

LỜI CẢM ƠN

Sau một thời gian nỗ lực nghiên cứu, luận văn “Nghiên cứu sử dụng hợp đồng phái sinh trong quản lý rủi ro tài chính cho các đơn vị phát điện tham gia thị trường điện” đã phần nào hoàn thành. Ngoài sự cố gắng của bản thân, em đã nhận được sự động viên, khích lệ rất nhiều từ phía nhà trường, thầy cô, gia đình và bạn bè.

Trước hết, con xin cảm ơn gia đình đặc biệt là bố mẹ đã luôn động viên, tạo điều kiện tốt để con nghiên cứu và hoàn thành luận văn thạc sĩ này.

Em xin cảm ơn thầy cô trường Đại học Điện Lực đã truyền đạt những kiến thức quý báu, hữu ích cho em trong suốt quá trình học tập. Đặc biệt, em xin bày tỏ sự cảm ơn chân thành đến **TS. Nguyễn Hương Mai**, người đã tận tình hướng dẫn và giúp đỡ em trong suốt quá trình làm luận văn tốt nghiệp.

Tôi xin gửi lời cảm ơn tới anh Nguyễn Hữu Mạnh, tổ trưởng tổ CNTT TTĐ, phòng CNTT & SCADA; chị Nguyễn Mai Linh, kỹ sư tính toán, phòng Thị trường điện – Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia đã giúp đỡ, góp ý và đưa ra những đánh giá rất quan trọng trong quá trình thực hiện luận văn tốt nghiệp.

Xin cảm ơn tất cả bạn bè đã và đang động viên, giúp đỡ tôi trong quá trình học tập và hoàn thành tốt luận văn tốt nghiệp này.

Hà Nội, ngày 31 tháng 01 năm 2018

Học viên cao học

Đinh Nhật Minh

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan luận văn là công trình nghiên cứu của riêng tôi dưới sự hướng dẫn của TS. Nguyễn Hương Mai. Tôi cũng xin cam đoan rằng mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện luận văn này đã được cảm ơn và các thông tin trích dẫn trong luận văn này đã được chỉ rõ nguồn gốc.

Hà Nội, 31 tháng 01 năm 2018

Học viên cao học

Đinh Nhật Minh

GIẢI THÍCH TỪ NGỮ VIẾT TẮT

Thuật ngữ và từ viết tắt

Giải thích

SB (Single Byer)

Người mua duy nhất

SMHP

Thủy điện đa mục tiêu

SMO

SMO – Cơ quan vận hành thị trường và hệ thống điện

TCTĐL

Tổng Công ty Điện lực

TTĐ

Thị trường điện

VCGM

Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam

VWEM

Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam

Mục lục

LỜI CẢM ƠN	0
LỜI CAM ĐOAN	2
GIẢI THÍCH TỪ NGỮ VIẾT TẮT	3
MỞ ĐẦU	6
CHƯƠNG I CƠ SỞ LÝ LUẬN VỀ QUẢN LÝ RỦI RO TÀI CHÍNH	9
1.1. Khái quát về quản lý rủi ro tài chính	9
1.2. Mục đích của quản lý rủi ro tài chính	10
1.3. Các biện pháp công cụ quản lý rủi ro tài chính	14
1.4. Các hình thái rủi ro của nhà máy điện	16
1.4.1. Rủi ro tài chính	17
1.4.2. Rủi ro vận hành	19
1.5. Khái niệm hợp đồng phái sinh	19
1.5.1. Các loại hình hợp đồng phái sinh áp dụng quản lý rủi ro	Error! Bookmark not defined.
1.6. Kết luận chương 1:	26
CHƯƠNG II THỊ TRƯỜNG ĐIỆN Ở VIỆT NAM	28
2.1. Tổng quan về thị trường điện Việt Nam	28
2.1.1. Hệ thống điện Việt Nam	28
2.1.2. Các cấp độ của thị trường điện Việt Nam	32
2.1.3. Phân loại mô hình thị trường	34
2.2. Tổng quan thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM)	39
2.2.1. Mô hình thị trường điện	39
2.2.2. Các thành viên thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM)	41
2.2.3. Cơ chế vận hành thị trường phát điện cạnh tranh	43
2.3. Tổng quan thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam (VWEM)	46
2.3.1. Mô hình thị trường điện	46
2.3.2. Các đơn vị tham gia thị trường	49
2.3.3. Cơ chế vận hành thị trường bán buôn cạnh tranh	52
2.4. Các vấn đề về rủi ro đối với đơn vị phát điện khi tham gia thị trường điện Việt Nam	53
2.4.1. Các vấn đề về rủi ro khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh	53
2.4.2. Các vấn đề về rủi ro khi tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh	54
2.5. Kết luận chương 2	55
CHƯƠNG III ĐỀ XUẤT ỨNG DỤNG HỢP ĐỒNG TƯƠNG LAI ĐỂ QUẢN LÝ RỦI RO TÀI CHÍNH ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN TRONG THỊ TRƯỜNG BÁN BUÔN ĐIỆN CẠNH TRANH VIỆT NAM (VWEM)	73

3.1. Thực trạng ứng dụng hợp đồng phái sinh để quản lý rủi ro cho đơn vị phát điện trong thị trường phát điện cạnh tranh.....	Error! Bookmark not defined,	Deleted
3.1.1. Hiện trạng sử dụng hợp đồng kỳ hạn trong thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (Hợp đồng sai khác CFD)	Error! Bookmark not defined,	Deleted
3.1.2. Kết quả vận hành thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam	Error! Bookmark not defined,	Deleted
3.1.3. Đánh giá hiện trạng áp dụng hợp đồng kỳ hạn để quản lý rủi ro tài chính nhà máy điện trong thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam.....	Error! Bookmark not defined,	Deleted
3.2. Hợp đồng tương lai	73,	Deleted
3.2.1. Đặc điểm của hợp đồng tương lai	73,	Deleted
3.2.2. Cơ chế vận hành của giao dịch hợp đồng tương lai.....	74,	Deleted
3.2.3. Các vị thế trong hợp đồng tương lai.....	79,	Deleted
3.2.4. Các chủ thể trong thị trường tương lai	79,	Deleted
3.2.5. Kinh nghiệm quốc tế	82,	Deleted
3.3. Đề xuất hợp đồng tương lai trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam(VWEM)	83,	Deleted
3.3.1. Mục đích sử dụng hợp đồng tương lai trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh	83,	Deleted
3.3.2. Cơ chế vận hành của giao dịch hợp đồng tương lai trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam	84,	Deleted
3.3.3. Ưu điểm khi áp dụng hợp đồng tương lai trong thị trường điện lực	92,	Deleted
3.3.4. Lộ trình xây dựng cơ chế hợp đồng tương lai cho thị trường điện cạnh tranh Việt Nam (VWEM)	94,	Deleted
3.4. Kết luận chương 3	95,	Deleted
KẾT LUẬN.....	96,	Deleted:
DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	97,	Deleted:

MỞ ĐẦU

1. Lý do lựa chọn đề tài

Hình thành và phát triển thị trường điện cạnh tranh là chiến lược phát triển dài hạn của ngành điện Việt Nam đã được quy định trong Luật Điện lực năm 2004 và được cụ thể hóa trong Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 08/11/2013 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam. Theo đó, thị trường điện Việt Nam sẽ hình thành và phát triển theo ba cấp độ: Cấp độ 1. Thị trường phát điện cạnh tranh (2005-2014); Cấp độ 2. Thị trường bán buôn cạnh tranh (2015-2021); Cấp độ 3. Thị trường bán lẻ cạnh tranh (2021-2023). Kinh nghiệm thực tiễn từ các nước đi trước cho thấy thị trường điện cạnh tranh là công cụ hiệu quả của chính sách năng lượng, qua đó phản ánh đúng chi phí cần thiết và giá điện hợp lý. Việc hình thành thị trường điện cạnh tranh sẽ khuyến khích sự đổi mới công nghệ, tăng cường quản trị kinh doanh, thu hút đầu tư từ mọi thành phần kinh tế, tăng cơ hội lựa chọn cho khách hàng, tăng hiệu quả kinh tế thông qua cạnh tranh... Thiết kế trường điện bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam đã được phê duyệt. Tính đến nay đã có gần 70 đơn vị tham gia chào giá trực tiếp và hơn 20 nhà máy tham gia gián tiếp trên thị trường. Việc tham gia Thị trường điện, mặc dù hiện nay chỉ thanh toán theo cơ chế thị trường 10% sản lượng phát, đã làm thay đổi khá nhiều về tình hình kinh doanh của các đơn vị phát điện. Có những nhà máy nhay bén, chủ động tìm hiểu thị trường; có những nhà máy có lợi thế về mặt công nghệ hoặc lợi thế về mặt địa lý nên thu lợi từ Thị trường rất nhiều, lợi nhuận từ khi tham gia thị trường tăng lên rõ rệt. Bên cạnh đó, có những nhà máy bị động trong việc tham gia thị trường nên lợi nhuận không được như mong muốn.

Cơ chế thanh toán trong Thị trường điện cũng rất phức tạp, có rất nhiều thành phần, và điều đó ảnh hưởng trực tiếp tới tình hình tài chính của đơn vị. Điện năng cũng là một mặt hàng, được mua bán trên thị trường, do đó cũng chịu rủi ro như bao mặt hàng khác. Các rủi ro do biến động về giá cả có thể được quản lý và giảm thiểu bằng cách áp dụng cơ chế của hợp đồng phái sinh trong thị trường điện. Nhờ đó một thành viên tham gia thị trường có thể giảm thiểu ảnh hưởng của sự biến động, phòng ngừa những rủi ro và thu được kết quả lợi nhuận tốt hơn trên thị trường.

2. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

2.1. Đối tượng nghiên cứu

Quản lý rủi ro của đơn vị phát điện khi tham gia thị trường điện cạnh tranh Việt Nam trải qua các cấp độ giai đoạn của thị trường điện:

- Thị trường phát điện cạnh tranh (một người mua duy nhất);
- Thị trường bán buôn điện cạnh tranh;
- Thị trường cạnh tranh bán lẻ điện.

2.2. Phạm vi nghiên cứu

Trong phạm vi luận văn này, thị trường phái sinh bao gồm các hợp đồng kỳ hạn, hợp đồng tương lai, hợp đồng quyền chọn và hợp đồng hoán đổi được sử dụng như một công cụ để phòng ngừa rủi ro. Hợp đồng tương lai sẽ được thảo luận và phân tích kỹ khi được áp dụng trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh như một công cụ hữu hiệu nhằm quản lý rủi ro do những biến động mạnh về giá điện trong thị trường, đảm bảo sự hoạt động ổn định của Thị trường điện Việt Nam.

3. Phương pháp nghiên cứu

Để thực hiện luận văn, tác giả đã sử dụng các phương pháp nghiên cứu tổng hợp như: phương pháp phân tích, phương pháp thống kê số liệu vận hành thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam tại Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia. Đồng thời dựa trên các quy định hiện hành của thị trường điện và định hướng

phát triển thị trường điện Việt Nam và kinh nghiệm của tư vấn đối với thị trường điện Việt Nam.

Luận văn được kết cấu thành 3 chương (không bao gồm phần mở đầu, kết luận, các phụ lục, các bảng biểu...):

Chương I: Cơ sở lý luận và quản lý rủi ro tài chính của các chủ thể trong thị trường điện cạnh tranh;

Chương II: Phân tích hiện trạng ứng dụng hợp đồng phái sinh để quản lý rủi ro trong thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam;

Chương III: Đề xuất ứng dụng hợp đồng phái sinh để quản lý rủi ro tài chính trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam (VWEM).

CHƯƠNG I

CƠ SỞ LÝ LUẬN VỀ QUẢN LÝ RỦI RO TÀI CHÍNH

1.1. Khái niệm và mục đích của quản lý rủi ro tài chính

1.1.1. Khái niệm của quản lý rủi ro tài chính

Mọi doanh nghiệp hoạt động đều hướng tới mục tiêu tạo ra lợi thế cạnh tranh và đem lại giá trị tăng thêm cho những đối tác bên trong và bên ngoài của doanh nghiệp gắn kết chặt chẽ với hoạt động của mình. Để có thể đạt được mục tiêu đó, doanh nghiệp thường xây dựng cho mình chiến lược hoạt động cùng hàng loạt những chương trình, kế hoạch để thực thi những chiến lược đã được đề ra. Trong quá trình thực thi chiến lược sẽ thường có nhiều rủi ro xảy ra làm ảnh hưởng đến quá trình tiến tới mục tiêu của doanh nghiệp. Hệ thống quản lý rủi ro doanh nghiệp được thiết lập nhằm san lấp những khiếm khuyết này.

Quản lý rủi ro doanh nghiệp ngày nay được coi như là một bộ phận không thể tách rời với chiến lược doanh nghiệp. Điều đó có nghĩa là chiến lược của doanh nghiệp sẽ được xem là không đầy đủ nếu thiếu vắng sự gắn kết với quản lý rủi ro. Một đơn vị phát điện nào đó chẳng hạn bất ngờ phải đối mặt với một sự cố tổ máy gây thiệt hại trong việc sản xuất điện. Diễn biến thủy văn bất lợi dẫn đến hồ chứa thủy điện không có đủ nước để phát điện... Những rủi ro đó sẽ làm cho doanh nghiệp bị bất ngờ và dẫn đến thiệt hại ảnh hưởng đến mục tiêu của doanh nghiệp nếu như chúng không được doanh nghiệp lường trước. Tất cả những vấn đề đó đều được thiết kế và soi rọi trong lăng kính của quản lý rủi ro doanh nghiệp.

Quản lý rủi ro doanh nghiệp có mục đích hoạt động là bảo vệ và đóng góp những giá trị tăng thêm cho doanh nghiệp và các đối tác liên quan của doanh nghiệp hỗ trợ doanh nghiệp đạt được mục tiêu đã đề ra thông qua những nội dung cơ bản sau thể hiện tác dụng của quản lý rủi ro doanh nghiệp:

- Xây dựng khuôn khổ nhằm giúp doanh nghiệp thực hiện kế hoạch tương lai có tính nhất quán và có thể kiểm soát;

- Tăng cường năng lực trong việc ra quyết định, lập kế hoạch và sắp xếp thứ tự ưu tiên công việc trên cơ sở hiểu biết thấu đáo và chặt chẽ về hoạt động kinh doanh, môi trường kinh doanh, cơ hội và thách thức của doanh nghiệp;
- Góp phần phân bổ và sử dụng hiệu quả những nguồn lực trong doanh nghiệp;
- Giảm thiểu những sai sót trong mọi khía cạnh của doanh nghiệp;
- Bảo vệ và tăng cường tài sản cũng như hình ảnh doanh nghiệp;
- Phát triển và hỗ trợ nguồn nhân lực và nền tảng tri thức của doanh nghiệp;
- Tối ưu hóa hiệu quả hoạt động.

1.1.2. Mục đích của quản lý rủi ro tài chính

Quản lý rủi ro là quá trình xác định các rủi ro và tìm cách quản lý, hạn chế các rủi ro đó xảy ra với tổ chức. Do đó, mục đích của quản lý rủi ro tài chính là qua việc xem xét toàn bộ hoạt động của tổ chức, xác định các nguy cơ tiềm ẩn, và khả năng xảy ra các nguy cơ đó; từ đó có sự chuẩn bị các hành động thích hợp để hạn chế các rủi ro đó ở mức thấp nhất.

1.2. Nội dung và quy trình của quản lý rủi ro tài chính

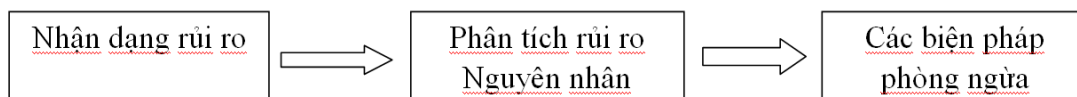
1.2.1. Nhận dạng – phân tích – đo lường rủi ro

Để quản trị rủi ro trước hết phải nhận dạng được rủi ro. Nhận dạng rủi ro là quá trình xác định liên tục và có hệ thống các rủi ro trong hoạt động của tổ chức. Nhận dạng rủi ro là quá trình xác định liên tục và có hệ thống các rủi ro trong hoạt động kinh doanh của tổ chức.

- Nguồn gốc rủi ro
- Các yếu tố mạo hiểm
- Đối tượng rủi ro
- Tổn thất

Nhận dạng rủi ro bao gồm các công việc theo dõi, xem xét, nghiên cứu môi trường hoạt động và toàn bộ mọi hoạt động của tổ chức nhằm thống kê được tất cả các rủi ro, không chỉ những loại rủi ro đã và đang xảy ra, mà còn dự báo được những dạng rủi ro mới có thể xuất hiện đối với tổ chức, trên cơ sở đó đề xuất các giải pháp kiểm soát và tài trợ rủi ro thích hợp.

Nhận dạng = theo dõi + nghiên cứu => thống kê rủi ro => dự báo => đề xuất biện pháp, giải pháp



Phương pháp nhận dạng rủi ro có thể là:

- Lập bảng câu hỏi nghiên cứu về rủi ro và tiến hành điều tra:
 - Gặp phải các loại rủi ro nào?
 - Tổn thất bao nhiêu?
 - Số lần xuất hiện rủi ro đó trong khoảng một thời gian nhất định?
 - Biện pháp phòng ngừa, tài trợ rủi ro
 - Kết quả đạt được?
 - Rủi ro chưa xuất hiện nhưng có thể xuất hiện? Lý do?
- Phân tích các báo cáo tài chính: phân tích bảng tổng kết tài sản, báo cáo hoạt động sản xuất kinh doanh, tài liệu bổ trợ khác, để có thể xác định được mọi nguy cơ rủi ro của tổ chức về tài sản, nguồn nhân lực và trách nhiệm pháp lý;
- Phương pháp lưu đồ: đây là 1 phương pháp quan trọng để nhận dạng rủi ro. Để thực hiện phương pháp này cần xây dựng lưu đồ trình bày tất cả các hoạt động sản xuất;
- Thanh tra hiện trường/nghiên cứu tại chỗ: Quan sát, theo dõi trực tiếp các hoạt động => phân tích, đánh giá => nhận dạng rủi ro => biện pháp;
- Phân tích các hợp đồng.

Nhận dạng được các rủi ro và lập bảng liệt kê tất cả các rủi ro có thể đến với tổ chức tuy là công việc quan trọng, không thể thiếu, nhưng mới chỉ là bước khởi đầu của công tác quản trị rủi ro. Bước tiếp theo là phải tiến hành phân tích rủi ro, phải xác định được những nguyên nhân gây ra rủi ro, trên cơ sở đó mới có thể tìm ra các biện pháp phòng ngừa. Đây là công việc phức tạp, bởi không phải mỗi rủi ro chỉ là do một nguyên nhân đơn nhất gây ra, mà thường do nhiều nguyên nhân, trong đó có những nguyên nhân trực tiếp và nguyên nhân gián tiếp, nguyên nhân gần và nguyên nhân xa... Để tìm ra biện pháp phòng ngừa rủi ro một cách hữu hiệu thì cần phân tích rủi ro, tìm ra các nguyên nhân, rồi tác động đến các nguyên nhân, thay đổi chúng, từ đó sẽ phòng ngừa được rủi ro.

Nhận dạng được rủi ro là bước khởi đầu của quản trị rủi ro, nhưng rủi ro có rất nhiều loại, một tổ chức không thể cùng một lúc kiểm soát, phòng ngừa tất cả mọi loại rủi ro. Từ đó cần phân loại rủi ro, loại nào xuất hiện nhiều, loại nào xuất hiện ít, loại nào gây ra hậu quả nghiêm trọng, còn loại nào ít nghiêm trọng hơn... từ đó có biện pháp quản trị rủi ro thích hợp. Để làm việc này cần tiến hành đo lường mức độ nghiêm trọng của rủi ro đối với tổ chức. Để đo lường rủi ro, cần thu thập số liệu và phân tích, đánh giá theo hai khía cạnh: Tần suất xuất hiện rủi ro và mức độ nghiêm trọng của rủi ro. Trên cơ sở kết quả thu thập được, lập Ma trận đo lường rủi ro:

Tần suất xuất hiện	Cao	Thấp
Mức độ nghiêm trọng		
Cao	I	II
Thấp	III	IV

Trong đó:

- Tần suất xuất hiện rủi ro là số lần xảy ra tổn thất hay khả năng xảy ra biến cố nguy hiểm đối với tổ chức trong một khoảng thời gian nhất định, (thường là năm, quý, tháng, ...)
- Mức độ nghiêm trọng của rủi ro đo bằng những tổn thất, mất mát, nguy hiểm,...

Trên hình trên, ta thấy:

- Ô I tập trung những rủi ro có mức độ nghiêm trọng cao và tần suất xuất hiện cũng cao;
- Ô II tập trung những rủi ro có mức độ nghiêm trọng cao, nhưng tần suất xuất hiện thấp;
- Ô III gồm những rủi ro có mức độ nghiêm trọng thấp, nhưng tần suất xuất hiện cao;
- Ô IV bao gồm những rủi ro có mức độ nghiêm trọng thấp và tần suất xuất hiện cũng thấp.

Để đánh giá mức độ quan trọng của rủi ro đối với tổ chức người ta sử dụng cả 2 tiêu chí: mức độ tổn thất nghiêm trọng và tần suất xuất hiện, trong đó mức độ tổn thất nghiêm trọng đóng vai trò quyết định. Vì vậy, sau khi đo lường, phân loại các rủi ro sẽ tập trung quản trị trước hết những rủi ro thuộc nhóm I, sau đó

theo thứ tự mới đến những rủi ro nhóm II, III và sau cùng là những rủi ro thuộc nhóm IV.

1.2.2. Kiểm soát-phòng ngừa rủi ro

Công việc trọng tâm của quản trị rủi ro là kiểm soát rủi ro. Kiểm soát rủi ro là việc sử dụng các biện pháp, kỹ thuật, công cụ, chiến lược, các chương trình hoạt động... để ngăn ngừa, né tránh hoặc giảm thiểu những tổn thất, những ảnh hưởng không mong đợi có thể đến với tổ chức. Các biện pháp cơ bản để kiểm soát rủi ro được chia thành các nhóm:

- Các biện pháp né tránh rủi ro: đây là các biện pháp trong đó nhà quản trị sẽ tìm cách phát hiện những dự án kinh doanh có nguy cơ xảy ra rủi ro cao để tránh cho doanh nghiệp không tham gia vào, nhờ đó không phải chịu rủi ro.
- Các biện pháp ngăn ngừa rủi ro: đây là các biện pháp nhằm vào nguyên nhân gây ra rủi ro khiến cho rủi ro không thể xảy ra. Chẳng hạn để ngăn chặn những rủi ro do thiếu thông tin khi tham gia vào một thị trường mới, có thể sử dụng hình thức bán hàng qua đại lý thay vì trực tiếp bán hàng.
- Các biện pháp giảm thiểu rủi ro: Một khi không thể né tránh rủi ro nhà quản trị sẽ phải tìm cách giảm thiểu số lần xảy ra rủi ro. Ví dụ để giảm rủi ro bị đối tác lừa đảo, doanh nghiệp cần thu thập đầy đủ thông tin đến mức có thể để nắm rõ về đối tác.
- Các biện pháp chia sẻ rủi ro: Để chia sẻ rủi ro, doanh nghiệp sẽ phải ký kết những hợp đồng với những điều khoản đặc biệt. Ví dụ để tránh rủi ro giá cả biến động, doanh nghiệp sẽ phải ký những hợp đồng dài hạn với giá cả cố định, hoặc doanh nghiệp sẽ phải tham gia vào các hợp đồng ngoại tệ kỳ hạn để tránh rủi ro tỷ giá. Với những hợp đồng như vậy rủi ro sẽ được chia sẻ với cả bên mua và bên bán.

1.2.3. Tài trợ rủi ro

Rủi ro có rất nhiều loại, rủi ro có thể xuất hiện ở mọi lúc mọi nơi, rủi ro có thể đến với bất cứ ai, bất cứ tổ chức nào. Do đó dù phòng bị kỹ đến đâu, dù kiểm soát rủi ro chặt chẽ cách nào thì cũng không thể né tránh, ngăn chặn hết tất cả mọi tổn thất. Vậy một khi tổn thất xảy ra thì phải giải quyết bằng cách nào ? Trước hết cần theo dõi, giám định tổn thất, xác định được chính xác những tổn thất về

tài sản, về nguồn lực, về giá trị pháp lý. Tiếp đó cần có những biện pháp tài trợ rủi ro thích hợp. Các biện pháp này được chia thành hai nhóm:

- Chấp nhận rủi ro và lập quỹ dự phòng để bù đắp tổn thất nếu rủi ro xảy ra.
- Chuyển giao rủi ro: chuyển tài sản hoặc hoạt động có rủi ro đến cho người khác, tổ chức khác; chuyển rủi ro thông qua con đường ký hợp đồng với người khác, tổ chức khác trong đó có quy định chỉ chuyển giao rủi ro.

1.3. Các biện pháp công cụ quản lý rủi ro tài chính

1.3.1. Áp dụng các hợp đồng phái sinh

Thị trường sản phẩm phái sinh cho phép những người muốn làm giảm rủi ro của mình chuyển giao rủi ro cho những người sẵn sàng chấp nhận nó, đó là những nhà đầu cơ. Vì vậy, thị trường này rất có hiệu quả trong việc phân phối lại rủi ro giữa các nhà đầu tư, không có ai cần phải chấp nhận một mức rủi ro không phù hợp với bản thân mình. Và cũng vì thế mà họ sẵn sàng cung cấp nhiều vốn hơn cho thị trường tài chính, điều này tạo điều kiện cho nền kinh tế phát triển, phát huy khả năng huy động vốn và giảm chi phí sử dụng vốn. Bên cạnh đó, thị trường các sản phẩm phái sinh cũng là một công cụ hiệu quả cho hoạt động đầu cơ. Bởi người muốn phòng ngừa rủi ro phải tìm được một người khác có nhu cầu đối lập hoàn toàn với mình, tức là rủi ro của người muốn phòng ngừa rủi ro phải mang lại giá trị đầu tư cho các nhà đầu cơ. Tại sao các giao dịch này lại có thể được thực hiện, khi mà thực tế rõ ràng là khi một bên có lợi thì tất yếu bên còn lại sẽ không thể tránh khỏi những thiệt hại? Bởi mỗi nhà đầu tư có một “khẩu vị rủi ro” khác nhau, khả năng chấp nhận rủi ro cũng khác nhau. Tuy nhiên, ai cũng có mong muốn là giữ cho các khoản đầu tư của mình ở một mức rủi ro có thể chấp nhận được. Và thế là họ gặp nhau và tiến hành việc chuyển giao một phần rủi ro của mình cho đối tác.

Và cũng không giống như người ta thường nghĩ, thị trường phái sinh không dẫn vốn trong nền kinh tế vào những âm mưu đầu cơ. Những nhà đầu cơ không phải là những tay cờ bạc. Chỉ đơn giản là thay vì giao dịch cổ phiếu, họ giao dịch các sản phẩm phái sinh và chính việc đầu tư vào công cụ tài chính phái sinh lại tạo điều kiện cho việc phòng ngừa các rủi ro ít tốn kém hơn và hiệu quả hơn. Bởi, thị trường phái sinh không hề tạo ra mà cũng chẳng thể phá huỷ được tài sản, chúng chỉ là những phương tiện chuyển giao rủi ro trên thị trường, những rủi ro

sẵn có của thị trường tài sản, chuyển những khoản rủi ro đó từ những không đủ khả năng chấp nhận nó sang những người sẵn sàng tiếp nhận nó, chính là những nhà đầu cơ. Không có thêm bất kỳ một rủi ro nào được sinh ra trên thị trường này. Và lợi ích từ thị trường không chỉ bó hẹp trong lợi ích của những nhà đầu cơ mà còn cho toàn xã hội

1.3.2. Bao thanh toán (Factoring)

Hoạt động bao thanh toán là một trong những hình thức tài trợ thương mại lâu đời nhất trên thế giới. Với một bề dày lịch sử phát triển hàng trăm năm, bao thanh toán đang là một phương thức không thể thiếu trong hoạt động thương mại quốc tế phát triển. Khi thể đàm phán trong thương mại nghiêng về phía người mua; người bán buộc phải nhượng bộ. Việc người bán cấp tín dụng cho người mua trở thành một trong những điều khoản bắt buộc trong nhiều thỏa ước kinh tế. Trên thực tế, người bán lại rất cần vốn để tiếp tục sản xuất, kinh doanh, đặc biệt đối với người bán là các doanh nghiệp vừa và nhỏ. Phương thức bao thanh toán ra đời đáp ứng phần nào như cầu về vốn của doanh nghiệp, đồng thời đem lại nguồn thu không nhỏ cho các công ty bao thanh toán. Bao thanh toán thực chất là việc tổ chức tín dụng hay công ty bao thanh toán đứng ra tạm ứng cho người bán để người bán tiếp tục quá trình sản xuất kinh doanh thông qua việc mua lại và quản lý những khoản phải thu của người bán.

Theo Công ước quốc tế về Bao thanh toán tại Ottawa thì bao thanh toán được định nghĩa là hoạt động công ty bao thanh toán mua lại các khoản phải thu của khách hàng phát sinh từ giao dịch bán hàng hoặc cung cấp dịch vụ nhưng thanh toán chậm, theo đó khách hàng nhận được các khoản tiền ứng trước tương ứng với tỷ lệ định trước giá trị của khoản phải thu. Phần giá trị còn lại sẽ trả lại khách hàng khi người mua thực hiện việc thanh toán và đã trừ đi các khoản phí trả cho công ty bao thanh toán. Ngoài việc tài trợ chính, bao thanh toán còn bao gồm cả việc quản lý sổ sách bán hàng, kế toán và tiến hành việc thu nợ một cách chuyên nghiệp để đảm bảo tối đa lợi ích khách hàng. Như vậy, bao thanh toán là hoạt động tài chính tổ hợp từ các hoạt động tài trợ, quản lý sổ sách kế toán, bán hàng thu nợ và bảo vệ khách hàng trước rủi ro tín dụng.

1.3.3. Bảo hiểm (Insurance contract)

Hợp đồng bảo hiểm là sự thỏa thuận giữa bên mua bảo hiểm và doanh nghiệp bảo hiểm, theo đó bên mua bảo hiểm phải đóng phí bảo hiểm, doanh nghiệp bảo hiểm phải trả tiền bảo hiểm cho người thụ hưởng hoặc bồi thường cho người được bảo hiểm khi xảy ra rủi ro thuộc phạm vi bảo hiểm.

Bảo hiểm là một cách thức trong quản lý rủi ro, thuộc nhóm biện pháp tài trợ rủi ro, được sử dụng nhằm giảm thiểu rủi ro bằng cách kết hợp một số lượng đầy đủ các đơn vị đối tượng để biến tổn thất cá thể thành tổn thất cộng đồng và có thể dự tính được. Bảo hiểm nhằm bảo toàn vốn sản xuất kinh doanh và ổn định đời sống của người tham gia bảo hiểm, đề phòng và hạn chế tổn thất, góp phần thúc đẩy phát triển quan hệ kinh tế giữa các nước thông qua hoạt động tái bảo hiểm.

1.4. Các hình thái rủi ro của nhà máy điện

Rủi ro (theo quan điểm hiện đại) là sự bất ổn về tỷ suất sinh lợi của một danh mục đầu tư, hơn nữa rủi ro phản ánh một sự không chắc chắn trong tương lai.

Rủi ro (theo quan điểm truyền thống) là những kết quả nhận ít hơn mong đợi trong quá trình hoạt động sản xuất kinh doanh.

Một vấn đề nữa cần quan tâm nhất trong xu thế hiện nay đó là thế giới ngày càng trở nên nhiều rủi ro hơn, những biến động không thể dự đoán trước của tỷ giá, lãi suất và giá cả hàng hoá không những ảnh hưởng đến các khoản lợi nhuận, sự tồn tại và phát triển của doanh nghiệp cũng như nó ảnh hưởng đến khả năng phát triển của một quốc gia khi phải chịu tác động của những biến động. Một doanh nghiệp hiện nay muốn phát triển không chỉ có công nghệ sản xuất tiên tiến, nguồn cung cấp lao động rẻ hoặc phải có chiến lược tiếp thị tốt nhất, những biến động giá đột ngột có thể đẩy một doanh nghiệp vào tình trạng khó khăn, những thay đổi trong tỷ giá có thể tạo ra nhiều đối thủ cạnh tranh mới, những biến động trong lãi suất tạo ra áp lực làm tăng chi phí của doanh nghiệp và có thể dẫn tới tình trạng kiệt quệ tài chính.

Rủi ro về cơ bản có thể phân làm 2 loại chính: rủi ro tài chính và rủi ro vận hành. Mỗi loại hình rủi ro sẽ được thảo luận chi tiết trong mục sau:

1.4.1. Rủi ro tài chính

1.4.1.1. Rủi ro thanh khoản/thanh toán

Rủi ro thanh khoản xảy ra khi bên mua mất khả năng thực hiện các nghĩa vụ thanh toán các khoản nợ đến hạn. Thông thường các đơn vị có thể rơi vào tình trạng này khi cân đối dòng tiền thiếu chặt chẽ và hợp lý, đánh giá sai thanh khoản của các khoản đầu tư dẫn tới không thể thanh toán các khoản đầu tư và cho vay để cân đối nguồn trả nợ hoặc cân đối nguồn vốn sử dụng cho các hạng mục chi tiêu cần thiết khác. Khoản đầu tư thiếu thanh khoản có thể là các trạng thái cổ phiếu thanh khoản thấp, hoặc các khoản cho vay với tài sản bảo đảm là tài sản ít thanh khoản khó bán được để thu hồi nợ. Đối với các tài sản thanh khoản cao nhất như tiền gửi ngân hàng, rủi ro thanh khoản cũng có thể xảy ra khi Công ty chứng khoán quản lý khoảng cách kỳ hạn của các khoản tiền gửi và nguồn đối ứng thiếu chặt chẽ; hoặc khi số dư tiền gửi tập trung quá cao vào một đối tác có tình hình tài chính không thực sự khỏe mạnh.

1.4.1.2. Rủi ro tín dụng thương mại

Rủi ro tín dụng là rủi ro phát sinh khi một hoặc các bên tham gia hợp đồng tín dụng không có khả năng thanh toán cho các bên còn lại. Đối với thị trường điện Việt Nam, rủi ro tín dụng phát sinh trong trường hợp các đơn vị phát điện không thu được đầy đủ cả gốc và lãi của các khoản thanh toán đối với bên mua điện đúng hạn. Rủi ro tín dụng không chỉ giới hạn ở hoạt động cho vay mà còn bao gồm nhiều hoạt động mang tính chất tín dụng khác như: hoạt động bảo lãnh, tài trợ ngoại thương, cho thuê tài chính...

1.4.1.3. Rủi ro lãi suất

Rủi ro lãi suất là sự suy giảm lợi nhuận hoặc những tổn thất về tài sản do sự biến động của lãi suất. Rủi ro này phát sinh do hậu quả của những thay đổi lãi suất.

Lãi suất thay đổi có thể làm tăng chi phí nguồn vốn, giảm thu nhập từ tài sản của đơn vị tham gia thị trường. Rủi ro lãi suất cũng làm giảm giá trị tài sản Có và Vốn chủ sở hữu của đơn vị.

1.4.1.4. *Rủi ro tỷ giá*

Tỷ giá hối đoái là cách so sánh hai đồng tiền của hai nước khác nhau. Tỷ giá hối đoái của đồng Việt Nam là giá của một đơn vị tiền tệ nước ngoài tính bằng đơn vị tiền tệ của Việt Nam.

Căn cứ vào thời điểm mua bán ngoại hối có thể chia thành tỷ giá mua vào và tỷ giá bán ra. Căn cứ vào kỳ hạn thanh toán chia thành tỷ giá giao ngay và tỷ giá kỳ hạn. Căn cứ giá trị của tỷ giá chia thành tỷ giá danh nghĩa và tỷ giá thực. Căn cứ vào chính sách điều hành tỷ giá chia thành tỷ giá chính thức, tỷ giá chợ đen, tỷ giá cố định, tỷ giá thả nổi và tỷ giá thả nổi có điều tiết.

Một số yếu tố có ảnh hưởng đến tỷ giá hối đoái như cung cầu ngoại tệ trên thị trường, tỷ lệ lạm phát, lãi suất, tâm lý, chính sách tỷ giá,... Khi nhu cầu về ngoại tệ của người Việt Nam tăng lên khiến cho giá ngoại tệ tăng so với VND, tỷ giá tăng và ngược lại khi nguồn cung ngoại tệ giá, giá ngoại tệ giảm so với VND, tỷ giá giảm. Nước nào có tỷ lệ lạm phát cao hơn thì đồng tiền của nước đó có sức mua thấp hơn, tỷ giá tăng và ngược lại. Khi lãi suất VND tăng lên, VND lên giá và ngoại tệ xuống giá, tức lãi suất và tỷ giá hối đoái có quan hệ ngược chiều.

Rủi ro tỷ giá là rủi ro phát sinh do sự biến động tỷ giá làm ảnh hưởng đến giá trị kỳ vọng trong tương lai. Rủi ro tỷ giá có thể phát sinh trong nhiều hoạt động khác nhau của doanh nghiệp. Nhưng nhìn chung bất cứ hoạt động nào mà dòng tiền thu (inflows) phát sinh bằng một loại đồng tiền trong khi dòng tiền chi (outflows) phát sinh một loại đồng tiền khác đều chứa đựng nguy cơ rủi ro tỷ giá. Nếu tỷ giá biến động ngược chiều với kỳ vọng thì nó có thể gây ra những tổn thất rất lớn cho doanh nghiệp.

1.4.1.5. *Rủi ro biến động giá*

Bất kể là hàng hóa nào dù vô hình hay hữu hình đều có giá trị của nó thông qua quan hệ cung cầu. Khi nhu cầu tăng lên ắt hẳn giá cả cũng tăng lên và ngược lại. Chính vì vậy bất ổn trong cung cầu sẽ làm thay đổi giá cả. Đối với thị trường điện là nguồn hàng hóa đặc biệt khi không thể dự trữ được và có nhiều bất ổn về nhu cầu cũng như nguồn cung cấp. Thực tế khi thiếu nguồn thì giá thị trường điện tăng cao và ngược lại, tương tự khi thừa nguồn phát. Nghịch lý này là điều dễ hiểu nhưng xét trên góc độ tài chính chúng ta có thể tiến hành phòng ngừa bằng công cụ phái sinh.

Công cụ quản lý rủi ro nghiên cứu trong luận văn này tập trung vào quản lý rủi ro biến động giá trong thị trường điện.

1.4.2. Rủi ro vận hành

1.4.2.1. Sự cố thiết bị

Việc vận hành thiết bị không tránh khỏi những sự cố và hỏng hóc, đặc biệt là trong hệ thống điện thì tần suất xảy ra sự cố đối với các thiết bị điện còn cao hơn nhiều. Thiết bị điện cần được bảo trì và sửa chữa liên tục khiến chi phí tăng cao, gây áp lực trong việc tăng giá điện đến khách hàng sử dụng điện.

1.4.2.2. Diễn biến thủy văn

Tỷ trọng công suất phát của thủy điện chiếm 44% tổng công suất của toàn hệ thống điện Việt Nam. Địa hình Việt Nam chủ yếu là đồi núi trải dài dọc theo kinh tuyến, lại có lượng mưa lớn, thủy văn diễn biến phức tạp, rất khó khăn trong công tác dự báo cũng như lập kế hoạch vận hành của hệ thống điện.

1.4.2.3. Tình hình hệ thống điện

Hệ thống điện là một tập hợp nhiều thiết bị và hệ thống con, đồng thời có tương tác chặt chẽ với một số hệ thống cung cấp nhiên liệu sơ cấp khác (chẳng hạn như hệ thống khai thác khí ngoài khơi). Rủi ro luôn tiềm ẩn ở các phần tử này và có thể dẫn đến rủi ro chung cho cả hệ thống điện. Ngược lại, các nhà máy điện hoạt động trong hệ thống điện cũng sẽ bị ảnh hưởng bởi những rủi ro ngoài khả năng kiểm soát vật lý của mình (ví dụ: hệ thống khí bị sự cố sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến các nhà máy điện chạy khí nhưng lại dẫn đến cơ hội cho các nhà máy nhiệt điện than và thủy điện)

1.5. Khái niệm hợp đồng phái sinh

Công cụ tài chính phái sinh được hiểu là những công cụ được phát hành trên cơ sở những công cụ tài chính đã có nhằm nhiều mục tiêu khác nhau như phân tán rủi ro, bảo vệ lợi nhuận hoặc tạo ra lợi nhuận. Giá trị của công cụ phái sinh bắt nguồn từ một số công cụ cơ sở khác như tỉ giá, trị giá cổ phiếu, trái phiếu, chỉ số chứng khoán, lãi suất... Công cụ tài chính phái sinh xuất hiện lần đầu tiên nhằm giảm thiểu hoặc loại bỏ hoàn toàn rủi ro, trong đó thường được sử dụng cao nhất là hợp đồng kỳ hạn (forward contracts), hợp đồng tương lai (future contracts). Những công cụ trên còn có thể kết hợp với nhau, với những khoản vay hoặc những chứng khoán truyền thống để tạo nên các công cụ lai tạo.

Mặc dù, xuất hiện lần đầu tiên với tư cách là một công cụ phòng chống rủi ro nhưng cùng với sự lớn mạnh và phức tạp của thị trường tài chính, các công cụ tài chính phái sinh cũng được sử dụng nhiều hơn để tìm kiếm lợi nhuận và thực hiện các hoạt động đầu cơ. Chính vì những biến thái như nên không phải lúc nào sử dụng công cụ tài chính phái sinh để phòng ngừa rủi ro cũng có hiệu quả. Các công cụ phái sinh ngày càng tinh vi và mang theo một số rủi ro gây gián đoạn lớn hơn độ rủi ro thông thường. Sự sụp đổ của thị trường tài chính cổ phiếu Mỹ năm 1987 chính được đẩy nhanh nhờ sử dụng rộng rãi kỹ thuật tự bảo hiểm Delta, được mua bán các hợp đồng bảo hiểm danh mục đầu tư. Những người bảo hiểm này đã đầu tư, mạnh hơn vào thị trường mà nếu như không có kỹ thuật này thì có thể họ đã không làm như vậy. Khi sự sụt giảm của thị trường kích hoạt bảo hiểm, khối lượng bán đột ngột gây ra một gián đoạn và thị trường sụp đổ. Hay như Great Britain's Bearing, một trong những ngân hàng lâu đời nhất thế giới đã phá sản năm 1995 khi đầu cơ các hợp đồng tương lai trong một thương vụ ở Singapore. Tuy vậy, các công cụ tài chính phái sinh vẫn phát triển mạnh mẽ và được sử dụng rộng rãi tại các thị trường tài chính lớn của thế giới. Nguyên nhân không nằm ngoài việc đó là phương thức duy nhất để các chủ thể trên thị trường phòng chống rủi ro. Theo điều tra đối với 500 công ty lớn nhất thế giới tại 26 quốc gia khác nhau thì có tới 92 % các công ty trả lời rằng họ thường xuyên sử dụng công cụ tài chính phái sinh để phòng ngừa và quản lý rủi ro.

Trong các thị trường tài sản, việc mua bán hàng hoá hoặc chứng khoán phải được giao nhận hoặc là ngay lập tức hoặc là chỉ ít lâu sau đó. Việc thanh toán cũng thường được thực hiện tức thời mặc dù thỉnh thoảng cũng có trường hợp sử dụng một số thoả thuận tín dụng. Do đặc điểm như vậy nên chúng ta thường gọi là thị trường tiền mặt hoặc là thị trường giao ngay (spot market). Doanh số được thực hiện, khoản thanh toán được hoàn trả và hàng hoá, chứng khoán được giao nhận. Trong tình huống khác, hàng hoá hay chứng khoán vẫn được giao nhận vào một ngày sau đó, nhưng có các thoả thuận giúp cho người bán hoặc người mua được chọn là có thực hiện bán hay không các loại thoả thuận này, và nghiệp vụ này được thực hiện trong thị trường phái sinh.

Thị trường phái sinh là thị trường dành cho các công cụ tài chính phái sinh, những công cụ mang tính hợp đồng, mà thành quả của chúng được xác định trên một hoặc một số công cụ tài sản khác. Chúng ta xem các công cụ phái sinh như

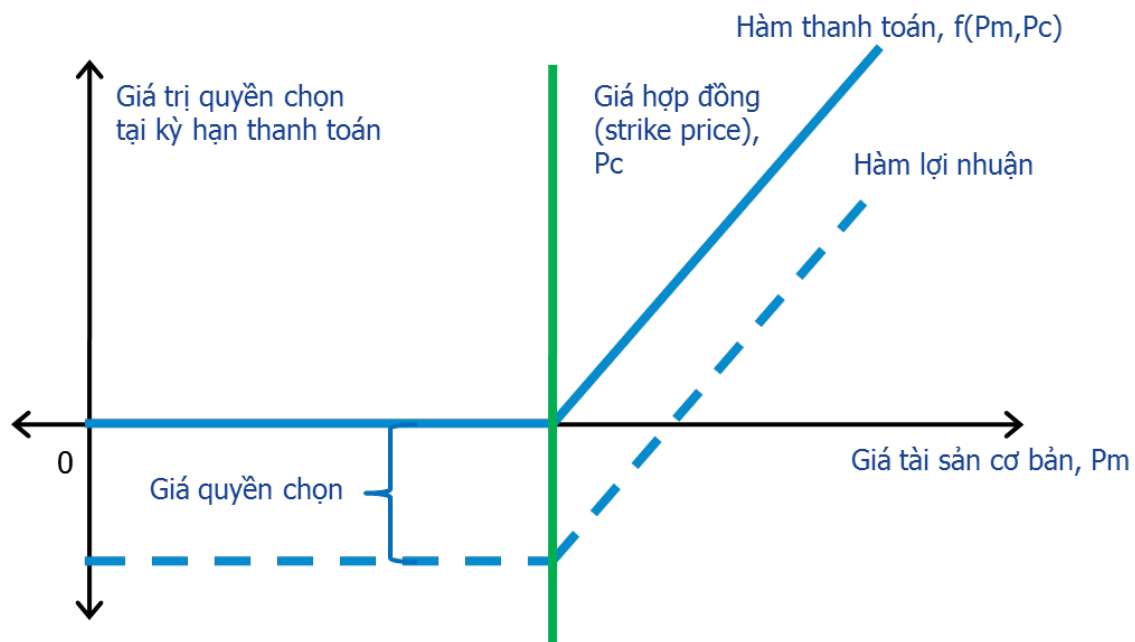
là các hợp đồng, và giống như tất cả hợp đồng, chúng được thoả thuận giữa hai bên, người mua và người bán, trong đó mỗi bên sẽ thực hiện nghĩa vụ gì đó cho bên kia. Các loại công cụ phái sinh khác nhau bao gồm: hợp đồng kỳ hạn, hợp đồng tương lai, quyền chọn, và hoán đổi sẽ được thảo luận sau đây.

1.5.1. Hợp đồng quyền chọn (Options contract)

Hợp đồng quyền lựa chọn bao gồm một quyền - right (không phải nghĩa vụ - obligation) được mua (hoặc bán) một sản lượng thoả thuận tại một thời điểm xác định trong tương lai với một mức giá nhất định. Để ký một hợp đồng quyền lựa chọn, người mua phải trả phí bảo hiểm cho người bán các quyền lựa chọn của mình và phí quyền chọn này tương đối cao, trong khi trong hợp đồng tương lai và kỳ hạn, người mua không phải trả bất cứ một khoản phí nào cả. Hợp đồng quyền lựa chọn có thể được mua đi bán lại giữa các đơn vị tham gia thị trường.

Hợp đồng quyền lựa chọn là một dạng hoạt động của thị trường thứ cấp, một công cụ tài chính và nó không liên quan trực tiếp đến việc thị trường điện vật lý. Việc thực hiện quyền được lựa chọn trong hợp đồng chỉ là một quyền chứ không phải một nghĩa vụ phải mua hoặc bán các hợp đồng năng lượng trong một thời điểm xác định với một mức giá đã được đưa ra trước đó. Vì vậy, các bên mua và bán quyền chọn có thể không thực hiện quyền của mình và gây rủi ro cho đối tác tham gia hợp đồng. Đối với thị trường điện lực Việt Nam, hợp đồng quyền chọn sẽ không phải là một giải pháp hữu hiệu được áp dụng khi có rủi ro cao cho bên mua khi bên bán không thực hiện quyền bán.

a. Quyền chọn mua (Call Options)



➤ Bên mua:

- ✓ Phải trả phí ký kết hợp đồng (premium)
- ✓ Có quyền mua tài sản từ Bên bán vào ngày đáo hạn với giá hợp đồng (strike price)

➤ Bên bán:

- ✓ Nhận tiền phí hợp đồng
- ✓ Có trách nhiệm phải bán tài sản nếu Bên mua quyết định mua

➤ Hàm thanh toán của hợp đồng call option:

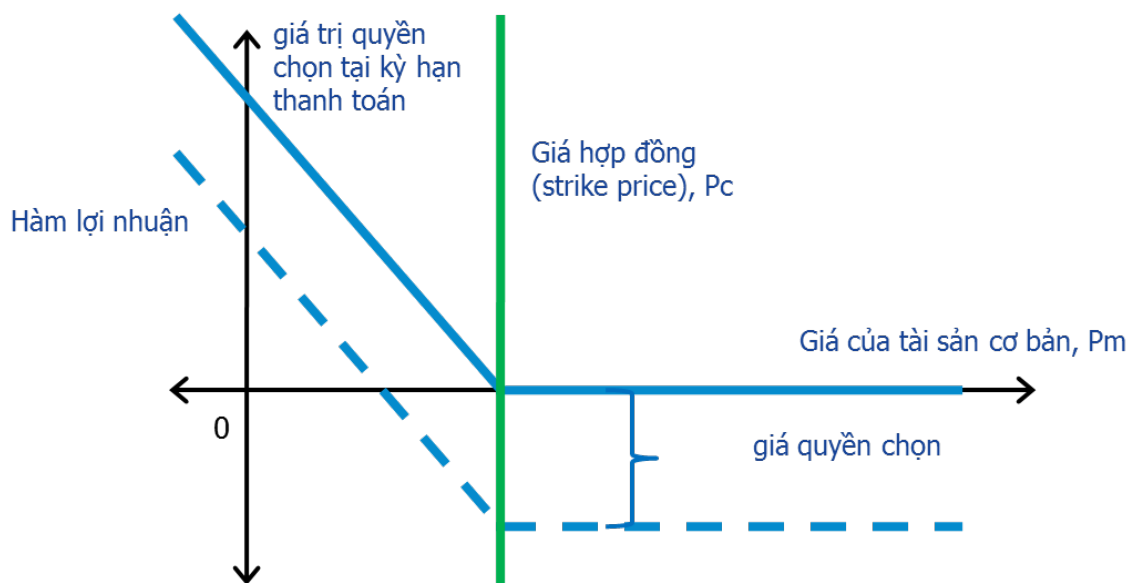
$$f(\mathbf{Pm}, \mathbf{Pc}) = \max(0, \mathbf{Pm} - \mathbf{Pc})$$

P_m : là giá giao ngay của tài sản

P_c : là giá hợp đồng

b. Quyền chọn bán (Put Options)

Hàm thanh toán, $f(P_m, P_c)$



➤ Bên mua:

- ✓ Phải trả phí ký kết hợp đồng (premium)
- ✓ Có quyền bán tài sản cho Bên bán vào ngày đáo hạn với giá hợp đồng (strike price)

➤ Bên bán:

- ✓ Nhận tiền phí hợp đồng
- ✓ Có trách nhiệm phải mua tài sản nếu Bên mua quyết định bán

➤ Hàm thanh toán của hợp đồng put option:

$$f(P_m, P_c) = \max(0, P_c - P_m)$$

P_m : là giá giao ngay của tài sản

P_c : là giá hợp đồng

1.5.2. Hợp đồng hoán đổi (Swaps contract)

Là một hợp đồng trong đó hai bên đồng ý hoán đổi dòng tiền, một giao dịch mà cả hai bên đồng ý thanh toán cho bên còn lại một chuỗi các dòng tiền trong một khoảng thời gian xác định. Ví dụ, giả sử một nhà xuất khẩu A thu được 1 triệu USD từ nước ngoài và hiện tại nhà xuất khẩu A đang có nhu cầu về VND để trả lương cho công nhân. Sau 3 tháng nhà xuất khẩu A lại cần đến số tiền này để sử dụng cho một hợp đồng nhập khẩu. Để thỏa mãn nhu cầu của mình nhà xuất khẩu đã ký một hợp đồng hoán đổi bán giao ngay và mua kỳ hạn 3 tháng 1 triệu USD. Với việc ký hợp đồng này nhà xuất khẩu A đã có ngay VND để trả lương cho công nhân và chắc chắn sẽ có được USD sau 3 tháng nữa với một tỷ giá đã

xác định trước, do đó tránh được rủi ro về tỷ giá. Tùy thuộc vào lãi suất hay tỷ giá sau đó thay đổi như thế nào mà một bên sẽ thu được lợi nhuận hay là bị lỗ. Lãi của bên này chính là lỗ của bên kia. Hợp đồng này chủ yếu sử dụng trong thị trường tài chính và khó áp dụng đối với thị trường điện lực tại Việt Nam.

1.5.3. Hợp đồng kỳ hạn (Forwards contract)

Hợp đồng kỳ hạn là hợp đồng giữa hai bên: người mua và người bán, để mua hoặc bán tài sản vào một ngày trong tương lai với giá đã thỏa thuận ngày hôm nay. Nếu vào ngày đáo hạn, giá hợp đồng cao hơn giá thực tế thì người sở hữu hợp đồng sẽ kiếm được lợi nhuận; nếu ngược lại thì người sở hữu hợp đồng sẽ chịu một khoản lỗ.

Bản thân hợp đồng kỳ hạn mang trong mình 3 loại rủi ro:

Thứ nhất, nếu giá thực tế vào ngày đáo hạn hợp đồng cao hơn giá mong đợi, rủi ro vốn có của công ty sẽ làm giảm giá trị công ty nhưng sự sụt giảm này sẽ được đền bù bằng lợi nhuận của hợp đồng kỳ hạn. Vì vậy, hợp đồng kỳ hạn cung cấp một cách phòng ngừa rủi ro hoàn hảo.

Thứ hai, rủi ro tín dụng hay rủi ro không có khả năng chi trả của hợp đồng. Rủi ro này có hai chiều, người sở hữu hợp đồng hoặc là người nhận được hoặc là người chi trả, phụ thuộc vào biến động giá cả thực tế của tài sản cơ sở.

Thứ ba, giá trị của hợp đồng kỳ hạn chỉ được giao nhận vào ngày nào đáo hạn của hợp đồng, không có khoản chi trả nào được thực hiện vào ngày ký kết hoặc trong thời hạn của hợp đồng. Vậy nên, bản thân những hợp đồng kỳ hạn có chứa nhiều rủi ro nhất trong các công cụ phái sinh. Để giảm thiểu những rủi ro do biến động giá cả như vậy cho các đơn vị tham gia trong thị trường phát điện cạnh tranh một người mua, EVN đã áp dụng một dạng biến thể của hợp đồng kỳ hạn – hợp đồng CfD (Contract for Different) hay còn gọi là hợp đồng dạng sai khác. Theo đó, ngoài khoản phải trả theo mức xác định trước của ngày giao dịch hiện hữu, người mua còn phải trả cho người bán một khoảng chênh lệch giữa giá hợp đồng với giá thị trường.

Hợp đồng CfD thực tế được áp dụng tại Việt Nam có những đặc điểm cơ bản sau:

- Giá hợp đồng (P_c), là giá là giá mua bán điện thỏa thuận giữa EVN và Đơn vị phát điện thị trường

- Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm (GO) của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện
- Sản lượng hợp đồng (Q_c) năm được ERAV phê duyệt trong kế hoạch năm của thị trường điện, nằm trong dải $80\% * [0,9 - 1,1]GO$
- Biểu đồ sản lượng hợp đồng (Q_c) cho từng chu kỳ giao dịch được xây dựng theo Quy định lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, tháng tới và tuần tới.

Công thức thanh toán áp dụng cho mỗi chu kỳ giao dịch như sau:

$$R = Q_m \times P_m + Q_c \times (P_c - P_m)$$

Trong đó:

R : Lượng tiền EVN thanh toán cho đơn vị phát điện

Q_m : Sản lượng phát thực trong thị trường giao ngay.

Q_c : Sản lượng hợp đồng trong CfD (~80% sản lượng hợp đồng)

P_m : Giá thị trường giao ngay

P_c : Giá hợp đồng ký kết giữa EVN và các đơn vị phát điện

Hợp đồng CfD ký kết giữa đơn vị phát điện và EVN theo đó EVN sẽ thanh toán cho đơn vị phát điện một khoản xác định $Q_m \times P_m$, ngoài ra để giảm thiểu rủi ro cho hai bên do biến động về giá thị trường thì bên mua sẽ thanh toán thêm cho bên bán một khoản $Q_c \times (P_c - P_m)$ nếu giá thị trường (P_m) thấp hơn giá hợp đồng (P_c) và ngược lại, nếu giá thị trường (P_m) cao hơn giá hợp đồng (P_c) thì đơn vị phát điện sẽ phải thanh toán cho EVN một khoản $Q_c \times (P_m - P_c)$.

Hợp đồng kỳ hạn này vẫn phát huy tác dụng hữu hiệu trong thị trường phát điện cạnh tranh một người mua tại Việt Nam, tuy nhiên khi bước sang giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh thì tỷ lệ hợp đồng sẽ giảm xuống đồng nghĩa với rủi ro do biến động giá thị trường cao hơn nhiều, hợp đồng CfD một mình nó không thể đảm bảo giải quyết được rủi ro nữa mà cần một thêm một công cụ phái sinh khác hỗ trợ. Hợp đồng tương lai (Futures contract) là một công cụ hỗ trợ hữu hiệu như vậy để giải quyết vấn đề và sẽ được thảo luận sau đây.

1.5.4. Hợp đồng tương lai (Futures contract)

Hợp đồng tương lai là một hợp đồng được tiêu chuẩn hóa, được giao dịch trên thị trường giao dịch hợp đồng tương lai để mua hoặc bán một số loại hàng hóa nhất định ở một mức giá nhất định vào một thời điểm xác định trong tương lai. Hợp đồng tương lai tiến triển từ hợp đồng kỳ hạn nên có những điểm giống

với hợp đồng kỳ hạn. Về bản chất, chúng giống tính thanh khoản của hợp đồng kỳ hạn. Tuy vậy, khác với hợp đồng kỳ hạn, hợp đồng tương lai được giao dịch trên thị trường có tổ chức, được gọi là sàn giao dịch tương lai. Người mua hợp đồng tương lai là người có nghĩa vụ mua hàng vào một ngày trong tương lai, có thể mua lại hợp đồng tương lai trên thị trường tương lai. Điều này làm cho họ thoát khỏi nghĩa vụ mua hàng. Và tương tự đối với người bán hợp đồng tương lai, là người có nghĩa vụ bán hàng vào một ngày trong tương lai, có thể mua lại hợp đồng trên thị trường tương lai, và điều này cũng làm cho họ thoát khỏi nghĩa vụ bán hàng. Đặc trưng này giúp những người tham gia mua bán công cụ tài chính phái sinh tránh được những thiệt hại kinh tế đáng kể nếu trong thời hạn hợp đồng giá cả của tài sản cơ sở có sự biến động không có lợi cho mỗi bên. Giống như hợp đồng kỳ hạn, hợp đồng tương lai cũng có rủi ro hai chiều, rủi ro tín dụng, tức người sở hữu hợp đồng hoặc là người được nhận hoặc là người phải chi trả. Tuy nhiên khác biệt rõ nhất với thị trường kỳ hạn là thị trường tương lai sử dụng 2 công cụ để loại bỏ rủi ro này.

Thứ nhất, thay vì giao nhận giá trị hợp đồng vào một ngày thông qua mua bán đơn thuần vào ngày đáo hạn trong hợp đồng kỳ hạn, hợp đồng tương lai đã giải quyết được vấn đề này bằng cách thực hiện thanh toán vào cuối mỗi ngày giao dịch. Điều này có nghĩa hợp đồng tương lai có tính chất thanh toán tiền mặt hay điều chỉnh theo ngày, tức thời hạn tương lai được rút ngắn lại. Nhờ thế mà rủi ro trong thanh toán được giảm đi.

Thứ hai, hợp đồng tương lai yêu cầu tất cả các thành viên tham gia thị trường, người bán và người mua đều như nhau, phải thực hiện một khoản ký gửi gọi là ký quỹ. Nếu hợp đồng tương lai của bạn tăng giá trị trong ngày giao dịch, mức tăng này sẽ được cộng vào tài khoản ký quỹ của bạn vào cuối ngày. Ngược lại, nếu hợp đồng của bạn giảm giá trị, thua lỗ sẽ được trừ ra. Và nếu số dư tài khoản ký quỹ của bạn giảm xuống mức tối thiểu đã thoả thuận trước đó, bạn sẽ bị yêu cầu nộp một khoản ký gửi bổ sung, tài khoản ký quỹ của bạn phải được bổ sung như cũ hoặc là vị thế của bạn sẽ bị đóng.

1.6. Kết luận chương 1:

Các đơn vị phát điện tham gia vào thị trường điện Việt Nam gặp rất nhiều rủi ro, bao gồm cả rủi ro về tài chính như rủi ro thanh khoản/thanh toán, rủi ro tín dụng thương mại, rủi ro lãi suất, rủi ro tỷ giá, rủi ro biến động giá; lẫn rủi ro trong

vận hành như sự cố thiết bị, diễn biến thủy văn hay tính hình hệ thống điện. Có rất nhiều công cụ để quản lý rủi ro, trong đó nổi bật lên là các hợp đồng phái sinh. Công cụ tài chính phái sinh được hiểu là những công cụ được phát hành trên cơ sở những công cụ tài chính đã có nhằm nhiều mục tiêu khác nhau như phân tán rủi ro, bảo vệ lợi nhuận hoặc tạo ra lợi nhuận. Giá trị của công cụ phái sinh bắt nguồn từ một số công cụ cơ sở khác như tỉ giá, trị giá cổ phiếu, trái phiếu, chỉ số chứng khoán, lãi suất... Công cụ tài chính phái sinh xuất hiện lần đầu tiên nhằm giảm thiểu hoặc loại bỏ hoàn toàn rủi ro, trong đó thường được sử dụng cao nhất là hợp đồng kỳ hạn (forward contracts), hợp đồng tương lai (future contracts), bên cạnh đó còn có hợp đồng quyền chọn (options contract) và hợp đồng hoán đổi (swap contract). Những công cụ trên còn có thể kết hợp với nhau, với những khoản vay hoặc những chứng khoán truyền thống để tạo nên các công cụ lai.

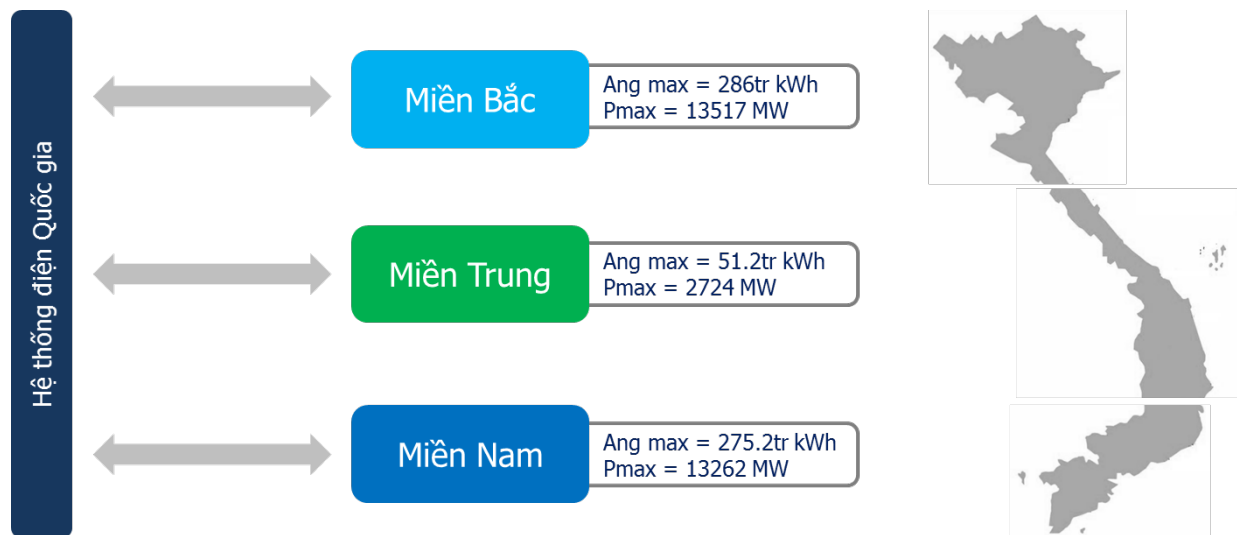
Thị trường điện Việt Nam mới được hình thành từ năm 2011 với giai đoạn đầu tiên là Thị trường phát điện cạnh tranh, hiện nay đang tiến tới giai đoạn tiếp theo là Thị trường bán buôn cạnh tranh, các khái niệm về thị trường bán buôn còn tương đối mới mẻ, các thành viên tham gia thị trường cũng chưa làm quen ngay được với mô hình mới. Do đó cần phải có một công cụ quản lý rủi ro cho các đơn vị phát điện, đó là áp dụng hợp đồng tương lai trong thị trường điện bán buôn Việt Nam, để chia sẻ rủi ro cho cả bên mua và bên bán khi mà cả hai đều bắt đầu làm quen với thị trường.

CHƯƠNG II

THỊ TRƯỜNG ĐIỆN Ở VIỆT NAM

2.1. Tổng quan về thị trường điện Việt Nam

2.1.1. Hệ thống điện Việt Nam



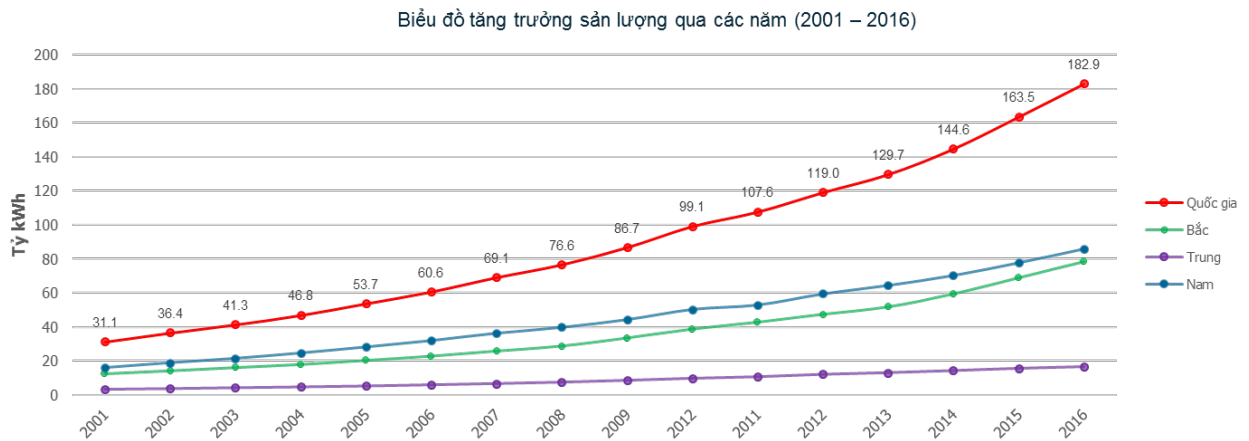
Hệ thống điện Việt Nam trải dài từ bắc vào Nam với hệ thống truyền tải cấp điện áp 500kV, 200kV, 100kV, 35kV... Với công suất đặt : 41422MW và phụ tải 182.9 tỷ kWh (2016)

- Miền Bắc: Công suất max: 13517MW và Sản lượng trung bình 286 triệu kWh/ ngày.
- Miền Trung: Công suất max: 2724MW và Sản lượng trung bình 51.2 triệu kWh/ ngày.
- Miền Nam: Công suất max: 13262MW và Sản lượng trung bình 275.2 triệu kWh/ ngày.
- Các miền liên kết với nhau bằng hệ thống lưới truyền tải 500kV.
- Các nguồn điện phân bố trên cả nước với công suất đặt 41422MW.
- Các nguồn nhiên liệu:
 - Thủy điện
 - Nhiệt điện Than
 - Nhiệt điện dầu
 - Nhiệt điện tuabin khí

- Năng lượng tái tạo: Gió và mặt trời
- Xuất nhập khẩu điện nước ngoài với các nước Trung Quốc, Lào và Campuchia.

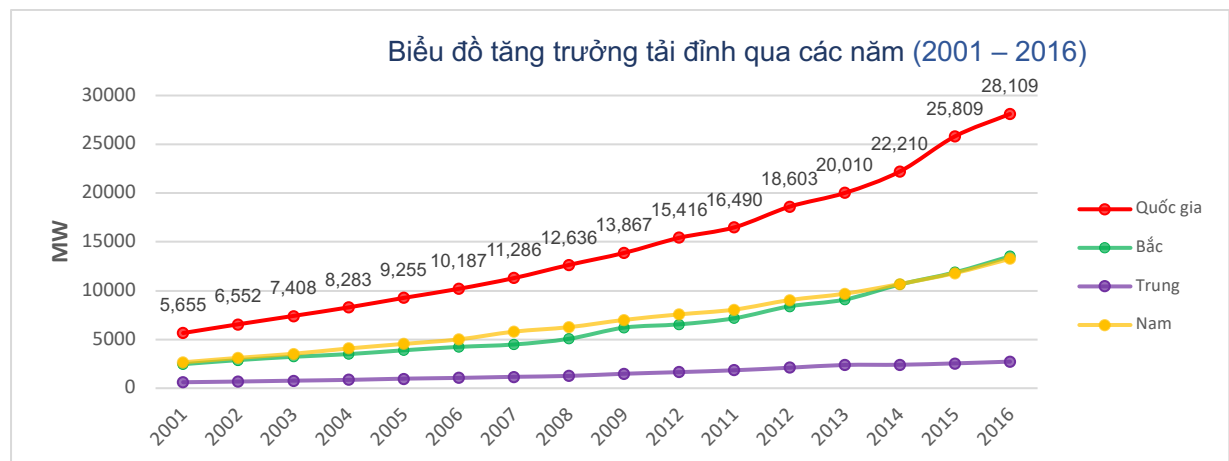
2.1.1.1. Phụ tải hệ thống

a. Tăng trưởng sản lượng qua các năm.



- Sản lượng năm 2016: 182.9 tỷ kWh
- Tăng trưởng sản lượng hàng năm 11 - 13%.

b. Tăng trưởng tải đỉnh qua các năm

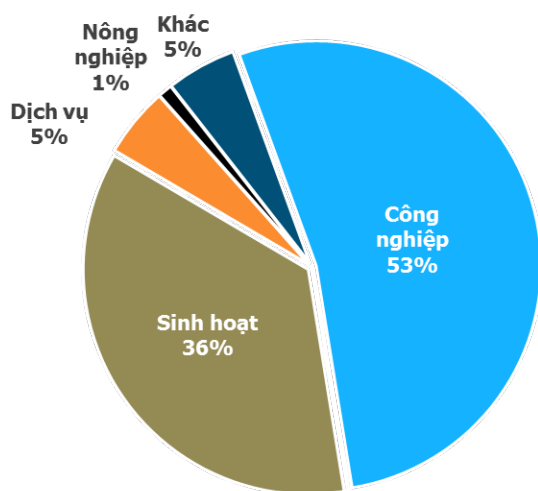


Diễn biến tăng trưởng tải đỉnh của hệ thống điện từ năm 2011 đến năm 2016.

- Công suất max: 28,109MW (2016)
- Tăng trưởng tải đỉnh hàng năm 12 - 14%

c. Cơ cấu phụ tải

Cơ cấu phụ tải



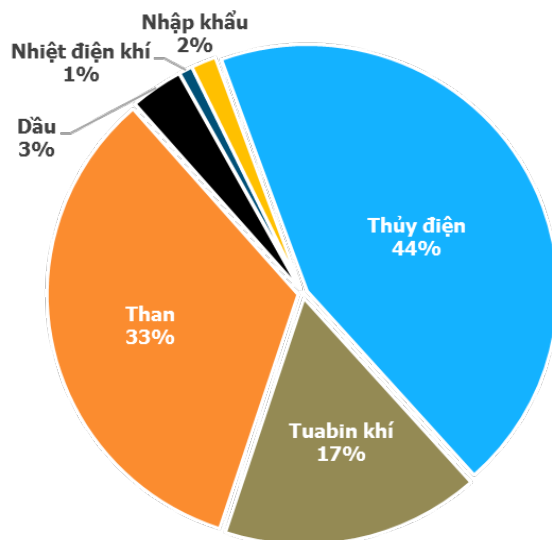
Loại phụ tải	Tỷ lệ (%)
Công nghiệp	53 %
Nông nghiệp	1 %
Sinh hoạt	36 %
Dịch vụ	5 %
Khác	5 %

Cơ cấu phụ tải của khách hàng

2.1.1.2. Cơ cấu nguồn điện

a. Cơ cấu nguồn theo loại hình công nghệ

Cơ cấu nguồn theo loại hình công nghệ

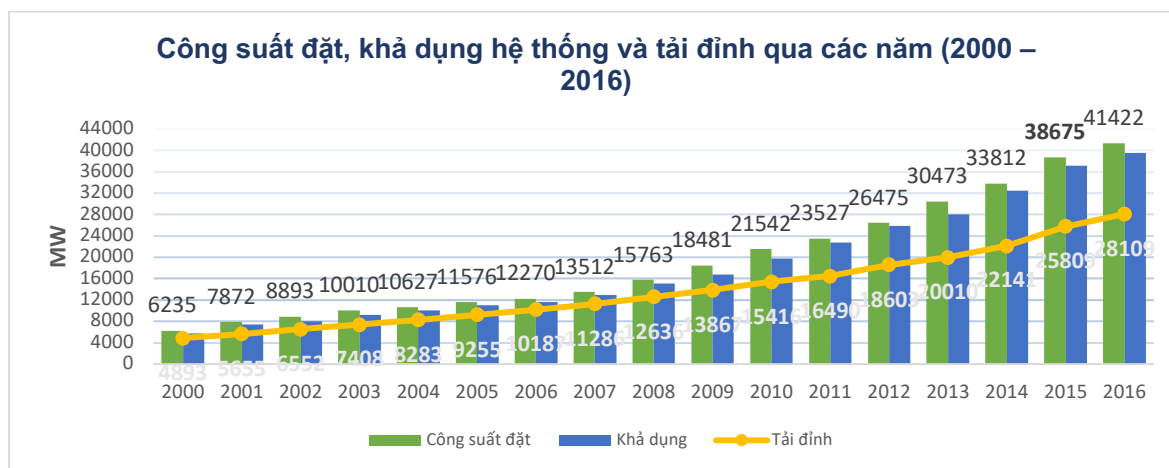


Tổng công suất đặt hệ thống 41 422MW. Cơ cấu nguồn theo loại hình công nghệ như sau

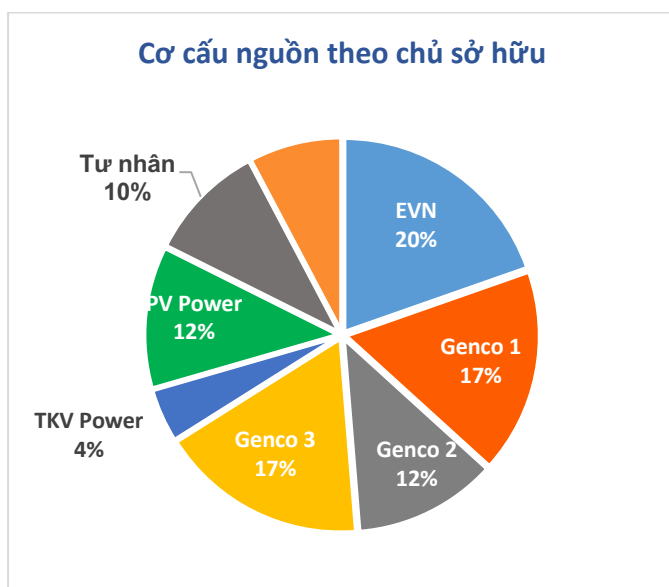
Loại hình	Công suất (MW)	Phần trăm (%)
Thủy điện	19269	44 %

Tuabin khí	7300	17 %
Than	14684	33 %
Dầu	1500	3.5 %
Nhiệt điện khí	370	1 %
Nhập khẩu	500	1.5 %
Tổng	41422	

b. Tăng trưởng hệ thống qua các năm



c. Cơ cấu nguồn theo chủ sở hữu



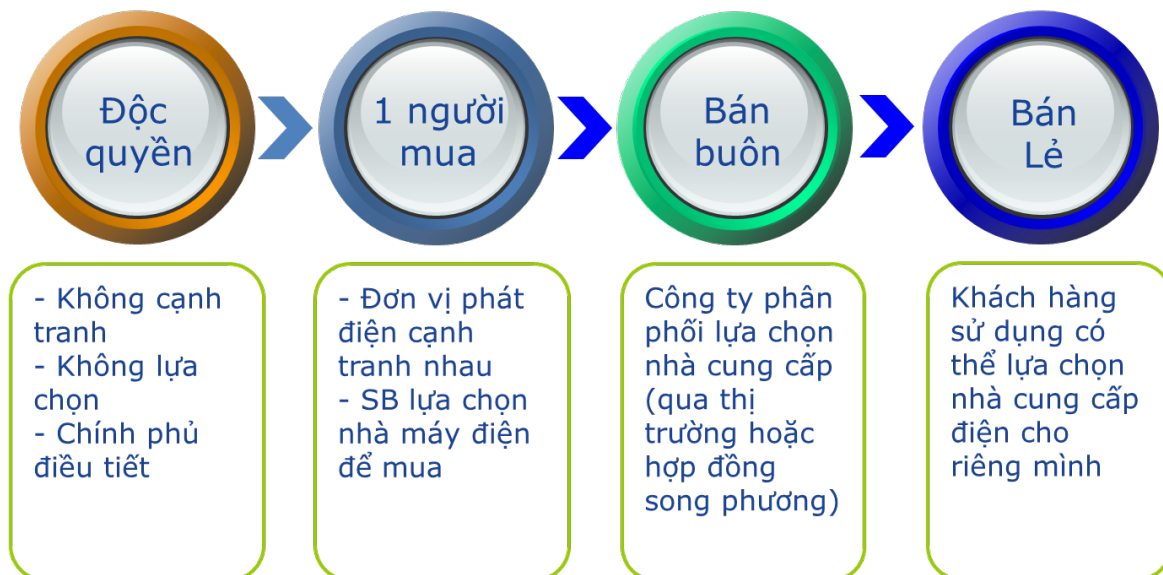
Công suất đặt của các chủ sở hữu với công suất đặt và tỷ lệ so với hệ thống như sau:

Chủ sở hữu	Công suất (MW)	Phần trăm (%)
EVN	7211	20%

Genco 1	6202	17%
Genco 2	4343	12%
Genco 3	6292	17%
TKV Power	1620	4%
PV Power	4297	12%
Tư nhân	3589	10%
Nước ngoài	2803	8%

2.1.2. Các cấp độ của thị trường điện Việt Nam

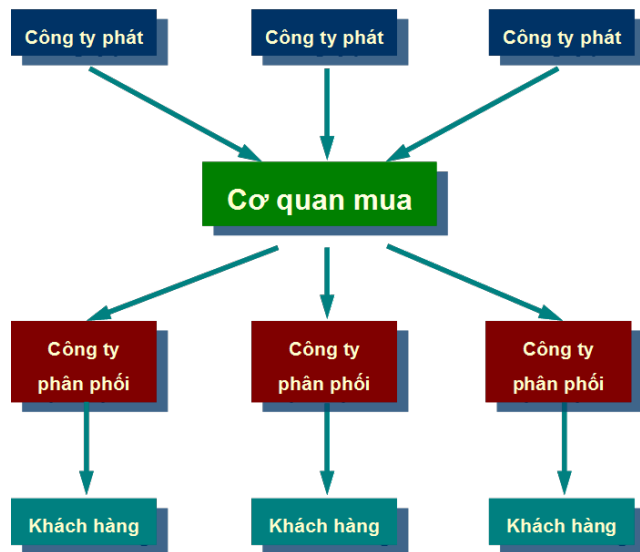
Mô hình phát triển của Thị trường điện qua các cấp độ:



Mô hình phát triển của thị trường điện qua các cấp độ của thị trường sau:

- Độc quyền: Một đơn vị duy nhất sở hữu tất cả các khâu từ phát điện, truyền tải và phân phối. Chính phủ điều tiết thông qua các chính sách.
- Một người mua duy nhất: Các đơn vị phát điện cạnh tranh nhau bán điện cho đơn vị mua duy nhất. Đơn vị mua duy nhất sẽ lựa chọn nhà máy bán giá rẻ nhất để mua điện.
- Thị trường bán buôn điện cạnh tranh: Các đơn vị phân phối cạnh tranh nhau mua điện của các đơn vị phát điện và bán điện cho khách hàng của mình.
- Thị trường bán lẻ cạnh tranh: Người mua điện có quyền chọn nhà phân phối để mua điện hoặc mua trực tiếp trên thị trường điện.

2.1.2.1. Mô hình một người mua



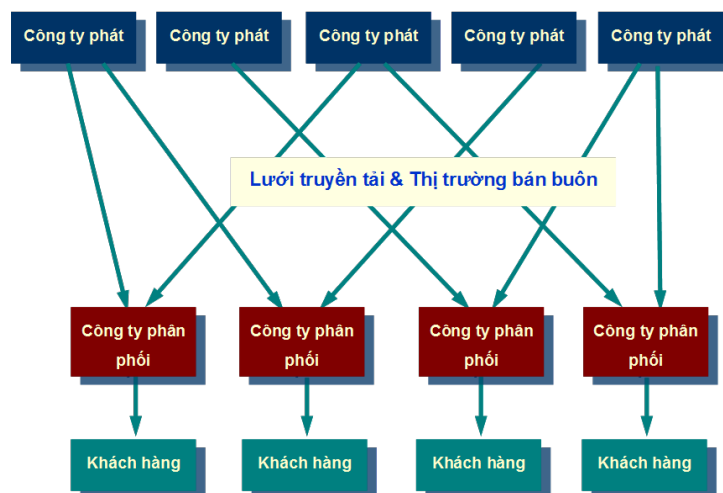
Ưu điểm

- ✓ Cần ít thay đổi lớn từ tình hình hiện tại.
- ✓ Tăng cường năng lực trong các lĩnh vực chủ chốt, cơ hội thực thi thành công cao.
- ✓ Không có tác động lớn, cho phép có thêm thời gian cải thiện năng lực

Nhược điểm

- ✓ Cạnh tranh ban đầu bị hạn chế
- ✓ Đòi hỏi cơ quan mua duy nhất có vị thế tín dụng mạnh
- ✓ Các công ty phân phối không có cơ hội lựa chọn đối tác cung cấp điện
- ✓ Cắt giảm các chi phí cung cấp điện sẽ bị hạn chế.

2.1.2.2. Mô hình cạnh tranh bán buôn



Ưu điểm

- ✓ Các công ty phân phối có cơ hội lựa chọn đơn vị cung ứng điện
- ✓ Cạnh tranh khiến các đơn vị phát điện phải nâng cao hiệu năng, giảm chi phí.
- ✓ Các khách hàng lớn có thể lựa chọn các đối tác cung cấp điện cho mình.
- ✓ Hiệu quả hơn và tiết kiệm chi phí

Nhược điểm

- ✓ Sẽ có các thay đổi lớn
- ✓ Các khách hàng vừa và nhỏ có thể không thu được lợi ích từ thị trường.
- ✓ Xây dựng và vận hành thị trường này sẽ tốn kém và phức tạp hơn mô hình cơ quan mua duy nhất.

2.1.2.3. Mô hình cạnh tranh bán lẻ



Ưu điểm

- ✓ Hiệu quả hơn và tiết kiệm chi phí
- ✓ Cạnh tranh hơn bắt đầu với các khách hàng lớn, sau đó đến các khách hàng nhỏ hơn.
- ✓ Tất cả các khách hàng có thể thu được lợi ích trực tiếp từ cạnh tranh hoàn toàn và mở rộng quyền lựa chọn.

Nhược điểm

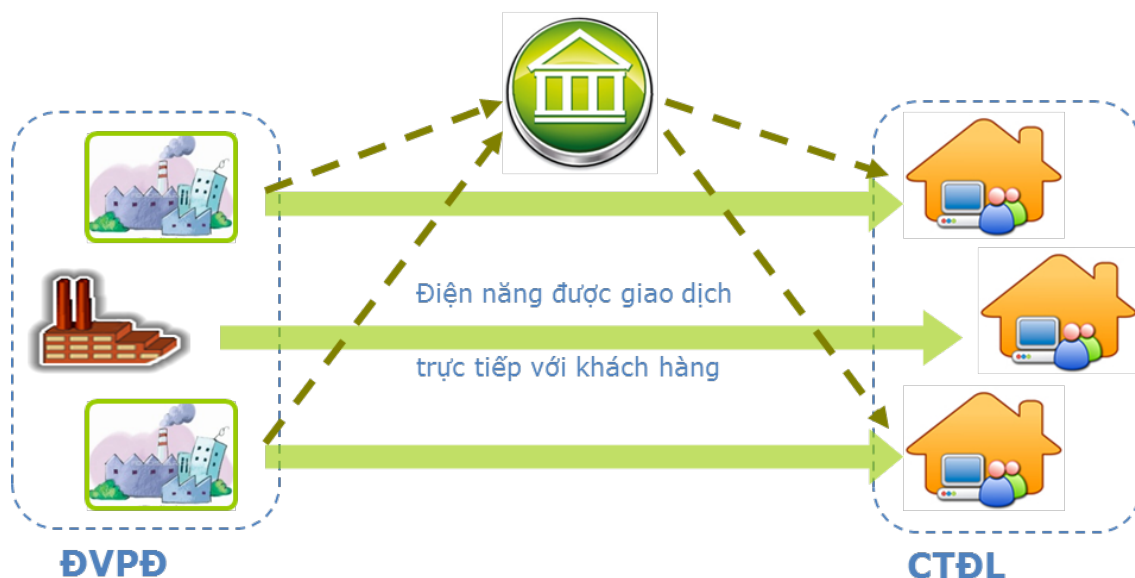
- ✓ Các khách hàng vừa và nhỏ sẽ mất nhiều thời gian hơn để hiện thực hóa tiết kiệm chi phí và hiệu năng t.trường
- ✓ So với Mô hình cạnh tranh bán buôn, cần đầu tư nhiều hơn về CSHT...
- ✓ Phát sinh các chi phí bổ sung
- ✓ Yêu cầu thông tin tới k.hàng rộng rãi

2.1.3. Phân loại mô hình thị trường

2.1.3.1. Phân loại theo quy mô

a. Thị trường Net Pool

Một phần rất nhỏ (còn thừa) được bán lên thị trường



Mô hình: Các đơn vị sẽ giao dịch trực tiếp với nhau, còn phần điện năng còn thừa bán lên thị trường điện

Ưu điểm:

- Các nhà cung cấp có nhiều lựa chọn hơn trong việc mua bán điện.
- Các hợp đồng có thể tiếp tục được thanh toán với các thỏa thuận hiện có

Nhược điểm:

- Việc vận hành thị trường điện phức tạp hơn.
- Ko bù đắp chi phí giữa nguồn có giá bán đắt và nguồn có giá bán rẻ.
- Việc vận hành tối ưu toàn bộ hệ thống điện khó thực hiện được

b. Thị trường Gross Pool



Mô hình: Mô hình thị trường tập trung toàn phần là mô hình thị trường điện trong đó bắt buộc tất cả các nhà máy điện phải chào bán toàn bộ công suất sẵn sàng lên thị trường giao ngay.

Ưu điểm:

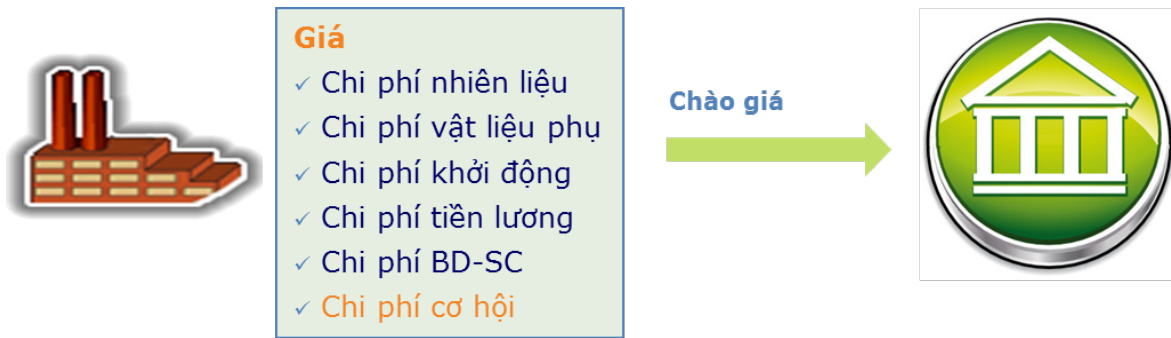
- Thực thi và quản lý đơn giản hơn.
- Việc chào giá bán không quá phức tạp.
- Có khả năng điều tiết nhằm giữ ổn định giá bán đầu ra cho khách hàng.
- Khách hàng được hưởng giá bán điện hợp lý, góp phần phát triển kinh tế và xã hội đồng đều.

Nhược điểm:

- Các nhà cung cấp (đơn vị phát điện) có ít lựa chọn hơn trong thị trường
- Khi mất cân bằng cung - cầu có khả năng rủi ro cho đơn vị phát điện hoặc cho người mua trung gian

2.1.3.2. Phân loại theo phương thức chào giá

a. Price based - Chào giá tự do



Mô hình: Mô hình thị trường chào giá tự do là mô hình thị trường điện trong đó bắt buộc tất cả các nhà máy điện phải chào bán toàn bộ công suất sẵn sàng lên thị trường giao ngay để thu hồi chi phí cố định và biến đổi thông qua giá thị trường giao ngay, và không có cơ chế thanh toán công suất riêng cho các đơn vị phát điện

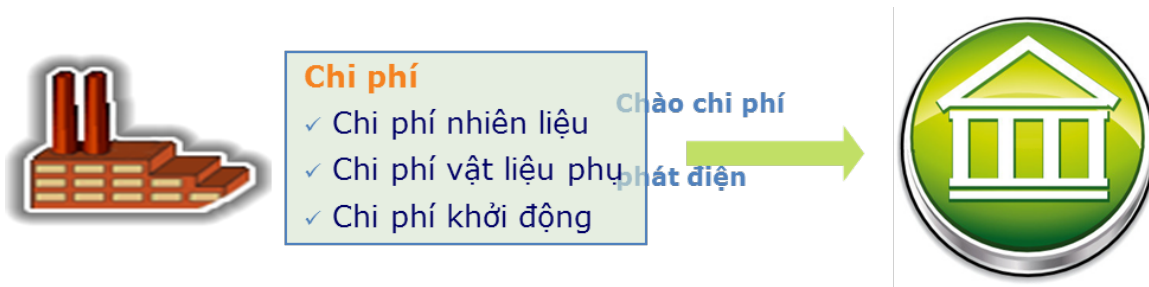
Ưu điểm:

- Các công ty phát điện rất linh hoạt trong việc chào giá bán điện.
- Khi giá thị trường tăng cao, các công ty phát điện được quyền nâng giá bán tùy ý miễn nằm dưới mức giá trần theo quy định.
- Giá bán điện cao sẽ khiến khách hàng tự điều chỉnh, cân đối cũng như tự nguyện giảm nhu cầu sử dụng.

Nhược điểm:

- Các công ty phát điện rất linh hoạt trong việc chào giá bán điện.
- Khi giá thị trường tăng cao, các công ty phát điện được quyền nâng giá bán tùy ý miễn nằm dưới mức giá trần theo quy định.
- Giá bán điện cao sẽ khiến khách hàng tự điều chỉnh, cân đối cũng như tự nguyện giảm nhu cầu sử dụng.

b. Cost based - Chào giá theo chi phí



Mô hình: Mô hình thị trường chào giá theo chi phí (Cost-Based Pool) là mô hình thị trường điện trong đó bắt buộc tất cả các nhà máy điện phải chào bán lên thị trường giao ngay toàn bộ công suất sẵn sàng theo chi phí biến đổi (hoặc giá trị tương đương đối với nhiệt điện) và có cơ chế thanh toán công suất để đảm bảo các nhà máy điện có khả năng thu hồi đủ chi phí cố định và biến đổi.

Ưu điểm:

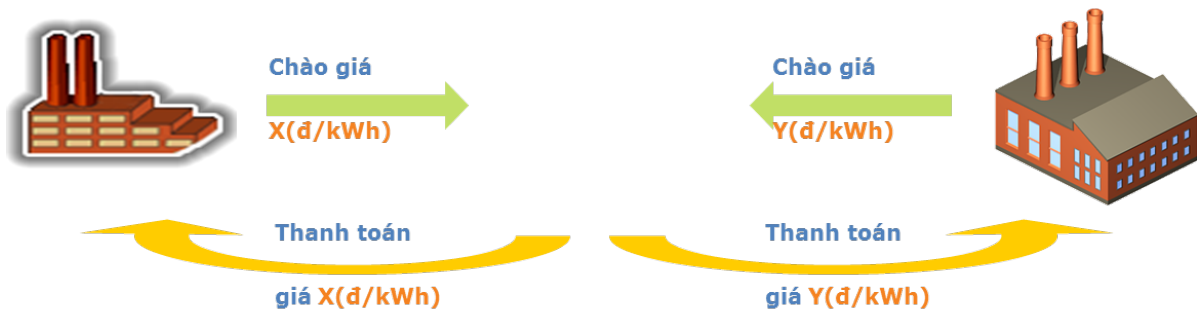
- Đảm bảo các nhà máy điện không bị lỗ khi sản xuất nếu lượng điện năng bán được lớn hơn hoặc bằng với kế hoạch dự tính của đơn vị.
- Giá thành điện năng sẽ khá ổn định.
- Khả năng bình ổn thị trường tốt hơn khi giá nhiên liệu không dao động mạnh.
- Khó có cơ hội cho các công ty phát điện lũng đoạn thị trường

Nhược điểm:

- Việc giám sát định giá bán điện của các nhà máy điện sẽ rất phức tạp do rất nhiều thành phần chi phí có thể ảnh hưởng đến giá bán điện của một đơn vị.
- Các công ty phát điện có thể tạo ra những chứng từ hoá đơn với chi phí cao hơn thực tế.
- Dễ dẫn đến cơ chế xin - cho khi duyệt kế hoạch đầu tư xây dựng và mua sắm của các đơn vị phát điện.

2.1.3.3. Phân loại theo phương thức thanh toán

a. Phương thức thanh toán theo giá chào



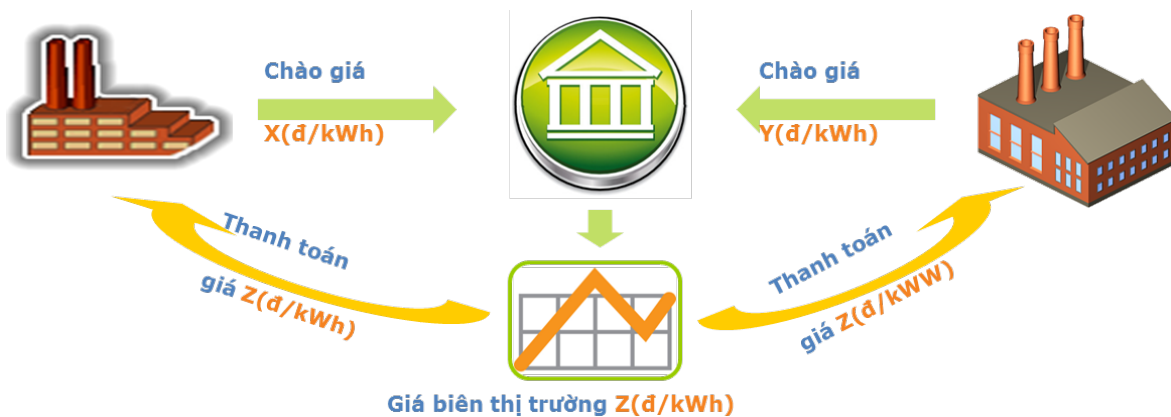
Mô hình: Khi một giao dịch thực sự diễn ra (cung - cầu gặp nhau) người bán hàng sẽ được người mua hàng thanh toán với giá bằng đúng giá người mua chào bán.

Ưu điểm: Việc thanh toán theo giá chào được thực hiện khá đơn giản cho cả người mua lẫn người bán

Nhược điểm:

- Chưa thực sự đảm bảo tính công bằng và minh bạch giữa người mua duy nhất và các người bán hàng khác nhau.
- Có xu hướng làm tăng dần chi phí do đơn vị phát điện luôn muốn tăng giá bán điện

b. Phương thức thanh toán theo giá biên thị trường



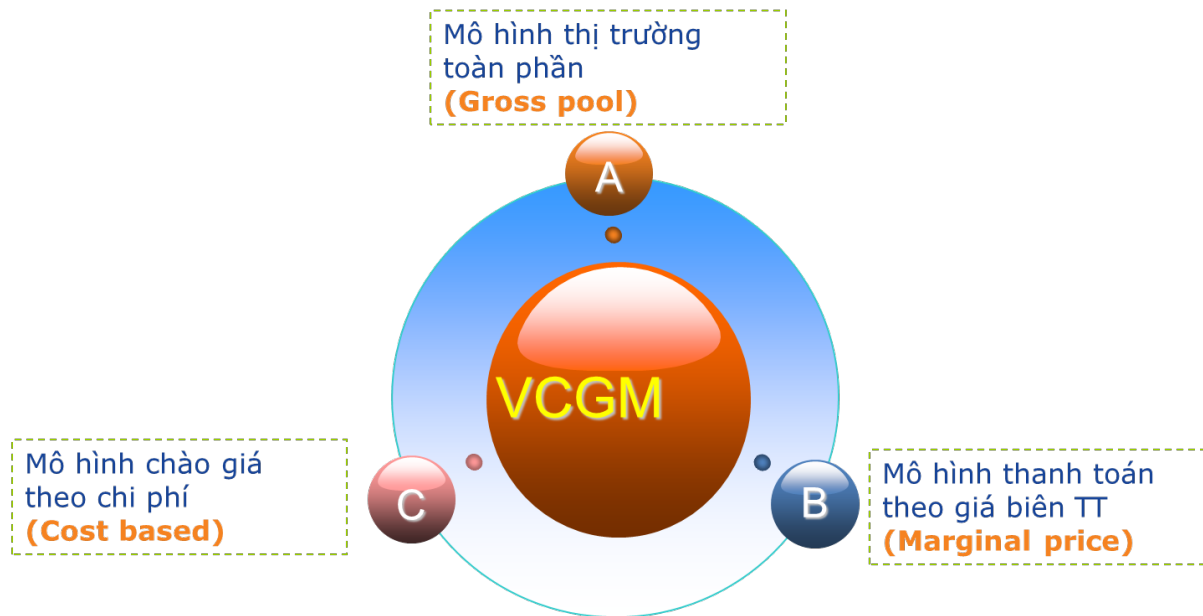
Mô hình: Giá biên của điện năng trong thị trường điện là giá bán điện của tổ máy đắt nhất trong hệ thống điện cần phải huy động để đáp ứng 1 kWh nhu cầu phụ tải tăng thêm. Các đơn vị sẽ thanh toán theo giá biên điện năng của thị trường.

Ưu điểm: Tạo môi trường công bằng và minh bạch hơn cho các công ty phát điện.

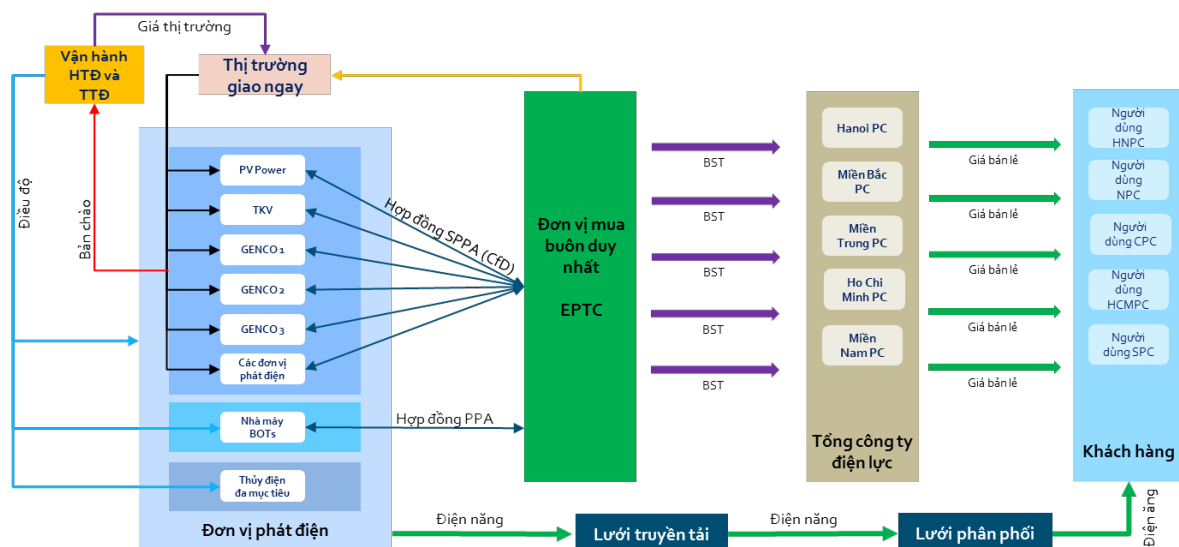
Nhược điểm: Việc chi trả của người mua trung gian trong giai đoạn đầu áp dụng sẽ cao hơn nhiều so với phương thức thanh toán theo giá chào

2.2. Tổng quan thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM)

2.2.1. Mô hình thị trường điện



Thị trường toàn phần với mô hình chào giá theo chi phí và thanh toán theo giá biên của thị trường.

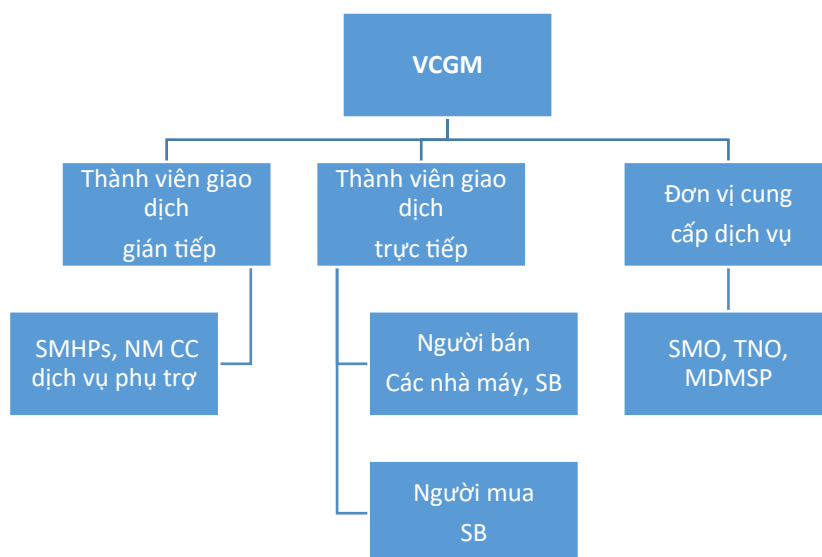


Hình 0-1 Sơ đồ vận hành thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM)

Để tạo điều kiện thuận lợi cho sự tham gia của các bên trong sự phát triển của thị trường, VCGM đưa ra các mối quan hệ thành viên cho các đơn vị tham gia trực tiếp hoặc gián tiếp vào mua bán điện thông qua thị trường cũng như các tổ chức, cá nhân khác quan tâm đến việc truy cập những thông tin nhất định của VCGM mà không sẵn có trong những thông tin công bố chung. VCGM có ba nhóm thành viên:

- 1- Thành viên giao dịch trực tiếp bao gồm người mua (SB) và người bán (các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường, có công suất đặt từ 30MW trở lên và SB trong vai trò chào thay cho BOT). Các thành viên giao dịch trực tiếp chịu chi phối của Quy định thị trường phát điện cạnh tranh, Quy định hệ thống điện truyền tải và các quy định, thủ tục khác của VCGM.
- 2- Thành viên giao dịch gián tiếp bao gồm các nhà máy thủy điện đa mục tiêu (SMHP) và các nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ. Trong khi các thành viên giao dịch gián tiếp không mua bán trực tiếp trong VCGM, họ vẫn có một số nghĩa vụ quy định trong quy định thị trường (ví dụ, thanh toán, lập lịch huy động), trong quy định lưới truyền tải (điều độ), quy định đo đếm, các quy định và thủ tục khác của VCGM (các đơn vị xuất/nhập khẩu điện, nhà máy BOT không thuộc nhóm thành viên giao dịch gián tiếp).
- 3- Các nhà cung cấp dịch vụ bao gồm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (SMO), cơ quan vận hành lưới truyền tải (TNO) và đơn vị cung cấp dịch vụ đo đếm điện năng (MDMSP).

Ba nhóm thành viên VCGM



2.2.2. Các thành viên thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM)

2.2.2.1. Các thành viên giao dịch trực tiếp

Thành viên giao dịch trực tiếp áp dụng cho các đơn vị bán điện (người bán) tự chào điện năng phát vào VCGM và SB.

Trong VCGM, SB là người mua duy nhất, tuy nhiên các đơn vị phát điện (nhà máy) có thể mua điện từ thị trường để thực hiện sản lượng hợp đồng đã ký với SB.

2.2.2.2. Người mua duy nhất (SB)

SB là người mua duy nhất của thị trường và tất cả các người bán bắt buộc phải bán điện cho SB hoặc thông thị trường và thông qua hợp đồng.

2.2.2.3. Đơn vị phát điện (Genco)

Đơn vị phát điện là một cá nhân hoặc một tổ chức sở hữu một hoặc nhiều tổ máy phát điện nối vào lưới truyền tải hoặc lưới phân phối. Chỉ các đơn vị phát điện tham gia các hợp đồng mẫu VCGM với SB mới gọi là các thành viên giao dịch trực tiếp, họ sẽ phải chào vào VCGM theo các quy định thị trường điện Quy định thị trường phát điện cạnh tranh.

2.2.2.4. Các thành viên giao dịch gián tiếp

Các thành viên giao dịch gián tiếp có trách nhiệm bán điện năng hoặc cung cấp dịch vụ phụ trợ thông qua SMO hoặc là các nhà máy không phải người bán

(ví dụ: các nhà máy thủy điện đa mục tiêu - SMHP), các tổng công ty điện lực (PC) tham gia thị trường giao ngay thông qua SB, các đơn vị nhập khẩu hoặc xuất khẩu.

a. Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (SMHP)

SMHP do nhà nước sở hữu, đảm nhiệm vai trò đặc biệt được quy định trong Tổng sơ đồ VI. Các nhà máy này sẽ tham gia các hợp đồng đặc biệt với SB, trong khi điện năng phát ra sẽ được SMO công bố bằng cách sử dụng giá trị nước được tính toán từ mô hình xác định giá trị nước.

b. Các nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ thông qua hợp đồng

Các nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ sẽ ký hợp đồng với SMO, và được SMO huy động theo chi phí biến đổi sản xuất điện năng.

2.2.2.5. Thành viên không tham gia thị trường

a. Nhà máy điện BOT

BOT là các nhà sản xuất điện độc lập xây dựng và vận hành các nhà máy điện theo các điều khoản của hợp đồng mua bán điện BOT (BOT PPA). Sự ra đời của VCGM sẽ không có ảnh hưởng tài chính đối với các BOT. Các BOT không cần phải giao dịch trong VCGM, và SB sẽ chào sản lượng phát cho BOT.

b. Các tổng công ty điện lực (PC)

Các PC vận hành lưới điện phân phối và cung cấp điện đến các khách hàng nối lưới của họ. Các công ty điện lực sẽ mua điện từ SB và bán cho các khách hàng của mình trên cơ sở biểu giá điện quy định. Mặc dù không tham gia vào thị trường, nhưng các PC vẫn có trách nhiệm hỗ trợ Cục Điều tiết điện lực Bộ Công thương (ERAV) trong xác định giá phân phối để xác định các mức phí mà họ phải trả cho SB và trả cho lượng điện mua từ SB với giá phân phối điện hợp đồng theo quy định. Các thành viên giao dịch trực tiếp có thể nằm trong lưới phân phối được vận hành bởi các PC; các PC không phải là nhà cung cấp dịch vụ cho VCGM. Đây là trách nhiệm của các nhà máy có công suất lớn nằm trong lưới phân phối phải tính đến các tổn thất đường dây và các nghẽn mạch với các lưới phân phối của họ.

c. Các đơn vị nhập khẩu (NK)

Tất cả lượng điện năng nhập khẩu cần thiết phải bán cho SB.

Có ba kiểu nhập khẩu tham gia nhập khẩu điện từ các nước láng giềng:

- Nhập khẩu điện từ một khu vực biệt lập không nối với vào lưới truyền tải. Kiểu nhập khẩu này sẽ không bị chi phối bởi quy định thị trường.
- Nhập khẩu qua lưới truyền tải mà toàn bộ sản lượng nhập khẩu được ký hợp đồng. Theo quy định hiện nay, SB sẽ công bố sản lượng điện nhập khẩu để làm cơ sở cho việc lập lịch huy động và điều độ trong thị trường điện.
- Nhập khẩu qua lưới truyền tải mà lượng điện nhập khẩu không được ký hợp đồng toàn bộ với một phần sản lượng điện sẽ được bán thông qua thị trường giao ngay. Trong trường hợp này, Đơn vị phát điện sẽ được coi như là một đơn vị giao dịch trực tiếp trên thị trường.

d. Các đơn vị xuất khẩu (XK)

Các đơn vị xuất khẩu là những đơn vị bán điện cho các nước láng giềng. Các đơn vị xuất khẩu (các nhà máy điện hoặc SB) phải nộp sản lượng điện xuất khẩu hàng giờ đã ký cho SMO để tính toán trong quá trình lập lịch huy động.

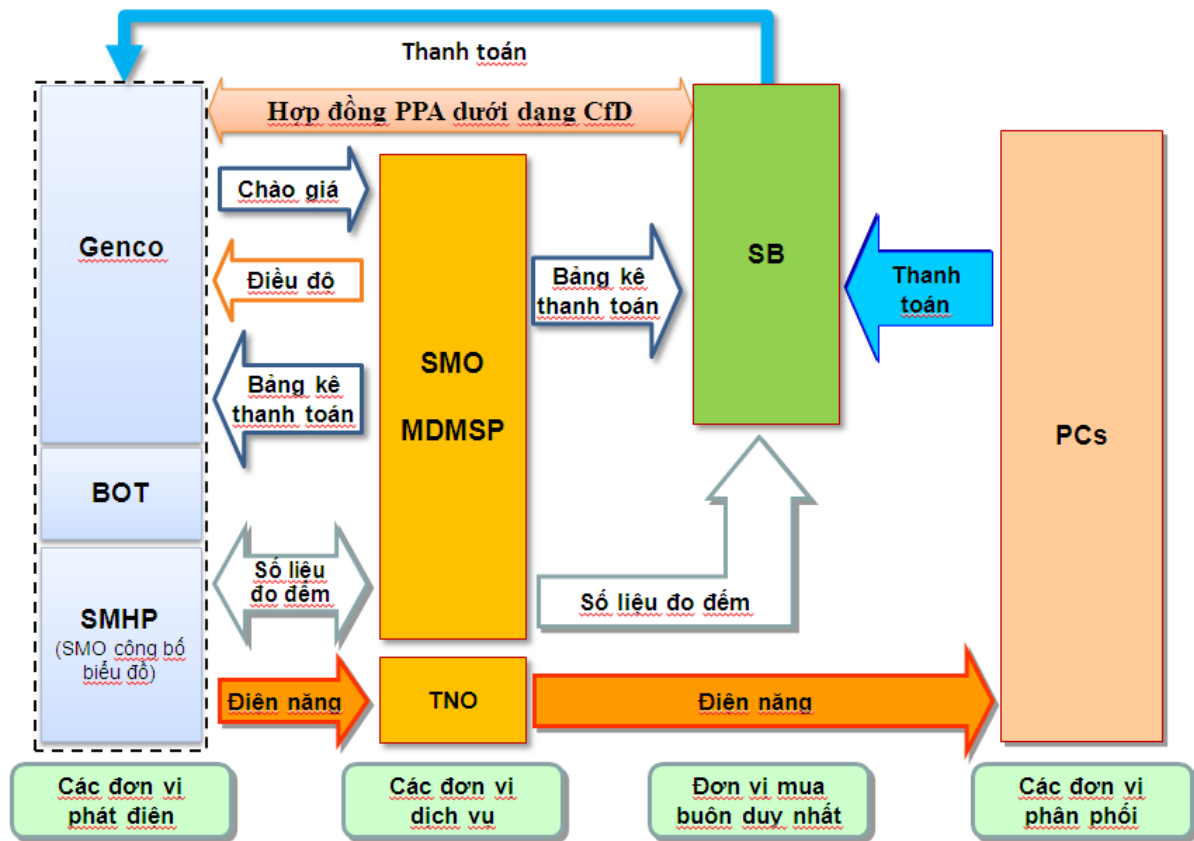
2.2.2.6. Các đơn vị cung cấp dịch vụ VCGM

VCGM có ba nhà cung cấp dịch vụ:

- SMO – Cơ quan vận hành thị trường và hệ thống điện
- TNO - Cơ quan vận hành lưới điện truyền tải
- MDMSP – Đơn vị cung cấp dịch vụ quản lý và đo đếm điện năng

2.2.3. Cơ chế vận hành thị trường phát điện cạnh tranh

Thị trường điện cạnh tranh là thị trường điều độ tập trung chào giá ngày tới theo chi phí (day ahead mandatory cost-based pool). Tất cả các nhà máy (ngoại trừ các nhà máy có công suất đặt dưới 30MW, các nhà máy BOT, các nhà máy mới chưa đủ điều kiện) đều phải tham gia thị trường. Vào trước ngày giao dịch, các bản chào giá điện năng của các nhà máy điện cho từng chu kỳ giao dịch hàng giờ của ngày giao dịch được nộp cho SMO. Dựa trên các bản chào giá nhận được, SMO lập lịch huy động dự kiến cho ngày tới bằng phương pháp tối ưu chi phí phát điện có tính đến các ràng buộc kỹ thuật và an ninh trong hệ thống điện. Vào ngày giao dịch, dựa trên các thông tin cập nhật hàng giờ, SMO điều chỉnh lại lịch huy động các nhà máy điện để làm cơ sở điều độ các nhà máy điện trong giờ tới.



Hình 2.1: Sơ đồ vận hành thị trường phát điện cạnh tranh

Giá thị trường toàn phần thanh toán cho các nhà máy gồm hai thành phần:

- Giá biên hệ thống (SMP) cho điện năng phát trong một chu kỳ giao dịch được xác định sau vận hành (ex-post) bằng giá chào cao nhất trong tất cả các tổ máy được xếp trong lịch huy động theo phương pháp không tính đến ràng buộc về hạn chế truyền tải điện cho chu kỳ đó. Trường hợp giá SMP này cao hơn giá trần SMP được quy định, mức giá thanh toán sẽ được tính bằng giá trần SMP.
- Giá công suất (CAN - Capacity Add-On) cho lượng công suất được lập lịch huy động trong một chu kỳ giao dịch. Giá công suất CAN được SMO xác định cho từng chu kỳ giao dịch trong lập kế hoạch vận hành năm tới, trong đó CAN được trả cho những giờ không phải là thấp điểm đêm khi hệ thống cần công suất, cụ thể là từ 4h00 đến 22h00 hàng ngày. Giá CAN được xác định trên nguyên tắc nhà máy mới tốt nhất (BNE – Best New Entrant) có thể thu hồi chi phí cố định và biến đổi bình quân

trong một năm dựa trên các giả thiết được sử dụng trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới.

Tất cả các bản chào giá điện năng trong thị trường VCGM đều được giới hạn trong mức giá trần bản chào. Các nhà máy nhiệt điện chào giá chi phí biến đổi của từng tổ máy trong giới hạn mức trần chi phí biến đổi của từng nhóm công nghệ chuẩn tính theo giá nhiên liệu và chi phí khởi động. Đối với các nhà máy thủy điện, mức giá chào nằm trong phạm vi từ 0% - 100% giá trị nước do SMO tính toán cho từng nhà máy của từng nhà máy bằng mô hình xác định giá trị nước.

Để đảm bảo mức giá điện phản ánh chi phí hợp lý cho xã hội, trong thị trường VCGM sẽ áp dụng mức giá trần SMP. Tất cả các nhà máy chạy đỉnh với chi phí phát điện cao hơn giá trần SMP, các nhà máy cung cấp dự phòng khởi động nhanh, dự phòng khởi động nguội và dự phòng phải phát để do ràng buộc an ninh hệ thống điện sẽ không được thiết lập giá SMP. Tuy vậy, các nhà máy này vẫn sẽ được thanh toán theo giá chào cho phần điện năng bán vào thị trường hoặc theo giá các hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ đối với các tổ máy ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ với SMO.

Tất cả nhà máy được ký hợp đồng mua bán điện sẽ bán toàn bộ điện năng cho Đơn vị mua buôn duy nhất. Các nhà máy không phải là SMHP hoặc BOT sẽ có các hợp đồng mua bán điện dạng hợp đồng sai khác (CfD) theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành. Các hợp đồng này sẽ quy định thanh toán theo giá hợp đồng cho 80-95% sản lượng điện dự kiến phát hàng năm của một nhà máy trong giai đoạn ban đầu của thị trường. Tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng sẽ được giảm dần khi hệ thống có công suất dự phòng cao hơn, thị trường phát triển và cạnh tranh hơn, tuy nhiên không nhỏ hơn 60%.

Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu sẽ ký với SB hợp đồng mua bán điện theo mẫu riêng do Bộ Công Thương ban hành để đảm bảo các nhà máy này thu hồi đủ chi phí thực tế. Các nhà máy này sẽ được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và công bố lịch huy động theo giá trị nước để đảm bảo an ninh vận hành hệ thống điện

Các dịch vụ phụ trợ bao gồm công suất điều chỉnh tần số, dự phòng quay, dự phòng khởi động nhanh, khởi động nguội và vận hành phải phát đảm bảo an ninh hệ thống. Các nhà máy điện cung cấp các dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dự phòng nguội và dự phòng vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống

điện, sẽ ký hợp đồng hàng năm với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành để đảm bảo an ninh vận hành hệ thống điện. Chi phí cung cấp dịch vụ phụ trợ sẽ là một thành phần trong tổng doanh thu yêu cầu của SMO và sẽ được thu từ các Đơn vị phân phối thông qua Đơn vị mua buôn duy nhất.

Dịch vụ điều chỉnh tần số và dự phòng quay được huy động và thanh toán trực tiếp thông qua thị trường điện giao ngay bằng giá SMP cho điện năng và CAN cho công suất, không qua hợp đồng.

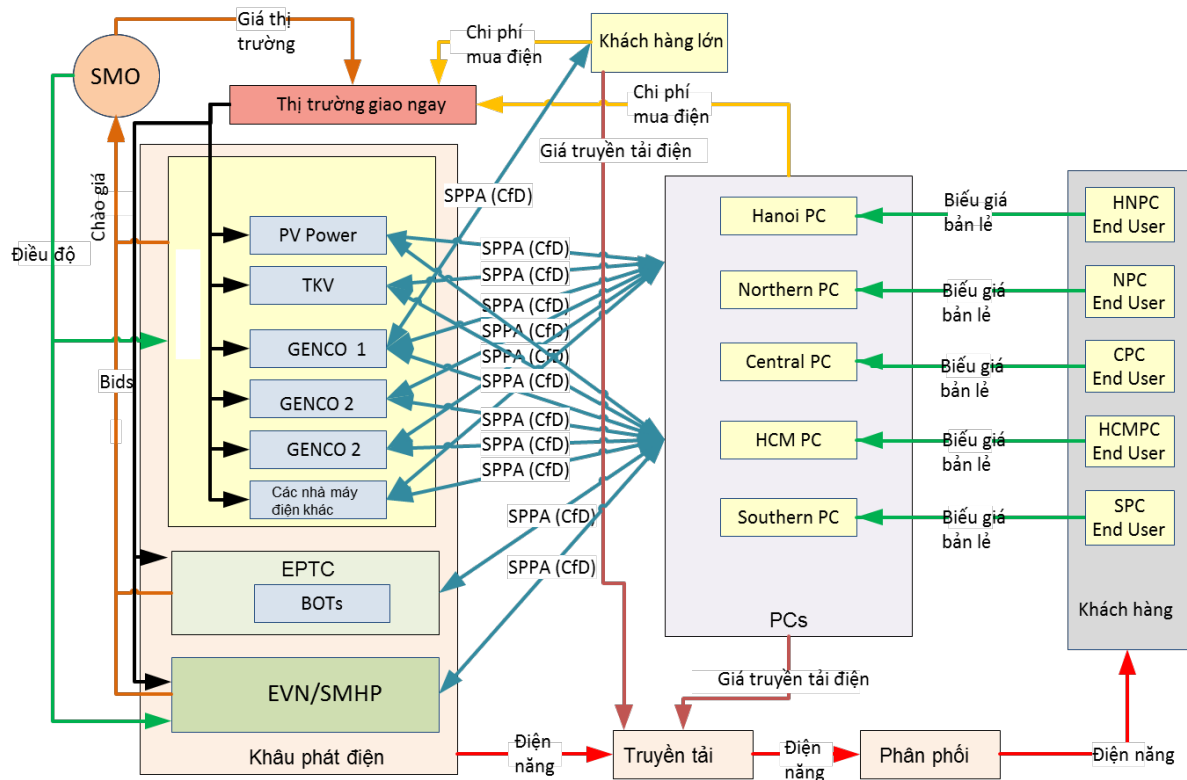
Chu kỳ thanh toán trong thị trường VCGM là một (01) tháng. SMO có trách nhiệm tính toán và chuẩn bị các bảng kê thanh toán cho các khoản thanh toán trong thị trường giao ngay. Dựa trên các khoản thanh toán trong thị trường giao ngay và các khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện, các nhà máy điện lập chứng từ và hoá đơn thanh toán cho Đơn vị mua buôn duy nhất đối với toàn bộ điện năng phát trong thị trường điện. Đơn vị mua buôn duy nhất sau đó sẽ thực hiện việc thanh toán cho các nhà máy điện.

2.3. Tổng quan thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam (VWEM)

2.3.1. Mô hình thị trường điện

Tổng quan chung về cấu trúc thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam được mô tả trong hình dưới đây.

Tổng quan về cấu trúc VWEM



Các cơ chế vận hành, giao dịch trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh bao gồm:

i) Quy định về các đơn vị thành viên tham gia thị trường: bên bán điện, bên mua điện và các đơn vị cung cấp dịch vụ phụ trợ;

ii) Thị trường giao ngay: áp dụng mô hình thị trường tập trung toàn phần (Gross Pool) với các đặc điểm chính sau:

- Chu kỳ giao dịch và chu kỳ điều độ: 30 phút, thực hiện rút ngắn chu kỳ điều độ xuống dưới mức 30 phút khi đáp ứng được các điều kiện về cơ sở hạ tầng;

- Chào giá: Đơn vị phát điện lập bản chào giá cho 48 chu kỳ giao dịch của ngày tới, trong ngày vận hành đơn vị phát điện được cập nhật và gửi lại bản chào giá trước giờ vận hành 6 giờ. Đơn vị phát điện thực hiện chào giá trong phạm vi giá sàn và giá trần cho toàn bộ công suất khả dụng của các tổ máy phát điện. Các đối tượng đặc biệt có thể tham gia chào giá phía phụ tải. Chuyển dần sang mô hình chào giá tự do (PBP) khi đáp ứng đủ điều kiện.

- Tính toán giá trị nước: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện tính toán giá trị nước hàng tuần cho các nhà máy thủy điện trong hệ thống, công bố giá trần bản chào các nhà máy thủy điện;

- Lập kế hoạch vận hành năm, tháng, tuần, ngày theo quy định
- Lập lịch huy động, điều độ có xét đến các ràng buộc hệ thống, áp dụng mô hình mô phỏng hệ thống điện theo 3 nút đại diện cho 3 miền (Bắc, Trung, Nam) trong lập lịch huy động và điều độ.

- Xác định giá thị trường: Áp dụng cơ chế xác định giá thị trường giao ngay đồng nhất toàn hệ thống và xác định giá thị trường sau vận hành (ex-post), khi đáp ứng điều kiện, thực hiện chuyển đổi sang cơ chế định giá theo 3 nút đại diện cho 3 miền (Bắc, Trung, Nam), sau đó dần mở rộng số nút trong mô hình tính toán giá thị trường;

iii) Các cơ chế hợp đồng:

- Hợp đồng vesting (vesting contract): phân bổ và chuyển tiếp các hợp đồng CfD đã ký giữa các đơn vị phát điện với EPTC sang cho các PC kể từ khi bắt đầu vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh, nhằm đảm bảo cả sản lượng phát cần bán và lượng tiêu thụ cần mua đều được quản lý rủi ro;

- Hợp đồng song phương: bên bán điện và bên mua điện đàm phán ký kết hợp đồng song phương, giá và sản lượng hợp đồng được thống nhất thông qua đàm phán;

- Cơ chế giao dịch hợp đồng tập trung: Các đơn vị tham gia chào bán hoặc chào mua sản lượng hợp đồng trên sàn giao dịch theo Quy định thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Giao dịch hợp đồng tập trung nhằm xử lý các chênh lệch (thừa hoặc thiếu) giữa sản lượng hợp đồng đã ký so với nhu cầu phụ tải hoặc khả năng phát thực tế của các đơn vị.

iv) Cơ chế cung cấp dịch vụ phụ trợ:

- Đối với dịch vụ điều chỉnh tần số (bao gồm: dịch vụ điều tần và dịch vụ dự phòng quay): Mua trên thị trường giao ngay. Khi áp dụng xác định giá thị trường trước vận hành (ex-ante) thực hiện cơ chế đồng tối ưu giữa điện năng và dịch vụ điều chỉnh tần số;

- Đối với các dịch vụ phụ trợ khác phục vụ vận hành hệ thống điện: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ký hợp đồng với các đơn vị cung cấp dịch vụ thông qua cơ chế đấu thầu cạnh tranh hoặc chỉ định đơn vị cung cấp dịch vụ.

v) Cơ chế thanh toán:

- Thanh toán trên thị trường giao ngay: Đơn vị vận hành hệ thống điện và

thị trường điện thực hiện tính toán, thanh toán trên thị trường giao ngay;

- Thanh toán hợp đồng: Bên bán điện và bên mua điện trực tiếp thực hiện thanh toán theo quy định trong hợp đồng mua bán điện được ký giữa hai bên.

- Thanh toán các chi phí dịch vụ trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thu phí điều độ vận hành hệ thống điện và phí điều hành giao dịch thị trường điện theo quy định, đảm bảo đủ chi phí đầu tư cơ sở hạ tầng và các kinh phí hoạt động của đơn vị;

vi) Công bố thông tin: Vận hành thị trường công khai, minh bạch: đảm bảo công bố thông tin thị trường đầy đủ.

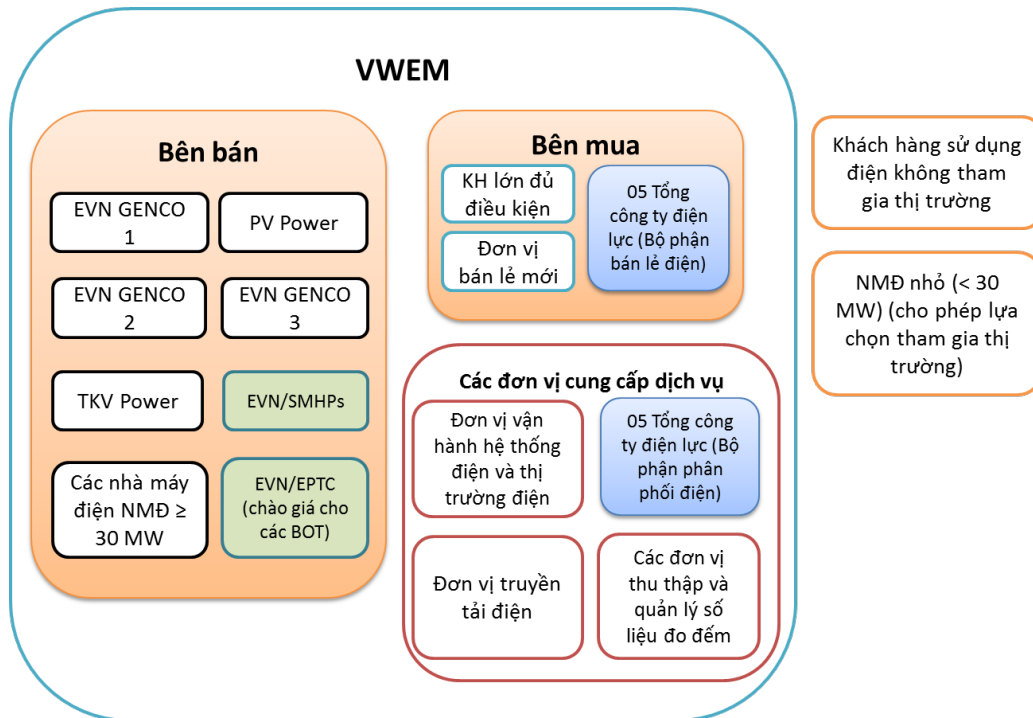
vii) Các cơ chế khác: cơ chế bù chéo giữa các Tổng công ty điện lực.

2.3.2. Các đơn vị tham gia thị trường

Về mặt cấu trúc, các thành viên tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh được phân loại thành 03 nhóm chính: i) Bên bán điện; ii) Bên mua điện và iii) Các đơn vị cung cấp dịch vụ.

Bên bán điện bao gồm các đơn vị phát điện và các đơn vị chào giá thay cho đơn vị phát điện. Bên mua điện bao gồm 05 Tổng công ty điện lực và các khách hàng sử dụng điện lớn đủ điều kiện. Tổng quan về các nhóm đơn vị thành viên trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh được mô tả dưới đây:

Các đơn vị thành viên tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh



2.3.2.1. Bên bán điện

Trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh, bên mua điện (gồm đơn vị phát điện và các đơn vị chào giá thay cho đơn vị phát điện) có các chức năng chính sau đây:

- Tham gia cạnh tranh bán điện năng trên thị trường giao ngay và tuân thủ theo các quy định vận hành thị trường điện và hệ thống điện.
- Ký kết hợp đồng song phương, hợp đồng vesting với các đơn vị mua buôn điện (các Tổng công ty điện lực, các khách hàng sử dụng điện lớn) để quản lý rủi ro trên thị trường giao ngay.
- Thực hiện thanh toán các khoản thanh toán trên thị trường giao ngay theo quy định thị trường bán buôn điện cạnh tranh và các khoản thanh toán hợp đồng theo các quy định trong hợp đồng đã ký kết.

Bên bán điện trong VWEM bao gồm các thành phần sau:

- Các đơn vị phát điện: Về nguyên tắc, tất cả các đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện có công suất đặt lớn hơn 30 MW bắt buộc phải tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Các nhà máy điện có công suất đặt nhỏ hơn hoặc bằng 30 MW đáp ứng đủ điều kiện về cơ sở hạ tầng được khuyến khích tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh.
- Các nhà máy điện BOT: Trong VWEM, các nhà máy điện BOT tham

gia thị trường điện theo hình thức i) các nhà máy điện BOT trực tiếp tham gia Thị trường bán buôn điện hoặc ii) đơn vị chào giá thay (thuộc EVN) sẽ đại diện cho các nhà máy điện BOT để chào giá trên thị trường trên cơ sở đảm bảo tuân thủ các quy định hợp đồng PPA đã ký kết. Các nhà máy điện BOT lúc này được giao dịch trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh và được tham gia thiết lập giá thị trường như những đơn vị phát điện khác.

- Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (SMHP): các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh dưới các hình thức như: i) các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trực tiếp tham gia Thị trường hoặc ii) Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thông qua đơn vị chào giá thay (thuộc EVN).

2.3.2.2. Bên mua điện

Trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh, bên mua điện có các chức năng chính sau đây:

- Tham gia cạnh tranh mua điện năng trên thị trường giao ngay.
- Ký kết hợp đồng song phương, hợp đồng vesting với các đơn vị mua buôn điện (các Tổng công ty điện lực, các khách hàng sử dụng điện lớn) để quản lý rủi ro trên thị trường giao ngay.
- Thực hiện thanh toán các khoản thanh toán trên thị trường giao ngay theo quy định thị trường bán buôn điện cạnh tranh và các khoản thanh toán hợp đồng theo các quy định trong hợp đồng đã ký kết.

Bên mua điện trong VWEM gồm có các thành phần sau:

- Các Tổng công ty Điện Lực (PC)
- EVN/EPTC
- Các khách hàng lớn đủ điều kiện
- Đơn vị mua điện mới đủ điều kiện.

Trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh, Công ty Mua bán điện (EVN/EPTC) tiếp tục mua điện từ các nhà máy điện không tham gia thị trường, bao gồm: các nguồn điện nhập khẩu, các nhà máy điện BOT, các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia, các nguồn điện sử

dụng năng lượng tái tạo..., đồng thời bán phần sản lượng điện năng mua từ các nguồn điện này cho các Tổng công ty điện lực

2.3.2.3. Các đơn vị cung cấp dịch vụ

Để phục vụ cho công tác vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh, ngoài bên mua điện và bên bán điện, cần thiết phải có các đơn vị cung cấp các dịch vụ sau đây:

- Dịch vụ vận hành thị trường điện và hệ thống điện: là Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia.
- Dịch vụ truyền tải điện: hiện tại là Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia.
- Dịch vụ phân phối điện: hiện tại là các Tổng công ty điện lực

Dịch vụ thu thập và quản lý số liệu đo đếm: trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh thực hiện các chức năng sau: i) Thực hiện thu thập số liệu đo đếm điện năng từ công tơ về hệ thống máy tính; ii) Truyền số liệu đo đếm về trung tâm quản lý số liệu đo đếm; iii) Lưu trữ, quản lý, xử lý số liệu đo đếm phục vụ thị trường điện.

2.3.2.4. Các nguồn điện không tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh

Các nguồn điện có đầu nối vào hệ thống điện quốc gia nhưng không tham gia thị trường điện (thủy điện nhỏ, năng lượng tái tạo, nhập khẩu...): thực hiện công bố biểu đồ (hoặc sản lượng dự báo) trước thời điểm chào giá của các thành viên thị trường.

2.3.3. Cơ chế vận hành thị trường bán buôn cạnh tranh

Các quy trình vận hành trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh bao gồm 2 nhóm chính: i) lập kế hoạch vận hành và ii) lập lịch huy động tổ máy phát điện. Riêng đối công tác lập kế hoạch vận hành; cần phải đảm bảo tính thống nhất giữa kế hoạch vận hành thị trường điện năm/tháng/tuần và kế hoạch vận hành để đánh giá an ninh hệ thống. Trên cơ sở xem xét kết hợp giữa lập kế hoạch vận hành thị trường với quy trình đánh giá an ninh hệ thống, có thể xem xét kéo dài chu kỳ tính toán lập kế hoạch vận hành năm tới và kế hoạch vận hành tháng tới so với cơ chế hiện tại trong Thị trường VCGM. Tổng quan về thời gian biểu, cũng như tóm tắt tổng quan về các quy trình vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh

được mô tả trong bảng dưới đây.

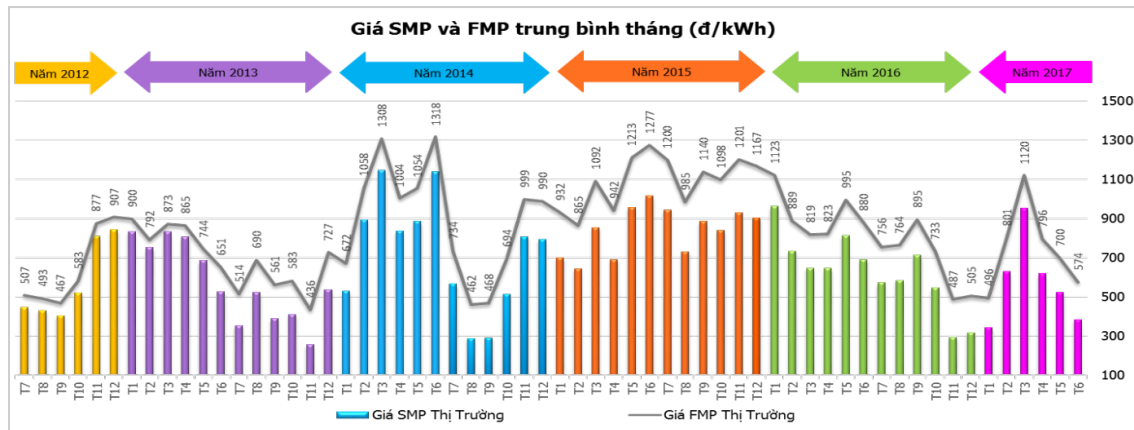
Các quy trình	Tần suất	Khung thời gian
Lập lịch huy động	Mỗi chu kỳ điều độ	Trước chu kỳ điều độ
Kế hoạch ngày tới	Hàng ngày	48 chu kỳ giao dịch
Kế hoạch tuần tới	Hàng tuần	14 ngày
Kế hoạch tháng tới	Hàng tháng	1 tháng
Kế hoạch năm tới	Hàng quý	1 năm tới có xét cho 1 năm tiếp theo
Cơ chế giao dịch hợp đồng tập trung hàng quý	Hàng quý	Trước 1 năm
Cơ chế giao dịch hợp đồng tập trung hàng năm	Hàng năm	Trước 5 năm

2.4. Các vấn đề về rủi ro đối với đơn vị phát điện khi tham gia thị trường điện Việt Nam

2.4.1. Các vấn đề về rủi ro khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh

Trong quá trình tham gia thị trường điện các đơn vị phát điện chịu các rủi ro ảnh hưởng tài chính của đơn vị gồm yếu tố ảnh hưởng đến sản lượng và giá của nhà máy điện như sau:

- a. *Giá thị trường*: Giá thị trường phụ thuộc nhiều yếu tố ảnh hưởng như thời tiết, mùa, thủy văn và giới hạn truyền tải và sự cố trên hệ thống. Nên giá thị trường ảnh hưởng trực tiếp đến doanh thu thị trường và do các đơn vị chào giá



- b. *Công tác dự báo*: Ảnh hưởng đến Sản lượng sản xuất của đơn vị khi lập kế hoạch vận hành. Các công tác dự báo phụ tải, thủy văn ảnh hưởng trực tiếp kế hoạch tài chính của đơn vị.
- c. *Sự cố hệ thống điện*: Việc sự cố hệ thống điện (lưới điện và nguồn điện) ảnh hưởng
- d. *Thủy văn của nhà máy thủy điện*: Các duyên biến bất thường
- e. *Tình hình nguồn mới*: Khi các nhà máy công suất mới vào hệ thống

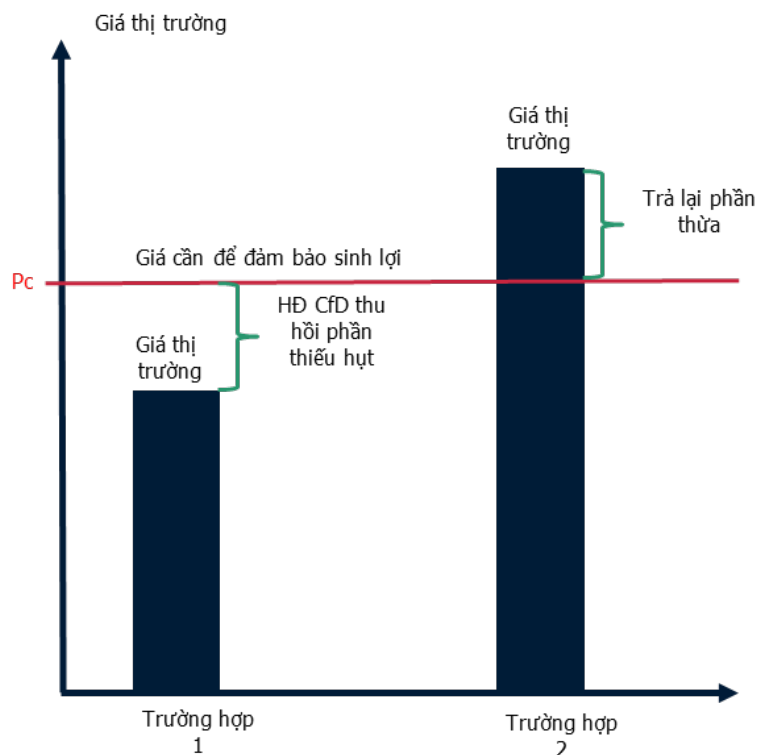
2.4.2. Các vấn đề về rủi ro khi tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh

- Quản lý rủi ro về sản lượng phát hoặc tiêu thụ:
 - Lý do quan trọng và phổ biến nhất để giao dịch tài chính
 - Bảo vệ thành viên thị trường khỏi các rủi ro giá và tài chính
 - Các đơn vị mua điện dùng để hedging trước việc giá điện tăng
 - Các đơn vị bán điện dùng để hedging trước việc giá điện giảm
- Dự báo kết quả thị trường:
 - Nhằm tạo ra lợi nhuận
 - Dự báo giá -> đón nhận rủi ro trên thị trường
 - Tạo thanh khoản cho thị trường
- Tìm kiếm và khai thác các khả năng kiếm lời chênh lệch giá:
 - Tìm các chênh lệch giá giữa các công cụ tài chính hoặc thị trường tài chính.
 - Mua và bán ở cùng một thời điểm/chu kỳ kết thúc cùng một hợp đồng.

2.5. Thực trạng ứng dụng hợp đồng phái sinh để quản lý rủi ro cho đơn vị phát điện trong thị trường phát điện cạnh tranh

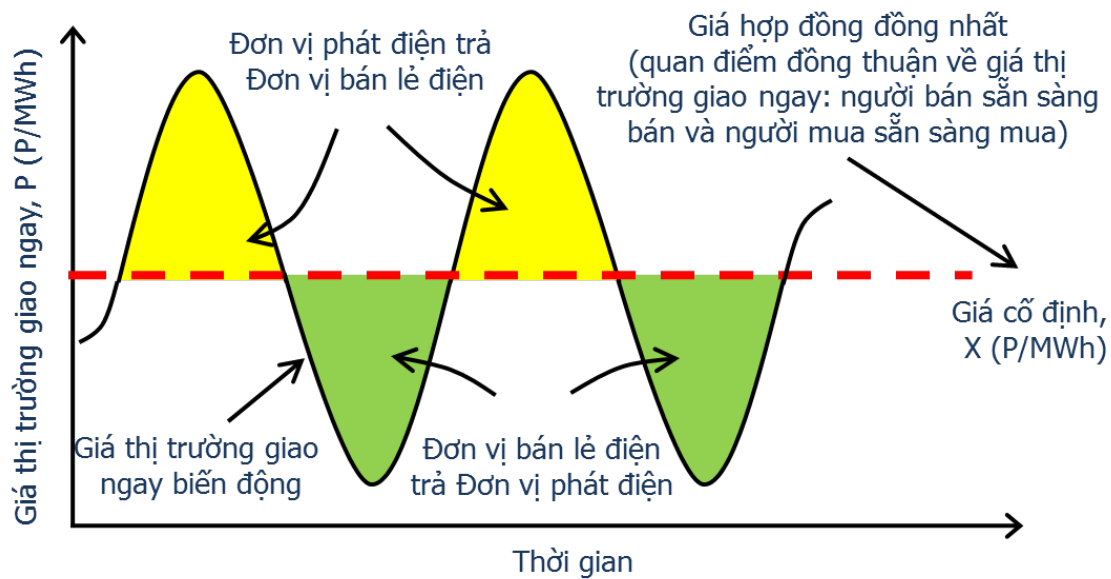
2.5.1. Hiện trạng sử dụng hợp đồng kỳ hạn trong thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (Hợp đồng sai khác CFD)

2.5.1.1. Cơ chế vận hành hợp đồng kỳ hạn (hợp đồng sai khác CfD (contract different trong thị trường phát điện cạnh tranh



- Hợp đồng CfD là một hợp đồng tài chính giữa hai bên để giảm sự tác động của giá điện năng biến động đối với bên nhận hợp đồng CfD
- Bằng cách sử dụng CfD: hoàn toàn có thể để đảm bảo các hợp đồng có giá cố định/điều tiết trong khi vẫn mua điện từ thị trường.
- Giá hợp đồng thỏa thuận P_c (Strike Price) là cơ sở thanh toán hợp đồng, và sẽ hỗ trợ thanh toán để đảm bảo mức thu cố định đối với đơn vị nhận hợp đồng CfD.

2.5.1.2. Cơ chế thanh toán



$$R = Q_r \times P_m + Q_c \times (P_c - P_m)$$

Trong đó:

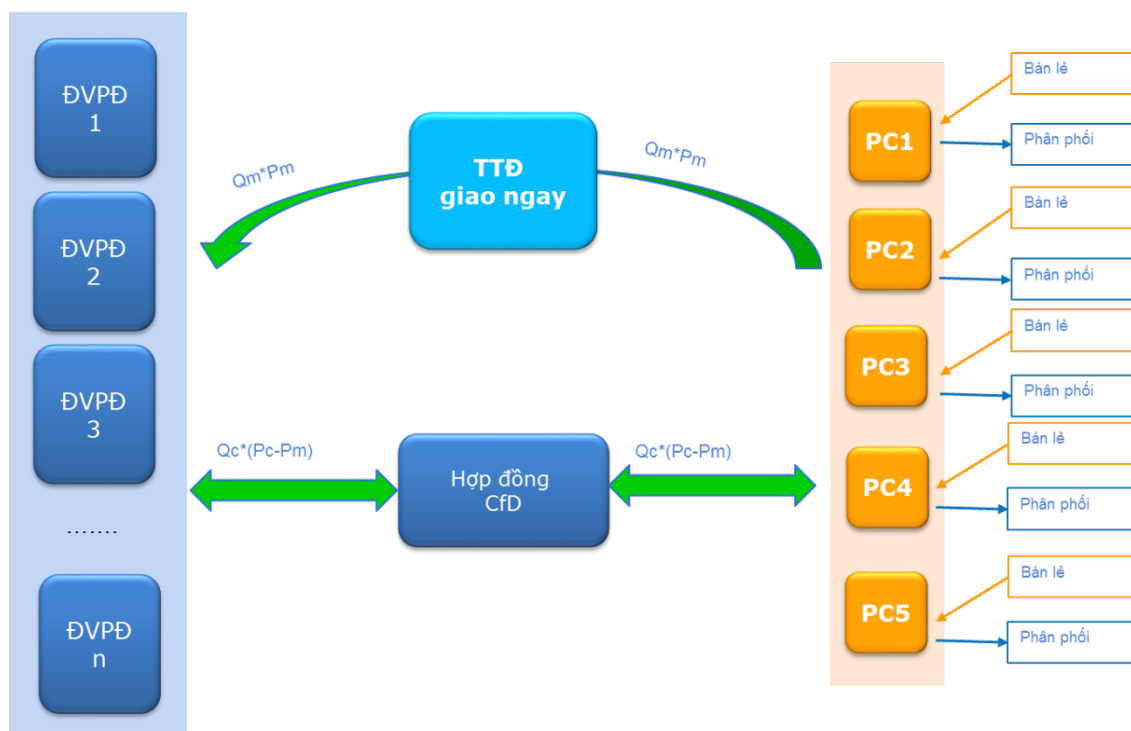
R : Lượng tiền thanh toán

Q_r : Sản lượng phát thực trong thị trường.

Q_c : Sản lượng hợp đồng trong CfD

P_m : Giá thị trường

P_c : Giá hợp đồng trong CfD



2.5.1.3. Các tính giá hợp đồng P_c

a. Phương pháp xác định giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy nhiệt điện.

Giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy nhiệt điện theo năm cơ sở P_c (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_c = P_G + P_{VC}$$

- P_{VC} (đồng/kWh) là giá vận chuyển nhiên liệu chính theo năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 8 Thông tư số 56/2016/BCT-TT của Bộ Công thương về quy định giá điện.
- P_G (đồng/kWh) là giá phát điện theo năm cơ sở và được xác định theo công thức sau:

$$P_G = FC + FOMC_b + VC_b$$

Trong đó:

- ✓ FC: Giá cố định bình quân được xác định theo quy định tại Điều 5 Thông tư số 56/2016/BCT-TT của Bộ Công thương về quy định giá điện (đồng/kWh);
- ✓ FOMC_b: Giá vận hành và bảo dưỡng cố định theo năm cơ sở được hai bên thỏa thuận theo quy định tại Điều 6 Thông tư số 56/2016/BCT-TT của Bộ Công thương về quy định giá điện. (đồng/kWh);
- ✓ VC_b: Giá biến đổi Năm cơ sở được xác định theo quy định tại Điều 7 Thông tư số 56/2016/BCT-TT của Bộ Công thương về quy định giá điện. (đồng/kWh).
- ✓ Giá phát điện (P_G) không vượt quá khung giá phát điện do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành. Trường hợp nhà máy nhiệt điện có công suất khác với công suất của Nhà máy điện chuẩn nhưng ở trong phạm vi $\pm 10\%$ công suất của Nhà máy điện chuẩn, áp dụng khung giá của Nhà máy điện chuẩn gần nhất, có cùng công nghệ, có cùng số tổ máy.
- ✓ Đối với các nhà máy nhiệt điện có tổng công suất từ 200MW trở xuống và các nhà máy nhiệt điện có công suất khác vượt ngoài phạm

vi $\pm 10\%$ công suất của Nhà máy điện chuẩn, giá phát điện được xác định cho từng trường hợp cụ thể theo phương pháp quy định tại Chương này tương ứng với các thông số quy định tại Phụ lục 1 Thông tư số 56/2016/BCT-TT của Bộ Công thương về quy định giá điện..

b. Phương pháp xác định giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy thủy điện

Giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy thủy điện P_c (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_c = FC + FOMC_b$$

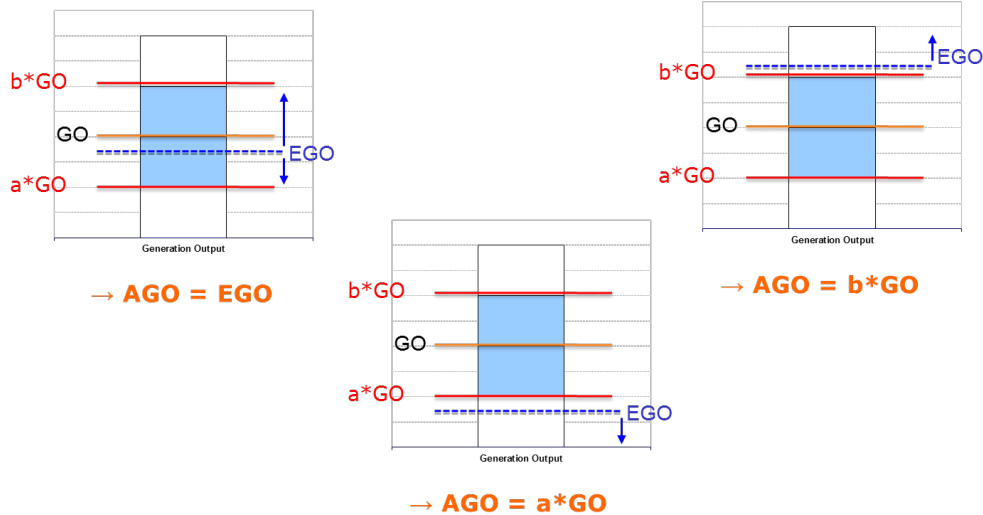
Trong đó:

- FC: Giá cố định bình quân của nhà máy được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 10 Thông tư số 56/2016/BCT-TT của Bộ Công thương về quy định giá điện (đồng/kWh);
- $FOMC_b$: Giá vận hành và bảo dưỡng của nhà máy được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 11 Thông tư số 56/2016/BCT-TT của Bộ Công thương về quy định giá điện (đồng/kWh).

2.5.1.4. Cách tính sản lượng cam kết hợp đồng (Q_c)

Xác định tổng sản lượng hợp đồng năm Tổng sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện được xác định theo các bước sau:

- a. Lập kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới theo phương pháp lập lịch có ràng buộc. Thông số đầu vào sử dụng trong lập kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới là giá toàn phần của các nhà máy nhiệt điện, các đặc tính thủy văn và thông số kỹ thuật của nhà máy điện.
- b. Tính toán tổng sản lượng kế hoạch năm của nhà máy điện theo công thức sau:



$\text{AGO} = \text{EGO}$ nếu $a \times \text{GO} \leq \text{EGO} \leq b \times \text{GO}$

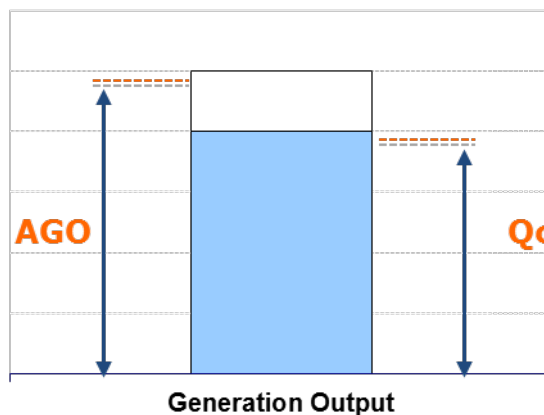
$\text{AGO} = a \times \text{GO}$ nếu $\text{EGO} < a \times \text{GO}$

$\text{AGO} = b \times \text{GO}$ nếu $\text{EGO} > b \times \text{GO}$

Trong đó:

- AGO : Tổng sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);
- EGO : Sản lượng dự kiến năm N của nhà máy điện xác định từ kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới được quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);
- GO: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện (kWh);
- a, b: Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm được xác định theo Quy định về phương pháp xây dựng giá phát điện; trình tự, thủ tục kiểm tra hợp đồng mua bán điện do Bộ Công Thương ban hành.

c. *Tính toán tổng sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện theo công thức sau:*



$$Q_c = \alpha \times AGO$$

Trong đó:

- Q_c : Tổng sản lượng hợp đồng năm N (kWh);
- AGO : Sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);
- α : Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho năm N (%).

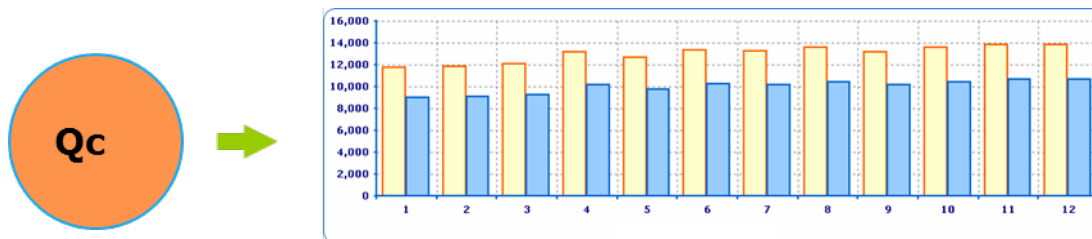
d. Xác định sản lượng hợp đồng tháng

Sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định sản lượng dự kiến từng tháng của nhà máy điện. Sản lượng hợp đồng tháng xác định như sau:

$$Q_c^t = Q_c \times \frac{Q_{dk}^t}{\sum_{t=1}^{12} Q_{dk}^t}$$

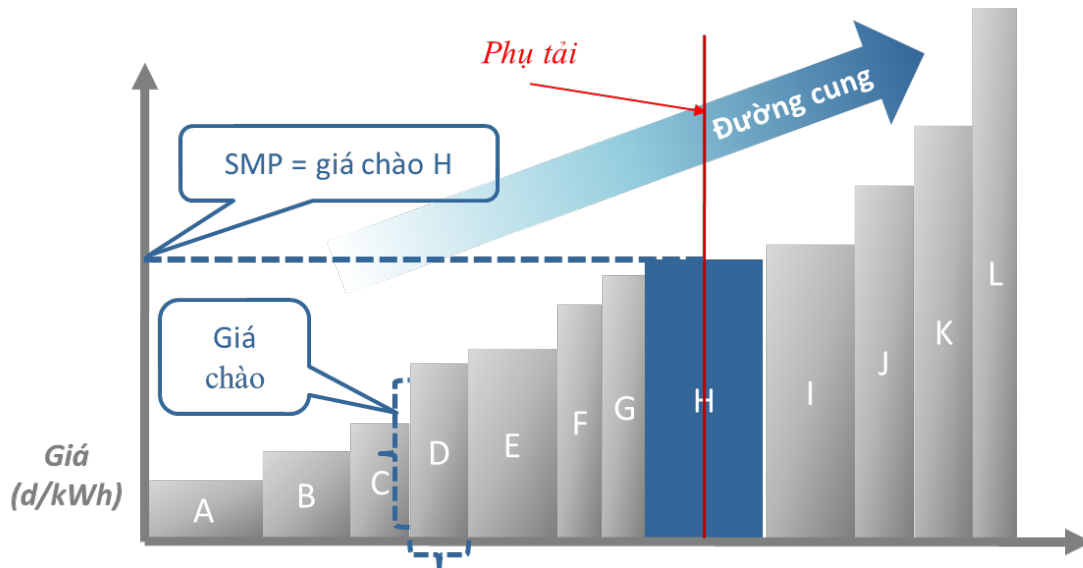
Trong đó:

- Q_{dk}^t : sản lượng hợp đồng tháng t của nhà máy điện (kWh);
- Q_c : sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện (kWh);
- Q_{dk}^t : sản lượng dự kiến trong tháng t của nhà máy điện xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh).



2.5.1.5. Giá thị trường

Trong tính toán thanh toán sau vận hành (tính toán giá điện năng thị trường):

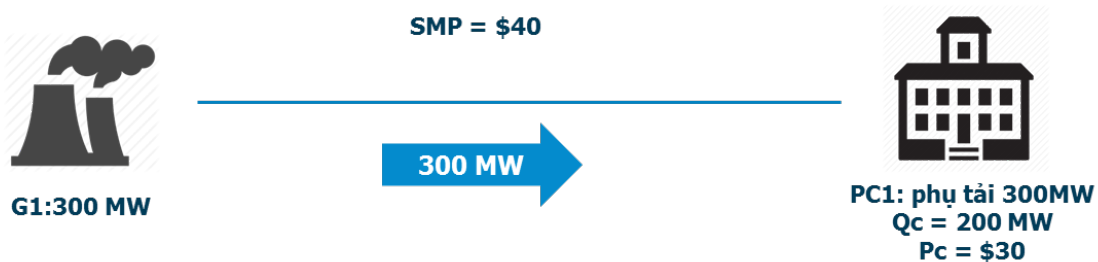


- Sắp xếp các bản chào của các đơn vị từ thấp đến cao.
- Bỏ qua các giới hạn truyền tải, giới hạn nhiên liệu, giới hạn công suất -> Hệ thống được mô phỏng thành 1 nút
- Sử dụng phụ tải thực của hệ thống

Giá thị trường được xác định là giá chào đắt nhất của tổ máy được lập lịch nhưng thấp hơn hoặc bằng giá trần của thị trường điện.

2.5.1.6. Các ví dụ minh họa về quản lý rủi ro khi áp dụng hợp đồng sai khác

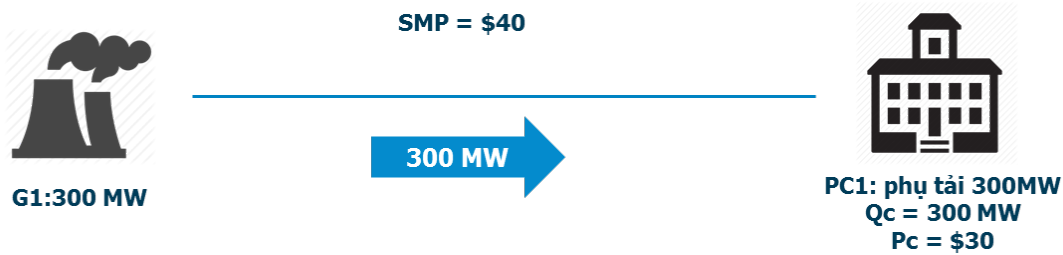
Ví dụ 1: CfD như một bảo hiểm



- PC1 có phụ tải 300 MW, ký hợp đồng CfD với $Q_c = 200$ MW và $P_c = \$30$, giá thị trường $SMP = \$40$
 - ✓ Chi phí theo thị trường: $300 * \$40 = \$12,000$
 - ✓ Chi phí theo hợp đồng CfD: $200 * (30 - 40) = - \$2000$
 - ✓ Tổng chi phí phải thanh toán: $\$12000 - \$2000 = \$10,000$

- Như vậy EVN sẽ giảm bớt rủi ro khi ký kết hợp đồng CfD

Ví dụ 2:



- PC1 có phụ tải 300 MW, ký hợp đồng CfD hoàn toàn chính xác với sản lượng hợp đồng $Q_c = 300 \text{ MW}$ và $P_c = \$30$, giá thị trường $SMP = \$40$
- ✓ Chi phí theo thị trường: $300 * \$40 = \$12,000$
 - ✓ Chi phí theo hợp đồng CfD: $300 * (30 - 40) = - \$3000$
 - ✓ Tổng chi phí phải thanh toán: $\$12000 - \$3000 = \$9,000$
- Như vậy EVN sẽ chỉ phải thanh toán toàn bộ phụ tải với giá hợp đồng P_c đã ký.

2.5.2. Kết quả vận hành thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam

2.5.2.1. Giá thị trường điện

a. Giá trần thị trường điện

Giá trần thị trường điện liên tục được điều chỉnh tăng dần từ mức 846,3 đồng/kWh năm 2012 lên mức 1.280 đồng/kWh năm 2015. Riêng năm 2016 và năm 2017, giá trần thị trường điện giảm nhẹ so với năm 2015. Giá trần thị trường điện cụ thể các năm như sau:

Năm	Ngày bắt đầu áp dụng	Giá trần thị trường điện (đồng/kWh)
2012	01/07/2012	846,3
2013	01/01/2013	846,3
	01/02/2013	868
	01/05/2013	900
	01/06/2013	1.015
2014	01/01/2014	1168
2015	01/01/2015	1280
2016	01/01/2016	1171
2017	01/01/2017	1266

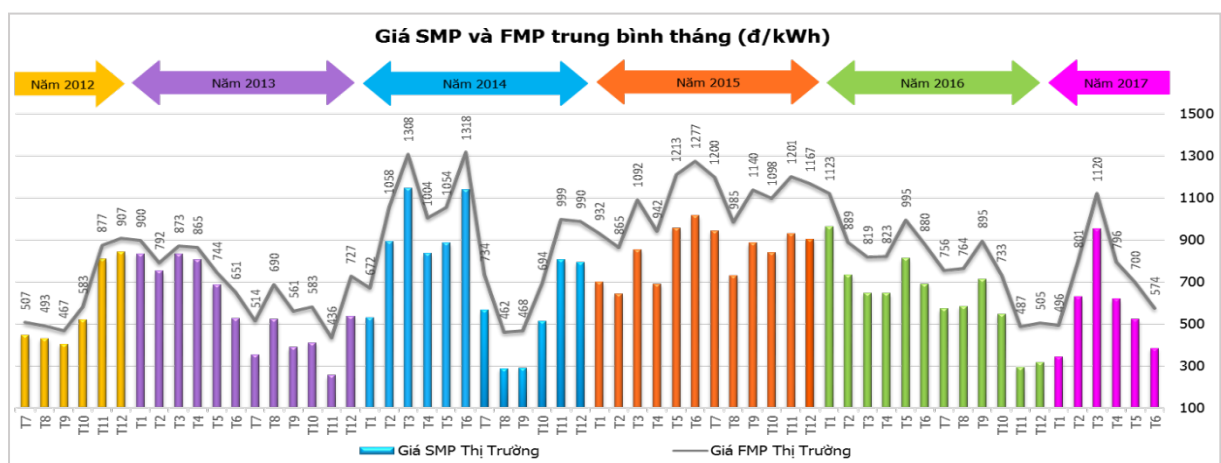
b. Giá thị trường

➤ Diễn biến giá thị trường điện 5 năm vận hành thị trường điện:

Nhìn chung, diễn biến của giá thị trường điện có ảnh hưởng của yếu tố mùa rõ rệt: có xu hướng thấp vào mùa lũ và cao vào mùa khô. Năm 2016, do hiện tượng El-Nino tiếp tục kéo dài trong 9 tháng đầu năm, mùa lũ đến muộn và sự tăng cao nhu cầu điện cho phát triển kinh tế, giá thị trường điện giai đoạn này luôn giữ ở mức cao từ 700-1000 đồng/kWh. Từ giữa tháng 10-2016 trở đi, do có lũ lớn liên tiếp xảy ra, lưu lượng nước về các hồ miền Trung và miền Nam cao hơn nhiều so với giá trị trung bình nhiều năm, dẫn đến giá thị trường điện giảm mạnh và duy trì ở mức 400-500 đồng/kWh.

Ngược lại, năm 2017 mùa lũ lại đến sớm. Ngay từ cuối tháng 5, 6-2017, lưu lượng nước về của các hồ miền Trung và miền Nam rất lớn, điển hình các hồ Krông H'ăng, Sông Ba Hạ, Đa Nhim đã phải xả mặc dù các nhà máy điện đã chủ động chào giá sàn, dẫn đến giá thị trường điện bị giảm sâu xuống mức 574 đồng/kWh mặc dù phụ tải đã tăng mạnh đặc biệt là ở khu vực miền Bắc do nắng nóng.

Nhìn chung, trong năm 2016 và 6 tháng đầu năm 2017, ảnh hưởng của biến đổi khí hậu đến sự tăng trưởng phụ tải và sản lượng phát của các nhà máy thủy điện dẫn đến sự thay đổi lớn diễn biến giá điện năng thị trường so với các năm trước.



Độ phân tán giá thị trường(SMP) được thể hiện cụ thể qua độ lệch chuẩn và độ lệch chuẩn tương đối. Độ lệch chuẩn càng cao thì mức độ phân tán của chuỗi

dự liệu xung quanh giá trị trung bình càng lớn, do đó mức độ rủi ro của các đơn vị tham gia thị trường càng cao. Cụ thể:

Năm	Giá trị trường trung bình (đ/kWh) (1)	Độ lệch chuẩn (2)	Độ lệch chuẩn tương đối (3)=(2)/(1)
2012	574.8	325.4	0.57
2013	576.6	308.3	0.53
2014	722.5	397.2	0.55
2015	842.6	322.8	0.38
2016	626.4	352.3	0.56
2017	569.8	357.5	0.63

Số liệu độ lệch chuẩn tương đối cho thấy giá thị trường trong năm 2015 là ít rủi ro nhất cho các đơn vị tham gia thị trường điện và năm 2017 tính rủi ro là cao nhất.

➤ Giá thị trường ngày tới và giá trị trường thực tế:

Theo quy định thị trường điện, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia (A0) có trách nhiệm phải tính toán và công bố giá thị trường ngày tới trên trang Web thị trường điện. Các giá thị trường này không được sử dụng để thanh toán thực tế, chỉ mang ý nghĩa là tín hiệu để chào giá cho các nhà máy tham gia trực tiếp. Giá thị trường thực tế sử dụng để thanh toán là giá thị trường được tính sau ngày vận hành chính thức. Chuỗi độ lệch giữa giá thị trường ngày tới và giá thị trường thực tế được thể hiện qua biểu đồ hình hộp tương tự như đối với chuỗi giá thị trường. Tuy nhiên, biểu đồ chuỗi độ lệch xuất hiện rất nhiều điểm ngoại biên (outliers) là những điểm có giá trị khác xa với phần lớn giá trị của chuỗi số liệu. Do đó, giá trị thị trường ngày tới chưa phản ánh được giá trị thị trường thực tế hay nói cách khác giá thị trường.

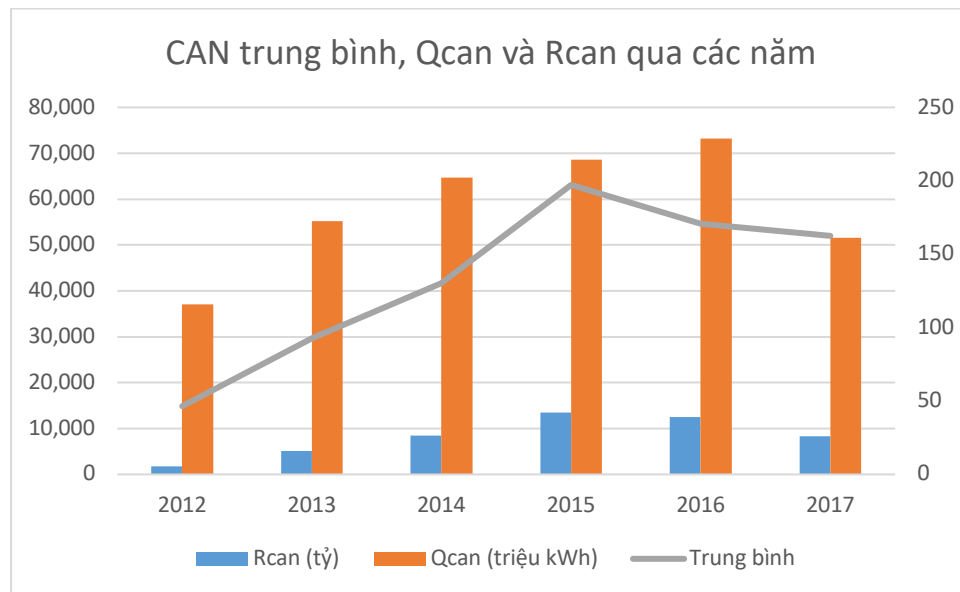
➤ Sự tương quan giữa giá thị trường và phụ tải:

Giá thị trường phản ánh cung-cầu của hệ thống: nhu cầu tăng thì giá tăng và ngược lại. Tuy nhiên, giá thị trường trong 5 năm có nhiều thời điểm giá thị trường có xu hướng chưa thống nhất với xu hướng biến thiên của biểu đồ phụ tải.

b. Giá công suất CAN

Theo quy định, Giá công suất CAN được tính toán phân bổ phù hợp với dự kiến thu hồi chi phí của nhà máy điện tốt nhất (BNE) trong năm và tỷ lệ với phụ tải lớn nhất từng tháng nên có xu hướng tăng dần vào các tháng cuối năm và giảm vào các tháng có các ngày nghỉ lễ kéo dài (như nghỉ Tết...). Mức giá CAN này cùng với mức giá trần thị trường điện là hai thông số chính ảnh hưởng đến chi phí của EVN.

Giá CAN trung bình, tổng số tiền thanh toán CAN (Rcan), Qcan các năm cụ thể như sau:



Trong 4 năm đầu tiên vận hành thị trường điện, giá CAN được tính cho 18 chu kỳ trừ những giờ thấp điểm (23 giờ ngày hôm trước tới 4 giờ ngày hôm sau). Theo quy định mới của thị trường điện, kể từ năm 2016 giá CAN đã được tính toán cho 24 chu kỳ trong cả ngày.

c. Tỷ lệ cam kết qua hợp đồng (vesting Qc):

➤ Tỷ lệ cam kết năm:

Năm 2012, tỷ lệ cam kết cho tất cả các nhà máy điện là 90% và kể từ 2013 giảm xuống 80% cho các nhà máy thủy điện có hồ điều tiết trên 2 ngày (các hồ điều tiết dưới 2 ngày thì Qc được tính sau vận hành với tỷ lệ bằng 90% x Qmq), các nhà máy nhiệt điện tỷ lệ vesting vẫn là 90%. Tỷ lệ cam kết thực tế từ năm 2012 đến năm 2017 như sau:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	5 năm
Thủy điện	78%	72%	79%	92%	83%	66%	80%
Nhiệt điện than	84%	99%	94%	90%	88%	91%	91%
Tuabin khí	88%	93%	84%	81%	85%	89%	86%
Tất cả nhà máy điện	85%	90%	86%	87%	86%	85%	87%

Tỷ lệ vesting trung bình sau 5 năm vận hành của tất cả các nhà máy điện tham gia thị trường điện là 87%. Tuy nhiên, tỷ lệ vesting từng giờ dao động lớn với tỷ lệ vesting thấp nhất là 40% (under-contracted), cao nhất là 220% (over-contracted). Hiện tượng này xảy ra chủ yếu là do tình hình thủy văn, sự cố nhà máy điện. Tuy nhiên, tần suất xảy ra các giờ có tỷ lệ vesting quá cao hoặc quá thấp xảy ra rất ít. Qua thống kê cho thấy khoảng 70% số giờ trong 5 năm vận hành tỷ lệ vesting trên 80%.

2.5.2.2. Doanh thu của các nhà máy tham gia thị trường điện.

a. Tổng kết chung về thanh toán trên thị trường điện

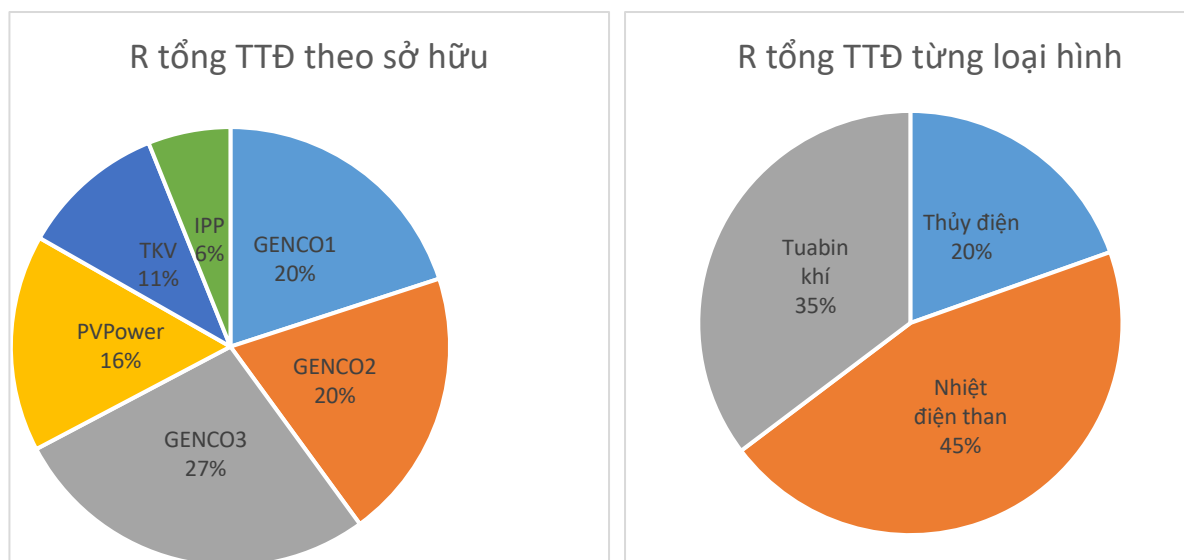
Việc tính toán thanh toán và số liệu thanh toán phù hợp với Quy định thị trường điện, hợp đồng mua bán điện song phương (PPA) và các Phụ lục sửa đổi bổ sung PPA. Tổng hợp thanh toán thị trường điện cho từng năm từ ngày 01/7/2012 đến ngày 30/6/2017 như sau:

Năm	Qc (tỷ kWh)	Qm (tỷ kWh)	Tỷ lệ Qc /Qmq	Thanh toán theo cơ chế Thị trường điện (tỷ đồng)				
				Rttđ	Rcfd	Rkhác	TNN MTR	Tổng thanh toán
2012	19.50	22.95	85%	15,384.08	4,920.43	1,729.63	186.19	22,220.32
2013	48.33	53.46	90%	35,079.55	14,812.96	4,924.66	597.31	55,414.48
2014	56.16	65.36	86%	54,662.79	12,332.92	6,643.80	1,446.86	75,086.36

2015	60.98	70.24	87%	71,573.82	3,881.54	3,897.44	1,493.23	80,846.03
2016	65.47	76.34	86%	56,858.77	19,851.01	7,620.27	2,257.47	86,587.51
2017	36.17	42.59	85%	33,122.36	15,826.56	2,271.20	1,064.81	52,284.93
Tổng	286.61	330.94	87%	266,681.36	71,625.42	27,086.99	7,045.86	372,439.63

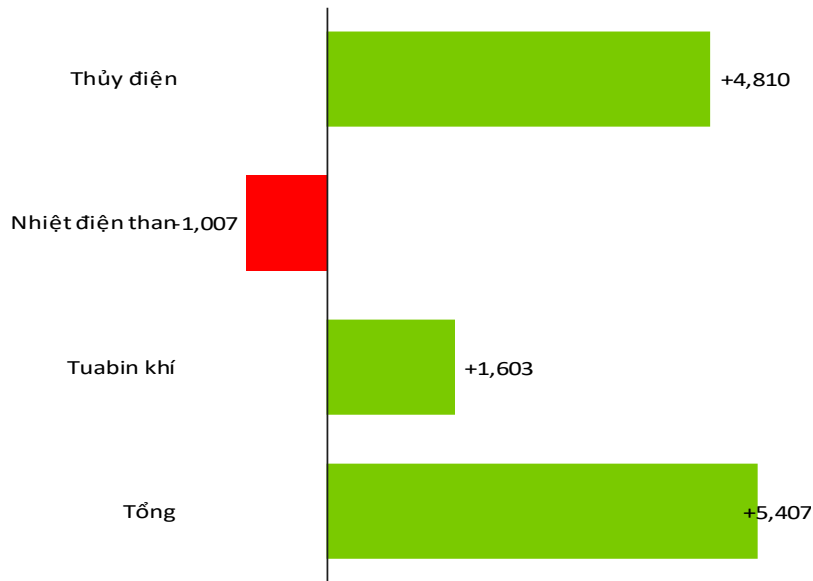
- Tổng sản lượng thực phát Qm từ ngày 01/7/2012 đến ngày 30/6/2017 của tất cả các nhà máy điện tham gia thị trường điện là 330,94 tỷ kWh trong đó sản lượng của các nhà máy thủy điện là 82,7 tỷ kWh, nhà máy nhiệt điện than 127,41 tỷ kWh và tuabin khí (TBK) gần 120,83 tỷ kWh.

- Tổng số tiền thanh toán sau 5 năm vận hành thị trường điện là 372,439.63 tỷ đồng, trong đó tỷ lệ doanh thu trên tổng doanh thu của thị trường điện như sau:

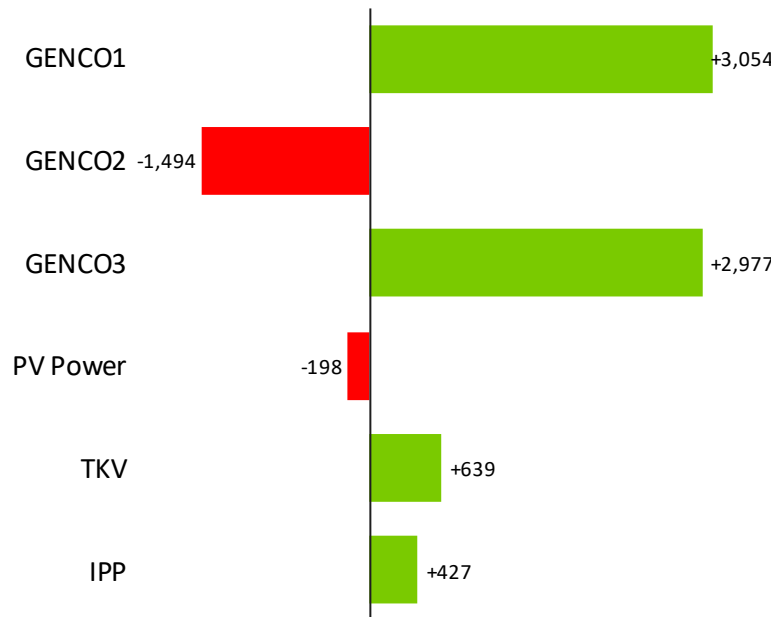


- Doanh thu chênh lệch giữa doanh thu trên thị trường và doanh thu theo Pc của từng loại hình phát điện được thể hiện bằng hình vẽ bên dưới. Việc so sánh này chỉ nhằm mục đích đưa ra cái nhìn chung về thị trường điện mà không thể so sánh về cơ chế vận hành, điều độ giữa thị trường điện và điều độ theo cơ chế tập trung.

Doanh thu chênh lệch trong 5 năm vận hành theo từng loại hình phát điện

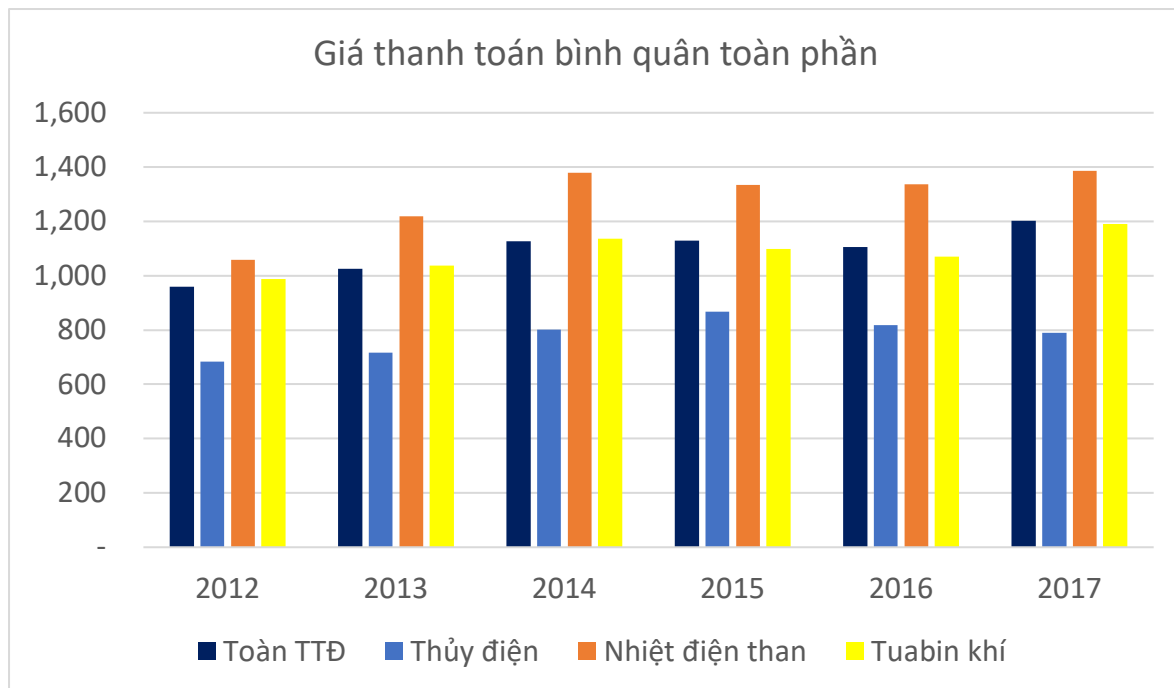


Doanh thu chênh lệch trong 5 năm vận hành theo sở hữu



- Giá thanh toán thị trường điện bình quân trong 5 năm vận hành là 1104 đồng/kWh, cao hơn 16 đồng/kWh so với giá P_c ; trong đó giá thanh toán bình quân cho các nhà máy thủy điện là 800 đồng/kWh; nhà máy nhiệt điện than là 1319 đồng/kWh và tuabin khí là 1.086 đồng/kWh. Giá thanh toán bình quân của

từng loại hình phát điện theo từng năm được thể hiện qua biểu đồ dưới. Giá thanh toán bình quân của các nhà máy thủy điện là thấp nhất do khoản thanh toán R_{cfd} của thủy điện có giá trị âm hoặc nhỏ. Tuy nhiên khoản chênh lệch giữa thanh toán thị trường và thanh toán nếu tính theo giá Pc lại tập trung chủ yếu ở các nhà máy thủy điện, đặc biệt là các nhà máy thủy điện có giá Pc thấp (Vĩnh Sơn, Sông Hình, Đa Nhim – Hàm Thuận – Đa Mi, Thác Bà, Thác Mơ, Đại Ninh).



b. Đánh giá ảnh hưởng của thị trường điện đối với tổng chi phí của công ty mẹ EVN

Việc so sánh, đánh giá chính xác ảnh hưởng của thị trường điện **VCGM** đối với tài chính của EVN so với cơ chế điều độ tập trung trước đây là khá khó khăn do thứ tự huy động trong cơ chế thị trường điện phụ thuộc vào bản chào, còn thứ tự huy động trong cơ chế tập trung là theo Pc. Vì vậy tổng chênh lệch thanh toán theo Pc và theo thị trường điện trong 5 năm là 5.407 tỷ, không thể coi là chi phí mua điện tăng do VCGM của công ty mẹ EVN. Ảnh hưởng của từng loại hình đến tài chính của EVN cụ thể như sau:

➤ Thủy điện: Sản lượng của các nhà máy thủy điện trong cơ chế thị trường điện và cơ chế điều độ tập trung sẽ không khác nhau nhiều do các nhà máy này sẽ tận dụng, khai thác tối ưu nước trong hồ dựa trên lưu lượng nước về. Do vậy,

có thể nói doanh thu tăng thêm của các nhà máy thủy điện so với thanh toán theo Pc (4.810 tỷ) có được xem như là mức tăng chi phí thực tế của EVN. Ngoài ra, giá Pc của các nhà máy thủy điện là thấp nhất trong 3 loại hình thủy điện, nhiệt điện, và tuabin khí; tỷ lệ vesting thấp (80%) so với các loại hình còn lại (90%) nên có thể nói nhóm các nhà máy thủy điện tham gia thị trường là nhóm được hưởng lợi nhất từ thị trường điện. Riêng các nhà máy thủy điện có vốn góp của EVN chênh lệch này là 3.800 tỷ đồng.

➤ Nhiệt điện than: Trong môi trường thị trường điện, các nhà máy nhiệt điện than mặc dù có nguồn nhiên liệu được cho là ổn định nhưng gặp khó khăn do giá Pc của các nhà máy nhiệt điện thường xấp xỉ bằng giá trần thị trường điện. Có một số nhà máy giá Pc cao hơn mức tổng giá trần thị trường điện và CAN (Vũng Áng 1, Mông Dương 1, Hải Phong 1+2,...). Với tổng sản lượng phát 127,4 tỷ kWh vượt tổng Qc là 9% và do sự khác nhau về giá Pc giữa các nhà máy nhiệt điện than không lớn như thủy điện nên có thể coi chênh lệch tổng chi phí thanh toán theo thị trường điện và theo giá Pc là 1000 tỷ đồng là làm giảm chi phí mua điện của EVN (sự khác nhau do cơ cấu sản lượng giữa hai cơ chế điều độ không ảnh hưởng nhiều đến doanh thu tính giá Pc). Mặc dù khác biệt không lớn nhưng xu thế ngày càng trầm trọng thêm đối với nhóm các nhà máy nhiệt điện than và đây là nhóm các nhà máy điện có tính cạnh tranh thấp nhất trên thị trường điện.

➤ Nhiệt điện khí: Tương tự như nhiệt điện than, tổng chênh lệch theo hai cơ chế thanh toán là 1600 tỷ đồng. Khác với thủy điện, cơ chế điều độ tập trung và cơ chế điều độ theo thị trường điện có thể dẫn đến khác biệt về cơ cấu sản lượng của từng nhà máy và tổng sản lượng điện của cả khối do vậy khó có thể coi đây là mức tăng chi phí của EVN. Tuy nhiên mức chênh lệch chủ yếu tập trung Nhà máy điện Phú Mỹ của EVN là 2.149 tỷ đồng. Lý do chủ yếu dẫn đến Nhà máy điện Phú Mỹ EVN có tính cạnh tranh cao hơn là việc sử dụng một lượng lớn khí bao tiêu có giá thấp hơn mức giá ngoài bao tiêu hiện đang áp dụng cho nhà máy điện Nhân Trạch 1 và Nhân Trạch 2.

2.5.3. Đánh giá hiện trạng áp dụng hợp đồng kỳ hạn để quản lý rủi ro tài chính nhà máy điện trong thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam

a. Các ưu điểm khi sử dụng hợp đồng phái sinh

- Việc tính toán sản lượng hợp đồng (**Qc**) và ký cam kết bên bán và bên mua đáp ứng với mục tiêu của thị trường chia sẻ rủi ro giữa bên bán và bên mua. Đáp ứng quản lý rủi ro cho các đơn vị phát điện khi giá thị trường thấp và chia sẻ rủi ro với bên mua khi giá thị trường cao. Nhưng vẫn đảm bảo tính cạnh tranh của thị trường, với tỷ lệ thông kê như sau:

+ Tổng Q_c/Q_{kh} của thủy điện qua năm năm bằng đúng thực tế ($Q_c/Q_{mq}=80\%$).

+ Tổng Q_c/Q_{kh} của nhiệt điện than tương đương thực tế ($Q_c/Q_{kh}=90\%$; $Q_c/Q_{mq}=91\%$).

- Việc sử dụng hợp đồng sai khác đã cam kết sản lượng Q_c thì khi giá thị trường giá thấp các nhà máy có giá hợp đồng P_c cao nhường quyền phát cho các nhà máy có giá thấp phát bằng cách mua điện trực tiếp trên thị trường thay cho việc phát điện nhưng vẫn đảm bảo lợi nhuận của nhà máy vì doanh thu bằng Q_c ($P_c - P_m$).

- Tính cạnh tranh trong thị trường vẫn được đảm bảo và đồng thời vẫn đảm bảo chia sẻ rủi ro trong tài chính như:

b. Các vấn đề còn tồn tại

- Việc điều chỉnh sản lượng hợp đồng Q_c của các nhà máy nhiệt điện khi sự cố quá 72 giờ để tránh lỗ cho 2 bên, tuy nhiên việc này trái với nguyên tắc hợp đồng kỳ hạn và sẽ khó áp dụng cho giai đoạn sau của thị trường.

- Các đơn vị áp dụng cho giai đoạn sau của thị trường. Các hợp đồng kỳ hạn vì P_c cao mà các đơn vị dự báo các doanh nghiệp các đơn vị sản xuất cho điện.

2.6. Kết luận chương 2

Khi tham gia thị trường điện bán buôn Việt Nam, các đơn vị phát điện gặp nhiều rủi ro. Để quản lý các rủi ro về tài chính, các đơn vị phát điện nên sử dụng các công cụ quản lý rủi ro như các hợp đồng phái sinh. Trong số 04 hợp đồng phái sinh đã nêu ở chương 1, mỗi hợp đồng lại có những ưu điểm và nhược điểm riêng; tuy nhiên, dựa vào hiện trạng của thị trường bán buôn điện Việt Nam, và lộ trình xây dựng thị trường điện tại Việt Nam, hợp đồng tương lai là công cụ quản lý rủi ro phù hợp nhất. Loại hình hợp đồng này giúp những người tham gia mua bán công cụ tài chính phái sinh tránh được những thiệt hại kinh tế đáng kể

nếu trong thời hạn hợp đồng giá cả của tài sản cơ sở có sự biến động không có lợi cho mỗi bên.

CHƯƠNG III

ĐỀ XUẤT ỨNG DỤNG HỢP ĐỒNG TƯƠNG LAI ĐỂ QUẢN LÝ RỦI RO TÀI CHÍNH ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN TRONG THỊ TRƯỜNG BÁN BUÔN ĐIỆN CẠNH TRANH VIỆT NAM (VWEM).

3.1. Hợp đồng tương lai

3.1.1. Đặc điểm của hợp đồng tương lai

Hợp đồng tương lai có nhiều đặc điểm riêng biệt, không có ở các hợp đồng khác. Dựa vào định nghĩa và thực tế, hợp đồng tương lai có thể được chia thành các đặc điểm chính sau.

a. Các điều khoản trong hợp đồng tương lai được tiêu chuẩn hóa

Một đặc điểm ưu việt của giao dịch hợp đồng tương lai so với giao dịch kỳ hạn là các hợp đồng tương lai được chuẩn hóa để giao dịch trên thị trường. Cụ thể là, một hợp đồng tương lai cần xác định rõ các đặc tính của tài sản cơ sở, quy mô hợp đồng, việc yết giá, thời gian và địa điểm giao hàng, và phương thức thanh toán.

Ví dụ vào ngày 25/09/2014, Công ty phát điện A bán hợp đồng điện tương lai 100MWh tại Sàn giao dịch, giao hàng vào tháng 12/2014, hợp đồng được thực hiện lúc 10h, và giá điện tương lai lúc ấy là 1.000đồng/kWh.

b. Hợp đồng tương lai là một hợp đồng song vụ, cam kết thực hiện nghĩa vụ trong tương lai

Khi lập một hợp đồng tương lai thì các bên bị ràng buộc quyền và nghĩa vụ vào trong mối liên hệ đó. Để đảm bảo cho các hợp đồng tương lai được thực hiện, Sở giao dịch đã quy định các biện pháp bảo đảm đối với cả bên mua lẫn bên bán bằng việc ký quỹ hoặc các giấy tờ chứng minh khác.

c. Hợp đồng tương lai được lập tại Sở giao dịch qua các cơ quan trung gian

Trong thị trường tương lai thì các hợp đồng tương lai chỉ được lập trên Sở giao dịch. Việc mua bán qua Sở giao dịch trong thị trường tương lai làm cho các nhà đầu tư không cần quan tâm đến đối tác của mình. Chỉ cần các bên tuân thủ quy định pháp luật khi ký kết thì quyền và nghĩa vụ các bên sẽ được bảo đảm bởi việc giám sát đảm bảo thực hiện hợp đồng của tất cả các thành viên tham gia trong thị trường tương lai đã có cơ quan trung gian đảm nhiệm.

d. Hợp đồng tương lai phải có tiền ký quỹ

Tiền ký quỹ là biện pháp bảo đảm thực hiện hợp đồng, bắt buộc đối với cả bên bán và bên mua. Thay vì phải bỏ ra một khoản tiền lớn để đặt cọc hoặc một lượng tiền bằng với giá trị hàng hóa (thế chấp) để đảm bảo cho việc mua bán thì Sở giao dịch chỉ quy định một mức ký quỹ rất thấp, tùy vào loại hàng hóa. Tiền ký quỹ thấp là một trong những nguyên nhân làm cho hợp đồng tương lai trở thành công cụ đòn bẩy tài chính mạnh nhất ngày nay.

e. Đa số các hợp đồng tương lai đều được thanh lý trước thời hạn

Thanh lý hợp đồng trước ngày đáo hạn là một đặc điểm hết sức độc đáo của hợp đồng tương lai. Các bên có thể thanh lý hợp đồng trước ngày đáo hạn một cách dễ dàng bằng cách lập một hợp đồng ngược lại vị thế mà mình đã có. Cứ như thế, các bên có thể mua đi bán lại nhiều lần một loại hàng hóa vào một tháng giao hàng nhất định trong tương lai. Đến ngày giao hàng, nếu các bên không muốn giao hàng thực sự thì cơ quan trung gian sẽ thanh toán bù trừ các loại hợp đồng đó và nghĩa vụ giao hàng cũng như nhận hàng của họ được chuyển giao cho người khác.

3.1.2. Cơ chế vận hành của giao dịch hợp đồng tương lai

a. Những yêu cầu về ký quỹ (Margin)

Để tham gia giao dịch các hợp đồng tương lai, người giao dịch cần một khoản tiền ký gửi để đảm bảo các bên tuân theo những điều kiện của hợp đồng. Khoản tiền này được gọi là tiền ký quỹ. Mỗi sở giao dịch tương lai sẽ đưa ra những yêu cầu ký quỹ ban đầu (initial margin) tối thiểu để có thể giao dịch ở đó. Khoản ký quỹ ban đầu là khoản tiền phải gửi vào trong tài khoản giao dịch (hay còn gọi là tài khoản ký quỹ) khi muốn mua hay bán. Khoản ký quỹ ban đầu này phụ thuộc vào mỗi sở giao dịch, mỗi loại hàng hóa, và giá tương lai của hàng hóa đó đang được giao dịch ở hiện tại và các dữ liệu trong quá khứ.

Sau một thời gian giao dịch, nếu tiền trong tài khoản giảm tới bằng hoặc dưới mức ký quỹ duy trì (maintenance margin) theo qui định (mức này tùy thuộc vào qui định của các sở giao dịch và loại hàng hóa giao dịch), thì phải chuyển thêm tiền vào tài khoản để đưa tiền trong tài khoản về mức ký quỹ ban đầu.

Ví dụ: Để giao dịch một hợp đồng tương lai điện năng là 100 MWh công ty phát điện A cần một số tiền ký quỹ ban đầu (initial margin) là 10 triệu VNĐ (tức là tỷ lệ ký quỹ là 10%), mức ký quỹ duy trì (maintenance margin) là 7 triệu

VNĐ, giả sử công ty A ở thế bên mua của hợp đồng, sau đó ngày mai giá điện tương lai thay đổi bất lợi cho công ty A, tức giảm 50đ/kWh và bạn lỗ $50 \times 100.000 = 5$ triệu VNĐ. Lúc này tiền trong tài khoản của công ty A còn 5 triệu VNĐ, dưới mức 7 triệu VNĐ, để được tiếp tục tham gia giao dịch, công ty A cần phải gửi vào tài khoản ký quỹ 5 triệu VNĐ để trở về mức ký quỹ ban đầu là 10 triệu VNĐ. Khoản tiền 5 triệu VNĐ để đáp ứng giấy gọi ký quỹ (margin call) được gọi là khoản bù đắp ký quỹ (variation margin). Một người giao dịch mà không thực hiện nhanh theo giấy gọi theo một khoản thời gian qui định sẽ bị thanh lý hay chấm dứt vị trí bởi FCM (Futures commission merchant).

Lưu ý: Khi bạn nhận được giấy gọi ký quỹ thì công ty A phải thực hiện nó, ngay cả khi giá tương lai của ngày tiếp theo thay đổi theo hướng có lợi cho họ. Tức là, cũng với ví dụ trên, giả sử giá điện tương lai giảm 50 đồng/kWh vào ngày t. Ngày t + 1, công ty A ở thế người mua sẽ nhận được một giấy gọi, lúc này sẽ không xét đến giá điện tương lai của ngày t + 1. Dù giá điện tương lai có tăng trên 20 đồng/kWh vào cuối ngày t, công ty vẫn phải gửi 5 triệu vào tài khoản của mình.

Các FCM thường đưa ra các mức yêu cầu ký quỹ ban đầu hoặc mức ký quỹ duy trì cao hơn mức mà các sở giao dịch tương lai qui định. Các mức này cũng thường khác nhau tùy thuộc vào người tham gia giao dịch để phòng hộ hay để đầu cơ hay để hưởng chênh lệch nhỏ. Những người đầu cơ thường bị yêu cầu các mức ký quỹ cao hơn 2 đối tượng kia để đảm bảo thanh toán cho các khoản lỗ lớn hơn.

Khoản ký quỹ ban đầu ngoài tiền mặt (không được hưởng lãi suất), thì trái phiếu chính phủ hay thư tín dụng (được hưởng lãi suất) cũng được chấp nhận, nhưng các khoản bù đắp ký quỹ thì phải bằng tiền mặt.

Khoản ký quỹ để giao dịch tương lai dùng để thanh toán các khoản lỗ trong giao dịch, chứ không phải để thanh toán hàng hóa, nó khác với khoản ký quỹ trong các giao dịch trái phiếu, cổ phiếu dùng để thanh toán cho việc mua bán các chứng khoán đó

b. Theo dõi, ghi nhận trên thị trường (Marking to market)

Mọi vị trí của người giao dịch tương lai đều được theo dõi và ghi nhận trên thị trường hàng ngày. Quy trình này đôi khi được gọi là tái thanh toán hàng ngày (daily resettlement). Nghĩa là, lãi hay lỗ sẽ được ghi nhận hàng ngày. Việc nhận

biết lãi và lỗ dựa vào giá thanh toán hàng ngày vào giá tại thời điểm đóng cửa của ngày giao dịch (giá tương lai lúc đóng cửa). Nếu tiền trong tài khoản dưới mức duy trì thì bạn phải gửi tiền vào tài khoản để đưa về khoản ký quỹ ban đầu.

- $F(0,T)$: Giá tương lai khi hợp đồng bắt đầu
- $S(T) = F(T,T)$: Giá giao ngay vào ngày giao hàng
- $|F(0,T) - S(T)|$: Khoản lời hay lỗ trên 1 đơn vị tài sản cơ sở của hợp đồng kỳ hạn.
- $|F(0,T) - F(1,T)|$: dòng tiền được ghi nhận trên thị trường hàng ngày, cũng là sự thay đổi giá tương lai từ 1 ngày đến ngày tiếp theo.

Quá trình tái thanh toán hàng ngày làm hợp đồng tương lai giống như là một chuỗi các hợp đồng kỳ hạn 1 ngày có $F(1,T) = S(T) = F(1,1) = S(1)$. Mỗi ngày, hợp đồng kỳ hạn được thanh toán, lời, lỗ được nhận biết, và một hợp đồng kỳ hạn 1 ngày mới được tạo ra. Tổng dòng tiền cuối cùng cho hợp đồng tương lai sẽ bằng khoản lời hoặc lỗ của một hợp đồng kỳ hạn với khoản thời gian giao hàng tương tự nhau.

Việc ghi nhận, theo dõi, ấn định trên thị trường giúp giảm thiểu nguy cơ rủi ro phá vỡ hợp đồng đến mức thấp nhất. Sẽ không có sự gia tăng giá trị tài sản cho một bên và tăng giá trị nợ cho bên kia như hợp đồng kỳ hạn.

Ví dụ: Giả định vào ngày 25/09/2014, Công ty phát điện A bán (tức giữ thế trường vị) hợp đồng điện tương lai 100MWh, thời điểm giao hàng vào tháng 12/2014, hợp đồng được thực hiện lúc 10h, lúc này giá điện tương lai được định là 1.000đồng/kWh. Khoản tiền yêu cầu ký quỹ ban đầu là 10 triệu VNĐ, tổng số tiền được chuyển từ tài khoản tiền mặt sang tài khoản ký quỹ. Giá thanh toán lúc đóng cửa ngày 25/09/2014 là 1010đ/kWh. Tài khoản của Công ty được ấn định trên thị trường. Tiền của Công ty trong tài khoản vào cuối ngày 25/09/2014 sẽ là 9 triệu VNĐ, vì Công ty đã bị lỗ 1 triệu VNĐ ($|1010 - 1000| * 100.000$) ở thế đoản vị của hợp đồng. Vào các ngày tiếp theo, tài khoản được tiếp tục được ghi nhận trên thị trường. Nếu giá tương lai giảm, tiền trong tài khoản của Công ty sẽ tăng, và ngược lại. Mức ký quỹ duy trì là 7 triệu VNĐ. Bảng sau sẽ minh họa cho ta các dòng tiền ra vào được ghi nhận và ấn định trên thị trường cho ví dụ này:

Ngày t	Giá thanh toán (lúc đóng cửa) ngày t (đ/kWh)	Tổng tiền mặt đã gửi vô tài khoản từ ban đầu đến đầu ngày t (triệu VNĐ)	Dòng tiền được ghi nhận trên thị trường vào ngày t (triệu VNĐ)	Tiền trong tài khoản vào cuối ngày t (chưa + (1) vào) (triệu VNĐ)	Tiền phải gửi vào tài khoản để trở lại mức ban đầu (1) (triệu VNĐ)	Tổng tiền mặt đã gửi vô tài khoản từ ban đầu đến cuối ngày t (triệu VNĐ)	Tiền trong tài khoản vào cuối ngày t (đã + (1) vào) (triệu VNĐ)
25/9	1010	10	-1	9		10	9
26/9	1030	10	-2	7		10	7
27/9	1045	10	-1.5	5.5	4.5	14.5	10
28/9	1050	14.5	-0.5	9.5		14.5	9.5
29/9	1060	14.5	-1	8.5		14.5	8.5
30/9	1055	14.5	0.5	9		14.5	9
31/9	1065	14.5	-1	8		14.5	8
1/10	1070	14.5	-0.5	7.5		14.5	7.5
2/10	1080	14.5	-1	6.5	3.5	18	10
3/10	1070	18	1	11		18	11
4/11	1080	18	-1	10		18	10
5/11	1090	18	-1	9		18	9

Theo bảng trên, có thể tính mức lỗ (lời) của Công ty bằng cách: $(1000 - 1090) \times 100 = -9$ triệu, tức Công ty lỗ 9 triệu VNĐ. Hoặc lấy tài khoản tiền mặt cuối ngày 05/10 trừ tài khoản ký quỹ cuối ngày 05/10: mức lỗ = $18 - 9 = 9$ triệu VNĐ. Hoặc có thể cộng tất cả các dòng tiền được ghi nhận trên thị trường từ 25/9 tới 05/10, kết quả bằng 9 triệu VNĐ, tức Công ty lỗ 9 triệu VNĐ.

$$\text{Lợi suất} = \text{lời hoặc lỗ/khoản đầu tư ban đầu} = -9 \text{ triệu} / 10 \text{ triệu} = -90\%$$

c. Đóng trạng thái hợp đồng tương lai

Có lẽ chưa đầy 2% các hợp đồng tương lai (futures) thực sự sinh ra quá trình trao đổi hàng hoá. Những hợp đồng còn lại thường được tiến hành theo phương pháp bù trừ, thông qua một hay nhiều các hợp đồng khác có tính chất ngược lại.

Ví dụ: nếu mua một hợp đồng lúa mì tháng 9 với giá 3,5\$ một gia lúa và mức cược tối thiểu là 1.750\$, dự tính là giá sẽ lên. Nếu giá của hợp đồng tăng lên, đạt tới mức 3,8\$/gia sau một tuần trong tháng 6 có bão tàn phá vụ lúa mì, tài khoản của Công ty sẽ được tính cộng lên 1500\$ và Công ty đang có lợi trong cuộc chơi. Sau đó, Công ty bán hợp đồng đó, điều này có nghĩa là Công ty không còn

quyền mua lúa mì theo hợp đồng đó nữa và sử dụng tiền lãi thu được (trừ đi phí hoa hồng và các chi phí khác) để đầu tư vào một hợp đồng tương lai khác.

Nhưng diễn biến này cũng có thể xảy ra theo chiều hướng khác. Nếu giá giảm và Công ty bị mất tiền đầu tư, Công ty có thể bán một hợp đồng bù trừ (Offset Contract) với giá cao nhất có thể có để huỷ quyền mua và rời khỏi thị trường trước khi Công ty có thể bị thua lỗ nặng hơn. Các báo cáo thống kê đã chỉ ra rằng có khoảng từ 79 đến 90% tất cả những người giao dịch hợp đồng tương lai bị thua lỗ tiền trong năm thống kê đó

d. Giảm các rủi ro giao dịch

Một trong những kỹ thuật được những người giao dịch thường xuyên sử dụng nhằm giảm bớt rủi ro bị thua lỗ quá nhiều tiền mỗi khi thị trường có biến động nhẹ là chiến lược giao dịch dự phòng (Spread Trading), mặt khác, chiến lược này sẽ hạn chế bớt những lợi ích mà họ có thể thu được.

Về cơ bản, chiến lược này có nghĩa là mua một hợp đồng cùng lúc với bán một hợp đồng khác cùng cung cấp một loại hàng hoá. Thường thì một hợp đồng sẽ có lãi còn hợp đồng kia thì thua lỗ. Điểm mấu chốt để cuối cùng có thể thu được lợi nhuận là có được một khoản dự phòng (Spread), hay nói cách khác là khoản chênh lệch giá giữa hai hợp đồng. Ví dụ, nếu Công ty mất tiền trong một hợp đồng bán nhưng lại thu được tiền trong một hợp đồng mua, chênh lệch giữa hai giá này chính là khoản dự phòng. Nếu đó là 5 cent trong dự kiến của Công ty, thì Công ty đã thu được 250\$ trên hợp đồng đó.

e. Thuế và phí giao dịch

- *Thuế (Taxes)*: Mọi thông tin giao dịch trên thị trường tương lai (tất cả các vị thế trong các hợp đồng tương lai, lời hay lỗ...) của các tài khoản giao dịch đều được ghi nhận, kiểm soát, và kết sổ vào ngày giao dịch cuối cùng của năm (31/12) để tiện cho việc tính thuế. Lưu ý rằng, theo luật, mã số thuế của một nhà đầu cơ có những qui định khác với mã số của những người khác. Thường các nhà đầu cơ phải chịu bị đánh thuế với tỷ lệ cao hơn những đối tượng còn lại.

- *Phí giao dịch (Commissions)*: Phí giao dịch chỉ được trả cho các FCM khi các giao dịch tương lai được bù đắp, hoặc trong ngày giao hàng hoặc lúc tái thanh toán tiền mặt lần cuối. Phí giao dịch trên một hợp đồng sẽ giảm khi nhiều hợp đồng hơn được giao dịch.

3.1.3. Các vị thế trong hợp đồng tương lai

Người kinh doanh có thể mua hoặc bán hợp đồng tương lai để có một vị thế, được gọi là vị thế mua (long) hoặc vị thế bán (short)

Vị thế	Nghĩa vụ	Điều kiện thực hiện chiến lược
Vị thế mua (long position)	Mua hàng hóa ở 1 thời điểm xác định trong tương lai với giá cố định trước	- Khi biết chắc sẽ mua hàng hóa đó trong tương lai và muốn chốt giá ngày hôm nay. - Người kinh doanh có vị thế mua sẽ bị rủi ro nếu giá xuống. Rủi ro này có thể được quản lý hoặc phòng ngừa khi thực hiện vị thế bán bằng hợp đồng tương lai để bù trừ
Vị thế bán (short position)	Bán hàng hóa ở 1 thời điểm xác định trong tương lai với giá cố định trước.	- Khi đã sở hữu hoặc sẽ sở hữu hàng hóa và đang chờ bán trong tương lai. - Người kinh doanh có vị thế bán sẽ bị rủi ro nếu giá lên. Rủi ro này có thể được quản lý hoặc phòng ngừa khi thực hiện vị thế mua bằng hợp đồng tương lai để bù trừ.

3.1.4. Các chủ thể trong thị trường tương lai

a. Những nhà đầu cơ (speculators)

Là những người chấp nhận rủi ro cao để tìm kiếm lợi nhuận cao từ sự dao động giá. Họ có thể giữ thế trường vị (long position) hay đoản vị (short position) hay cả hai vị thế cho cùng một hàng hóa (spread position). Có thể chia ra làm 2 loại nhà đầu cơ:

- Nhà đầu cơ vị thế (position traders): họ thường vào các vị thế và giữ chúng trong vài ngày, vài tuần, hay vài tháng. Họ thường sử dụng các phân tích

kỹ thuật để dự đoán sự biến động giá và xu hướng giá cả trong tương lai, từ đó sẽ vào các vị thế thích hợp để tìm kiếm lợi nhuận. Hoặc những nhà đầu cơ khác lại sử dụng các phân tích cơ bản để đưa ra nhận định về giá, họ thường sử dụng dựa vào các dữ liệu kinh tế vĩ mô để đưa ra các dự đoán về sự biến động giá.

- Nhà đầu cơ ngày (day traders): chỉ đầu cơ dựa vào sự biến động giá chỉ trong một ngày giao dịch. Họ không bao giờ trở về nhà với một vị thế trong tay. Giao dịch ngày thường tốn kém chi phí vì họ phải theo thông tin, biến động giá cả thường xuyên, và tốn các chi phí cho những giao dịch trong suốt một ngày, với mục đích kiếm được một chút lợi nhuận trong một giao dịch.

b. Những người phòng hộ (Hedgers)

Là những người tham gia giao dịch tương lai để phòng ngừa các rủi ro do sự biến động giá bất lợi cho họ. Ví dụ, ngày 25/09/2014 công ty phát điện A cần bán sản lượng điện theo kế hoạch là 100MWh, giao hàng trong tháng 12 với giá kỳ vọng 1000đ/kWh, rủi ro ở đây là giá điện vào thời điểm tháng 12 sẽ giảm xuống dưới 1000đ/kWh sẽ làm giảm lợi nhuận, thậm chí là lỗ. Khi đó, để hạn chế tối đa rủi ro, công ty này có thể bán hợp đồng điện tương lai (vào thế đoản vị) với cùng số lượng để phòng ngừa rủi ro. Nếu giá vào tháng 12 giảm, công ty sẽ bị giảm lợi nhuận hay lỗ, nhưng sẽ được bù đắp bằng lợi nhuận ở hợp đồng điện tương lai. Đây là một ví dụ của phòng hộ đoản vị (short hedge).

Một ví dụ khác, một công ty mua buôn điện B ký hợp đồng bán điện cho khách hàng sử dụng điện, giao hàng vào tháng 12. Công ty lo sợ vào tháng 12 giá điện trên thị trường giao ngay sẽ tăng gây bất lợi cho công ty B. Để phòng ngừa cho điều này, công ty có thể mua những hợp đồng điện tương lai để tránh rủi ro tăng giá điện. Đây là một ví dụ của phòng hộ trường vị (long hedge).

c. Những người đầu cơ hưởng chênh lệch (Arbitrageurs)

Là những người tìm kiếm lợi nhuận bằng cách xem xét một loại hàng hóa nào đó cùng những hàng hóa tương đương để bán hai giá khác nhau ở hai thị trường khác nhau. Họ là những người dựa vào mối quan hệ giữa giá giao ngay và giá tương lai, hay những biến động cung cầu nhất thời làm rối loạn giá để kiếm lợi nhuận từ chênh lệch giữa giá giao ngay và giá tương lai.

d. Những đối tượng trên sàn giao dịch

Những người giao dịch trên các sàn giao dịch có thể được phân loại theo mục tiêu và chức năng:

- Những người giao dịch sàn (Floor traders): là những thành viên giao dịch các hợp đồng tương lai ở các khu vực tương lai (futures pit). Những người giao dịch tài khoản riêng của anh ta gọi là một local, họ tạo ra tính thanh khoản cho thị trường vì họ hoạt động như những nhà đầu cơ (scalpers) giao dịch rất ngắn hạn. Họ muốn mua hợp đồng tương lai ở giá đã đặt (bid) và nhanh chóng bán lại ở một mức giá phù hợp (asked). Họ phải đăng ký với ủy ban giao dịch hàng hóa tương lai (CFTC) để được hoạt động.

- Những nhà môi giới sàn (floor brokers) : giúp thi hành lệnh cho các bên , ví dụ như các FCM (Futures commission merchant), hoạt động gần giống như các công ty môi giới chứng khoán, bằng cách thu phí giao dịch. Họ cũng phải đăng ký với CFTC để được hoạt động.

- Một chủ thể nữa là những người giao dịch sàn mà hoạt động như cả một người mua và một nhà môi giới, thường được gọi là giao dịch 2 chiều. Họ thường thực hiện mua 2 hợp đồng trong một khoảng thời gian ngắn ở 2 mức giá khác nhau, 1 cho khách hàng và 1 cho chính anh ta. Điều này dễ dẫn đến lạm dụng quyền giao dịch để sinh lời. Những người này cần phải trải qua những thủ tục kiểm tra kỹ lưỡng và có hệ thống kiểm soát nhằm hạn chế sai phạm.

d. Những đối tượng khác tham gia trên thị trường

- Những người cộng tác (Associated persons-APs): là những cá nhân làm việc cho FCM bằng cách nhận lệnh và chấp nhận lệnh. Gần giống những người môi giới chứng khoán.

- Các nhà tư vấn giao dịch hàng hóa (Commodity trading advisers-CTAs): phân tích thị trường tương lai, cung cấp thông tin, phát triển hệ thống giao dịch, đồng thời đưa ra các lời khuyên, tư vấn cho các nhà giao dịch.

- Các nhà môi giới giới thiệu (Introducing brokers-IBs): Là những cá nhân trực tiếp kinh doanh với các FCM và các CTA, nhưng chính họ không phải là các AP và các CTA. Một IB thường chào mời và chuyển lệnh, khi một lệnh được nhận, nó được đưa vào một FCM để thi hành. Những IB khác thì góp các khoản quỹ nhỏ thành một khoản lớn để có thể trở thành một CTA mà đòi hỏi khoản đầu tư tối thiểu lớn.

- Các nhà huy động quỹ hàng hóa (Commodity pool operators-CPOs): Hoạt động như các quỹ tương hỗ trong thị trường chứng khoán, huy động vốn của các nhà đầu tư nhỏ và sử dụng để giao dịch tương lai.

Các đối tượng này muốn tham gia thị trường tương lai cần phải đăng ký với CFTC để được hoạt động.

3.1.5.Kinh nghiệm quốc tế

Thị trường điện New Zealand (NZEM) bắt đầu hoạt động từ năm 1996, đến năm 1999 đã chính thức trở thành thị trường bán lẻ toàn diện sau khi tách tập đoàn điện lực New Zealand thành 2 công ty lớn (mà sau này được tách ra thành 5 công ty phát điện lớn). Hệ thống điện của New Zealand có 248 nút chính, tổng công suất đặt là 9667 MW, với hơn 1.74 triệu khách hàng sử dụng điện, tổng sản lượng điện thương phẩm đạt gần 40 tỷ kWh, tốc độ tăng trưởng phụ tải hàng năm đạt 0.9%. Cơ cấu nguồn bao gồm thủy điện (54%), tuabin khí (24.5%), nhiệt điện than (9.5%), địa nhiệt (9%) và các thành phần khác (3%). Thị trường điện New Zealand là thị trường điều độ tập trung (Gross pool), chào giá tự do (Price based), thanh toán theo giá biên từng nút (Locational Marginal Price), chu kỳ thanh toán là 1 tháng và chu kỳ giao dịch là 30 phút. Các đơn vị tham gia thị trường điện là các đơn vị phát điện có tổng công suất đặt lớn hơn 10MW, và các đơn vị phát điện này thuộc 5 tổng công ty phát điện lớn (Meridian Energy, Genesis Power, Mighty River Power, Contact Energy, and TrustPower). Đơn vị điều hành Sàn giao dịch tương lai thị trường điện là Australian Stock Exchange (ASX), hợp nhất giữa 2 tổ chức tài chính lớn là Công ty chứng khoán Úc và Sở giao dịch chứng khoán Sydney. Thị trường điện New Zealand được áp dụng cả 2 dạng hợp đồng kỳ hạn và tương lai. Thị trường hợp đồng sử dụng hợp đồng dạng sai khác CfD tương tự như ở Việt Nam, đồng thời NZEM còn áp dụng thêm hợp đồng tương lai để giảm thiểu rủi ro cho các đơn vị tham gia thị trường điện. Đơn vị khối lượng giao dịch chuẩn là 1 MWh và không giới hạn đối tượng tham gia giao dịch trong thị trường điện tương lai của New Zealand. ASX điều hành thị trường tương lai trong đó các đơn vị tham gia có thể mua hoặc bán hợp đồng của 1 MW chuẩn trở lên. Chìa khóa thành công của giao dịch tương lai này chính là việc công bố các hợp đồng trên sàn giao dịch với giá cả rõ ràng, minh bạch, cho phép những thành viên tham gia thị trường dễ dàng dự đoán được giá điện trong tương lai, qua đó đưa ra tín hiệu quý giá cho các nhà đầu tư phát điện và mua bán điện để đưa ra những chiến lược và quyết định đầu tư của mình. Những chuyển biến tích cực và thành công của thị trường tương lai của New Zealand đã đẩy nhanh lượng tín

dụng được giao dịch trên thị trường, tạo ra một sân chơi minh bạch, hấp dẫn thu hút các khoản đầu tư lớn và sự tham gia của các tập đoàn tài chính lớn.

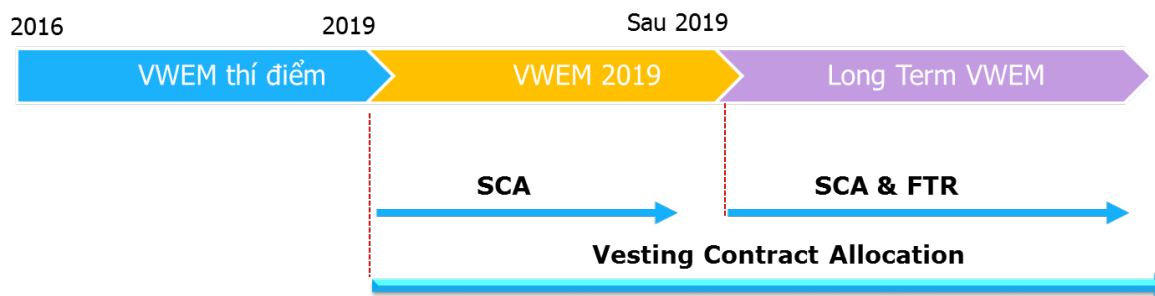
3.2. Đề xuất hợp đồng tương lai trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam(VWEM)

3.2.1.Mục đích sử dụng hợp đồng tương lai trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh

Trong giai đoạn phát triển xa hơn của thị trường điện lực tại Việt Nam mà cụ thể là thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM), khi tỉ lệ cam kết của sản lượng điện hợp đồng (Qc) giữa đơn vị phát điện và đơn vị mua điện giảm xuống (thay vì gần 80% sản lượng điện theo hợp đồng năm như hiện nay, có thể chỉ còn 40 – 60%), tỷ lệ rủi ro sẽ cao hơn rất nhiều khi có biến động về giá cả trên thị trường giao ngay, và một mình cơ chế hợp đồng CfD như hiện nay là không còn đủ khả năng để đảm bảo lợi nhuận và giảm thiểu rủi ro cho các đơn vị tham gia thị trường, đặc biệt là các đơn vị phát điện. Cơ chế hợp đồng tương lai lại có xu thế khắc phục rủi ro của thị trường điện giao ngay, tức là hợp đồng tương lai sẽ cho bên bán lợi nhuận khi giá thị trường giảm và ngược lại. Vì vậy cơ chế hợp đồng tương lai với những ưu điểm ưu việt và thích hợp với thị trường điện Việt Nam là một giải pháp tốt nhất để phòng ngừa rủi ro cho các đơn vị phát điện cũng như các đơn vị tham gia thị trường điện trong giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam.

Cơ chế hợp đồng tương lai áp dụng trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam sẽ cho phép các đơn vị phát điện có thêm lựa chọn trong việc giảm thiểu rủi ro bên cạnh cơ chế hợp đồng CfD hiện nay, đồng thời cho phép các đơn vị mua buôn điện (các Tổng công ty điện lực, các đơn vị mua buôn điện và các khách hàng sử dụng điện lớn) sẽ chủ động hơn trong quản lý tài chính. Khi tất cả các hợp đồng tương lai được giao dịch trên Sàn giao dịch tương lai thông qua cơ quan trung gian, các thành viên tham gia thị trường sẽ không cần quan tâm đến đối tác của hợp đồng, không mất thời gian và chi phí tìm đối tác và đàm phán hợp đồng, như vậy việc giao dịch sẽ trở nên linh hoạt và nhanh chóng hơn nhiều so với cơ chế hiện nay. Hơn nữa, hợp đồng tương lai đóng vai trò là công cụ thu hút tài chính hiệu quả, nhanh chóng nhờ vào sự biến động liên tục về giá điện trong thị trường cũng như cơ chế linh hoạt của nó. Điều này đặc biệt có lợi cho

EVN khi chính EVN đứng ra đảm nhận trách nhiệm Sàn giao dịch tương lai. Tóm lại, cơ chế hợp đồng tương lai áp dụng trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh sẽ tạo ra một môi



- Vào thời điểm bắt đầu thị trường VWEM 2019, toàn bộ hợp đồng Vesting sẽ được phân bổ, để đảm bảo việc quản lý rủi ro cho các đơn vị tham gia thị trường điện đồng thời tạo động lực cho các TCTĐL cạnh tranh trên thị trường bán buôn VWEM, cần thiết đưa vào vận hành sàn giao dịch hợp đồng vào vận hành Smart Contract Auction.
- Trong giai đoạn VWEM dài hạn, cho phép thực hiện đấu thầu quyền tài chính truyền tải FTR

3.2.2. Cơ chế vận hành của giao dịch hợp đồng tương lai trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam

3.2.2.1. Các hình thái hợp đồng tương lai trong thị trường

a. Cơ chế đấu giá hợp đồng

- Đấu giá hợp đồng là để cho phép các nhà máy điện bán các hợp đồng và các khách hàng thị trường mua hợp đồng một cách tối ưu. Đấu giá hợp đồng (smart contract auction) sẽ cho phép thỏa mãn biểu đồ phụ tải của khách hàng thị trường bằng tổ hợp các hợp đồng và hợp đồng của các nhà máy điện sẽ được sử dụng để đáp ứng bởi các phụ tải của khách hàng. Đấu giá hợp đồng tối ưu nhằm tìm ra cách phân bổ tốt nhất các hợp đồng với sự tham gia của nhiều khách hàng và nhiều nhà máy điện.

- Các đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện được phép tham gia quá trình đấu giá hợp đồng. Các đơn vị phát điện được phép nộp bản chào bán hoặc mua các hợp đồng tại các nút của mình và các đơn vị mua buôn điện được phép chào bản chào mua hoặc bán các hợp đồng tại nút của mình.

- Các hợp đồng đã mua hoặc bán sẽ được tham chiếu đến các nút cụ thể

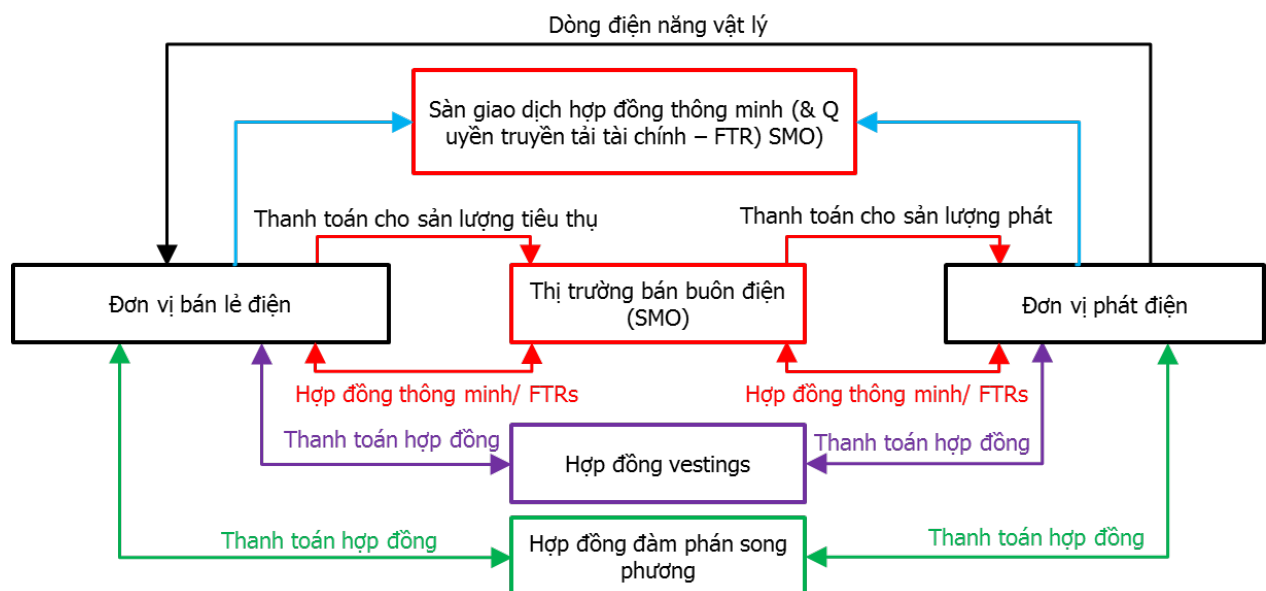
mà bên mua và bên bán lựa chọn và sẽ đủ linh hoạt để cho phép các sản lượng hợp đồng khác nhau cho các nửa giờ khác nhau.

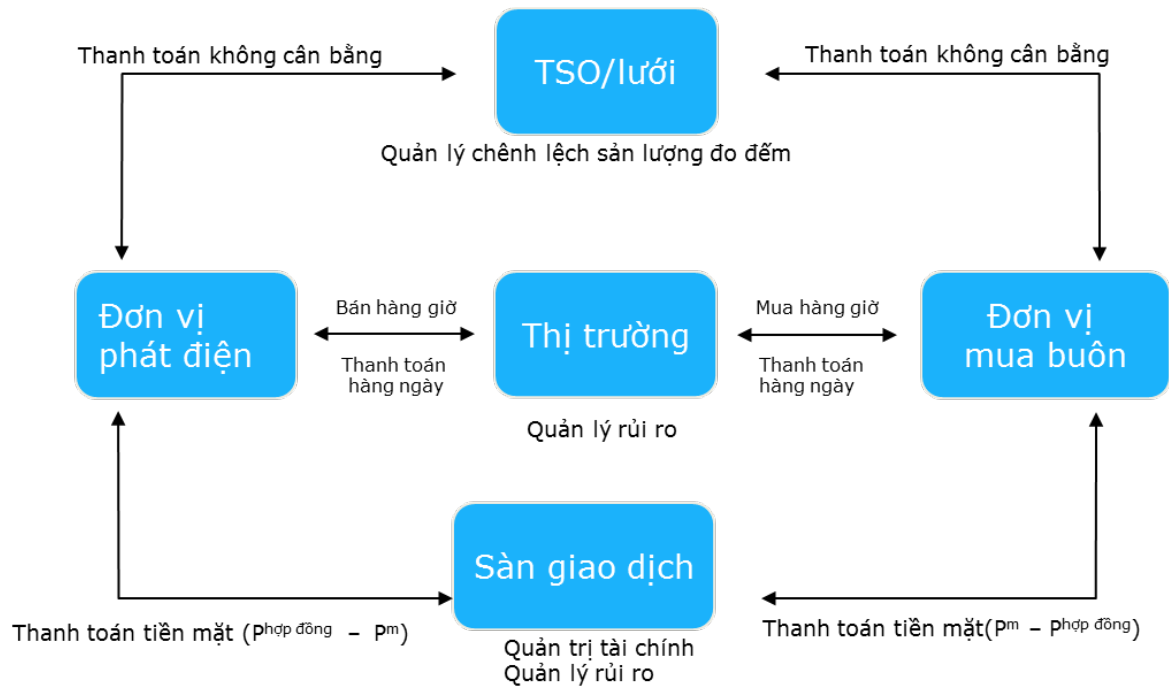
b. Quyền truyền tải tài chính (FTRs)

- Quyền truyền tải tài chính (FTR) của thị trường bán buôn VWEM là để cung cấp một cơ chế cho phép các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị mua buôn điện quản lý rủi ro về giá của các hợp đồng song phương khi được phân bổ tại các nút khác nhau.

- Quyền truyền tải tài chính sẽ phải đủ linh hoạt để cho phép các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị mua buôn điện thực hiện quản lý rủi ro về chênh lệch giá nút bao gồm cả tác động của tổn thất lưới truyền tải áp dụng cho các sản lượng hợp đồng khác nhau cho các nửa giờ khác nhau.

3.2.2.2. Cơ chế vận hành giao dịch hợp đồng tương lai.





a. Thành phần tham gia sàn đấu giá hợp đồng và quyền truyền tải tài chính FTR

- Trung tâm Điều hành hệ thống điện và thị trường điện (SMO) điều hành sàn đấu giá hợp đồng và quyền truyền tải tài chính FTR.

- Người tham gia:

- + Đơn vị phát điện
- + Đơn vị mua buôn điện
- + Đơn vị xuất nhập khẩu
- + Nhà đầu tư.

b. Đặc tính của sàn Đấu giá hợp đồng và quyền truyền tải tài chính FTR:

- Các hợp đồng được khớp lệnh trong đấu giá hợp đồng là các hợp đồng sai khác CfD. Các hợp đồng CfD này được tham chiếu đến nút của bên mua đối bên mua và tham chiếu đến nút của bên bán đối với bên bán.

- Các quyền truyền tải tài chính FTR trong đấu giá thông minh cũng là các hợp đồng CfD.

3.2.2.3. Mô tả vận hành hợp đồng tương lai

a) SMO có trách nhiệm vận hành sàn đấu giá hợp đồng và quyền truyền tải tài chính FTR tập trung. Đấu giá hợp đồng phải cung cấp cho việc tích hợp bán và mua các hợp đồng tài chính năng lượng (CfDs) và các quyền truyền tải tài chính (FTR).

b) Hệ thống đấu giá hợp đồng và FTR phải có các khả năng sau đây:

- Các bên mua có khả năng lập bản chào mua để mua các hợp đồng tài chính dạng sai khác (CfD) tại các nút xác định và bên bán có khả năng nộp bản chào bán để bán các hợp đồng tài chính (CfDs) tại các nút nhất định;
- Các bên mua có khả năng đưa ra nhu cầu nửa giờ một x tháng x ngày trong tuần x giờ;
- Bên mua có thể quy định mức giá tối đa sẵn sàng trả để mua hợp đồng và xác định liệu biểu đồ hợp đồng có thể có một số sự linh hoạt nhất định;
- Bên bán có thể quy định mức giá tối thiểu mà họ sẵn sàng để bán hợp đồng;
- Bên bán có thể chào bán hợp đồng dựa trên một số các thông số chào như “giá công suất”, giá năng lượng, mức phụ tải tối thiểu và giới hạn năng lượng tối đa và tối thiểu;
- Giá áp dụng cho tất cả các hợp đồng phải định trên cơ sở giá hợp lệnh thị trường của các giao dịch hợp đồng và quyền truyền tải tài chính (FTR);
- Đấu giá hợp đồng thông minh phải khớp lệnh thị trường và xác định một tập các giá biên cho từng nửa giờ hoặc từng giờ đối với nút của mô phỏng lưới điện thị trường được sử dụng đấu giá hợp đồng sao cho:
 - Tất cả các nhà máy điện phân bổ các hợp đồng nhận được ít nhất mức giá tối thiểu; và
 - Tất cả khách hàng được phân bổ các hợp đồng sẽ phải thanh toán với giá không vượt quá giá cao nhất họ quy định;
 - Các nhà máy điện có giá chào quá cao sẽ không được phân bổ hợp đồng;
 - Các khách hàng có giá chào quá thấp sẽ không được phân bổ hợp đồng;
 - Giá khớp lệnh thị trường phải được sử dụng để xác định giá của tất cả các hợp đồng được giao dịch trong đấu giá hợp đồng và quyền truyền tải tài chính FTR;
- Giá hợp đồng áp dụng đối với một thành viên phải bằng: (tổng sản lượng hợp đồng từng giờ được phân bổ cho thành viên đó x các giá nút từng giờ)/tổng sản lượng hợp đồng từng giờ được phân bổ cho thành viên đó;
- Trong trường hợp các quyền truyền tải tài chính FTR, các nhà máy điện và các khách hàng có thể chào giá để mua ít nhất một quyền truyền tải tài chính giữa một nút đưa và một nút nhận hoặc bản chào bán để bán quyền truyền tải tài chính FTR mà họ đã nắm giữ.

- Trong cơ chế đấu giá hợp đồng và quyền truyền tải tài chính FTR kết hợp, các bản chào để chào mua FTR được đối xử như một bản chào liên kết để chào bán một hợp đồng ở nút đưa và một bản chào để chào mua ở một nút nhận và ngược lại đối với bán quyền truyền tải tài chính FTR.

- Đối với cả quyền truyền tải tài chính FTR và các hợp đồng tài chính, các thành viên tham gia đấu giá có thể đưa ra yêu cầu về sản lượng trên cơ sở từng nửa giờ hoặc từng giờ đối với các loại ngày và tháng.

- Các hợp đồng sai khác (CfD) được mua thông qua đấu giá hợp đồng được tham chiếu đến nút của bên mua. Các hợp đồng CfD đã được bán thông qua đấu giá hợp đồng được tham chiếu đến nút của bên bán .

- Kết hợp đấu giá hợp đồng và quyền truyền tải tài chính FTR hoạt động dựa trên cơ sở lập trình tính toán tối ưu sao cho tối đa hóa lợi ích của các hợp đồng được giao dịch .

- Kết quả của việc kết hợp đấu giá hợp đồng và quyền truyền tải tài chính FTR là các sản lượng hợp đồng và số lượng FTR, giá hợp đồng và giá FTR được phân bổ.

c) SMO có trách nhiệm thanh toán các hợp đồng là kết quả các đấu giá hợp đồng và đấu giá quyền truyền tải tài chính FTR.

d) SMO có trách nhiệm thực hiện đấu giá hợp đồng và FTR hàng năm cho từng năm áp dụng cho giai đoạn lên tới 4 năm tiếp theo theo các quy trình thị trường và thời gian biểu.

e) SMO có trách nhiệm thực hiện đấu giá hợp đồng và FTR hàng quý cho từng quý áp dụng cho giai đoạn lên tới 1 năm tiếp theo các quy trình thị trường.

g) SMO có trách nhiệm công bố các công thức toán học của đấu giá hợp đồng và FTR.

k) SMO có trách nhiệm công bố đầy đủ kết quả của đấu giá hợp đồng và FTR bao gồm các giá các nút và sản lượng khớp lệnh từng nửa giờ hoặc từng giờ ở mỗi nút.

3.2.2.4. Ứng dụng hợp đồng tương lai trong thị trường điện.

a. Rào chắn rủi ro và đầu cơ

Người tham gia giao dịch trên thị trường hợp đồng tương lai thường có hai mục tiêu, đó là đầu cơ (speculating) và rào chắn rủi ro (hedging). Những nhà đầu cơ mua và bán hợp đồng tương lai chỉ với một mục đích duy nhất là kiếm lời dựa

vào việc mua đi bán lại hợp đồng khi thấy có lời. Những người này không phải là những người có hoạt động kinh doanh liên quan đến tài sản cơ sở của hợp đồng. Chẳng hạn, những nhà đầu cơ sẵn sàng giao dịch hợp đồng tương lai về điện năng, dù rằng họ không hề quan tâm đến tình hình thị trường điện, miễn là có thể kiếm lời từ biến động của giá cả thị trường). Ngược lại, những người tìm kiếm rào chắn rủi ro mua và bán hợp đồng tương lai để bảo vệ họ khỏi những rủi ro biến động về giá giao ngay. Họ là những người tham gia trên thị trường hàng hóa thực, mà cụ thể trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh, đây chính là những đơn vị phát điện và những đơn vị bán buôn điện lớn và hàng hóa thực ở đây chính là điện năng.

b. Ví dụ về rào chắn rủi ro

Giao dịch hợp đồng tương lai trong giao dịch mua bán điện năng được sử dụng như công cụ phòng ngừa rủi ro khi giá biến động, cụ thể:

Trường hợp 1: Bán hợp đồng tương lai:

Trường hợp này được đơn vị phát điện sử dụng khi đã có kế hoạch về sản lượng điện năng phát nhưng vẫn chưa có hợp đồng bán điện với các Tổng công ty điện lực, đơn vị mua buôn điện hoặc khách hàng sử dụng điện lớn. Khi giá biến động theo chiều hướng giảm, gây bất lợi cho đơn vị phát điện, họ sẽ quyết định bán sản lượng điện năng tương ứng trên thị trường tương lai mà đơn vị phát điện tính toán là sẽ hợp lý.

Trường hợp 2: Mua hợp đồng tương lai:

Trường hợp này được ứng dụng khi đơn vị mua buôn điện hoặc khách hàng sử dụng điện lớn dự định thu mua một sản lượng điện năng từ đơn vị phát điện, khi giá điện trong thị trường tăng cao gây bất lợi thì các Tổng công ty điện lực, các đơn vị mua buôn điện hoặc khách hàng sử dụng điện lớn sẽ mua sản lượng điện năng này trên thị trường tương lai để giảm thiểu rủi ro khi giá biến động.

Ví dụ minh họa 1

Giả định vào ngày 25/09/2014, Công ty phát điện A thấy rằng giá của hợp đồng điện năng tương lai với thời điểm giao hàng vào tháng 12 là vào khoảng 1000đ/kWh, và giá cả này là hợp lý, bảo đảm cho công ty có lời trong quý này. Công ty A sẽ có hai lựa chọn là bán một hợp đồng tương lai về sản lượng điện năng 100MWh vào ngày hôm nay, hoặc là đợi tới tháng 12 sẽ bán. Nếu công ty A đợi tới tháng 12 mới bán, công ty sẽ đối mặt với một rủi ro là giá giao ngay

trên thị trường điện vào thời điểm đó có thể giảm (ví dụ giảm xuống còn 900đ/kWh). Ngược lại, bán hợp đồng điện tương lai vào thời điểm này có thể đảm bảo cho công ty một mức giá 1000đ/kWh, là mức giá chấp nhận được, loại bỏ rủi ro về giá cả cho công ty phát điện A. Việc công ty A thực hiện chiến lược này trên thị trường điện tương lai gọi là “rào chắn rủi ro”.

Ngược lại, công ty B muốn mua hợp đồng điện tương lai này có thể là các tổng công ty điện lực, các khách hàng sử dụng điện lớn hoặc các đơn vị bán buôn điện đáp ứng điều kiện do Bộ Công Thương quy định. Hiện tại, công ty B ký được hợp đồng mua điện đủ đến tháng 12 năm 2014. Công ty B cũng đang dự tính mua thêm hợp đồng mua bán điện là 100MWh từ tháng 12 để đảm bảo cung cấp đủ điện cho khách hàng sử dụng điện. Công ty B có thể mua hợp đồng điện tương lai với giá 1000đ/kWh trên thị trường hiện tại thông qua sở giao dịch. Một lựa chọn khác là công ty B đợi đến tháng 12 mới tiến hành mua điện trên thị trường giao ngay lúc đó. Tuy nhiên, có một khả năng xảy ra là giá điện năng giao ngay trên thị trường tháng 12 sẽ tăng lên (ví dụ tăng lên 1100đ/kWh) vào thời điểm đó, như vậy công ty B có thể sẽ bị lỗ. Do vậy, nếu công ty B cân nhắc thấy mức giá điện 1000đ/kWh là hợp lý và có thể đảm bảo cho họ một khoản lợi nhuận, họ sẽ ký hợp đồng điện tương lai để tránh rủi ro về giá cả. Như vậy, họ cũng đã tiến hành việc “rào chắn rủi ro”.

Trong ví dụ này, cả công ty A và công ty B đều đã dùng hợp đồng tương lai như một công cụ để giảm thiểu rủi ro do biến động về giá cả, tuy nhiên lợi nhuận của công ty có thể dao động lớn, có thể đạt lợi nhuận rất lớn hoặc rất ít.

Ví dụ minh họa 2

Trong ví dụ này, hợp đồng tương lai được sử dụng với mục đích giảm thiểu một phần nào đó rủi ro về giá cả, tạo cơ hội tìm kiếm lợi nhuận.

Tương tự như ví dụ 1, giả định vào ngày 25/09/2014, Công ty phát điện A thấy rằng giá của hợp đồng điện năng tương lai với thời điểm giao hàng vào tháng 12 là vào khoảng 1000đ/kWh, và giá cả này là hợp lý, công ty A bán 50MWh (50% sản lượng) tại Sàn giao dịch, giao hàng vào tháng 12/2014, hợp đồng được thực hiện lúc 10h. Vào thời điểm tháng 12, công ty A bán tiếp 50 MWh với giá thị trường giao ngay tại thời điểm này. Công ty sẽ đối mặt với 2 trường hợp xảy ra, một là giá giao ngay trên thị trường điện vào thời điểm đó có thể giảm (ví dụ giảm xuống còn 900đ/kWh), như vậy công ty sẽ bị bất lợi, tuy nhiên khoản lỗ này

sẽ được bù lại phần nào nhờ lợi nhuận từ hợp đồng tương lai hay nói cách khác rủi ro do biến động giá cả đã được giảm thiểu một phần. Ngược lại, nếu giá điện giao ngay tại thời điểm này tăng (ví dụ tăng lên 1.100đ/kWh), công ty A sẽ kiếm thêm lợi nhuận từ việc bán sản lượng điện trên thị trường giao ngay, đồng thời vẫn duy trì được lãi từ hợp đồng điện tương lai đã bán, như vậy công ty A đã tạo ra lợi nhuận.

Ngược lại, công ty B muốn mua hợp đồng điện tương lai này có thể là các tổng công ty điện lực, các khách hàng sử dụng điện lớn hoặc các đơn vị bán buôn điện đáp ứng điều kiện do Bộ Công Thương quy định. Hiện tại, công ty B ký được hợp đồng mua điện đủ đến tháng 12-2014. Công ty B cũng đang dự tính mua thêm hợp đồng mua bán điện là 100MWh từ tháng 12 để đảm bảo cung cấp đủ điện cho khách hàng sử dụng điện. Công ty B có thể mua hợp đồng điện tương lai 50 MWh với giá 1.000đồng/kWh trên thị trường hiện tại thông qua sở giao dịch. Đến tháng 12, công ty B tiến hành mua thêm 50 MWh trên thị trường giao ngay lúc đó. Tại thời điểm này có 2 khả năng xảy ra là giá điện năng giao ngay trên thị trường tháng 12 sẽ tăng lên (ví dụ tăng lên 1100đ/kWh) vào thời điểm đó, công ty B sẽ bị bất lợi tuy nhiên khoản lỗ này sẽ được bù vào bởi lợi nhuận từ hợp đồng điện tương lai đã mua, nói cách khác rủi ro do biến động giá đã được giảm thiểu phần nào. Nếu giá điện giảm, công ty B sẽ đạt được lợi nhuận từ hợp đồng trên thị trường giao ngay, khoản lợi nhuận này sẽ bù lại lỗ của hợp đồng tương lai. Như vậy, công ty B vẫn giảm thiểu được rủi ro về biến động giá.

Trong ví dụ này, công ty A và công ty B sử dụng hợp đồng tương lai kết hợp với giao dịch trên thị trường giao ngay để giảm thiểu tối đa rủi ro do biến động về giá cả, họ có thể thu được lợi nhuận thấp hơn so với ví dụ minh họa 1, nhưng khoản lợi nhuận này sẽ ít dao động hơn, ổn định hơn.

c. Ví dụ về đầu cơ

Mặc dù được tính toán và theo dõi kỹ lưỡng, song giá điện tương lai luôn biến động bởi nhiều yếu tố không dự đoán trước được và những yếu tố ngẫu nhiên. Chính những kỳ vọng về giá tương lai khác nhau của những người tham gia thị trường là yếu tố hình thành và thúc đẩy thị trường. Một người đầu cơ là một người tham gia giao dịch trên thị trường với kỳ vọng sự biến động về giá tương lai giống với dự đoán của anh ta, và anh ta có thể kiếm lời từ những dự đoán đó.

Nếu một người đầu cơ nghĩ rằng giá điện sẽ tăng đáng kể trong tương lai, anh ta sẽ mua hợp đồng điện tương lai. Vào thời điểm trong tương lai, người này sẽ tiến hành một giao dịch đảo chiều (giao dịch bán). Nếu dự đoán của anh ta chính xác, nghĩa là giá điện vào thời điểm bán thực sự cao hơn giá lúc người đầu cơ mua vào, anh ta sẽ kiếm được một khoản lợi nhuận.

Ví dụ, một người đầu cơ kỳ vọng rằng giá điện giao ngay sẽ tăng ít nhất là 1.00đ/kWh trong tương lai. Nhờ có thị trường tương lai, anh ta có thể thực hiện mua hợp đồng tương lai về điện 100MWh với giá thị trường là 1.000 đồng/kWh. Vào thời gian sau, giả sử giá điện giao ngay tăng lên 100 đồng/kWh, nhà đầu cơ có thể tiến hành một giao dịch đảo chiều và bán hợp đồng tương lai với giá 1.100 đồng/kWh. Hành động này đem lại cho nhà đầu cơ lợi nhuận 100đồng/kWh. Với hợp đồng điện tương lai là 100MWh, lợi nhuận nhà đầu cơ thu được là 10 triệu VNĐ. Thêm vào đó, lúc mua hợp đồng tương lai, người đầu cơ không phải đầu tư toàn bộ số tiền ($100\text{MWh} \times 1000\text{đ/kWh} = 100 \text{ triệu VNĐ}$), mà chỉ phải đặt cọc ký quỹ khoảng 10 triệu VNĐ (tỷ lệ ký quỹ 10%). Như vậy, lãi suất trên vốn đầu tư của người này rất lớn (100%) so với tỷ lệ tăng thực sự của giá điện (9%).

3.2.3. Ưu điểm khi áp dụng hợp đồng tương lai trong thị trường điện lực

- Hợp đồng tương lai là hợp đồng được tiêu chuẩn hóa, chỉ có giá là được thỏa thuận, mỗi hợp đồng đều được quy định một số lượng hàng hóa nhất định (gọi là contract size), ngày giao hàng và nơi giao hàng được ấn định cụ thể trên thị trường, không có sự đàm phán giữa hai bên tham gia vào hợp đồng. Vì vậy khi thực hiện hợp đồng tương lai chuẩn hóa như vậy trên sàn giao dịch tương lai, các đơn vị tham gia thị trường sẽ không mất thời gian và chi phí tìm đối tác cũng như đàm phán hợp đồng. Đồng thời, điều này cũng góp phần giúp cơ chế hợp đồng tương lai giảm thiểu tối đa phát sinh chi phí bán điện đến khách hàng sử dụng điện trong tất cả các phương án quản lý rủi ro.

- Một ưu điểm hết sức độc đáo của hợp đồng tương lai mà các dạng hợp đồng khác không có được, đó là thanh lý hợp đồng trước ngày đáo hạn. Trong các hợp đồng thông thường, khi các bên muốn thanh lý hợp đồng trước ngày giao hàng đồng nghĩa với việc thỏa thuận để chấm dứt hợp đồng hoặc thỏa thuận chuyển nghĩa vụ của mình cho người khác, khi đó các bên sẽ thoát khỏi sự ràng buộc về nghĩa vụ với nhau. Nhưng trong hợp đồng tương lai thì các bên có thể

thanh lý hợp đồng trước ngày đáo hạn một cách dễ dàng mà không cần phải thông qua một sự thoả thuận nào bằng cách thực hiện nghiệp vụ thanh toán bù trừ là lập một hợp đồng ngược lại vị thế mà mình đã có. Cứ như thế, các bên có thể mua đi bán lại nhiều lần một loại hàng hóa vào một tháng giao hàng nhất định trong tương lai. Đến ngày giao hàng, nếu các bên không muốn giao hàng thực sự thì cơ quan trung gian sẽ thanh toán bù trừ các loại hợp đồng đó và nghĩa vụ giao hàng cũng như nhận hàng của họ được chuyển giao cho người khác.

- Giảm thiểu rủi ro thanh toán nhờ đó khả năng bị phá vỡ hợp đồng trong hợp đồng tương lai thấp hơn nhiều so với các dạng hợp đồng khác, thậm chí bằng 0. Đối với các giao dịch hợp đồng tương lai được niêm yết trên sàn giao dịch tương lai, cả hai bên mua và bán đều không bao giờ biết về người phía bên kia của giao dịch. Công ty thanh toán bù trừ sẽ phục vụ như một trung gian trong tất cả các giao dịch. Nghĩa là, nếu Bên A muốn mua một hợp đồng tương lai, anh ta có thể mua nó từ công ty thanh toán bù trừ; nếu bên B muốn bán một hợp đồng tương lai, anh ta có thể bán nó cho công ty thanh toán bù trừ. Công ty thanh toán bù trừ là một bên trong hợp đồng tương lai và luôn công bằng cho tất cả những thành viên tham gia theo những quy tắc đã được đặt ra. Nếu công ty phát điện A có phá sản thì công ty bán buôn điện vẫn được thanh toán theo hợp đồng và ngược lại. Trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh, việc thực hiện các hợp đồng tương lai được đảm bảo bằng uy tín của người chủ sở hữu Sở giao dịch và công ty thanh toán bù trừ, ở đây chính là EVN, và EVN sẽ thực hiện kết nối các giao dịch trên sàn giao dịch tương lai giữa đơn vị phát điện và các đơn vị bán buôn điện (bao gồm các Tổng công ty điện lực, các công ty bán buôn điện và các khách hàng sử dụng điện lớn) đồng thời chịu trách nhiệm thanh khoản các hợp đồng tương lai.

- Chỉ khoảng 1 - 5% số hợp đồng tương lai trên thị trường thực sự được giao dịch (diễn ra việc giao hàng giữa các bên), còn lại hầu như chỉ diễn ra sự thanh toán lãi lỗ giữa các bên. Điều này cho phép các đơn vị phát điện có thêm lựa chọn trong việc giảm thiểu rủi ro bên cạnh cơ chế hợp đồng kỳ hạn hay hợp đồng CfD hiện nay (đều diễn ra việc giao hàng thực sự giữa các bên).

- Hợp đồng tương lai được tái thanh toán hàng ngày, và được ấn định, ghi nhận trên thị trường, nên các khoản lãi lỗ được nhận biết hàng ngày. Còn hợp đồng CfD hiện nay chỉ có thể nhận biết rõ lãi lỗ vào ngày giao hàng trong tương lai. Vì vậy, khả năng xuất hiện một khoản lỗ lớn vào ngày giao hàng là rất cao, nên

khả năng người bị lỗ sẽ tìm cách để phá vỡ hợp đồng cũng rất cao khiến rủi ro phá vỡ hợp đồng kỳ hạn là cao hơn rất nhiều so với hợp đồng tương lai (hầu như là con số 0).

- Tiền kỹ quý thấp trong hợp đồng tương lai là một trong những ưu điểm khiến nó trở thành công cụ đòn bẩy tài chính mạnh nhất hiện nay. Chính vì tiền bảo chứng thấp nên ai cũng có thể tham gia thị trường với tư cách là nhà đầu cơ. Những nhà đầu cơ luôn kỳ vọng vào việc kiếm lời đã trở thành đối tượng tham gia tích cực trong sàn giao dịch tương lai, thúc đẩy thị trường hoạt động sôi nổi và trôi chảy hơn, và những đơn vị phát điện vì vậy cũng dễ dàng lập một hợp đồng tương lai bất cứ lúc nào nhờ những nhà đầu cơ. Điều này giúp cho cơ chế hợp đồng tương lai có tính thanh khoản cao và là một kênh thu hút tài chính hiệu quả. Điều này đặc biệt có lợi cho EVN khi chính EVN đứng ra đảm nhận trách nhiệm trung gian của Sàn giao dịch tương lai.

3.2.4. Lộ trình xây dựng cơ chế hợp đồng tương lai cho thị trường điện cạnh tranh Việt Nam (VWEM)

Nhằm tiến tới áp dụng cơ chế hợp đồng tương lai trong VWEM, lộ trình và các điều kiện cần thiết phải được hoạch định rõ ràng. Hiện nay, thị trường phái sinh mà đặc biệt là thị trường tương lai ở Việt Nam còn khá mới mẻ, cần phải xây dựng một khung pháp lý chặt chẽ để hình thành và quản lý cơ chế của thị trường điện tương lai này. Tùy vào tình hình, điều kiện của mỗi quốc gia mà khung pháp lý cũng như cơ chế có thể được điều chỉnh cho phù hợp nhằm tạo ra một sân chơi công bằng minh bạch cho tất cả các thành viên tham gia thị trường. Tuy nhiên, về cơ bản, lộ trình để xây dựng cơ chế thị trường tương lai trong lĩnh vực điện lực có thể bao gồm những bước chính sau:

Bước 1. Xây dựng thiết kế cho cơ chế hợp đồng tương lai.

Bước 2. Xây dựng khung pháp lý hình thành cơ chế này.

Bước 3. Thành lập Sàn giao dịch tương lai (trên cơ sở các đơn vị của EVN với sự tham gia của một số ngân hàng).

Bước 4. Vận hành thí điểm giữa một số đơn vị phát điện và một số các Tổng công ty điện lực với khối lượng giao dịch giới hạn.

Bước 5. Mở rộng dần khối lượng giao dịch cho phép.

Bước 6. Mở rộng phạm vi cho các tổ chức/cá nhân đủ điều kiện tham gia (không nhất thiết phải sở hữu nguồn điện hoặc phụ tải).

3.3. Kết luận chương 3

Chương này đã nêu rõ được hiện trạng sử dụng hợp đồng kỳ hạn trong giai đoạn I của Thị trường điện Việt Nam là thị trường phát điện cạnh tranh, việc sử dụng hợp đồng kỳ đã đã góp phần không nhỏ quản lý được rủi ro tài chính cho các đơn vị phát điện khi tham gia thị trường điện. Phát triển lên một giai đoạn cao hơn nữa là Thị trường bán buôn điện cạnh tranh, việc quản lý rủi ro lại càng cần được chú trọng hơn nữa, hợp đồng tương lai (là một hình thức phát triển của hợp đồng kỳ hạn) là một công cụ hữu hiệu để thực hiện việc này.

KẾT LUẬN

Với khả năng giảm thiểu rủi ro tối đa do biến động giá điện cho các đơn vị tham gia thị trường khi tỷ lệ sản lượng điện theo hợp đồng năm giảm dần trong giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam, đồng thời có xu hướng khắc phục rủi ro của thị trường điện giao ngay, hợp đồng tương lai là giải pháp phù hợp và hữu hiệu để quản trị lýro trong thị trường điện Việt Nam đặc biệt là trong giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Thị trường tương lai hiện nay là một sân chơi còn nhiều tiềm năng, và là sự phát triển tất yếu của thị trường, một bước phát triển mới, cao cấp hơn, và cùng với hợp đồng kỳ hạn dạng sai khác (CfD) sẽ đem lại sự phát triển toàn diện hơn cho thị trường điện Việt Nam. Việt Nam cần nhanh chóng xây dựng lộ trình phát triển và cơ chế hợp lý để dần đưa thị trường điện tương lai từ thí điểm đến hoàn thiện vào thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam nhằm tạo ra một sân chơi công bằng minh bạch và hạn chế rủi ro cho các đơn vị tham gia thị trường mà đặc biệt là các đơn vị phát điện.

DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO

Tài liệu tham khảo tiếng Việt

- [1] Luật điện lực năm 2004
- [2] Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Thông tư số 51/2015/TT-BCT quy định thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam.
- [3] Báo cáo tổng kết vận hành thị trường điện các năm 2012 đến 2016.
- [4] Dự thảo thông tư quy định thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam
- [5] Nguyễn Minh Kiều, (2012), Quản trị rủi ro tài chính
- [6] Nguyễn Thanh Liêm – Nguyễn Thị Mỹ Hương, (2014), Quản trị tài chính

Tài liệu tham khảo tiếng Anh

- [1] Development of detailed design for wholesale electricity market of Vietnam. Prepared by: Mr. Stephen Wallace, Dr. Stuart Thorncraft
- [2] Vietnam Wholesale Electric Market – Advanced Training, Dr. Stuart Thorncraft