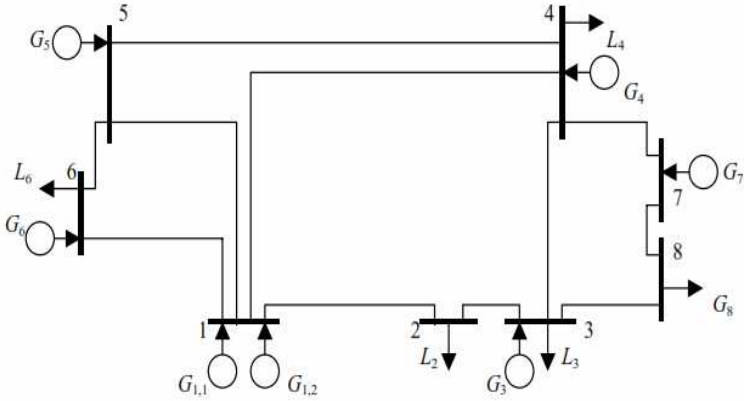
4.1.2 POWERWORLD SIMULATOR (PWS):

4.1.3 UPLAN-NPM:

4.1.4 PJM eFTR Tool and LMPSim:

4.2 Bài toán quản lý tắc nghẽn khu vực:

Ta có sơ đồ hệ thống điện như hình 4.2 sau:



Hình 4.2 Sơ đồ hệ thống 8 bus

Sau khi thực hiện các bước tính toán, ta có các kết quả sau:

Bảng 4.10 Tài khoản tắc nghẽn truyền tải dựa vào hợp đồng liên khu vực

(MWh)	Từ	Tới	ALMP ₁	ALMP ₂	Tài khoản tắc nghẽn (\$)
			(\$/MWh)		
90	1	2	19,90	30,00	909
320	1	2	19,90	30,00	3232
280	1	2	19,90	30,00	2828
250	1	2	19,90	30,00	2525
550	2	1	30,0 0	19,90	-5555
			Σ		3939

Bảng 4.11 Chi phí tác nghẽn truyền tải

Thành phần tham gia thị trường	Máy phát cung cấp	ALMP ₁ ALMP ₂ (\$/MWh)	Chi phí tác nghẽn (\$)
L2	G5: 300,0	30,0 19,90	3030
L3	G3: 20,0	30,0 30,0	0,0
	G5: 280,0	30,0 19,90	2828
L4	G1,1: 90,0	30,0 19,90	909
	G3:80,0	30,0 19,90	808
	G4: 106,5	30,0 30,0	0,0
L6	G7: 200,0	19,90 30,0	-2020
L8	G6: 105,7	30,0 19,90	1067,57
		Σ	6622,57

4.3 Ứng dụng tính toán LMP cho hệ thống điện 500kV Việt Nam:

4.3.1 Tổng quan về hệ thống điện Việt Nam:

4.3.2 Tính toán phân bố công suất và LMP trên lưới 500kV Việt Nam:

Bảng 4.15: Thông số đường dây của hệ thống 500kV

Từ	Tới	Mạch	R	X	B	Giới hạn
Hoà Bình	Nho Quan	1	0,001	0,0101	0,9401	2000
Nho Quan	Hà Tĩnh	1	0,0031	0,0321	3,0521	2000

Nho Quan	Hà Tĩnh	2	0,0028	0,0289	2,7319	2000
Hà Tĩnh	Đà Nẵng	1	0,0041	0,0427	4,1325	2000
Hà Tĩnh	Đà Nẵng	2	0,0041	0,0427	4,1325	2000
Đà Nẵng	Pleiku	1	0,0028	0,0288	2,7212	2000
Đà Nẵng	Dung Quất	1	0,0011	0,0048	1,0438	2000
Pleiku	Dung Quất	1	0,0050	0,0533	5,3056	2000
Pleiku	Phú Lâm	1	0,0055	0,0227	5,177	2000
Pleiku	Di Linh	1	0,0035	0,0121	3,34	2000
Phú Lâm	Ô Môn	1	0,0018	0,0182	1,6900	2000
Phú Lâm	Nhà Bè	1	0,0001	0,0018	0,167	2000
Phú Lâm	Tân Định	1	0,0005	0,0055	0,5511	2000
Nhà Bè	Ô Môn	1	0,0017	0,0172	1,5969	2000
Nhà Bè	Phú Mỹ	1	0,0005	0,0055	0,5114	2000
Nhà Bè	Phú Mỹ	2	0,0005	0,0055	0,5114	2000
S. Máy	Phú Mỹ	1	0,0007	0,0070	0,6575	2000
Tân Định	Song Mỹ	1	0,0004	0,0044	0,4070	2000
Di Linh	Tân Định	1	0,0016	0,0165	1,5343	2000

Sau khi thực hiện tính toán ta có:

Bảng 4.17: Điện áp, công suất phụ tải và phát ở các nút

Nút	Điện áp (pu)	Điện áp (kV)	Phụ tải		Công suất phát		Giá điện (\$/MWh)
			MW	Mvar	MW	Mvar	
Hoà Bình	1	500	-	-	1500	178	44,17
Nho Quan	0,9643	482,156	300	200	-	-	45,67
Hà Tĩnh	0,9623	481,155	434	236	-	-	47,67
Đà Nẵng	0,9678	483,921	334	291	-	-	49,28
Plieku	1,031	515,844	600	400	360	575	49,46
Dung Quất	0,964	482,155	307	254	-	-	49,61
Phú Lâm	1	500	458	272	-	-	48,36
Ô môn	1	500	600	400	1169	226	47,78
Nhà Bè	0,998	499,36	300	200			48,19
Song Mã	0,987	493,791	300	200	-	-	48,52
Phú Mỹ	1	500	-	-	1896	108	47,91
Di Linh	1,010	505,46	400	250	-	-	49,59
Tân Định	0,986	493,402	800	500	-	-	48,78
Tổng			4833	3202	4925	1078	

Khi đường dây Phú Lâm-Nhà Bè bị sự cố, ta thấy hệ thống bị tắc nghẽn, tính toán ta có:

Bảng 4.18 Giá trị LMP tại các nút khi sự cố ĐZ Phú Lâm – Nhà Bè

Nút	Tên	LMP (\$/MWh)	Giá (\$/MWh)	Tắc nghẽn (\$/MWh)	Tồn thất (\$/MWh)
1	Hoà Bình	41,88	46,28	0	-4,4
2	Nho Quan	43,52	46,28	0	-2,77
3	Hà Tĩnh	45,96	46,28	0	-0,32
4	Đà Nẵng	48,16	46,28	0	1,88
5	Plieku	48,53	46,28	0	2,25
6	Dung	48,57	46,28	0	2,29
7	Phú Lâm	47,77	46,28	0	1,49
8	Ô môn	46,53	46,28	0	0,25
9	Nhà Bè	46,38	46,28	0	0,1
10	Sông Mây	47,31	46,28	0	1,03
11	Phú Mỹ	46,28	46,28	0	0
12	Di Linh	48,65	46,28	0	2,37
13	Tân Định	47,85	46,28	0	1,57

Khi xét đến giới hạn công suất của đường dây, thực hiện quản lý tắc nghẽn, ta có phân bố công suất và LMP tại các nút như sau:

Bảng 4.18 Giá trị LMP tại các nút khi sự cố ĐZ Phú Lâm – Nhà Bè

Nút	Tên	LMP (\$/MW)	Giá (\$/MWh)	Tắc nghẽn (\$/MWh)	Tồn thất (\$/MWh)
1	Hoà Bình	42,4	45,87	1,37	-4,84

2	Nho Quan	44,12	45,87	1,42	-3,17
3	Hà Tĩnh	46,77	45,87	1,51	-0,61
4	Đà Nẵng	49,21	45,87	1,58	1,76
5	Plieku	49,65	45,87	1,6	2,18
6	Dung Quất	49,65	45,87	1,6	2,19
7	Phú Lâm	48,82	45,87	1,49	1,46
8	Ô môn	46,87	45,87	0,76	0,24
9	Nhà Bè	46,07	45,87	0,1	0,1
10	Sông Mỹ	48,73	45,87	1,84	1,02
11	Phú Mỹ	45,87	45,87	0	0
12	Di Linh	49,85	45,87	1,65	2,33
13	Tân Định	49,1	45,87	1,68	1,55

4.5. Kết luận:

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Vấn đề nghiên cứu, sử dụng các mô hình thị trường điện cạnh tranh ở các thời điểm khác nhau khi xây dựng và vận hành thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam là một bài toán tương đối khó khăn mà hiện nay EVN đang thực hiện. Với từng thời điểm cụ thể, tùy thuộc vào tình hình thực tế mà có các chiến lược phát triển khác nhau nhằm tạo được một thị trường điện hoàn toàn cạnh tranh sau 2022. Đề tài này cũng đã tìm hiểu và phân tích các mô hình thị trường đó.

2. Qua phân tích sự giải quyết tắc nghẽn trong thị trường điện tập trung, cho thấy hiệu quả của việc quản lý tắc nghẽn truyền tải trong quá trình cải tổ ngành điện và phát triển thị trường điện Việt Nam như: duy trì điều kiện vận hành an toàn ổn định hệ thống; phân bổ công suất tối ưu trong hệ thống hiện hữu với những điều kiện ràng buộc về vận hành và truyền tải ; xác định chi phí tắc nghẽn và cơ chế hình thành giá điện, cho nên nghiên cứu phương pháp quản lý tắc nghẽn truyền tải là nhiệm vụ quan trọng và phức tạp. Đề tài ‘Nghiên cứu ảnh hưởng của lưới truyền tải đến thị trường điện cạnh tranh.’ đã nghiên cứu và giải quyết vấn đề như vậy.

3. Từ các phương pháp quản lý tắc nghẽn và số liệu tính toán tham khảo từ hệ thống điện 500kV Việt Nam, chúng ta có thể xem xét ứng dụng mở rộng đối với hệ thống truyền tải đầy đủ bằng phần mềm PowerWorld Simulator bản quyền. Ứng dụng quản lý tắc nghẽn để giải quyết bài toán tính toán chi phí biên, chi phí tắc nghẽn và lập biểu đồ thị trường của nhà vận hành thị trường của hệ thống điện Việt Nam.

4. Về vấn đề thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh trong giai đoạn tới (từ 01.7.2011), vẫn còn một số ý kiến băn khoăn về tính khả thi và minh bạch của thị trường. Sở dĩ như vậy bởi như chúng ta đều biết, hiện nay EVN đang chiếm hơn 60% về công suất nguồn, sở hữu hệ thống truyền tải và phân phối cùng với đơn vị quản lý A0, công ty mua bán điện duy nhất. Điều này làm cho các bên tham gia trong thị trường khó tìm thấy sự minh bạch và cạnh tranh. Cùng với đó, để có một thị trường phát điện cạnh tranh hoàn chỉnh thì ít nhất cũng phải

có từ 20-30% công suất dự trữ mà điều này hiện nay chúng ta đang thiếu nguồn nên phải huy động mọi nguồn có thể. Vì thế muốn có một thị trường rõ ràng, minh bạch và mang tính cạnh tranh cao điều quan trọng phải có môi trường điều tiết ổn định, cơ sở hạ tầng hoàn thiện, có cơ sở điều tiết độc lập và phi lợi nhuận để cân bằng lợi ích giữa nhà sản xuất và người tiêu dùng. Hiện nay cơ chế ngành dọc không mang lại hiệu quả trong môi trường cạnh tranh và không thúc đẩy tạo điều kiện mạnh mẽ cho các nhà đầu tư vào hệ thống nguồn. Chính vì lý do này nên Bộ công thương đã xây dựng và hoàn chỉnh đề án tái cơ cấu ngành điện và thành lập Hội đồng điều tiết điện lực quốc gia sẽ trình Thủ tướng vào cuối năm 2011. Đây là cơ sở cho sự phát triển của ngành điện Việt Nam trong tương lai.

Đối với hoạt động điều phối công suất trung tâm vận hành hệ thống điện phải điều độ đầy đủ công suất đã được ký hợp đồng giữa những người tham gia thị trường để kinh doanh thị trường điện thì khả năng tắc nghẽn là điều không thể tránh khỏi. Để giải quyết bài toán loại trừ tắc nghẽn, nhà điều hành hệ thống có thể sử dụng nhiều phương pháp như điều độ lại công suất, cắt giảm phụ tải, hoặc dùng các thiết bị FACTS để điều khiển dòng công suất trong hệ thống. Trong điều kiện cơ sở hạ tầng thực tế hiện nay của hệ thống điện Việt Nam phương pháp điều độ lại công suất phát kết hợp với cắt phụ tải để giải quyết tắc nghẽn sẽ giúp nhà vận hành thị trường hoạch định công suất đảm bảo hệ thống vận hành an toàn và ổn định.