

BÁO CÁO TỔNG QUAN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN VIỆT NAM



















Người trình bày: Lương Thế Ngọc

Tháng 6 năm 2011

NỘI DUNG

- 1. Các văn bản pháp lý về thị trường phát điện cạnh tranh**
- 2. Mô hình truyền thống sang mô hình thị trường**
- 3. Lộ trình phát triển thị trường điện: 3 cấp độ**
- 4. Mô hình thị trường phát điện Việt Nam**
 - 1. Nguyên tắc hoạt động***
 - 2. Thanh toán thị trường***
 - 3. Hoạt động của thị trường giao ngay***
 - 1. Giá công suất tác dụng**
 - 2. Giá điện năng tác dụng**
 - 4. Hợp đồng mua bán điện***

1. CÁC VĂN BẢN PHÁP LÝ VỀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH

	Giao dịch thương mại	Vận hành kỹ thuật	Giá điện
Luật	←	 Luật điện lực 28/2004/QH11	→
Quyết định của Thủ tướng CP	 Lộ trình hình thành và phát triển TTĐ 26/2006/QĐ-TTg	 Nghị định xử phạt vi phạm pháp luật trong lĩnh vực điện lực 68/2010./ND-CP	 Cơ chế tự động điều chỉnh giá điện theo thị trường 24/2011/QĐ-TTg
Thông tư/ Quyết định do Bộ Công Thương ban hành	 Thiết kế Thị trường ĐCT Việt Nam - VCGM 6713/QĐ BCT	 TT QĐ đo đếm điện năng trong VCGM 27/2009/TT-BCT	 Biểu giá điện bán buôn <i>Đang soạn thảo</i>
	 TT Quy định Vận hành TT ĐĐ CT VN 18/2010/TT-BCT	 TT Quy định Hệ thống điện Truyền tải 12/2010/TT-BCT	 TT Quy định về giá truyền tải điện 14/2010/TT-BCT
	 TT Giải quyết tranh chấp và xử lý vi phạm trên TTĐL 40/2010/TT-BCT	 TT Quy định Hệ thống điện phân phối 32/2010/TT-BCT	 TT Quy định về phí vận hành HTĐ và TTĐ 13/2010/TT-BCT
	 TT QĐ về khung giá phát điện và HĐ MBĐ mẫu 41/2010/TT-BCT	 Thiết kế HTCS CNTT cho VCGM 6941/QĐ-BCT	 TT Quy định về Giá phân phối và giá bán lẻ <i>Đang soạn thảo</i>
			 TT quy định về phí điều tiết hoạt động điện lực <i>Đang soạn thảo</i>
Quy trình do Cục ĐTĐL ban hành	← 	Các Quy trình vận hành chi tiết	→

Quyết định 26/2006/QĐ-TTr: Phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường tại Việt Nam

- **Mục đích:**

- *Từng bước phát triển thị trường điện lực cạnh tranh*
- *Thu hút vốn đầu tư từ mọi thành phần kinh tế trong và ngoài nước tham gia hoạt động điện lực*
- *Tăng cường hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của ngành điện, giảm áp lực tăng giá điện*
- *Đảm bảo cung cấp điện ổn định, tin cậy và chất lượng ngày càng cao*
- *Đảm bảo phát triển ngành điện bền vững*

Quyết định 26/2006/QĐ-TTr: Phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường tại Việt Nam

- **Lộ trình:**

- **Cấp độ 1: Thị trường *phát điện* cạnh tranh (2005-2014)**

- Bước 1: thí điểm (2005-2008)
- Bước 2: hoàn chỉnh (2009-2014)

- **Cấp độ 2: Thị trường *bán buôn điện* cạnh tranh (2015-2022)**

- Bước 1: thí điểm (2015-2016)
- Bước 2: hoàn chỉnh (2017-2022)

- **Cấp độ 3: Thị trường *bán lẻ điện* cạnh tranh (từ 2022)**

- Bước 1: thí điểm (2022-2024)
- Bước 2: hoàn chỉnh (từ 2024)



2. Từ mô hình truyền thống “Độc quyền liên kết dọc”



Các hạn chế của mô hình “độc quyền liên kết dọc”:

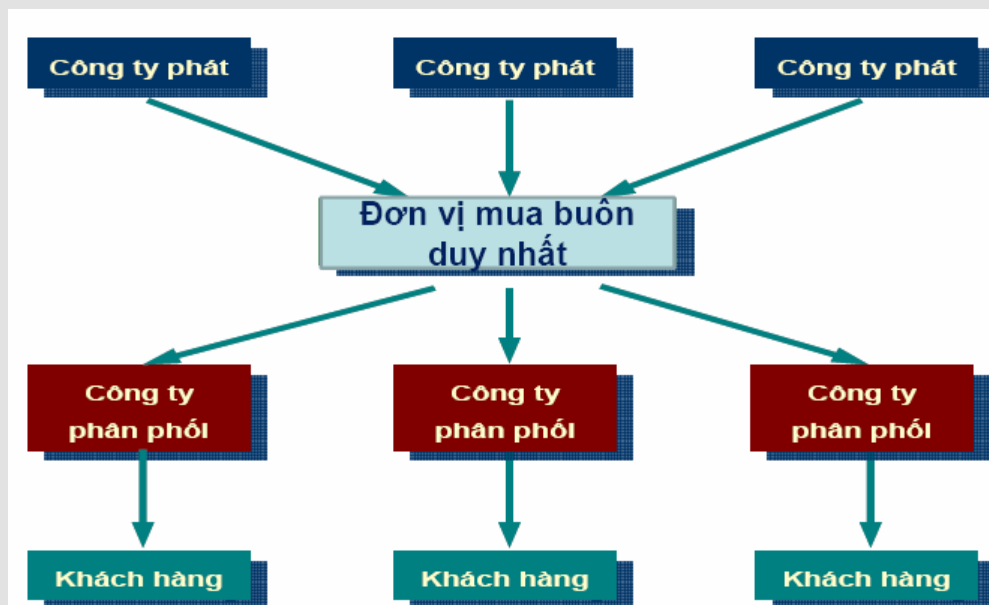
- Không có yếu tố cạnh tranh trong các khâu sản xuất và kinh doanh điện.
- Khó tạo động lực nâng cao hiệu quả sản xuất, kinh doanh
- Khó thu hút được đầu tư từ bên ngoài: áp lực về vốn đầu tư rất lớn đối với nhà nước.

2. Chuyển sang Mô hình thị trường phát điện cạnh tranh

- Chuyển tiếp từ mô hình ngành điện truyền thống sang các cấp độ thị trường có tính cạnh tranh
- Không gây ra những thay đổi đột biến và xáo trộn lớn trong hoạt động của ngành điện. Hình thành được môi trường cạnh tranh trong khâu phát điện, thu hút được đầu tư vào các nguồn điện mới. Mô hình thị trường đơn giản, nhu cầu đầu tư vào cơ sở hạ tầng kỹ thuật cho vận hành thị trường không lớn.

Các hạn chế:

Mức độ cạnh tranh chưa cao, chỉ giới hạn cạnh tranh khâu phát điện; Đơn vị mua duy nhất phải có năng lực tài chính đủ mạnh; Các công ty phân phối chưa được lựa chọn nhà cung cấp điện



3. Cấp độ 1 Thị trường phát điện cạnh tranh

Trên thế giới: Xu hướng về việc hình thành thị trường điện trên thế giới từ những năm 1980. Một số quốc gia đã nghiên cứu và đưa cạnh tranh vào khâu phát điện và phân phối bán lẻ điện.

Mô hình Thị trường điện tập trung (Mandatory Gross Pool):

- Thị trường tập trung chào giá toàn phần (Price-based Pool)
- Thị trường tập trung chào giá theo chi phí biến đổi (Cost-based Pool)

Mô hình Thị trường hợp đồng song phương (Bilateral Contract)

Quyết định 6713/QĐ-BCT (31/12/2009): Phê duyệt thiết kế Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (Vietnam Competitive Generation Market - VCGM)

Mô hình Thị trường điện tập trung (MGP):

- Thị trường tập trung chào giá theo chi phí biến đổi (CBP)

3. Cấp độ 1 Thị trường phát điện cạnh tranh

Quyết định 6713/QĐ-BCT: Phê duyệt thiết kế Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (Vietnam Competitive Generation Market - VCGM)

Mô hình Thị trường điện tập trung (MGP):

- Thị trường tập trung chào giá theo chi phí biến đổi (CBP)

Cơ cấu của VCGM gồm 02 thị trường thành phần:

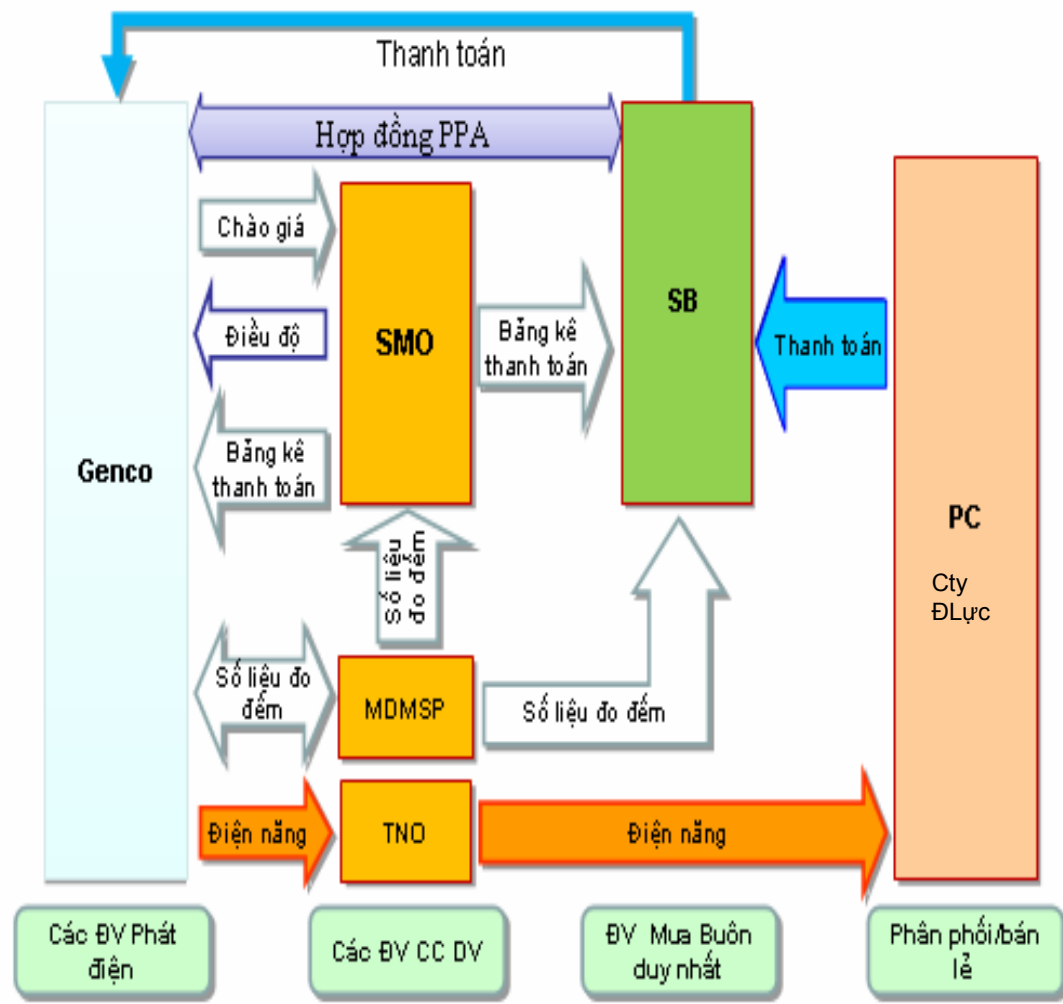
- **Thị trường hợp đồng:** Các đơn vị phát điện ký hợp đồng với Đơn vị mua buôn duy nhất (Công ty mua bán điện EVN)
- **Thị trường điện giao ngay:** Áp dụng mô hình thị trường điều độ tập trung chào giá theo chi phí (Mandatory Cost-based Gross Pool)

4. Thành viên tham gia thị trường

- Các nhà máy điện có công suất đặt từ 30 MW trở lên đấu nối vào lưới điện quốc gia (trừ các nhà máy điện gió, điện địa nhiệt).
- Đơn vị mua buôn duy nhất (SB): *Công ty mua bán điện EVN*
- Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (SMO): *Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia*
- Các đơn vị cung cấp dịch vụ:
 - Đơn vị cung cấp dịch vụ thu thập và quản lý số liệu đo đếm điện năng (MDMSP): *Trung tâm CNTT-Công ty Viễn thông điện lực*
 - Đơn vị cung cấp dịch vụ truyền tải điện (TNO): *Tổng công ty truyền tải điện Quốc gia*

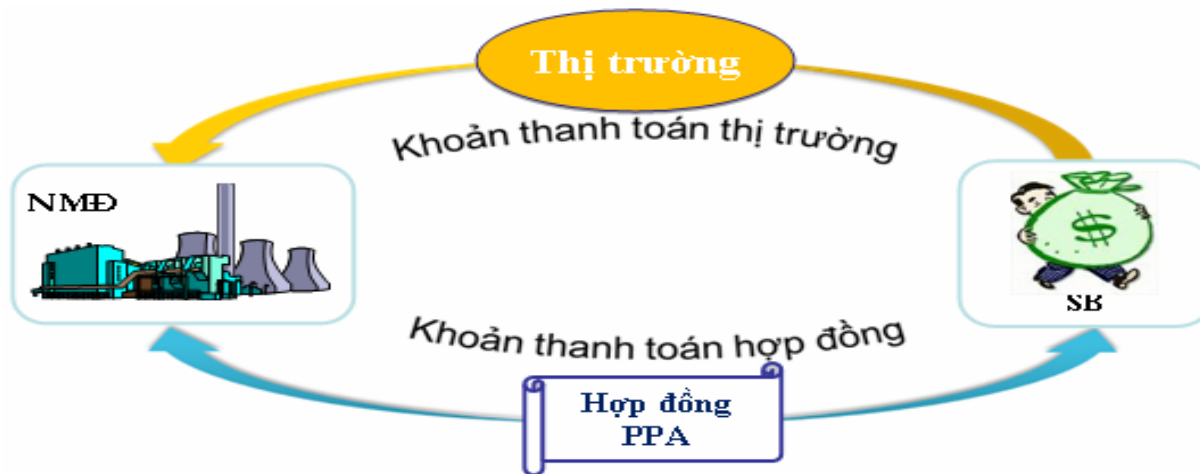
4. NGUYÊN TẮC HOẠT ĐỘNG

- Toàn bộ điện năng phát của Genco được bán cho SB
- Lịch huy động các tổ máy được lập căn cứ trên bản chào giá theo chi phí biến đổi
- Điện năng mua bán được thanh toán theo **giá hợp đồng** và **giá thị trường giao ngay** của từng chu kỳ giao dịch thông qua hợp đồng sai khác.



4.0. Thanh toán thị trường

- Thanh toán điện năng: $SMP(h) \times \text{Sản lượng đo đếm}(h)$
- Thanh toán công suất: $CAN(h) \times \text{Lượng công suất thanh toán}(h)$



- $\{FMP(h) - \text{Giá hợp đồng}\} \times \text{Sản lượng hợp đồng}(h)$

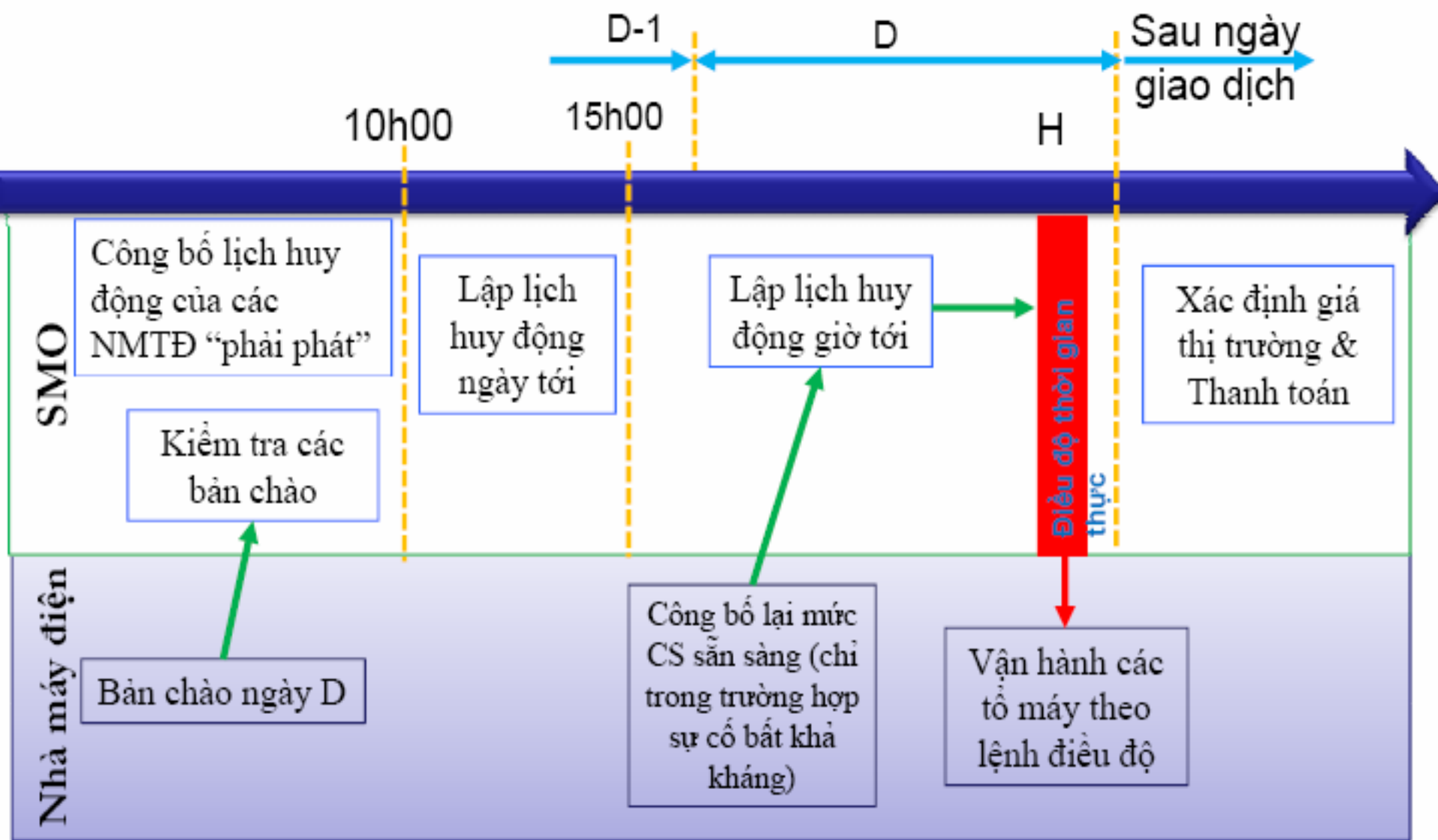
FMP: Dùng làm giá tham chiếu khi tính toán thanh toán hợp đồng MBĐ dạng sai khác (CfD)

Giá thị trường toàn phần:

$$FMP(h) = SMP(h) + CAN(h)$$

CAN(h): được xác định trong Quy trình lập KHVH năm

4.1. Cơ chế vận hành của thị trường giao ngay



4.1. Cơ chế vận hành của thị trường giao ngay

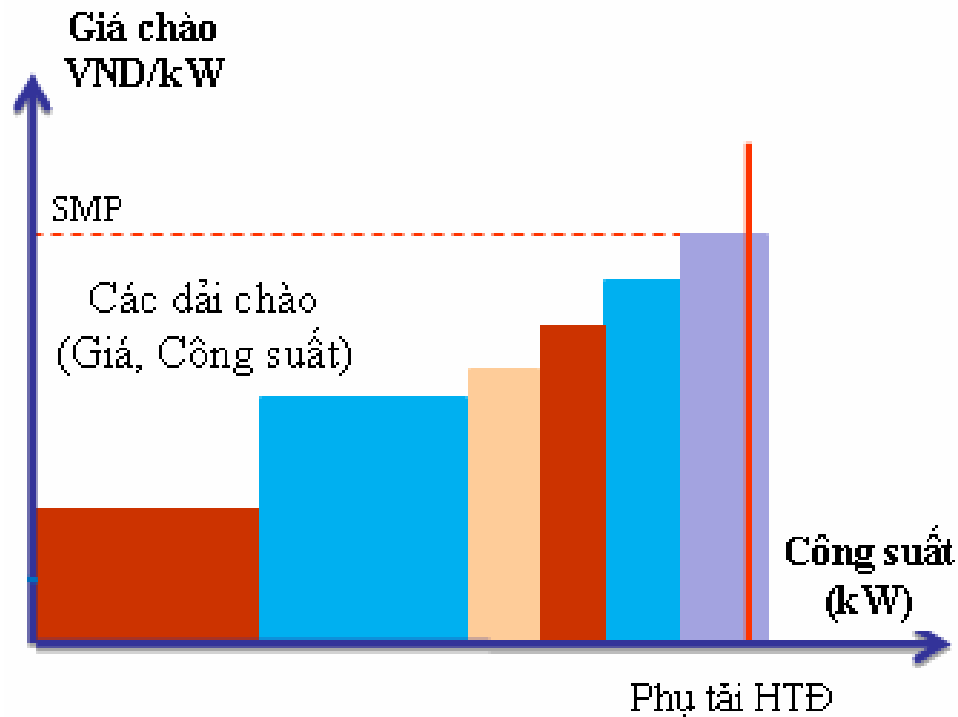
- Chu kỳ giao dịch: 1 giờ
- ĐVPĐ: công bố công suất sẵn sàng và chào giá của từng tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch, chào theo chi phí biến đổi trong giới hạn trần của NMNĐ công nghệ chuẩn
- Lịch huy động các tổ máy của từng chu kỳ được lập dựa trên bản chào của các tổ máy, dự báo phụ tải và khả năng tải của lưới với mục tiêu tối thiểu chi phí mua điện.
- Giá điện năng thị trường giao ngay (SMP – System Marginal Price) được xác định cho từng chu kỳ giao dịch theo nguyên tắc giá biên hệ thống điện, căn cứ trên phụ tải thực tế, các bản chào và công suất sẵn sàng thực tế của các tổ máy trong chu kỳ đó.
- Giá thị trường toàn phần cho từng chu kỳ giao dịch dùng thanh toán HĐ CfD là tổng của SMP và giá công suất của chu kỳ đó.

4.2. Xác định giá điện năng thị trường (SMP):

- Thực hiện sau ngày giao dịch (ex-post)
- Sắp xếp các bản chào ngày D cho đến khi đáp ứng nhu cầu phụ tải (số liệu đo đếm); và không xét đến ràng buộc truyền tải
- Giá điện năng thị trường: bằng giá chào của tổ máy đắt nhất được sắp xếp trong lịch.
- Giá điện năng thị trường không lớn hơn *Giá trần thị trường*

Giá điện năng thị trường là mức giá cho một đơn vị điện năng xác định cho mỗi chu kỳ giao dịch, áp dụng để tính toán khoản thanh toán điện năng cho các đơn vị phát điện trong thị trường

Giá trần thị trường là mức giá điện năng thị trường cao nhất được xác định cho từng năm



4.3. Giá công suất thị trường

- Được lập lịch huy động, được thanh toán giá công suất thị trường (CAN);
- Giá công suất thị trường được xác định hàng năm trên nguyên tắc:

1

Đảm bảo cho Nhà máy điện mới tốt nhất thu hồi đủ chi phí phát điện khi tham gia thị trường điện .

2

Không áp dụng giá công suất thị trường cho các giờ thấp điểm đêm, trong đó giờ thấp điểm đêm là các giờ tính từ 0 giờ đến 4 giờ và từ 22 giờ đến 24 giờ

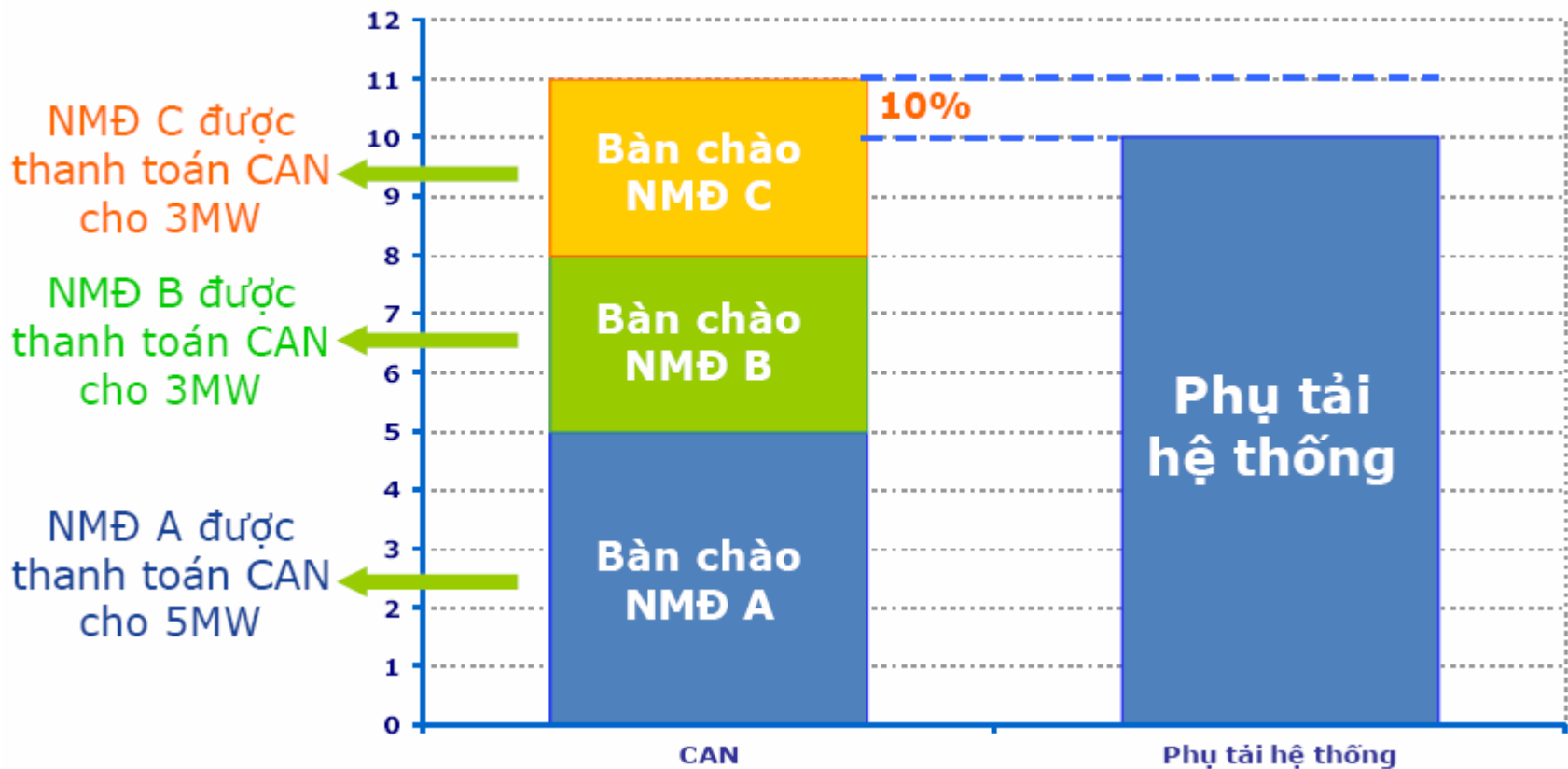
3

Giá công suất thị trường tỷ lệ với phụ tải hệ thống dự báo cho chu kỳ giao dịch.

Giá công suất thị trường là mức giá cho một đơn vị công suất tác dụng xác định cho mỗi chu kỳ giao dịch, áp dụng để tính toán khoản thanh toán công suất cho các đơn vị phát điện trong thị trường

4.3. Giá công suất thị trường (CAN)

- Được lập lịch huy động, được thanh toán công suất thị trường;
- Tính toán phụ tải hiệu chỉnh với 3% khuyến khích và 7% dự phòng



4.3.1. Cách tính CAN

Chi phí phát điện

- Xác định tổ máy BNE
- MSO tính toán **chi phí phát điện** của tổ máy BNE theo **nguyên tắc lựa chọn tổ máy BNE của MSO**

Doanh thu

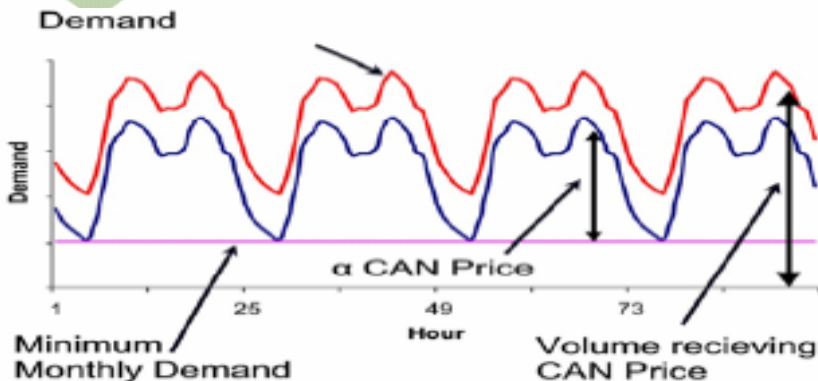
- Tính toán **doanh thu** của BNE từ thị trường theo PT năm do MSO
- Cơ sở xác định: dựa trên dự báo SMP cho từng giờ và lịch huy động dự kiến của BNE

Chênh lệch

- Lấy: **Chi phí phát điện - Doanh thu**
- Từ đó, xác định được **Annual cost shortfall** chính là lượng tiền mà BNE cần thu hồi thông qua phí CAN

CAN

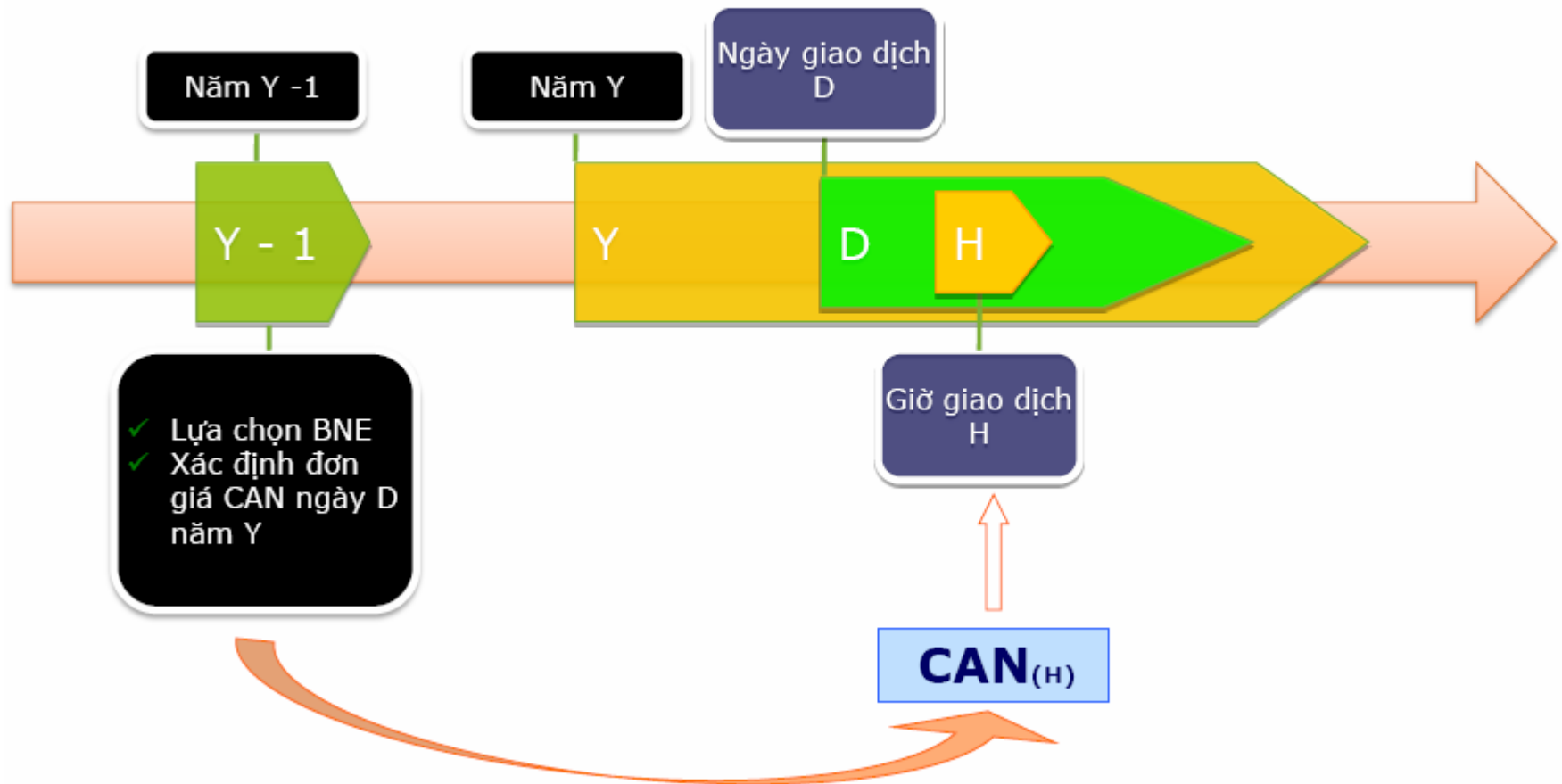
- Phân bổ **Annual cost shortfall** vào từng giờ
- CAN sẽ thể hiện giá trị công suất trong từng giờ vận hành



BNE là NMD mới tốt nhất cho năm N là nhà máy điện có chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 1KWh thấp nhất

4.3.1. Cách tính CAN

- SMO có trách nhiệm lựa chọn BNE và tính toán giá CAN cho toàn bộ chu kỳ giao dịch năm tới



4.4. Cơ chế Hợp đồng mua bán điện

- Đối với các đơn vị phát điện tham gia thị trường:
 - Ký hợp đồng mua bán điện (PPA) dạng sai khác (CfD) theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành với EPTC.
 - Hợp đồng CfD ràng buộc các Công ty phát điện bán sản lượng điện xác định (Q_c) ở một mức giá xác định (P_c).
 - CfD là hợp đồng song phương giữa đơn vị phát điện và đơn vị đại diện cho hộ tiêu thụ điện (EPTC).
 - Để hạn chế lũng đoạn thị trường hiệu quả trong giai đoạn đầu:
 - + 90 – 95 % sản lượng điện phát dự kiến sẽ bán theo sản lượng hợp đồng.
 - + 5-10 % sản lượng điện phát của đơn vị phát điện sẽ bán theo thị trường điện giao ngay.

Doanh thu tiền điện theo hợp đồng:

$$R_{c_i} = (P_c - SMP_i - CAN_i) \times Q_{c_i}$$

Trong đó:

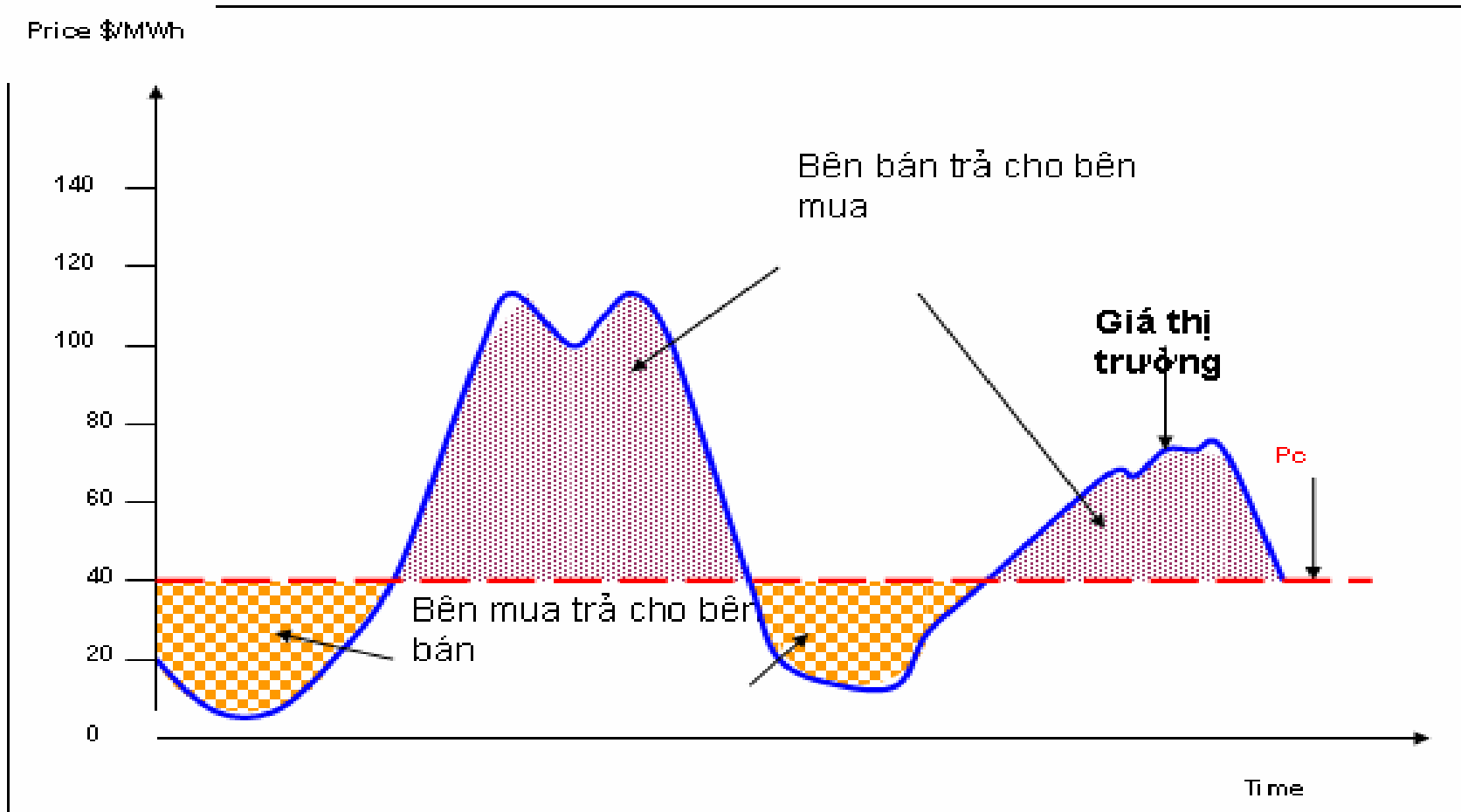
SMP : Giá điện năng thị trường

CAN : Giá công suất thị trường

Q_{c_i} : Sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i

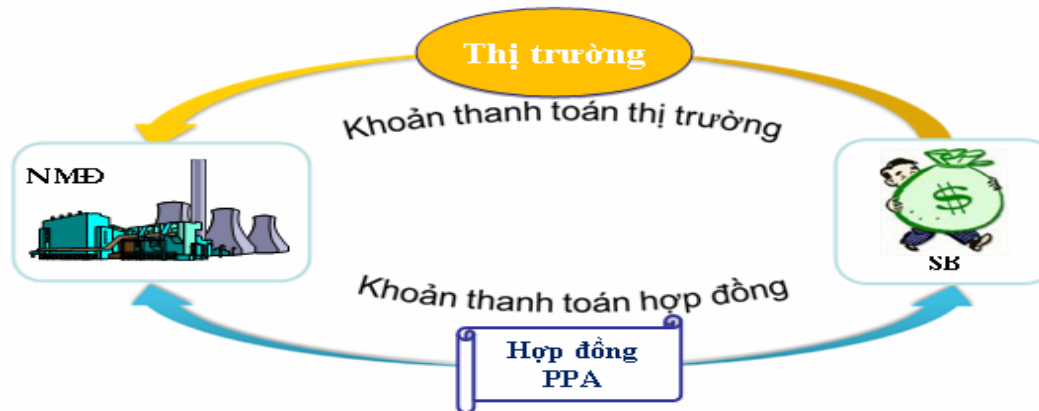
P_c : Giá hợp đồng

4.4. Cơ chế Hợp đồng mua bán điện



Chiến lược chào giá ?

- Thanh toán điện năng: $SMP(h) \times \text{Sản lượng đo đếm}(h)$
- Thanh toán công suất: $CAN(h) \times \text{Lượng công suất thanh toán}(h)$



- $\{FMP(h) - \text{Giá hợp đồng}\} \times \text{Sản lượng hợp đồng}(h)$

Doanh thu tiền điện theo hợp đồng:

$$Rc_i = (Pc - SMP_i - CAN_i) \times Qc_i$$

Trong đó:

SMP : Giá điện năng thị trường

CAN : Giá công suất thị trường

Qc_i : Sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i

Pc : Giá hợp đồng

Chiến lược chào giá để
có lợi nhuận

- Các yếu tố ảnh hưởng đến lợi nhuận...
- Chiến lược chào giá để đáp ứng được Hợp đồng điện, phương thức vận hành...

Liên kết: Chiến lược chào giá trong VCGM

Liên kết: Chuẩn bị tham gia VCGM tại PPC

Liên kết: Hợp đồng MBD trong VCGM



Thực hiện tháng 6 năm 2011

Th.sỹ Lương Thế Ngọc