MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN **2**

DANH MỤC CÁC THUẬT NGỮ VÀ TỪ VIẾT TẮT **4**

DANH MỤC CÁC HÌNH VẼ, BẢNG BIỂU, SƠ ĐỒ **6**

PHẦN MỞ ĐẦU **8**

CHƯƠNG 1 TỔNG QUAN VỀ CÔNG TÁC THANH TOÁN MUA BÁN ĐIỆN TRÊN THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH **11**

1.1. Ba giai đoạn phát triển thị trường điện 11

1.1.1. Giai đoạn 1 - Thị trường phát điện cạnh tranh 12

1.1.2. Giai đoạn 2 - Thị trường bán buôn điện cạnh tranh 13

1.1.3. Giai đoạn 3 - Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh 14

1.2. Các thành viên tham gia thị trường phát điện cạnh tranh 15

1.2.1. Các thành viên giao dịch trực tiếp 16

1.2.2. Các thành viên giao dịch gián tiếp 16

1.2.3. Các đơn vị cung cấp dịch vụ phụ trợ 17

1.2.4. Thành viên không chính thức của thị trường 18

1.3. Công tác thanh toán cho các nhà máy điện trong thị trường phát điện cạnh tranh 18

1.3.1. Thanh toán cho các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện 18

1.3.2. Thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện 21

1.4. Công cụ phục vụ hoạt động thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện 42

1.4.1. Phần mềm hỗ trợ tính toán thanh toán thị trường điện 42

1.4.2. Trang web thị trường điện 46

CHƯƠNG 2 PHÂN TÍCH THỰC TRẠNG CÔNG TÁC THANH TOÁN CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TẠI CÔNG TY MUA BÁN ĐIỆN **50**

2.1. Tổng quan về Công ty Mua bán điện (EPTC) 50

2.1.1. Lịch sử hình thành 50

2.1.2. Chức năng và nhiệm vụ 50

2.1.3. Cơ cấu tổ chức 53

2.1.4. Nguồn nhân lực 60

2.1.5. Kết quả hoạt động 63

2.2. Công tác thanh toán tại công ty Mua bán điện 64

2.2.1. Quy trình thanh toán tại công ty 64
2.2.3. Đội ngũ cán bộ thực hiện 71
2.2.4. Kết quả thanh toán 73
2.3 Vấn đề tồn tại trong công tác thanh toán tại công ty Mua bán điện 77
2.3.1 Chậm xác nhận các khoản thanh toán cho nhà máy hàng ngày 77
2.3.2 Chậm quyết toán cho các nhà máy hàng tháng 83
2.3.3 Phân tích nguyên nhân 88
CHƯƠNG 3 GIẢI PHÁP CẢI THIỆN CÔNG TÁC THANH TOÁN CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TẠI CÔNG TY MUA BÁN ĐIỆN 94
3.1. Định hướng phát triển công ty 94
3.1.1. Phương hướng chung 94
3.1.2. Nhiệm vụ năm 2017 94
3.2. Một số giải pháp cải thiện công tác thanh toán tại Công ty Mua bán điện 95
3.2.1. Giải pháp 1: Thiết lập các biện pháp giám sát, cảnh báo 95
3.2.2.Giải pháp 2: Hoàn thiện quy trình xử lý sai lệch số liệu thanh toán 101
3.2.2. Một số giải pháp khác 104
3.3 Kiến nghị 105
KẾT LUẬN 106
DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO 107

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan luận văn **"Hoàn thiện công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại Công ty mua bán điện"** được hoàn thành trên cơ sở nghiên cứu, phân tích, tổng hợp của bản thân tôi.

Các tài liệu tham khảo dùng trong luận văn được trích dẫn có nguồn gốc rõ ràng và được phép sử dụng trong các trường học và viện nghiên cứu ở Việt Nam và trên thế giới.

Các nội dung, số liệu và kết quả trong đề tài này là hoàn toàn trung thực và chưa từng được ai công bố trong bất kỳ công trình đề tài nào trước đây.

Tác giả luận văn

LuậnLuận văn 24

LỜI CẢM ƠN

Tôi xin gửi lời cảm ơn chân thành đến Viện Kinh tế và Quản lý – Trường Đại học Bách Khoa Hà Nội, các quý thầy cô đã giúp tôi trang bị kiến thức, tạo môi trường và điều kiện thuận lợi nhất trong suốt quá trình học tập và thực hiện Luận văn này.

Với lòng kính trọng và biết ơn, tôi xin được bày tỏ lời cảm ơn tới thầy cô đã khuyến khích, chỉ dẫn tận tình cho tôi trong suốt thời gian thực hiện nghiên cứu này.

Xin chân thành cảm ơn các tổ chức, các nhân và doanh nghiệp đã hợp tác chia sẻ thông tin, cung cấp cho tôi nhiều nguồn tư liệu, tài liệu hữu ích phục vụ cho đề tài nghiên cứu. Đặc biệt, xin gửi lời cảm ơn tới Ban Lãnh đạo và các cán bộ công nhân viên trong Công ty Mua bán điện đã hỗ trợ tôi rất nhiều trong quá trình thực hiện nghiên cứu.

Tôi xin gửi lời tri ân sâu sắc đến gia đình và những người bạn đã động viên, hỗ trợ tôi rất nhiều trong suốt quá trình học tập, làm việc và hoàn thành Luận văn.

Do giới hạn về kinh nghiệm và thời gian thực hiện, Luận văn không tránh khỏi các thiếu sót, kính mong nhận được các góp ý của các thầy cô để tôi có thể hoàn thiện hơn nữa trong các nghiên cứu sau này.

Tác giả luận văn

DANH MỤC CÁC THUẬT NGỮ VÀ TỪ VIẾT TẮT

A0 Centre	National Load Dispatch	Trung tâm điều độ hệ thống điện
ERAV	Electricity Regulatory Authority of Vietnam	Cục điều tiết Điện lực Việt Nam
EVN	Vietnam Electricity	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FMP	Full Market Price	Giá thị trường toàn phần
GENCO	Generation Company	Công ty phát điện
HPP	Hydro Power Plant	Nhà máy thủy điện
IPP	Independent Power Producer	Nhà máy điện độc lập
MDMSP		Đơn vị cung cấp dịch vụ quản lý và đo đếm điện năng
MO	Market Operation	Vận hành thị trường điện
MOIT	Ministry of Industry and Trade	

Bộ Công thương

		quốc gia
BNE	Best New Entrant	Nhà máy điện mới tốt nhất
BOT	Build – Operate – Transfer	Nhà máy BOT
CAN	Capacity Add-On	Giá công suất
CFD	Contract for Difference	Hợp đồng sai khác
CGM	Competitive Generation Market	Thị trường phát điện cạnh tranh
EPTC	Electric Power Trading Company	Công ty Mua bán Điện
~~NLDC~~	~~National Load Dispatch Center~~	~~Trung tâm điều độ quốc gia~~
~~NPT~~	~~National Power Transmission~~	~~Công ty truyền tải quốc gia~~

DANH MỤC CÁC HÌNH VẼ, BẢNG BIỂU, SƠ ĐỒ

Bảng 2.1.Nhân sự của công ty Mua bán điện từ năm 2012 đến 2016 62
Bảng 2.2. Các khoản thanh toán Công ty Mua bán điện trả cho các nhà máy điện trong thị trường phát điện cạnh tranh từ 2012-2016 64
Bảng 2.3.Thời gian biểu kiểm tra số liệu thanh toán theo ngày 67
Bảng 2.4.Thời gian biểu kiểm tra số liệu thanh toán theo tháng 69
Bảng 2.5.Cơ cấu lao động theo độ tuổi (tại thời điểm tháng 31/12/2016) 72
Bảng 2.6. Cơ cấu lao động theo giới tính (tại thời điểm tháng 31/12/2016) 72
Bảng 2.7. Cơ cấu lao động theo trình độ (tại thời điểm tháng 31/12/2016) 73
Bảng 2.8. Tổng hợp các khoản thanh toán Công ty Mua bán điện trả cho nhà máy trên thị trường điện năm 2014 74
Bảng 2.9. Tổng hợp các khoản thanh toán Công ty Mua bán điện trả cho nhà máy trên thị trường điện năm 2015 75
Bảng 2.10. Tổng hợp các khoản thanh toán Công ty Mua bán điện trả cho nhà máy trên thị trường điện năm 2016 76
Bảng 2 11. Thống kê tình hình chậm chốt số liệu thanh toán tháng của năm 2016 .82
Bảng 3.1. Kết quả kỳ vọng về tình hình chậm trễ thanh toán cho các nhà máy theo tháng năm 2016 sau khi áp dụng các đề xuất 100

Hình 1.1.Bản chào hợp lệ của nhà máy thủy điện trong 1 chu kỳ 25
Hình 1.2. Cách tính giá điện năng thị trường SMP trong giờ i 27
Hình 1.3. Cơ chế thanh toán đối với hợp đồng dạng sai khác 40
Hình 1.4. Giao diện phần mềm hỗ trợ tính toán thanh toán thị trường điện 43
Hình 1.5. Đối chiếu khoản thanh toán hàng ngày (về sản lượng, giá, khoản thanh toán trên thị trường) của nhà máy Đại Ninh ngày 01/02/2017 45
Hình 1.6. Giao diện của trang Web thị trường điện 46
Hình 1.7. Xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày bằng chữ ký điện tử của nhà máy Đại Ninh (1/2/2017) 47
Hình 2.1. Đối chiếu số liệu trong phần mềm hỗ trợ tính toán NM Nậm Na 2 79

Hình 2.2. Nhật ký lệnh tại nhà máy Nậm Na 2 từ ngày 13/3 đến 18/3/2017 80
Hình 2.3. Bảng phân công công việc phòng Giao dịch Thị trường 81
Hình 2.4. Số liệu đo đếm của nhà máy Uông Bí mở rộng do nhà máy điện và SMO thống nhất đưa vào tính toán tháng 04/2016 84
Hình 2.5. Bảng xác nhận chữ ký điện tử các khoản thanh toán hàng ngày và thời gian các đơn vị xác nhận số liệu trên Web thị trường điện 90
Hình 2.6. Các văn bản pháp lý nội bộ ký bằng chữ ký điện tử và thời gian đơn vị công bố số liệu trên Web thị trường điện 91
Hình 3.1. File Excel cảnh báo đến các cá nhân thực hiện thanh toán 96

Sơ đồ 1.1. Ba giai đoạn phát triển thị trường điện tại Việt Nam 11
Sơ đồ 1.2. Sơ đồ thị trường phát điện cạnh tranh 12
Sơ đồ 1.3. Sơ đồ thị trường điện bán buôn 13
Sơ đồ 1.4. Sơ đồ thị trường điện bán lẻ 14
Sơ đồ 1.5. Bốn dạng thành viên của CGM 15
Sơ đồ 1.6. Quy trình thanh toán cho nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường 19
Sơ đồ 1.7. Quy trình thanh toán cho nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường 22
Sơ đồ 2.1. Mối quan hệ giữa EPTC và các tổ chức khác 51
Sơ đồ 2.2. Sơ đồ tổ chức của công ty mua bán điện 54
Sơ đồ 2.3. Trình tự xác nhận đối soát số liệu thanh toán 70
Sơ đồ 2.4. Quá trình thanh toán trên thực tế cho nhà máy Uông Bí 04/2016 87
Sơ đồ 3.1. Quy trình cảnh báo cho các trường hợp chậm chốt số liệu thanh toán 98
Sơ đồ 3.2. Quy trình thanh toán cho các nhà máy sai lệch liệu đo đếm 103

Luận văn 24

PHẦN MỞ ĐẦU

1. Lý do thực hiện đề tài

Quyết định số 63/2013/QĐ-TTG ngày 08/11/2016 quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam. Theo đó, ngành điện Việt Nam đang nằm trong giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh. Thị trường phát điện cạnh tranh ra đời với mục đích đảm bảo cung cấp điện ổn định – đảm bảo thu hút đủ vốn đầu tư vào ngành điện nhằm đáp ứng nhu cầu tăng trưởng của phụ tải, thu hút đầu tư từ các nguồn lực mới, đặc biệt là các nhà đầu tư tư nhân và nước ngoài, tăng sự cạnh tranh để nâng cao hiệu quả hoạt động của ngành điện.

Công ty Mua bán điện là đơn vị nhà nước trực thuộc Tập đoàn điện lực Việt nam, là đơn vị mua buôn duy nhất trong thị trường phát điện cạnh tranh mua điện từ đơn vị phát điện qua hợp đồng song phương và trên thị trường điện giao ngay. Do đó, công tác thanh toán cho các nhà máy điện là một trong các chức năng và nhiệm vụ chính của Công ty và được Công ty đặc biệt chú trọng và quan tâm, thông qua đó giúp thị trường phát điện cạnh tranh vận hành ổn định tin cậy và đảm bảo tối ưu thời gian, chi phí.

Theo quy định, các nhà máy có công suất trên 30MW trong hệ thống điện Việt Nam bắt buộc phải tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, vì vậy khối lượng công việc trong công tác thanh toán cho các nhà máy điện càng ngày càng tăng lên, đòi hỏi công tác thanh toán trong thị trường điện tại Công ty Mua bán điện cần được hoàn thiện hơn và khắc phục những hạn chế đang tồn tại. Vì vậy, tác giả lựa chọn đề tài "**Hoàn thiện công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại Công ty Mua bán điện**" làm đề tài luận văn cao học của mình.

2. Mục tiêu nghiên cứu

Mục tiêu nghiên cứu của đề tài là phân tích để tìm ra những giải pháp hoàn thiện công tác thanh toán cho các nhà máy điện công tác thanh toán tại công ty Mua bán điện để Thị trường phát điện cạnh tranh hoạt động thông suốt và nâng cao uy

tín của công ty đối với Tập đoàn điện lực Việt Nam và các đối tác của công ty.

Để hoàn thành mục tiêu nêu trên, đề tài tập trung vào các nội dung cụ thể sau:

- Hệ thống hóa các vấn đề lý thuyết về công tác thanh toán mua bán trên thị trường phát điện cạnh tranh.
- Làm rõ thực trạng công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại công ty Mua bán điện trong thị trường phát điện cạnh tranh hiện nay.
- Xây dựng các giải pháp nhằm hoàn thiện công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại Công ty Mua bán điện.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- **Đối tượng nghiên cứu**: Công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại Công ty Mua bán điện, bao gồm: Việc kiểm tra xác nhận các khoản thanh toán thị trường điện hàng ngày, hàng tháng; Thực hiện thanh toán định kỳ hàng tháng cho các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM).

- **Phạm vi nghiên cứu:**

Về nội dung: Luận văn tập trung nghiên cứu công tác thanh toán cho các khoản thanh toán trong thị trường điện cho các nhà máy điện trực tiếp tham gia Thị trường phát điện cạnh tranh. Luận văn không đề cập công tác thanh toán cho các khoản thanh toán ngoài thị trường điện như: Khoản thanh toán của các nhà máy điện gián tiếp tham gia Thị trường phát điện cạnh tranh, Khoản thanh toán của nhà máy điện trong hợp đồng mua bán điện.

Về mặt không gian: Nghiên cứu được thực hiện tại Công ty Mua bán điện thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Về mặt thời gian: Số liệu trong giai đoạn 2014 - 2016 được thu thập, xử lý và phân tích.

4. Phương pháp nghiên cứu

- Phương pháp thống kê: Sử dụng số liệu thống kê được thu thập thông qua các tài liệu thống kê, các báo cáo của Công ty, bao gồm: Tài liệu thống kê các

Luận văn 24

khoản thanh toán Công ty Mua bán điện trả cho nhà máy điện trên thị trường điện trong 3 năm từ năm 2014 đến năm 2016, Báo cáo tổng kết hoạt động kinh doanh năm 2016 và phương hướng hoạt động năm 2017 của Công ty Mua bán điện.

- Phương pháp phân tích tổng hợp: Dựa trên số liệu thứ cấp sẵn có.

5. Kết cấu của luận văn

Ngoài phần mở đầu và kết luận, kết cấu của Luận văn bao gồm 03 chương như dưới đây:

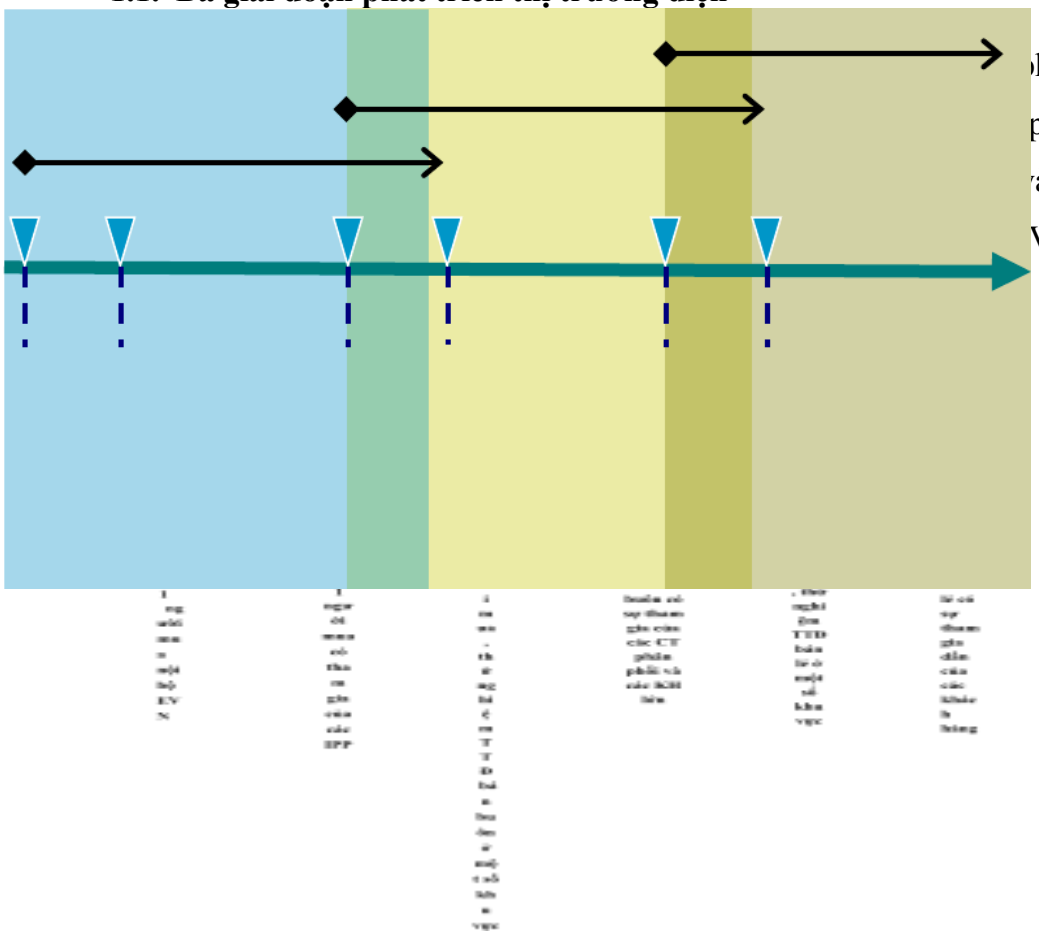
Chương 1: Tổng quan về công tác thanh toán mua bán điện trên thị trường phát điện cạnh tranh.

Chương 2: Phân tích thực trạng công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại công ty Mua bán điện.

Chương 3: Giải pháp cải thiện công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại Công ty Mua bán điện.

CHƯƠNG 1
TỔNG QUAN VỀ CÔNG TÁC THANH TOÁN MUA BÁN ĐIỆN TRÊN THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH

1.1. Ba giai đoạn phát triển thị trường điện



hủ ngày
p đến cao
à pháp lý
Việt Nam

Sơ đồ 1.1. Ba giai đoạn phát triển thị trường điện tại Việt Nam

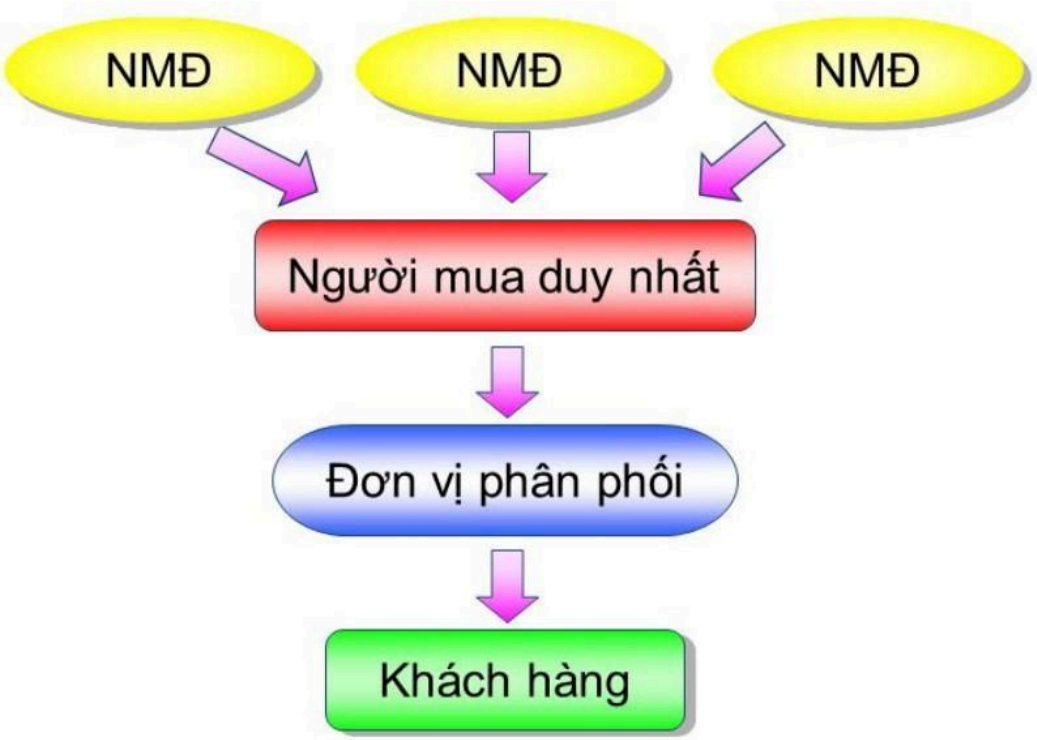
Nguyên tắc hoạt động của thị trường điện lực như sau:

- Đơn vị truyền tải điện, đơn vị phân phối điện cung cấp dịch vụ truyền tải điện, phân phối điện.
- Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia, đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện lực cung cấp dịch vụ điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện.
- Các đối tượng tham gia thị trường điện phải trả phí, giá khi sử dụng các

dịch vụ điều độ hệ thống điện, điều hành giao dịch thị trường điện lực, truyền tải điện, phân phối điện và các dịch vụ khác trong thị trường điện lực.

- Cơ quan điều tiết điện lực thực hiện điều tiết hoạt động điện lực trong thị trường điện lực.

1.1.1. Giai đoạn 1 - Thị trường phát điện cạnh tranh



Sơ đồ 1.2. Sơ đồ thị trường phát điện cạnh tranh

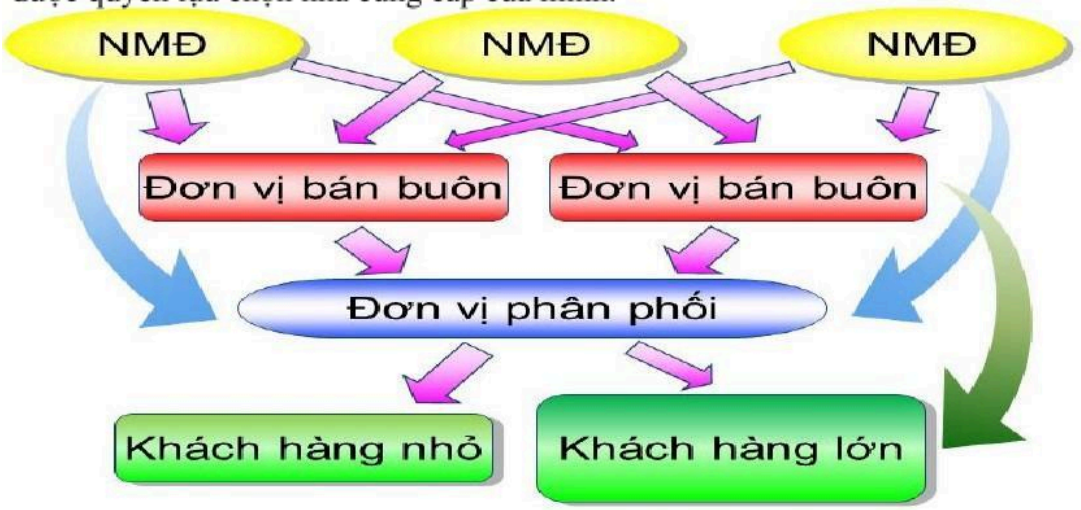
Đây là giai đoạn đầu tiên đưa cạnh tranh vào khâu phát điện. Các công ty phát điện sẽ phải cạnh tranh để bán điện cho Tập đoàn Điện lực Việt nam (EVN). Để tăng mức độ cạnh tranh, tạo sự lựa chọn cho các công ty phát điện, EVN dự kiến sẽ cho phép các công ty phát điện ngoài EVN được bán điện trực tiếp cho một cụm các khách hàng tiêu thụ điện trên một khu vực địa lý hành chính, trong đó EVN sẽ cho các công ty này thuê lưới truyền tải, phân phối và chỉ phải trả EVN chi phí quản

lý, đầu tư lưới truyền tải, phân phối.

Nguyên tắc hoạt động của thị trường phát điện cạnh tranh như sau:

- Toàn bộ điện năng của đơn vị phát điện được chào bán cho Đơn vị Mua buôn duy nhất trên thị trường (Công ty Mua bán điện)
- Lịch huy động các tổ máy được sắp xếp dựa trên câc bản chào giá theo chi phí biến đổi
- Điện năng mua bán được thanh toán theo giá hợp đồng và giá thị trường giao ngay của từng chu kỳ giao dịch thông qua hợp đồng dạng sai khác (Contract for Different)
- Đảm bảo tỉ lệ nhât định giữa sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng và giá thị trường giao ngay. Khoảng 90%-95% cho năm đầu vận hành và giảm dần cho các năm tiếp theo nhưng không thấp hơn 60%.

Thị trường đưa cạnh tranh vào khâu phát điện ở mức cao hơn, các Công ty điện lực và các khách hàng mua điện lớn tham gia mua điện trên thị trường và được quyền lựa chọn nhà cung cấp của mình.



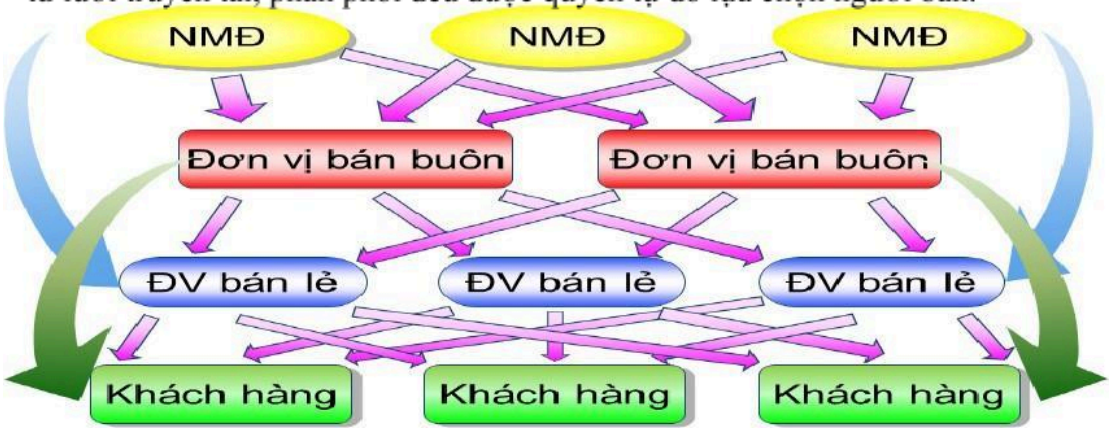
Sơ đồ 1.3. Sơ đồ thị trường điện bán buôn

Các nguyên tắc của thị trường bán buôn điện cạnh tranh như sau:

- Tổng công ty điện lực, công ty điện lực, một số đơn vị bán lẻ điện và một số khách hàng sử dụng điện lớn đáp ứng các điều kiện theo quy định được mua điện từ các đơn vị phát điện, đơn vị bán buôn điện qua hợp đồng song phương và từ thị trường điện giao ngay.
- Đơn vị bán buôn điện được thành lập mới đáp ứng các điều kiện theo qui định được mua điện từ đơn vị phát điện, đơn vị bán buôn điện qua hợp đồng song phương và từ thị trường điện giao ngay để bán điện cho đơn vị bán buôn điện khác, đơn vị bán lẻ điện và khách hàng sử dụng điện lớn.
- Đơn vị phát điện bán điện cho đơn vị bán buôn điện, đơn vị bán lẻ điện và khách hàng sử dụng điện lớn qua hợp đồng song phương và bán điện trên thị trường giao ngay

---

Đây là giai đoạn phát triển cao nhất của mô hình thị trường điện cạnh tranh. Ngoài các công ty phát điện, các công ty phân phối bán lẻ đều phải cạnh tranh để bán điện. Tất cả các khách hàng mua điện kể cả các khách hàng mua điện trực tiếp từ lưới truyền tải, phân phối đều được quyền tự do lựa chọn người bán.



Sơ đồ 1.4. Sơ đồ thị trường điện bán lẻ

Nguyên tắc hoạt động của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh như sau:

- Đơn vị bán lẻ điện mua điện từ đơn vị phát điện, đơn vị bán buôn điện qua hợp đồng song phương và từ thị trường điện giao ngay để bán điện cho khách hàng sử dụng điện.

- Đơn vị bán lẻ điện được thành lập mới đáp ứng các điều kiện theo qui định được mua điện từ đơn vị phát điện, đơn vị bán buôn điện để bán điện cho khách hàng sử dụng điện.

- Khách hàng sử dụng điện đáp ứng đủ các điều kiện theo qui định được mua điện từ đơn vị phát điện, đơn vị bán buôn điện, đơn vị bán lẻ điện qua hợp đồng song phương và từ thị trường điện giao ngay.

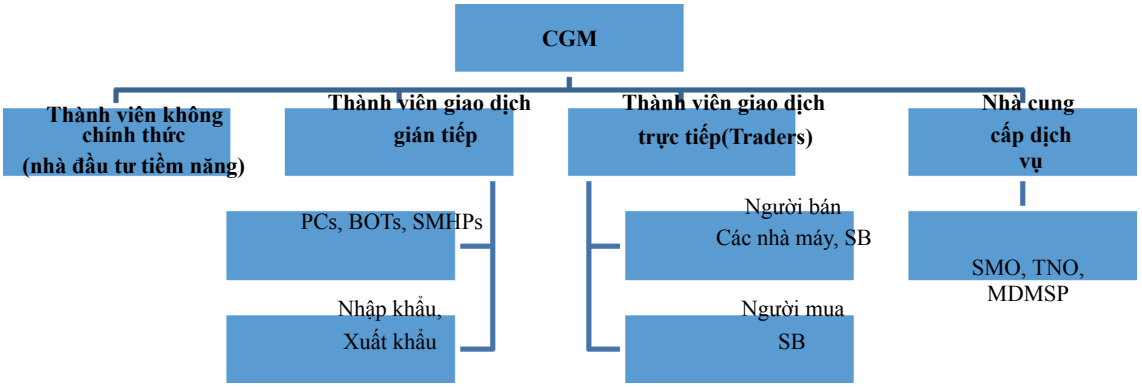
- Trong giai đoạn thí điểm, một số khách hàng sử dụng điện được lựa chọn để tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm.

Như vậy, thị trường điện Việt nam đang ở giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh chính thức.

1.2. Các thành viên tham gia thị trường phát điện cạnh tranh

Để tạo điều kiện thuận lợi cho sự tham gia của các bên trong sự phát triển của thị trường, CGM đưa ra các mối quan hệ cho các đơn vị tham gia trực tiếp hoặc gián tiếp 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 CGM mà không sẵn có trong những thông tin công bố chung.

CGM có bốn dạng thành viên:



Sơ đồ 1.5. Bốn dạng thành viên của CGM

1.2.1. 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 CGM.

Trong CGM, SB là người mua duy nhất trong khi người bán có thể là nhà máy hoặc SB.

- SB là đơn vị mua điện duy nhất trong thị trường điện, có chức năng mua toàn bộ điện năng qua thị trường điện và qua hợp đồng mua bán điện.
- GENCO là đơn vị sở hữu một hoặc nhiều nhà máy điện tham gia thị trường điện và ký hợp đồng mua bán điện cho các nhà máy điện này với SB. Chỉ các đơn vị phát điện tham gia các hợp đồng CGM chuẩn với SB mới gọi là các thành viên giao dịch trực tiếp, họ sẽ phải chào vào CGM theo các quy định thị trường điện.

1.2.2. Các thành viên giao dịch gián tiếp

~~Các thành viên giao dịch gián tiếp hoặc là~~ các nhà máy không phải người bán (ví dụ: Các BOT và SMHP), các công ty điện lực PCs tham gia thị trường giao ngay thông qua SB, các đơn vị nhập khẩu hoặc xuất khẩu.

- SMHPs: do nhà nước sở hữu, chúng sẽ tham gia các hợp đồng đặc biệt với SB, trong khi điện năng phát ra của chúng sẽ được SMO công bố bằng cách sử dụng giá trị nước được tính toán từ mô hình xác định giá trị nước.
- BOTs: 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 CGM sẽ không có ảnh hưởng tài chính đối với các BOT. Các BOT không cần phải giao dịch trong CGM; và SB sẽ chào sản lượng phát cho BOT.
- Các công ty điện lực (PCs): vận hành các 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 trực tiếp vào thị trường, nhưng các PC vẫn có trách nhiệm hỗ trợ 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 CGM. 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.

- Các đơn vị nhập khẩu: Có 03 kiểu nhập khẩu điện từ các nước láng giềng.

i) 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 (Market Rules).

ii) Nhập khẩu qua lưới truyền tải mà toàn bộ sản lượng nhập khẩu được ký hợp đồng. Kiểu nhập khẩu này được thực hiện bởi các đơn vị nhập khẩu tham gia giao dịch gián tiếp.

iii) 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. Kiểu nhập khẩu này được thực hiện bởi đơn vị tham gia giao dịch trực tiếp.

Các đơn vị nhập khẩu và các đơn vị tham gia giao dịch trực tiếp mà nhập khẩu điện cần phải trình sản lượng điện nhập khẩu từng giờ đã được ký cho SMO để đưa vào quá trình lập lịch huy động. Hơn nữa, các đơn vị này được yêu cầu phải bán tất cả lượng điện nhập khẩu cho SB.

- Các đơn vị xuất khẩu: là những đơn vị bán điện cho các nước láng giềng, họ là những thành viên thị trường gián tiếp. Các đơn vị xuất khẩu phải nộp sản lượng điện xuất khẩu hàng giờ đã ký cho SMO để tính vào quá trình lập lịch huy động.

1.2.3. Các đơn vị cung cấp dịch vụ phụ trợ

- Cơ quan vận hành thị trường và hệ thống điện (SMO): Là đơn vị chỉ huy, điều khiển quá trình phát điện, truyền tải điện, phân phối điện trong hệ thống điện

quốc gia, điều hành giao dịch thị trường điện.

- Cơ quan vận hành lưới điện truyền tải (TNO): Là đơn vị hoạt động trong lĩnh vực truyền tải điện, chịu trách nhiệm quản lý, vận hành lưới điện truyền tải quốc gia.

- Đơn vị cung cấp dịch vụ quản lý và đo đếm điện năng (MDMSP): Là đơn vị cung cấp, lắp đặt, quản lý vận hành hệ thống thu thập, xử lý, lưu trữ số liệu đo đếm điện năng và mạng đường truyền thông tin phục vụ thị trường điện.

1.2.4. Thành viên không chính thức của thị trường

Là bất kỳ tổ chức, cá nhân nào không phải là thành viên giao dịch trực tiếp hoặc thành viên giao dịch gián tiếp nhưng có đăng ký với CGM. Các thành viên không chính thức sẽ có quyền truy cập tới những thông tin nhất định chỉ dành riêng cho thành viên CGM. Các nhà đầu tư tiềm năng, các tổ chức nghiên cứu hoặc bất kỳ cá nhân nào cũng có thể trở thành Thành viên không chính thức thị trường.

1.3. Công tác thanh toán cho các nhà máy điện trong thị trường phát điện cạnh tranh

Như vậy trong thị trường phát điện cạnh tranh, Công ty Mua bán điện đóng vai trò là người mua duy nhất trên thị trường, có chức năng mua điện của các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện, các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện và thực hiện chức năng thanh toán cho các nhà máy điện này.

1.3.1. Thanh toán cho các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện

Các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện là các nhà máy không trực tiếp tham gia thị trường điện. Các nhà máy này không chào giá phần sản lượng của mình trên thị trường điện. Việc huy động các nhà máy này được SMO huy động để tiêu chí đảm bảo an ninh hệ thống điện, cung cấp điện cho phụ tải hệ thống và theo giá từ thấp đến cao.

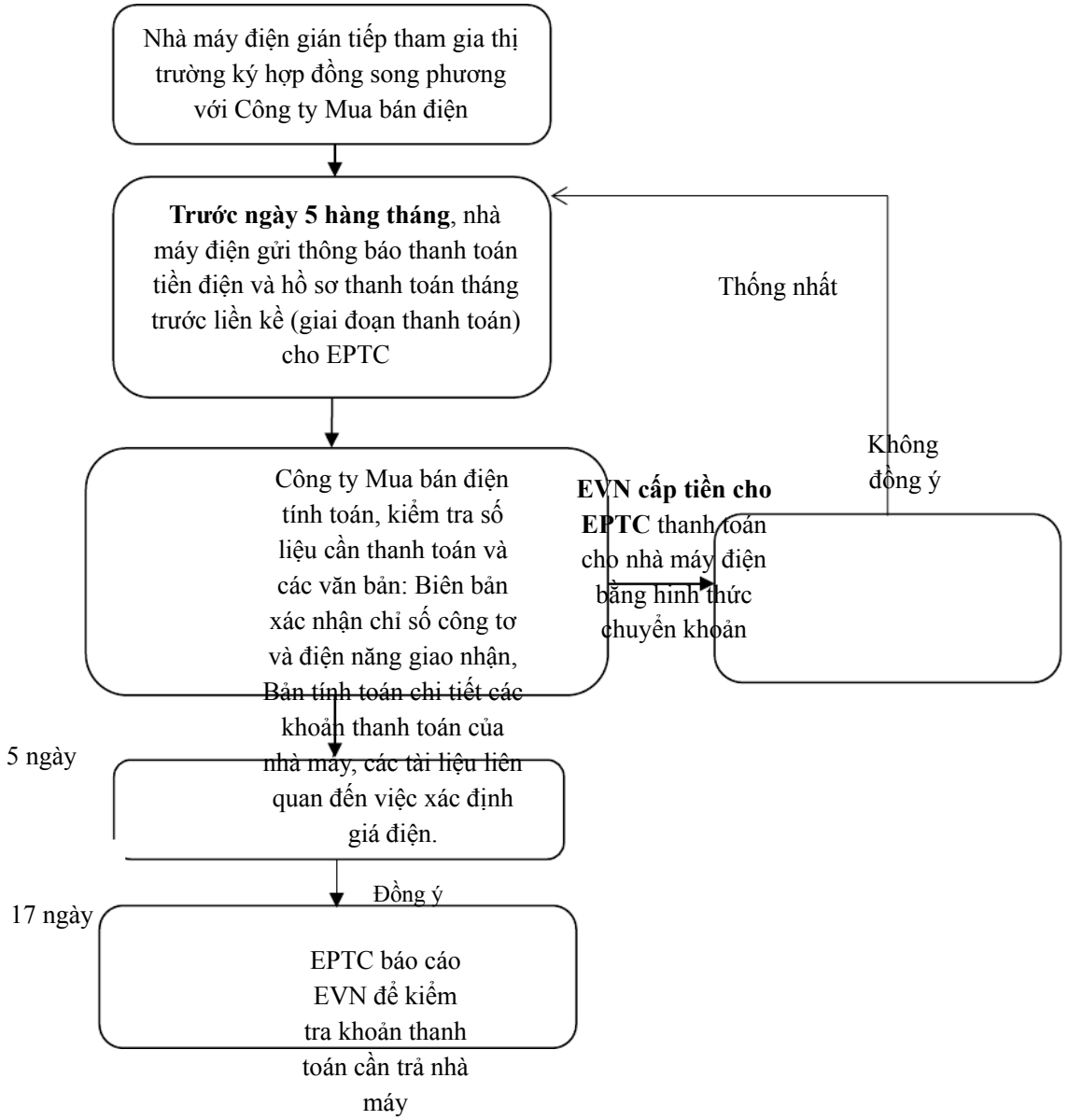
1.3.1.1. Quy trình thanh toán cho các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện

Trước ngày 5 hàng tháng, nhà máy điện gửi thông báo thanh toán tiền điện và hồ sơ thanh toán tháng trước liền kề (giai đoạn thanh toán) cho EPTC.

EPTC tính toán, kiểm tra hồ sơ thanh toán và các văn bản cần thiết: Biên bản xác nhận chỉ số công tơ và điện năng giao nhận giữa nhà máy điện và đơn vị truyền tải điện (NPT), Bản tính toán chi tiết các khoản thanh toán cho nhà máy điện, các tài liệu liên quan đến việc xác định giá điện;

EPTC đề nghị bổ sung hồ sơ thanh toán (nếu thiếu hồ sơ) và lập văn bản báo cáo EVN về khoản tiền phải trả cho nhà máy điện;

EVN xem xét, kiểm tra hồ sơ và cấp tiền cho EPTC thanh toán cho các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện bằng hình thức chuyển khoản.



EPTC và nhà máy điện trao	đổi, thống nhất lại các khoản	thanh toán

Sơ đồ 1.6. Quy trình thanh toán cho nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường

1.3.1.2. Cách xác định khoản thanh toán cho các nhà máy gián tiếp tham

Hàng tháng, Bên mua thanh toán cho Bên bán tiền điện được xác định theo công thức sau:

$$T_t = g_t \times A_{G,t} \times (1+VAT) \quad (1.1)$$

Trong đó:

T_t: Tổng tiền điện Bên mua thanh toán cho Bên bán trong tháng t (đồng);

g_t: Giá mua bán điện được quy định tại Hợp đồng Mua bán điện giữa EPTC và nhà máy điện (đồng/kWh);

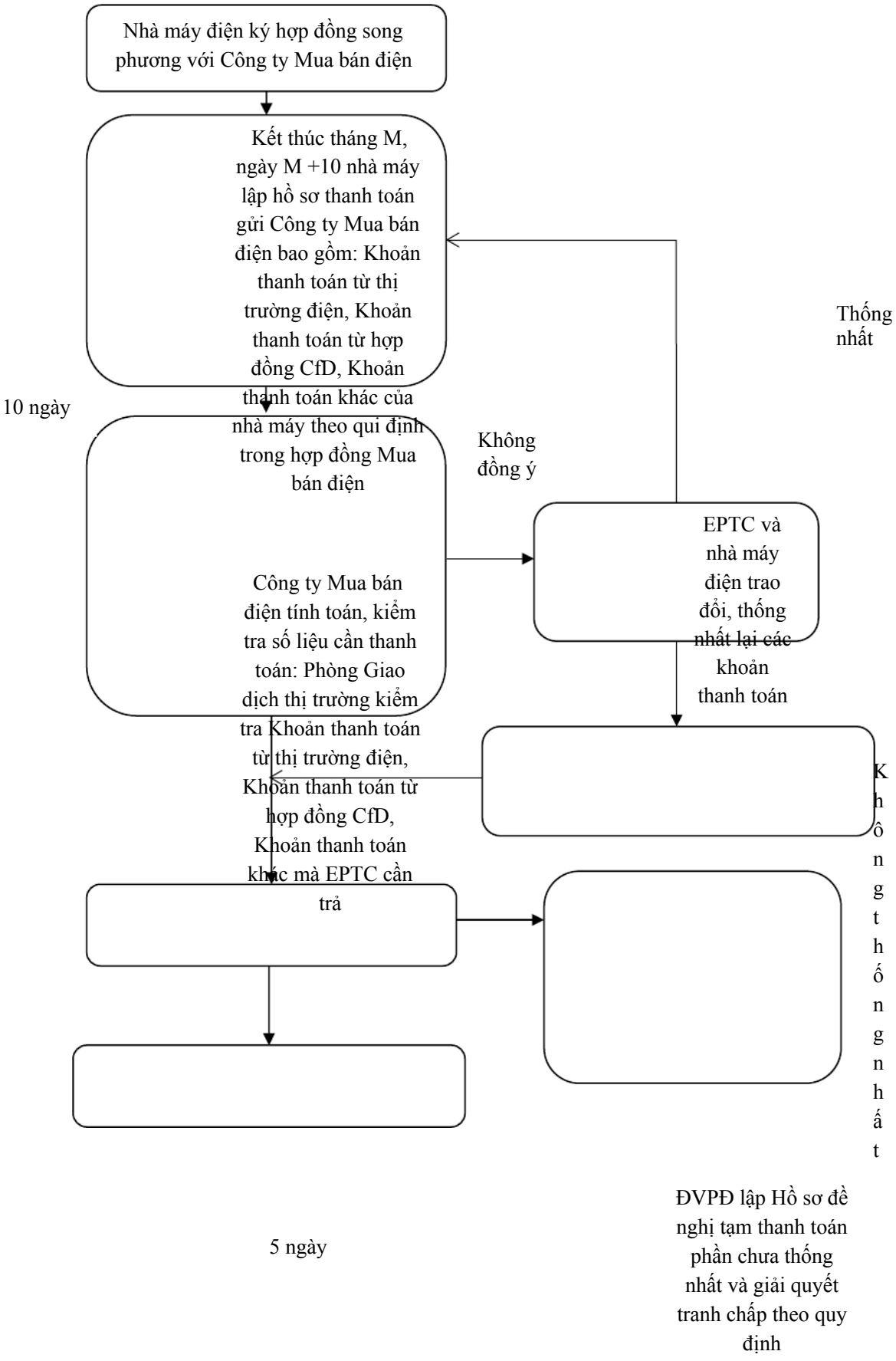
$A_{G,t}$: Sản lượng điện năng Bên bán giao cho Bên mua trong tháng t (là sản lượng điện năng đo đếm tại điểm giao nhận điện được xác định theo bản xác nhận chỉ số công tơ) (kWh)

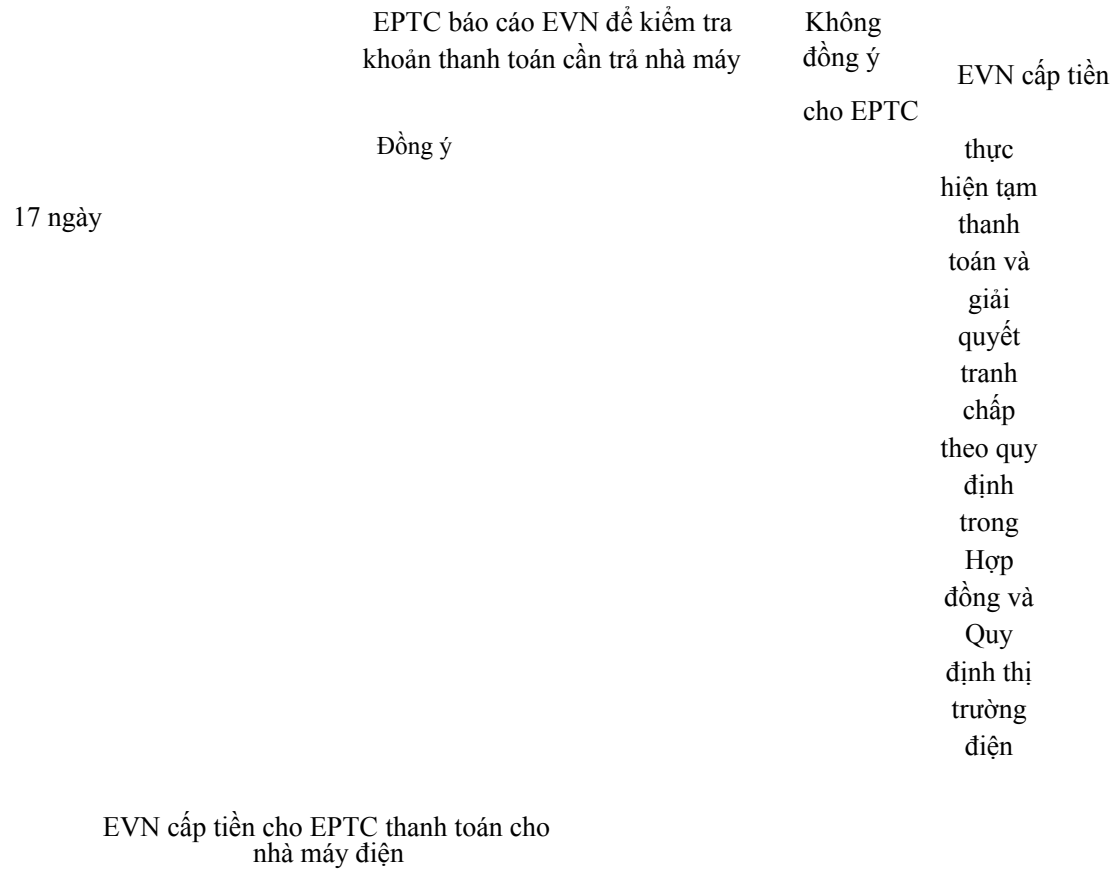
VAT: Thuế suất thuế giá trị gia tăng theo quy định của Nhà nước (%).

Như vậy việc thanh toán cho các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện này là tương đối đơn giản, chỉ cần xác định sản lượng điện năng đã phát trong tháng của nhà máy và nhân với đơn giá đã ký trong hợp đồng mua bán điện. Trên thực tế, việc thanh toán cho các nhà máy này không có nhiều vướng mắc, nhà máy nhận được tiền đúng theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện giữa nhà máy điện và EPTC.

1.3.2. Thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện

EVN xem xét hồ sơ và cấp tiền cho EPTC qua hình thức chuyển khoản, để EPTC trả tiền cho nhà máy điện. Thời gian từ khi nhà máy cung cấp đầy đủ hồ sơ theo quy định và theo hợp đồng cho EPTC đến khi ETPC trả tiền cho nhà máy điện là 22 ngày làm việc. EPTC có trách nhiệm thanh toán tiền điện bằng phương thức chuyển khoản, phí chuyển khoản do bên thanh toán chịu.


Nhà máy điện ký hợp đồng song phương với Công ty Mua bán điện
Kết thúc tháng M, ngày M +10 nhà máy lập hồ sơ thanh toán gửi Công ty Mua bán điện bao gồm: Khoản thanh toán từ thị trường điện, Khoản thanh toán từ hợp đồng CfD, Khoản thanh toán khác của nhà máy theo qui định trong hợp đồng Mua bán điện
10 ngày
Không đồng ý
Thống nhất
EPTC và nhà máy điện trao đổi, thống nhất lại các khoản thanh toán
Công ty Mua bán điện tính toán, kiểm tra số liệu cần thanh toán: Phòng Giao dịch thị trường kiểm tra Khoản thanh toán từ thị trường điện, Khoản thanh toán từ hợp đồng CfD, Khoản thanh toán khác mà EPTC cần trả
Không thống nhất
5 ngày
ĐVPĐ lập Hồ sơ đề nghị tạm thanh toán phần chưa thống nhất và giải quyết tranh chấp theo quy định



Sơ đồ 1.7. Quy trình thanh toán cho nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường

1.3.2.2 Cách xác định khoản thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia

thị

ống
Web

g t

ịnh

a) Các khoản thanh toán trên thị trường điện EPTC trả cho nhà máy (Rttd)

Việc xác định các khoản thanh toán trên thị trường điện mà EPTC trả cho nhà máy được quy định tính toán đến từng chu kỳ giao dịch (từng giờ). Như vậy, các khoản thanh toán hàng tháng cho nhà máy sẽ được tính bằng tổng các khoản thanh toán của tất cả các chu kỳ trong tháng.

1) Tổng các khoản thanh toán trên thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch theo quy định như sau:

$$Rttd = Rsmp + Rdu + Rcan + Rbp + Rcon \quad (1.3)$$

Trong đó:

Rttd: Tổng các khoản thanh toán trên thị trường trong chu kỳ giao dịch (đồng);

Rsmp: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch (đồng);

Rbp: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với các nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường trong chu kỳ giao dịch (đồng);

Rcon: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong

chu kỳ giao dịch (đồng);

Rdu: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ trong chu kỳ giao dịch (đồng).

Rcan: Khoản thanh toán cho phần công suất thị trường.

2) Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

i) Tính toán cho từng chu kỳ (giờ) giao dịch theo công thức sau:

$$Rsmp_i = Qsmp_i \times SMP_i \quad (1.4)$$

Trong đó:

$Rsmp_i$: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện của chu kỳ giao dịch i trong chu kỳ giao dịch (đồng);

SMP_i : Giá điện năng thị trường của chu kỳ giao dịch i trong chu kỳ giao dịch (đồng/kWh);

$Qsmp_i$: Sản lượng điện năng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của chu kỳ giao dịch i trong chu kỳ giao dịch (kWh).

ii) Quy định về bản chào giá của nhà máy, cách xác định giá điện năng thị trường SMP và Qsmp

Quy định về bản chào giá của nhà máy

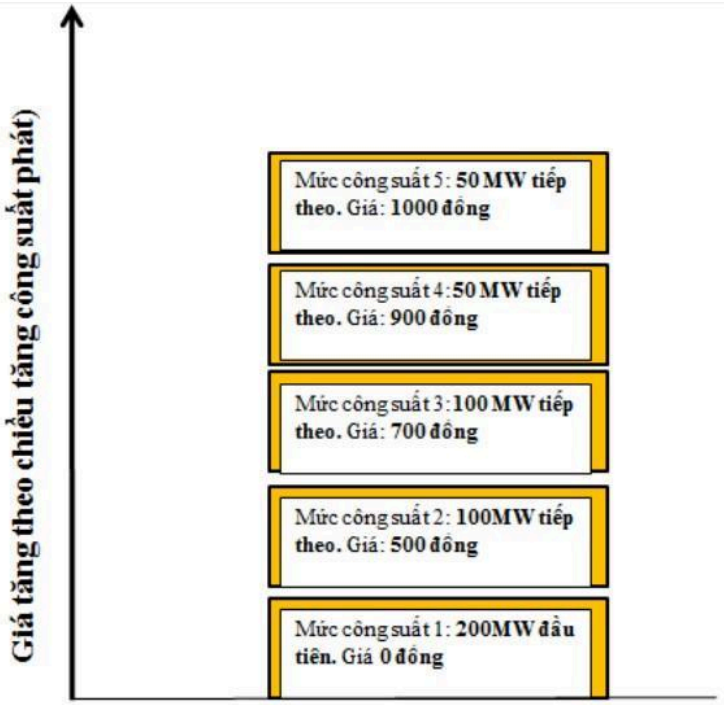
Bản chào giá là bản chào bán điện năng lên thị trường điện của mỗi tổ máy, được đơn vị chào giá nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu bản chào giá quy định tại Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh.

Bản chào giá phải tuân thủ các nguyên tắc sau:

- Có tối đa 05 (năm) cặp giá chào (đồng/kWh) và công suất (MW) cho tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D;
- Công suất trong bản chào giá là công suất tại đầu cực máy phát điện;
- Công suất chào của dải chào sau không được thấp hơn công suất của dải chào liền trước. Bước chào tối thiểu là 03 (ba) MW;
- Các nhà máy thủy điện có thể chào các dải công suất đầu tiên trong từng giờ bằng 0 (không) MW.
- Đơn vị của giá chào là đồng/kWh, với số thập phân nhỏ nhất là 0,1;
- Giá chào trong khoảng từ giá sàn đến giá trần của tổ máy và không

giảm theo chiều tăng của công suất chào.

- Đơn vị chào giá được phép sửa đổi và nộp lại bản chào giá ngày tới hoặc cho các chu kỳ giao dịch còn lại trong ngày D cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất 45 phút trước chu kỳ giao dịch có thay đổi bản chào giá.



Bản chào hợp lệ của nhà máy thủy điện A

Cách xác định giá điện hàng thị trường SMP

- Giá biên thị trường (SMP) hàng giờ được xác định sau vận hành theo phương pháp lập lịch không ràng buộc.
- Trình tự xác định SMP:
  - Xác định phụ tải hệ thống
  - Sắp xếp dải công suất trong bản chào lập lịch của các tổ máy theo phương pháp lập lịch không ràng buộc cho đến khi tổng công suất đạt mức phụ tải hệ thống.
  - Sản lượng điện năng nhập khẩu công bố và sản lượng công bố của SMHP được xếp với giá chào bằng 0 đ/kWh.
  - SMP = Giá chào của dải công suất cuối cùng đáp ứng phụ tải hệ thống.

- _____ SMP ≤ SMP trần của thị trường (xác định từ trước năm vận hành).

Hệ thống điện có 2 nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện A và B có cùng công suất là 500 MW. Có bản chào giá như sau:

Nhà máy A	Mức công suất (MW)	Giá (đồng/kWh)	Nhà máy B	Mức công suất (MW)	Giá (đồng/kWh)
	200	0		200	0
	100	500		100	400
	100	700		100	800
	50	900		50	1000
	50	1000		50	1100
Tổng	**500 MW**		**Tổng**	**500 MW**	

- Phụ tải hệ thống giờ i là: **5000MW**
- Sản lượng các NM đa mục tiêu và sản lượng nhập khẩu: **4200MW**
- Hệ thống còn thiếu: **800 MW** được huy động từ 2 nhà máy A và B

Đơn vị vận hành Hệ thống điện và thị trường điện huy động 2 nhà máy A và B theo phương pháp lấy giá của các nhà máy từ thấp đến cao như sau:

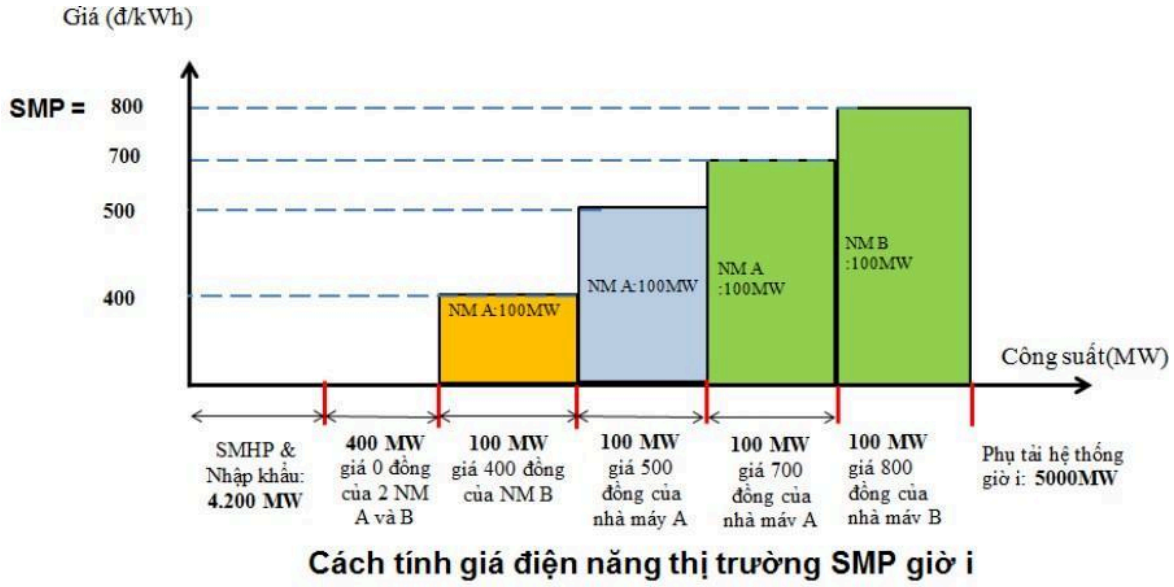
200 MW (NM A: giá 0 đồng) + 200 MW (NM B: giá 0 đồng) + 100 MW (NM B: giá 400 đồng) + 100 MW (NM A: giá 500 đồng) + 100 MW (NM A : giá 700 đồng) + 100 MW (NM B : giá 800 đồng) = 800 MW.

Như vậy, giá chào của tổ máy có dải công suất cuối cùng được huy động trong giờ I là: NM B: giá 800 đồng → Giá SMP giờ i là: 800 đồng.

Khoản thanh toán phải trả cho NM A: (200 MW + 100 MW + 100 MW) * 1000 * 800 (đồng/kWh) = 320.0000.000 triệu

Khoản thanh toán phải trả cho NM B: (200 MW + 100 MW + 100 MW) * 1000 * 800 (đồng/kWh) = 320.0000.000 triệu

Tổng 2 khoản thanh toán cho 2 nhà máy = 320.000.000 + 320.000.000 = 640.000.000 (triệu)



Hình 1.2. Cách tính giá điện năng thị trường SMP trong giờ i

Như vậy, các yếu tố có ảnh hưởng đến các khoản thanh toán trên thị trường của nhà máy bao gồm:

- Sản lượng của các nhà máy đa mục tiêu (được SMO công bố vào 10h thứ 6 của tuần trước tuần vận hành thực tế);
- Sản lượng điện nhập khẩu dự kiến (Sản lượng điên nhập khẩu được SMO công bố vào 10h sáng ngày D-1 (trước ngày vận hành thực tế 1 ngày);
- Công suất khả dụng của các nhà máy khác trên thị trường (Tình hình cắt khí Nam Côn Sơn, tình hình sửa chữa và sự cố của các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường, tình hình thủy văn của các nhà máy thủy điện..);
- Phụ tải hệ thống dự báo trong giờ i (Cao điểm, bình thường, thấp điểm).

Do đó, nhà máy cần tính toán thật kỹ các yếu tố ảnh hưởng này để lập bản chào giá cho nhà máy đúng với chiến lược của nhà máy (Tối đa hóa sản lượng, tối đa hóa giá bán..)

Xác định sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường (Qsmp)

Việc lập lịch huy động các nhà máy điện này được đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán dựa trên bản chào của các nhà máy điện. Tuy nhiên, trên thực tế vận hành, phát sinh các trường hợp như: Sản lượng điện năng của nhà máy phát lên không đúng với lịch huy động do sự cố tổ máy, sự cố về lưới điện…hoặc các tổ máy được yêu cầu phát điện tăng thêm so với lập lịch huy động để đáp ứng phụ tải tại các vùng bị giới hạn về lưới điện truyền tải hay các tổ máy

được huy động tại mức công suất có giá chào tương ứng cao hơn mức giá trần của thị trường, các thành phần sản lượng này sẽ được thanh toán theo các mức giá khác nhau. Do đó, khi tính toán sản lượng Qsmp cần phải trừ đi các thành phần sản lượng này. Thành phần sản lượng Qsmp được tính toán theo quy định như sau:

- Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ dương (Qdu > 0):

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i - Qdu_i \quad (1.5)$$

- Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ âm (Qdu < 0):

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i \quad (1.6)$$

Trong đó:

$Qsmp_i$: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qmq_i : Sản lượng điện năng phát trên thực tế của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qbp_i: Sản lượng điện được thanh toán theo giá chào trong chu kỳ giao dịch i đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường (kWh);

$Qcon_i$: Sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qdu_i : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i.

Việc tính toán các thành phần sản lượng điện năng này sẽ được trình bày chi tiết ở phần tiếp theo.

3) Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

i) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rbp_i = Qbp_i \times Pbp_i \quad (1.7)$$

Trong đó:

Rbp_i : Khoản thanh toán cho phần điện năng chào cao hơn giá trần của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Pb_i : Mức giá chào cao nhất trong các dải chào được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

Qbp_i : Sản lượng điện năng có giá chào cao hơn giá trần thị trường của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

ii) Giá trần thị trường và cách tính giá

Rbp Giá trần thị trường (SMP cap)

Giá trần SMP thị trường được đưa ra để ngăn ngừa các tổ máy chạy đỉnh đắt tiền (các nhà máy chạy dầu) được lập lịch huy động làm giá mua điện tăng cao.

Khi tổ máy chạy đỉnh đắt tiền được điều độ, giá SMP trong thời gian giao dịch này bằng giá trần SMP. Giá trần SMP thị trường sẽ được sử dụng để thanh toán cho tất cả tổ máy phát điện chào giá bằng hoặc dưới mức giá trần này.

SMO có trách nhiệm tính toán giá trần SMP, là một phần của quy trình lập kế hoạch vận hành năm tới và ERAV sẽ phê duyệt mức giá trần SMP thị trường hàng năm.

Cách tính Rbp

Như vậy, chỉ các tổ máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường được lập lịch huy động, sẽ được tính theo giá chào của nhà máy. Ví dụ sau đây sẽ trình bày rõ hơn việc tính toán các khoản thanh toán cho phần giá chào cao hơn giá trần thị trường điện.

Ví dụ

Hê thống điện có 2 nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện A và B có cùng công suất là 500 MW. Có bản chào giá như sau:

Nhà máy A	Mức công suất (MW)	Giá (đồng/kWh)	Nhà máy B	Mức công suất (MW)	Giá (đồng/kWh)
	200	0		200	0
	100	500		100	400
	100	700		100	800
	50	900		50	1000
	50	1000		50	1100
Tổng CS	**500 MW**		**Tổng CS**	**500 MW**	

- Phụ tải hệ thống giờ i là: **5000 MW**
- Sản lượng các NM đa mục tiêu và sản lượng nhập khẩu: **4200 MW**
- Hệ thống còn thiếu: **800 MW** được huy động từ 2 nhà máy A và B
- Áp dụng nguyên tắc Giá trần thị trường trong giờ i:
  SMP cap = 700 (đồng/MWh)

Như vậy, đơn vị vận hành Hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động cho các nhà máy theo phương pháp lấy giá của các nhà máy từ thấp đến cao bao gồm:

200 MW (Tổ máy A: giá 0 đồng) + 200 MW (Tổ máy B: giá 0 đồng) + 100 MW (Tổ máy B: giá 400 đồng) + 100 MW (Tổ máy A: giá 500 đồng) + 100 MW (Tổ máy A : giá 700 đồng) + 100 MW (Tổ máy B : giá 800 đồng) = 800 MW.

Giá chào của tổ máy có dải công suất cuối cùng được huy động trong giờ i là tổ máy B: giá 800 (đồng) và giá SMP cap = 700 (đồng)

→ Giá SMP trong chu kỳ = Giá trần thị trường = 700 đồng.

Khi đó sản lượng tổ máy A được thanh toán theo giá SMP (700 đồng) và một phần sản lượng nhà máy B: Rbp sẽ được thanh toán theo phần giá chào cao hơn giá trần thị trường của nhà máy (800 đồng).

Khoản thanh toán phải trả cho NM A: Rsmp = (200 MW + 100 MW + 100 MW) * 1000 * 700 (đồng/kWh) = 280.0000.000 đồng

Khoản thanh toán phải trả cho NM B: Rsmp + Rbp = (200 MW + 100 MW) * 1000 * 700 (đồng/kWh) + 100 MW * 1000 * 800 (đ/kWh) = 290.0000.000 đồng

Tổng 2 khoản thanh toán cho 2 nhà máy = 280.000.000 + 290.000.000 = 570.000.000 (đồng)

Do đó số tiền phải trả cho 2 nhà máy khi áp dụng giá SMP cap (570.000.000 đồng) giảm 70.000.000 đồng so với số tiền phải trả 2 nhà máy khi không áp dụng giá SMP cap (640.000.000 đồng)

Như vậy, việc thiết lập giá SMP trần 1 cách hợp lý là cần thiết để đảm bảo lợi ích của người bán và người mua trên thị trường. Do đó, Cục điều tiết điện lực là đơn vị trung gian, không có lợi ích với bên mua và bên bán sẽ tính toán và quyết định giá trần thị trường theo từng giai đoạn thị trường.

4) Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

i) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rcon_i = Qcon_i \times Pcon_i \quad (1.8)$$

Trong đó:

$Rcon_i$: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Qconi: Điện năng phát tăng thêm của nhà máy g trong chu kỳ giao dịch i, (kWh);

Pconi: Giá chào cao nhất tương ứng với dải công suất phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh). Đối với các nhà máy thuỷ điện nếu giá chào này lớn hơn giá trần thị trường điện thì lấy bằng giá trần thị trường điện.

ii) Cách tính Rcon

Sau khi nhà máy chào giá cho chu kỳ i, nhà máy được lập lịch huy động căn cứ vào bản chào giá của nhà máy. Tuy nhiên trên thực tế, trong một số trường hợp phụ tải tại khu vực đặt nhà máy bị quá tải đường dây truyền tải, vì vậy nhà máy trong khu vực được Đơn vị trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia huy động thêm để cung cấp điện cho khu vực. Do đó theo quy định, phần sản lượng phát tăng thêm so với sản lượng được lập lịch huy động sẽ được tính toán theo giá chào cao

nhất tương ứng với dải công suất phát tăng thêm của nhà máy trong chu kỳ giao dịch i.

VD: Nhà máy A có bản chào như sau:

Nhà máy A	Công suất (MW)	Giá (đồng/kWh)
	200	0
	100	500
	100	700
	50	900
	50	1000
Tổng CS	**500 MW**	

Với bản chào trên, nhà máy được lập lịch huy động trong giờ i là: 400 MW với giá SMP = 700 (đ/kWh). Tuy nhiên, lưới điện truyền tải tại khu vực đặt nhà máy đã bị quá tải, không truyền tải điện năng thêm cho các phụ tải tại khu vực này, vì vậy Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động thêm 100 MW của nhà máy A trong giờ i.

Do đó, khoản thanh toán của nhà máy A trong chu kỳ i bao gồm:

Rsmp + Rcon = 400 MW * 1000 * 700 (đ/kWh) + 50 MW * 1000 * 900 (đ/kWh) + 50 MW * 1000 *1000 (đ/kWh) = 375.000.000 đồng

5) Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

i) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

- Trường hợp sản lượng điện năng phát tăng thêm so với lệnh điều độ:

$$Rdu_i = Qdu_i \times Pbmin_i \qquad (1.9)$$

Trong đó:

Rdu_i: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Qdu_i: Điện năng phát tăng thêm so với lệnh điều độ của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i, (kWh);

Pb min $_i$: Giá chào thấp nhất của tất cả các tổ máy trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

- Trường hợp sản lượng điện năng phát giảm so với lệnh điều độ:

$$Rdu_i = \text{[illegible]} \times (SMP_i - Pbp_{i,max}) \quad (1.10)$$

Trong đó:

Rdu_i : Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Qdu_i: Điện năng phát giảm so với lệnh điều độ của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i(kWh);

SMP_i : Giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$Pbp_{i,max}$: Giá điện năng của tổ máy đắt nhất được thanh toán trong chu kỳ giao dịch i.

ii) Cách tính toán Rdu

Để đảm bảo an ninh hệ thống điện, các nhà máy cần tuân thủ lệnh điều độ của Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia. Trên thực tế, các trường hợp không tuân thủ lệnh điều độ vẫn thường xuyên xảy ra do nhiều nguyên nhân (Sự cố Tuabin, máy phát, lò hơi (đối với nhà máy nhiệt điện)….

Đối với trường hợp nhà máy phát tăng công suất so với lệnh điều độ, do hệ thống đã lập lịch huy động các nhà máy tối ưu về chi phí để đáp ứng phụ tải, phần sản lượng phát tăng thêm không có ý nghĩa đối với hệ thống, do đó sẽ được thanh toán bằng giá chào thấp nhất của tổ (thông máy được xếp lịch huy động giờ i: Pb min thường Pbmin = 0)

Đối với nhà máy phát giảm công suất so với lệnh điều độ, đơn vị vận hành hệ thống điện cần huy động một nhà máy thay thế có giá điện cao hơn trong chu kỳ giao dịch i, do đó nhà máy đó cần bù lại chi phí mà hệ thống phải trả cho nhà máy thay thế.

Ví dụ: Hệ thống điện có 2 nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện A và B có cùng công suất là 500 MW. Có bản chào giá như sau:

					h)

- Giá thị trường giờ i là **SMP = 700 đồng**
- Giá trần thị trường giờ i là **SMP cap = 700 đồng**
- Nhà máy A được lập lịch huy động 400 MW trong giờ i: 200 MW giá 0 đồng + 100 MW giá 500 đồng + 100 MW với giá SMP = 700 đồng;
- Nhà máy B được lập lịch huy động 300 MW trong giờ i: 200 MW giá 0 đồng + 100 MW giá 400 đồng.

Trường hợp 1:

Nhà máy A trên thực tế trong giờ i phát 450 MW, thừa 50 MW so với lịch huy động (400 MW) thì 50 MW này được tính theo giá Pbmin = 0.Như vậy, khoản thanh toán phải trả cho nhà máy A:

Rsmp + Rdu = 400 MW * 1000 * 700 (đồng/kWh) + 50 MW *1000 * 0 (đồng/kWh) = 280.000.000 đồng

Trường hợp 2:

Trường hợp nhà máy A trên thực tế trong giờ i phát 350 MW, thiếu 50 MW so với lịch huy động (400 MW), do đó hệ thống cần 50 MW huy động của nhà máy B với giá (800 đồng/kWh) (cao hơn giá trần thị trường SMP cap = 700 đồng). Khoản thanh toán trên thị trường điện phải trả cho nhà máy A là:

Rsmp + Rdu = 400 MW * 1000 * 700 (đồng/kWh) + 50 MW *1000 * (700 - 800) (đồng/kWh) = 275.000.000 (đồng)

6) Khoản thanh toán công suất thị trường cho nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được tính toán như sau:

i) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rcan_i = CAN_i \times Qcan_i \qquad (1.11)$$

Trong đó:

$Rcan_i$: Khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

CAN_i: Giá công suất thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kW);

$Qcan_i$: Lượng công suất thanh toán của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về vị trí đo đếm (kW).

ii) Cách xác định Rcan

Theo quy định về chào giá, các nhà máy được chào giá từ mức giá sàn đến mức giá trần của nhà máy. Đối với các nhà máy nhiệt điện, giá trần bản chào giá của tổ máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

$$P_{tr} = (1+ K_{DC}) \times (P_{NLC} \times HR_C + P_{NLP} \times HR_P) \quad (1.12)$$

Trong đó:

Nhà máy A	Mức công suất (MW)	Giá (đồng/kWh)	Nhà máy B	Mức công suất (MW)	Giá (đồng/kW
	200	0		200	0
	100	500		100	400
	100	700		100	800
	50	900		50	1000
	50	1000		50	1100
Tổng	**500 MW**		**Tổng**	**500 MW**	

P_{tr} : Giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện (đồng/kWh);

K_{DC}: Hệ số điều chỉnh giá trần theo kết quả phân loại tổ máy nhiệt điện. Đối với tổ máy nhiệt điện chạy nền K_{DC} = 0%; tổ máy nhiệt điện chạy lưng K_{DC} = 5%; tổ máy nhiệt điện chạy đỉnh K_{DC} = 20%;

P_{NLC}: Giá nhiên liệu chính của tổ máy nhiệt điện (đồng/kCal hoặc đồng/BTU);

P_{NLP}: Giá nhiên liệu phụ của tổ máy nhiệt điện (đồng/kCal hoặc đồng/BTU);

HR_C: Suất tiêu hao nhiên liệu chính tại mức tải bình quân của tổ máy nhiệt điện (BTU/kWh hoặc kCal/kWh);

HR_p: Suất tiêu hao nhiên liệu phụ tại mức tải bình quân của tổ máy nhiệt điện (BTU/kWh hoặc kCal/kWh).

Như vậy, giá trần bản chào tổ máy nhiệt điện phụ thuộc vào kết quả phân loại tổ máy nhiệt điện và chi phí biến đổi (chi phí nhiên liệu chính và chi phí nhiên liệu phụ) của nhà máy.

Ta giả sử nhà máy A được lập lịch huy động tại mức công suất ứng với giá trần bản chào của nhà máy này, tương ứng với giá biến đổi của nhà máy, khi đó nhà máy phát điện sẽ thu hồi đủ chi phí biến đổi cho mỗi kWh phát ra. Phần chi phí cố định sẽ được thị trường trả cho nhà máy theo đơn giá CAN cho mỗi kWh nhà máy phát điện. Việc xác định giá CAN dựa trên nguyên tắc đảm bảo cho nhà máy mới tốt nhất (Best New Entrant-BNE) thu hồi được toàn bộ chi phí phát điện trong năm qua giá CAN và khoản thanh toán điện năng từ thị trường giao ngay.

Luận văn 24

Xác định nhà máy điện mới tốt nhất

Việc lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất BNE hàng năm nhằm xác định các khoản doanh thu dự kiến của nhà máy này khi chào giá trực tiếp trên thị trường cạnh tranh và tổng chi phí phát điện trong năm đó, từ đó tính ra phần doanh thu thiếu hụt để tính toán ra giá CAN hàng giờ. Theo quy đinh việc lựa chọn nhà máy BNE dựa theo các tiêu chuẩn dưới đây:

- Bắt đầu vận hành thương mại và phát điện toàn bộ công suất đặt trong năm N-1.
- Các tổ máy phát điện thuộc nhà máy đều là tổ máy chạy nền theo tiêu chí được quy định tại Quy trình phân loại tổ máy và tính giá trần bản chào.
- Sử dụng công nghệ nhiệt điện than hoặc tua-bin khí chu trình hỗn hợp.
- Có chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh thấp nhất.

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chịu trách nhiệm xác định nhà máy điện mới tốt nhất hàng năm và báo cáo Cục điều tiết Điện lực.

Xác định chi phí thiếu hụt hàng năm của BNE

Sau khi lựa chọn nhà máy BNE cho năm tính toán trong quy trình lập kế hoạch vận hành năm tới, đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định tổng chi phí phát điện năm của Nhà máy điện mới tốt nhất theo công thức sau:

$$TC_{BNE} = P_{BNE} \times \sum_{i=1}^{I} Q_{i\,BNE} \quad (1.13)$$

Trong đó:

TC_{BNE}: Tổng chi phí phát điện năm của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N (đồng);

P_{BNE}: Chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh của Nhà máy điện mới tốt nhất;

$Q_{i\,BNE}$: Sản lượng dự kiến của Nhà máy điện mới tốt nhất tại chu kỳ giao dịch i trong năm N xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh);

i: Chu kỳ giao dịch trong năm N;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong năm N.

Sau đó, đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định doanh thu dự kiến trên thị trường của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm theo công thức sau:

$$R_{TTD} = \sum_{i=1}^{I} Q^{i\ BNE} \times SMP_i \quad (1.14)$$

Trong đó:

$R_{TTĐ}$: Doanh thu dự kiến qua giá điện năng thị trường của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch i trong năm N;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong năm N;

SMP_i: Giá điện năng thị trường dự kiến của chu kỳ giao dịch i trong năm N xác định từ mô hình mô phỏng thị trường điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (đồng/kWh);

Q^{i}_{BNE}: Sản lượng dự kiến tại vị trí đo đếm của Nhà máy điện mới tốt nhất tại chu kỳ giao dịch i trong năm N xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh).

Từ đó, lấy tổng chi phí BNE trừ đi doanh thu này để xác định chi phí thiếu hụt trong năm, là tổng số tiền mà nhà máy BNE cần thu qua giá công suất CAN trong năm, sau đó phân bổ tổng chi phí thiếu hụt năm vào các tháng và giờ.

Xác định chi phí thiếu hụt tháng

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán chi phí thiếu hụt tháng của Nhà máy điện mới tốt nhất bằng cách phân bổ chi phí thiếu hụt năm vào các tháng trong năm N theo công suất phụ tải đỉnh trong tháng:

$$MS = AS \times \frac{P^{t\ max}}{\sum_{t=1}^{12} P^{t}_{max}} \quad (1.15)$$

Trong đó:

MS: Chi phí thiếu hụt tháng t của Nhà máy điện mới tốt nhất (đồng);

AS: Chi phí thiếu hụt năm của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N (đồng);

t: Tháng trong năm N;

$P^{t\ max}$: Công suất phụ tải đỉnh trong tháng t (MW).

Xác định giá CAN

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định công suất khả dụng trung bình trong năm của Nhà máy điện mới tốt nhất theo công thức sau:

$$Q_{BNE} = \frac{\sum_{i}^{I} Q_{i\,BNE}}{I} \quad (1.16)$$

Trong đó:

Q_{BNE}: Công suất khả dụng trung bình trong năm N của Nhà máy điện mới tốt nhất (kW);

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong năm N;

i: Chu kỳ giao dịch trong đó Nhà máy điện mới tốt nhất dự kiến được huy động;

$Q_{i\,BNE}$: Công suất huy động dự kiến của Nhà máy điện mới tốt nhất trong chu kỳ giao dịch i của năm N theo mô hình mô phỏng thị trường điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kW).

Việc xác định giá công suất thị trường cho từng chu kỳ giao dịch trong năm tới theo công thức sau:

$$CAN_i^t = MS^t \times \frac{D_i^t}{Q_{BNE} \times \sum_{i=1}^{I} D_i^t} \quad (1.17)$$

Trong đó:

CAN_i^t: Giá công suất thị trường của chu kỳ giao dịch i (đồng/kW);

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong tháng t;

i: Chu kỳ giao dịch trong tháng t;

Q_{BNE}: Công suất khả dụng trung bình trong năm N của Nhà máy điện mới tốt nhất (kW);

MS^t: Chi phí thiếu hụt tháng t của Nhà máy điện mới tốt nhất (đồng);

D_i^t: Phụ tải hệ thống dự báo của chu kỳ giao dịch i theo biểu đồ phụ tải ngày điển hình dự báo của tháng t (MW);

Xác định Qcan

Giá CAN là phần chi phí cố định thị trường trả cho mỗi kWh nhà máy phát điện lên thị trường phát điện cạnh tranh. Do đó, sản lượng tính theo giá công suất Qcan bằng sản lượng thực tế phát của nhà máy tại mỗi chu kỳ.

nhà máy (Rc)

Căn cứ vào giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố, EPTC có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác theo trình tự sau:

i) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$= \qquad (1.18)$$

Trong đó:

Rc_i: Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Qc_i: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Pc: Giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác trong hợp đồng mua

bán điện sai khác giữa nhà máy điện và Công ty Mua bán điện(đồng/kWh).

Đối với các nhà máy thuỷ điện giá hợp đồng này chưa bao gồm thuế tài

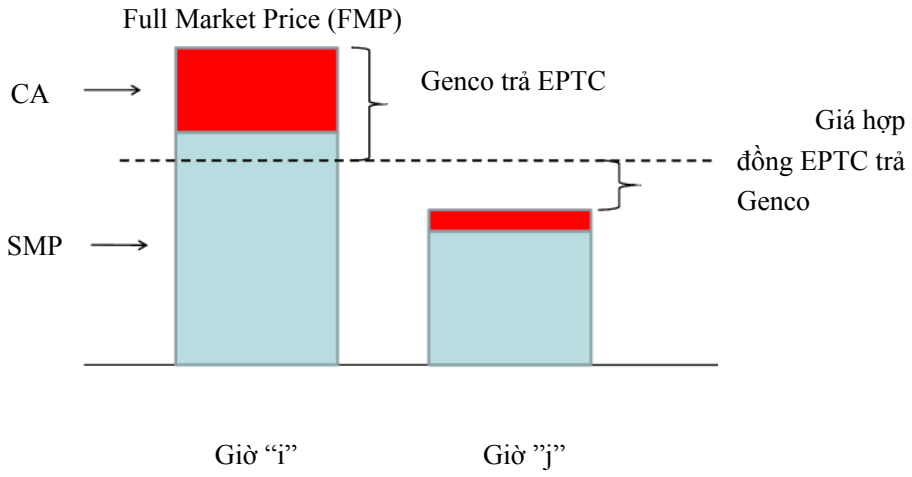
nguyên nước và phí môi trường rừng;

SMP_i: Giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

CAN_i: Giá công suất thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

ii) Cách tính toán Rcfd

Do giá điện bán lẻ theo quy định của nhà nước là cố định dẫn đến kết quả EVN muốn mua điện với giá đầu vào cố định. Tương tự như vậy, các nhà máy cũng mong muốn một mức giá giá cố định cho sản lượng điện bán cho EVN tính trên chi phí nhiên liệu chính, chi phí nhiên liệu phụ và một số chi phí khác để đảm bảo nguồn tài chính vận hành nhà máy. Do đó, hợp đồng CfD ra đời với mục đích là tính toán khoản phải trả chênh lệch khi có sự khác biệt về giá hợp đồng (Pc) và giá thị trường (Pm) và giảm rủi ro cho người mua và bán.



Hình 1.3. Cơ chế thanh toán đối với hợp đồng dạng sai khác

(Nguồn: EPTC,2013)

Phần sản lượng hợp đồng (Qc) sẽ được tính toán trên cơ sở sản lượng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện.

Ví dụ:

Nhà máy A chào giá trực tiếp lên thị trường phát điện cạnh tranh, được đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động trong chu kỳ i.

Giả thiết nhà máy được huy động tại mức công suất tương ứng với dải chào giá thấp hơn giá trần thị trường (Qbp= 0); nhà máy không bị ràng buộc phải phát tăng thêm do quá tải lưới truyền tài (Qcon= 0) và tuân thủ các lệnh điều độ của đơn

vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (Qdu =0). Các thông tin về giá trong chu kỳ i như sau:

- Giá thị trường: SMP= SMP_i (đồng/kWh)
- Giá công suất thị trường: CAN = CAN_i (đồng/kWh)
- Giá theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác: Pc = Pc_i đồng
- Sản lượng phát điện thực tế của nhà máy : Qm= Qm_i
- Sản lượng hợp đồng của nhà máy: Qc = Qc_i

Như vậy, các khoản thanh toán phải trả cho nhà máy điện bao gồm:

- Khoản thanh toán trên thị trường điện:
  $Rttd = Qm_i \times (SMP_i + CAN_i)$
- Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện: $Rc = Qc_i \times (Pc_i - SMP_i - CAN_i)$
- Tổng các khoản thanh toán phải trả cho nhà máy là:

$$R\ tổng = Qm_i \times (SMP_i + CAN_i) + Qc_i \times (Pc_i - SMP_i - CAN_i)$$

Khai triển ra :

$$R\ tổng = Qm_i \times (SMP_i + CAN_i) + Qc_i \times Pc_i - Qc_i \times (SMP_i + CAN_i)$$

$$R\ tổng = Qc_i \times Pc_i + (Qm_i - Qc_i) \times (SMP_i + CAN_i))$$

$$R\ tổng = Qc_i \times Pc_i + \Delta Q_i \times (SMP_i + CAN_i)$$

Theo đó, khoản thanh toán cố định trong chu kỳ giao dịch i ($Qc_i \times Pc_i$) của nhà máy luôn được đảm bảo với phần giá Pc được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện giữa 2 bên và phần sản lượng Qc được tính toán trên cơ sở sản lượng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện.

Khoản thanh toán trên thị trường điện ($SMP_i + CAN_i$) của nhà máy sẽ phụ thuộc vào phần sản lượng chênh lệch (ΔQi) giữa sản lượng thực tế phát (Qmi) và sản lượng hợp đồng (Qci) của nhà máy trong chu kỳ giao dịch. Như vậy, sẽ giảm được rủi ro nhà máy và EVN khi giá thị trường biến động.

c. Các khoản thanh toán khác

Các khoản thanh toán khác bao gồm các trường hợp nhà máy tạm thời tách ra ngoài thị trường điện do các nguyên nhân:

- Nhà máy phát điện thí nghiệm
- Nhà máy tham gia điều chỉnh tần số cấp I
- Nhà máy vi phạm mức nước giới hạn
- Các trường hợp khác theo hợp đồng Mua bán điện quy định.

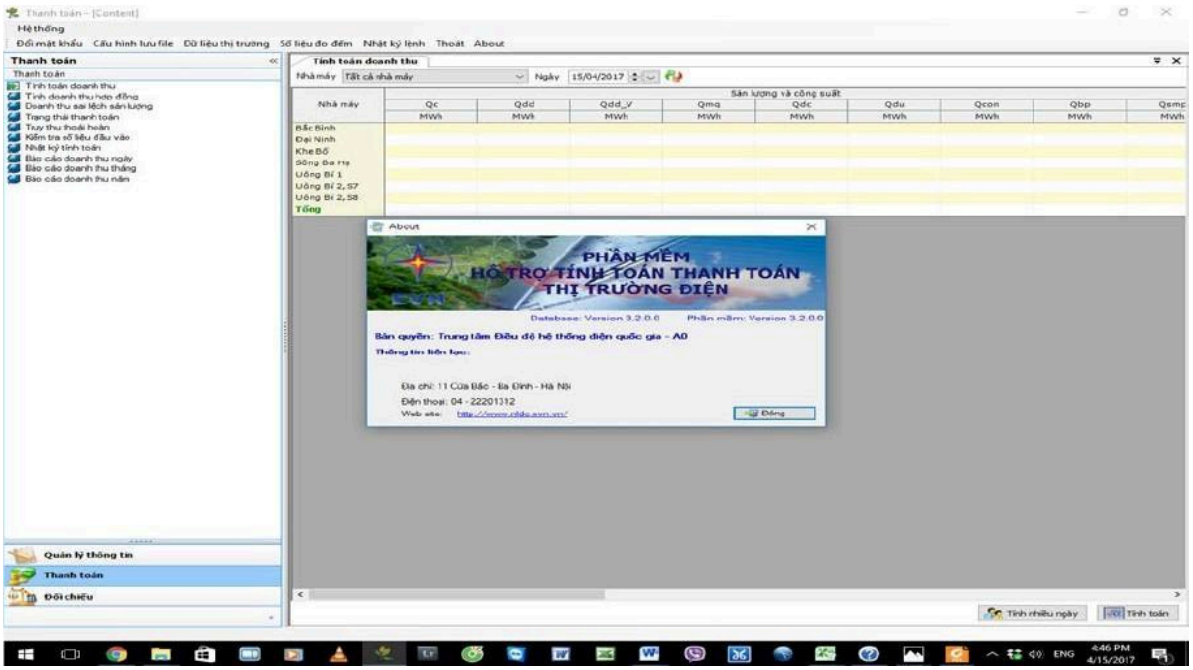
Những trường hợp tạm thời tách ra ngoài thị trường điện như trên sẽ được thanh toán theo giá trong hợp đồng mua bán điện nhân với sản lượng trong các chu kỳ nhà máy tách ra ngoài thị trường. Như vậy, việc thanh toán cho các nhà máy là tương đối đơn giản và có độ chính xác cao.

Rõ ràng, việc thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường là phức tạp hơn nhiều so với việc thanh toán cho các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện, đặc biệt là các khoản thanh toán trên thị trường điện EPTC trả cho nhà máy (Rttd). Với khối lượng tính toán lớn như vậy, việc tính toán thủ công trên là không thể, do đó cần có những công cụ hỗ trợ việc tính toán cho con người.

1.4. Công cụ phục vụ hoạt động thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện

1.4.1. Phần mềm hỗ trợ tính toán thanh toán thị trường điện

Với khối lượng tính toán các khoản thanh toán trên thị trường điện cho hơn 70 nhà máy tham gia thị trường phát điện cạnh tranh theo từng giờ, tức 24 chu kỳ/ngày trong 30 ngày mỗi tháng trên 12 tháng/năm, sự ra đời của phần mềm hỗ trợ tính toán thanh toán thị trường điện có ý nghĩa rất lớn, hỗ trợ tính toán thanh toán các khoản thanh toán trên thị trường điện, giảm khối lượng tính toán, giảm thiểu sai sót xảy ra nếu con người thực hiện thủ công, với thời gian được rút ngắn nhiều lần, tiết kiệm nhân công và tiền bạc của công ty. Phần mềm do Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia A0 mua bản quyền và triển khai.



Hình 1.4. Giao diện phần mềm hỗ trợ tính toán thanh toán thị trường điện

(Nguồn: EPTC,2017)

Các dữ liệu đầu vào phần mềm hỗ trợ thanh toán được đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện upload trên trang Web thitruongdien.evn.vn, bao gồm:

- Thông tin về số liệu phụ tải;
- Sản lượng các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;
- Sản lượng điện nhập khẩu và sản lượng của các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường;
- CAN và giá trần thị trường;
- Thông tin thị trường.

Các dữ liệu đầu vào phần mềm hỗ trợ thanh toán được nhà máy điện và đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện upload độc lập với nhau trên trang Web thitruongdien.evn.vn, bao gồm:

- Bản chào lập lịch nhà máy;
- Nhật ký lệnh điều độ ;
- Tổng hợp số liệu đo đếm của nhà máy;

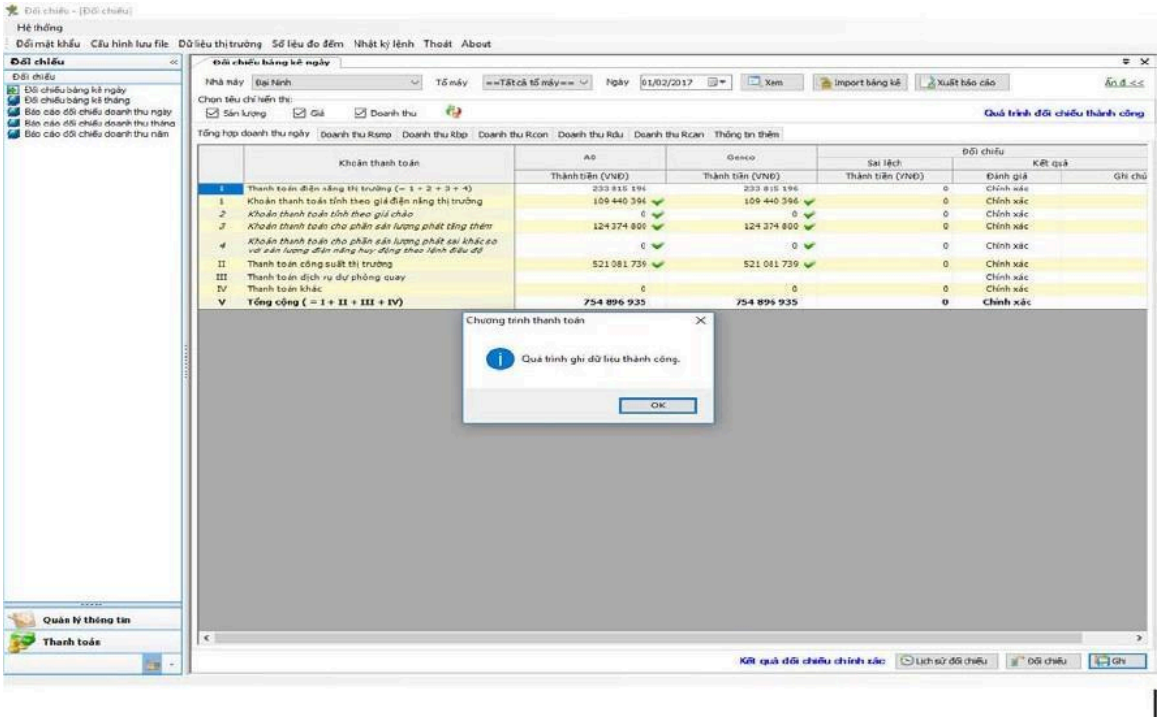
- Biểu đồ mua điện Qc.

Từ các dữ liệu đầu vào đó, phần mềm tính toán ra các thành phần sản lượng và giá tương ứng: Giá thị trường SMP, Qsmp, Qcon, Pcon, Qbp, Qpb, CAN và Qcan để tính ra khoản thanh toán trên thị trường điện phải trả cho nhà máy.

Do việc upload các dữ liệu về bản chào lập lịch, Nhật ký lệnh điều độ, số liệu đo đếm nhà máy, biểu đồ mua điện Qc được nhà máy và đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện độc lập với nhau. Do đó, phần mềm cho phép cập nhật cả 2 dữ liệu đầu vào của 2 đơn vị này, sau đó thực hiện tính toán và đối chiếu các kết quả đầu ra cho từng nhà máy, tổ máy và ngày cụ thể:

- Khoản thanh toán theo giá điện năng thị trường Rsmp;
- Khoản thanh toán cho phần sản lượng có giá chào cao hơn giá trần thị trường Rbp;
- Khoản thanh toán cho phần điện năng phát tăng thêm Rcon;
- Khoản thanh toán cho phần sản lượng phát sai lệch so với lệnh điều độ Rdu;
- Khoản thanh toán Rcan.

Do phần mềm hỗ trợ tính toán được Tổ kiểm định phần mềm kiểm định hàng năm, do đó trách nhiệm của EPTC lúc này là tính toán, kiểm tra lại toàn bộ khoản thanh toán cho nhà máy trên thị trường điện, phát hiện các sai sót trong quá trình tính toán của nhà máy điện và đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện gây ra bởi sự sai lệch các dữ liệu đầu vào giữa 2 đơn vị.



Hình 1.5. Đối chiếu khoản thanh toán hàng ngày (về sản lượng, giá, khoản thanh toán trên thị trường) của nhà máy Đại Ninh ngày 01/02/2017

(Nguồn: EPTC,2017)

Để việc quản lý thông tin nhanh chóng và hiệu quả, các cá nhân được phân quyền sử dụng để tính toán cho các nhóm nhà máy cụ thể: mỗi cá nhân thực hiện tính toán thanh toán được cấp 01 account trong đó bao gồm các nhà máy mà cá nhân đó phụ trách.

Các đơn vị sử dụng phần mềm hỗ trợ thanh toán thị trường điện bao gồm:

- Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia: Là đơn vị mua bản quyền phần mềm thanh toán thị trường điện và tích hợp các tính năng cho phù hợp với thị trường điện và hệ thống điện Việt Nam, đảm bảo phần mềm hỗ trợ tính toán thanh toán thị trường điện vận hành ổn định, tin cậy.
- Công ty mua bán điện và các nhà máy điện: Sử dụng phần mềm để hỗ trợ việc tính toán thanh toán trong thị trường điện cho 70 nhà máy * 24 chu kỳ/ngày * 30 ngày/tháng * 12 tháng/năm. Các đơn vị này sử dụng phần mềm thanh toán làm để tính toán các khoản thanh toán trên thị trường điện hàng tháng.

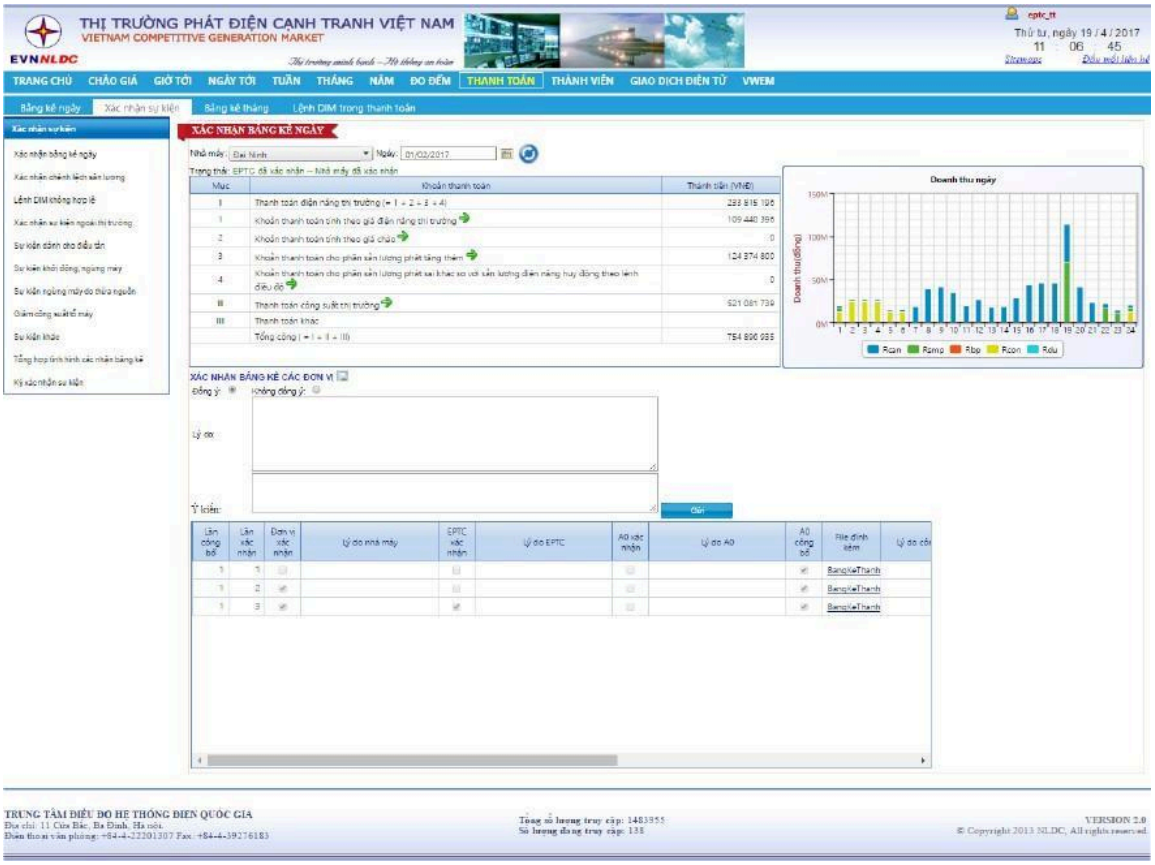
- Các tổng công ty điện lực: tìm hiểu việc sử dụng phần mềm hỗ trợ thanh toán để thanh toán thí điểm phục vụ cho việc thanh toán trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh (WEM).

Việc tính toán các khoản thanh toán cho nhà máy điện theo quy định được thực hiện hàng ngày. Do đó, sau khi các đơn vị tính toán các khoản thanh toán trên thị trường điện cần xác nhận khoản thanh toán đó trên trang Web thị trường điện qua hình thức sử dụng chữ ký điện tử, trang web này cũng được lưu hành nội bộ với tên miền: www.thitruongdien.evn.vn



Hình 1.6. Giao diện của trang Web thị trường điện

(Nguồn: EPTC,2017)



Hình 1.7. Xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày bằng chữ ký điện tử của nhà máy Đại Ninh (1/2/2017)

(Nguồn: EPTC,2017)

Trang web của thị trường điện cũng là trang thông tin được đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (SMO) và nhà máy điện tổng hợp và cung cấp các thông tin trong thị trường điện phục vụ từng nhà máy. Các việc thanh toán cho thông tin bao gồm:

- Thông tin về số liệu phụ tải;
- Sản lượng các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;
- Sản lượng điện nhập khẩu và sản lượng của các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường;
- CAN và giá trần thị trường;
- Thông tin thị trường;

- Bản chào lập lịch nhà máy;
- Nhật ký lệnh điều độ;
- Tổng hợp số liệu đo đếm của nhà máy;
- Biểu đồ mua điện Qc.

Các đơn vị khai thác và sử dụng trang web thị trường điện:

- Công ty Mua bán điện: Sử dụng các số liệu trên web thị trường điện để phục vụ việc tính toán các khoản thanh toán thị trường điện của các nhà máy điện, xác nhận bảng tính toán các khoản thanh toán hàng ngày, hàng tháng và các công tác thị trường điện khác.
- Các đơn vị phát điện: Sử dụng các số liệu trên web thị trường điện để tính toán các khoản thanh toán trên thị trường điện của các nhà máy điện, cung cấp chính xác các dữ liệu về tình trạng tổ máy (sự cố, sửa chữa theo kế hoạch), các thông tin dữ liệu thủy văn (mức nước giới hạn tuần, tháng, năm) và xác nhận bảng tính toán các khoản thanh toán hàng ngày, hàng tháng.
- Các tổng công ty điện lực: Tìm hiểu trang web thị trường điện để phục vụ công tác thanh toán thị trường điện trong thị trường điện bán buôn VWEM.

Luận văn 24

Tóm tắt chương 1

Chương 1 đã trình bày về lộ trình phát triển thị trường điện ở Việt Nam và chức năng nhiệm vụ của các thành viên tham gia thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam hiện nay. Theo đó, công ty Mua bán điện có chức năng thanh toán chính xác và kịp thời cho cho các nhà máy điện để dòng tiền trong thị trường được lưu thông và thị trường phát điện cạnh tranh hoạt động hiệu quả.

Chương I cũng trình bày về nội dung công tác thanh toán cho các nhà máy điện trong thị trường phát điện cạnh tranh bao gồm: Các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường và các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường. Trong khi việc tính toán các khoản thanh toán cho các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện là tương đối đơn giản và có độ chính xác cao thì việc tính toán các khoản thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện là rất phức tạp và có khối lượng tính toán rất lớn, đặc biệt là việc tính toán khoản thanh toán trên thị trường điện. Vì vậy, cần thiết phải có những công cụ hỗ trợ cho công tác thanh toán cho các nhà máy điện này trên thị trường điện. Các công cụ hỗ trợ công tác thanh toán này bao gồm: Phần mềm hỗ trợ thanh toán và trang Web thị trường điện. Các số liệu đầu vào phần mềm hỗ trợ thanh toán được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và nhà máy điện cập nhật lên trang Web thị trường điện một cách độc lập với nhau.

Do đó trách nhiệm của EPTC lúc này là tính toán, kiểm tra các khoản thanh toán cho nhà máy trên thị trường điện, phát hiện các sai sót trong quá trình tính toán của nhà máy điện và đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện gây ra bởi sự sai lệch dữ liệu đầu vào giữa 2 đơn vị nhằm mục đích thống nhất lại các khoản thanh toán giữa 2 đơn vị và thanh toán kịp thời cho các nhà máy điện theo quy định hiện hành và theo hợp đồng mua bán điện với nhà máy.

Đây là cơ sở quan trọng cho các phân tích thực trạng công tác thanh toán tại công ty Mua bán điện mà trọng tâm là công tác thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện trong Chương 2.

CHƯƠNG 2
PHÂN TÍCH THỰC TRẠNG CÔNG TÁC THANH TOÁN CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TẠI CÔNG TY MUA BÁN ĐIỆN

2.1. Tổng quan về Công ty Mua bán điện (EPTC)

2.1.1. Lịch sử hình thành

Tên công ty: CÔNG TY MUA BÁN ĐIỆN – Tập đoàn điện lực Việt Nam

Địa chỉ: 11 Cửa Bắc, Ba Đình, Hà Nội, Việt Nam

Điện thoại: (84-4) 22 218 219 - Fax: (84-4) 22 218 21

Công ty Mua bán điện được thành lập theo Quyết định số 1182/QĐ-EVN-HĐQT ngày 31/12/2007 của Hội đồng quản trị Tập đoàn Điện lực Việt Nam và hoạt động theo Quyết định số 1184/QĐ-EVN-HĐQT ngày 31/12/2007, Quyết định số 89/QĐ-EVN ngày 14/02/2012 và nay là Quyết định số 39/QĐ-EVN ngày 13/02/2015 của Hội đồng Thành viên Tập đoàn Điện lực Việt Nam (HĐTV) về việc phê duyệt Điều lệ tổ chức và hoạt động của Công ty Mua bán điện.

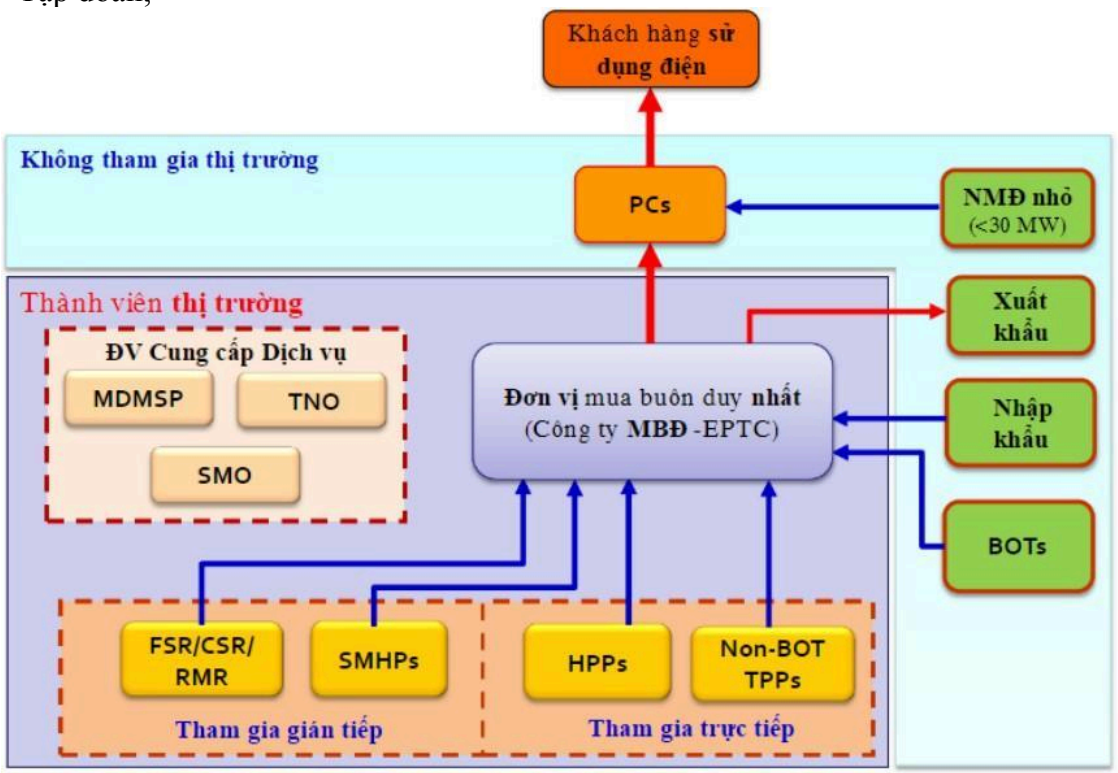
2.1.2. Chức năng và nhiệm vụ

2.1.2.1. Chức năng

Căn cứ Điều lệ tổ chức và hoạt động của Công ty Mua bán điện, chức năng, nhiệm vụ của Công ty như sau:

- Mua điện từ các Đơn vị phát điện theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền và phân cấp của Tập đoàn;
- Bán buôn điện cho các Tổng công ty Điện lực;
- Xuất nhập khẩu điện năng từ cấp điện áp 110KV trở lên;
- Bán điện cho khách hàng sử dụng điện từ cấp điện áp 220kV trở lên;
- Đào tạo phát triển nguồn nhân lực phục vụ thị trường điện;
- Thực hiện Hợp đồng dịch vụ truyền tải điện theo phân cấp, ủy quyền của

Tập đoàn;



Sơ đồ 2.1. Mối quan hệ giữa EPTC và các tổ chức khác

2.1.2.2. Nhiệm vụ

Theo đó, Công ty Mua bán điện trong thị trường phát điện cạnh tranh có nhiệm vụ sau:

a) Đàm phán, ký kết hợp đồng mua bán điện

- Ký kết hợp đồng mua bán điện dạng sai khác (CfD) với các đơn vị trực tiếp tham gia thị trường điện (HPPs và non-BOT TPPs);
- Ký kết hợp đồng mua bán điện với các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (SMHPs);
- Ký xác nhận sản lượng hợp đồng giờ với các đơn vị phát điện trực tiếp

tham gia thị trường điện.

b) Phối hợp với SMO trong vận hành thị trường điện

- Cung cấp các số liệu suất hao nhiệt, hệ số suy giảm hiệu suất, hệ số chi phí phụ trong hợp đồng hoặc trong hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện cho SMO phục vụ việc tính toán giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong quy trình lập kế hoạch vận hành năm tới;
- Cung cấp giá nhiên liệu dự kiến cho năm N (là giá nhiên liệu do cơ quan nhà nước có thẩm quyền công bố cho năm N, trong trường hợp không có thì giá nhiên liệu của năm N được tính bằng trung bình của giá nhiên liệu thực tế đã sử dụng cho thanh toán của 12 tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch vận hành năm N) cho SMO phục vụ việc tính toán giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong quy trình lập kế hoạch vận hành năm tới;
- Lập danh sách các nhà máy điện mới đáp ứng các tiêu chí để lựa chọn BNE và cung cấp các số liệu hợp đồng mua bán điện (bao gồm giá cố định, giá biến đổi, sản lượng điện năng thỏa thuận để tính giá hợp đồng) của các nhà máy điện này cho SMO để xác định BNE cho năm N;
- Hàng tháng, cung cấp giá nhiên liệu cho SMO phục vụ việc tính toán giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong quy trình lập kế hoạch vận hành tháng tới.

c) Thanh toán tiền điện

- Kiểm tra các khoản thanh toán thị trường điện sơ bộ của ngày D mà SMO gửi trước ngày D+4. Trước ngày D+6, thông báo cho SMO các sai sót trong khoản thanh toán thị trường điện sơ bộ của ngày D (nếu có).
- Kiểm tra hồ sơ thanh toán và thực hiện thanh toán theo hợp đồng cho các Đơn vị phát điện giao dịch trực tiếp trên thị trường (chậm nhất là vào ngày cuối cùng của tháng liền kề).
- Kiểm tra hồ sơ thanh toán và thực hiện thanh toán cho các nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ theo các hợp đồng của các nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ (các dịch vụ gồm: dự phòng khởi động nhanh, dự phòng khởi động nguội, vận hành

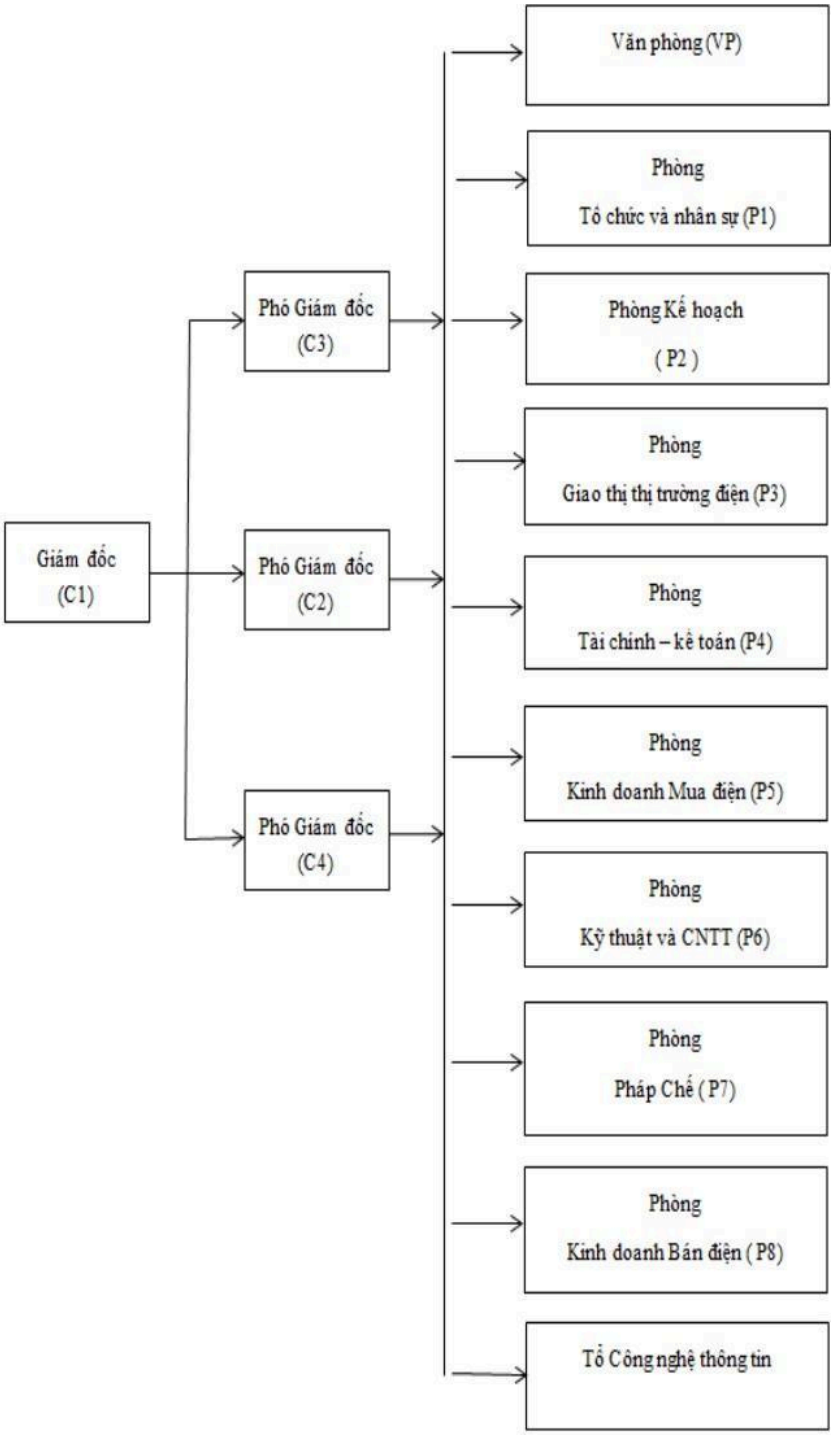
Luận văn 24

phải phát đảm bảo an ninh hệ thống điện).

- Thanh toán cho các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu và các nhà máy điện BOT theo các điều khoản trong hợp đồng mua bán điện đã ký với các nhà máy này.
- Thanh toán chi phí vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho SMO, chi phí truyền tải cho đơn vị cung cấp dịch vụ truyền tải.

2.1.3. Cơ cấu tổ chức

Mô hình tổ chức của Công ty Mua bán điện như sau:



- **Giám đốc (C1):** Là người chỉ đạo, điều hành và quản lý toàn diện các mặt

của công ty. Trực tiếp chỉ đạo các lĩnh vực, công tác: Kế hoạch, chiến lược phát triển, tài chính, kê toán, tổ chức, thanh tra, hành chính, quản trị văn phòng...

- **Các Phó giám đốc**: là người giúp việc Giám đốc, được Giám đốc phân công quản lý, điều hành một số lĩnh vực của công ty:

● **PGĐ (C2)**: Đàm phán thực hiện hợp đồng mua bán điện các dự án, mua điện TQ, bán điện Campuchia. Thanh toán tiền mua điện theo HĐ, tham gia xây dựng các văn bản liên quan đến giá điện, thị trường điện. Hợp tác quốc tế. Đào tạo các lĩnh vực công tác nêu trên.

● **PGĐ (C3)**: Đàm phán và thực hiện hợp đồng dịch vụ truyền tải điện với NPT. Thỏa thuận thiết kế hệ thống đo đếm các dự án NMĐ. Nghiệm thu, xử lý sự cố, thí nghiệm, kiểm định định kỳ hệ thống đo đếm phục vụ mua bán điện. Theo dõi tình hình vận hành, sản xuất của HTĐ và TTĐ. Đầu tư xây dựng, bảo hộ, an toàn lao động, khoa học và công nghệ, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và hợp lý sản xuất, công nghệ, thông tin liên lạc, quốc phòng, y tế, dự án ISO.

● **PGĐ (C4)**: Chủ trì đàm phán một số dự án thủy điện theo sự phân công của GĐ. Đàm phán và thực hiện hợp đồng bán điện với các Tổng công ty Điện lực. Theo dõi thực hiện sản lượng phân bổ của EVN cho các Tổng công ty Điện lực. Giám sát thực hiện ISO nội bộ công ty.

2.1.3.2. Văn phòng (VP)

- Quản lý con dấu của EPTC, điều phối xử lý và lưu trữ các văn bản đến và đi.

- Quản lý và khai thác cơ sở hạ tầng, các trang thiết bị và phương tiện đi lại, hệ thống thông tin liên lạc của EPTC

- Thực hiện chăm sóc sức khỏe, khám sức khỏe định kỳ, cấp phát thuốc đối với các bệnh thông thường cho cán bộ công nhân viên, lao động trong công ty

- Lập lịch công tác và cùng các phòng liên quan chuẩn bị nội dung làm việc với các đoàn khách nước ngoài, đón tiếp và tham gia làm việc

- Đầu mối tiếp nhận xử lý và trao đổi thông tin với các phương tiện thông

tin đại chúng; tham mưu cho lãnh đạo EPTC về tổ chức họp báo, nội dung trả lời phỏng vấn, phát ngôn trước công luận. Đầu mối tổng hợp, soạn thảo và phát hành các thông cáo báo chí của EPTC.

2.1.3.3. Phòng Tổ chức và nhân sự (P1)

- Nghiên cứu, đề xuất các phương án tổ chức, mô hình quản lý phù hợp với qui định của nhà nước, của EVN và Điều lệ tổ chức và hoạt động của EPTC trong từng thời kỳ.
- Xây dựng định hướng, quy định về công tác cán bộ thuộc diện EPTC quản lý.
- Thực hiện, hướng dẫn đôn đốc kiểm tra công tác nhận xét, đánh giá cán bộ trong EPTC;
- Xây dựng, trình duyệt, tổ chức thực hiện và kiểm tra, đánh giá chiến lược, quy hoạch, kế hoạch dài hạn, ngắn hạn về đào tạo và phát triển nguồn nhân lực trong EPTC;
- Chủ trì xây dựng và tổ chức các khóa đào tạo và phát triển nguồn nhân lực về thị trường điện cho các đơn vị trong và ngoài EVN;
- Hoàn thành thủ tục trình EVN hoặc trình cơ quan nhà nước có thẩm quyền quyết định xếp hạng công ty cho EPTC
- Nghiên cứu chủ trương chính sách Nhà nước, EVN về công tác thi đua khen thưởng để triển khai thực hiện;
- Quản lý con dấu; hồ sơ đảng viên, Quản lý, điều phối các văn bản đi, đến của Đảng Bộ;

2.1.3.4. Phòng Kế hoạch (P2)

- Là đầu mối giải quyết công tác kế hoạch của công ty
- Xây dựng, cân đối toàn diện các chỉ tiêu kế hoạch trình giám đốc công ty xem xét để trình tập đoàn phê duyệt kế hoạch dài hạn, trung hạn, ngắn hạn của công ty.
- Xây dựng và quản lý công tác kế hoạch bán điện năm, tháng với các công

ty điện lực.

- Quản lý và thực hiện đầu tư, xây dựng công trình (nếu có) theo quy định của luật đấu thầu, xây dựng và các văn bản của bộ, ngành có liên quan, quy chế phân cấp của của tập đoàn.
- Làm đầu mối trình duyệt, thực hiện công tác mua sắm tài sản của công ty theo phân cấp của tập đoàn và theo luật đấu thầu cùng các quy định hiện hành.
- Thực hiện công tác thống kê báo cáo việc thực hiện kế hoạch của công ty theo quy định.
- Tổ chức nghiệm thu các dự án đầu tư xây dựng và chuẩn bị đầu tư Công ty phụ trách theo phân cấp hiện hành.
- Xây dựng định mức tiêu hao vật tư, thiết bị phụ tùng dự phòng phục vụ kinh doanh trình giám đốc xem xét để trình tập đoàn duyệt theo phân cấp và tổ chức thực hiện.

2.1.3.5. Phòng Giao dịch thị trường (P3)

- Chủ trì nghiên cứu đề xuất, góp ý xây dựng các quy trình, quy định liên quan đến lĩnh vực thị trường điện;
- Đầu mối tham gia các hoạt động giao dịch mua bán điện trên thị trường giao ngay;
- Thực hiện kiểm tra và đề xuất xác nhận khoản thanh toán hàng ngày trên thị trường điện giao ngay; Thực hiện kiểm tra và xác nhận khoản thanh toán hàng tháng trên thị trường điện trong hồ sơ thanh toán;
- Tính toán kiểm tra và trình Lãnh đạo EPTC ký xác nhận sản lượng hợp đồng (Qc) năm, tháng với các đơn vị phát điện theo đúng quy định thị trường điện và hợp đồng mua bán điện đã ký.
- Tính toán và phối hợp với các Phòng liên quan trình Lãnh đạo EPTC đề xuất với EVN về công suất, sản lượng điện dự kiến xuất, nhập khẩu với nước ngoài phục vụ công tác thực hiện Hợp đồng xuất, nhập khẩu điện;
- Tính toán và ban hành biểu đồ mua điện Qc với các Công ty phát điện

theo đúng quy định thị trường điện.

- Tính toán các số liệu liên quan đến việc vận hành các nhà máy điện phục vụ việc thực hiện các hợp đồng mua bán điện đã ký: Tính toán hệ số khả dụng, số giờ ngừng máy của các nhà máy điện.

2.1.3.6. Phòng Tài chính kế toán (P4)

- Trên cơ sở kế hoạch sản xuất kinh doanh của công ty, lập kế hoạch tài chính hàng năm trình EVN duyệt và tổ chức thực hiện.
- Quản lý và sử dụng các nguồn vốn, quỹ được Tập đoàn cấp.
- Quản lý và tổ chức thực hiện các Hợp đồng vay vốn.
- Thanh quyết toán các Hợp đồng kinh tế của Công ty.
- Thanh toán tiền lương, thưởng cho cán bộ nhân viên.
- Tham gia đàm phán các Hợp đồng mua bán điện.
- Thanh toán tiền điện các Hợp đồng mua bán điện.

2.1.3.7. Phòng Kinh doanh điện (P5)

- Chủ trì đàm phán các hợp đồng mua điện với các Công ty phát điện và các hợp đồng bán điện với các công ty điện lực, khách hàng lớn.
- Theo dõi việc thực hiện các Hợp đồng mua, bán điện.
- Lập hồ sơ quyết toán sản lượng điện mua, bán.
- Thẩm tra hồ sơ thanh toán tiền điện với các Công ty phát điện, nhập khẩu điện, thẩm tra hồ sơ thanh toán tiền điện với các Công ty điện lực - Khai thác, sử dụng số liệu điện năng giao nhận với các đơn vị phục vụ công tác quyết toán điện năng mua.
- Tham gia xây dựng khung giá phát điện và bán buôn điện.

2.1.3.8. Phòng Kỹ thuật và công nghệ thông tin (P6)

- Chủ trì việc nghiệm thu và quản lý vận hành hệ thống thu thập số liệu đo đếm phục vụ mua bán điện.
- Chủ trì xem xét hồ sơ, thoả thuận thiết kế hệ thống đo đếm điện năng

- Thẩm định hồ sơ đấu nối của các đơn vị mua, bán điện
- Thực hiện việc thử nghiệm các thiết bị của đối tác mua bán điện để làm cơ sở công nhận ngày vận hành thương mại.
- Lập kế hoạch và chủ trì thực hiện công tác an toàn, bảo hộ lao động và phòng chống cháy nổ.

2.1.3.9. Phòng Pháp chế (P7)

- Chủ trì việc lấy ý kiến góp ý cho các dự thảo văn bản quy phạm pháp luật do các cơ quan nhà nước gửi lấy ý kiến thuộc chức năng nhiệm vụ được giao,
- Đầu mối quản lý các quy chế quản lý nội bộ áp dụng trong EPTC; định kỳ 6 tháng, hàng năm báo cáo lãnh đạo EPTC kết quả rà soát các quy chế quản lý nội bộ của EPTC phù hợp với các văn bản quy phạm pháp luật, quy chế quản lý nội bộ của EVN liên quan đến lĩnh vực sản xuất kinh doanh của EPTC,
- Tham gia đàm phán Giá điện và hợp đồng mua bán điện giữa EVN với các tổ chức và cá nhân đầu tư dự án nhà máy điện, bao gồm các nhà máy điện BOT, các nhà máy điện khác do các chủ đầu tư xây dựng và các dự án xuất nhập khẩu điện.
- Trực tiếp đại diện cho EPTC tham gia tố tụng tại trọng tài hoặc tòa án khi có ủy quyền của Giám đốc EPTC.
- Thanh tra, kiểm tra các phòng trong việc chấp hành chính sách pháp luật của nhà nước, các quy chế quản lý nội bộ của EVN và EPTC;

2.1.3.10 Phòng Kinh doanh bán điện (P8)

- Đàm phán hợp đồng bán điện và các hợp đồng sửa đổi bổ sung cho các Tổng công ty điện lực và bán điện cho khách hàng sử dụng điện và nhà máy điện đấu nối từ cấp điện áp 220kV trở lên.
- Đàm phán hợp đồng xuất khẩu điện với nước ngoài ở cấp điện áp từ 220kV trở lên.
- Kiểm tra, quyết toán các phát sinh vướng mắc trong thực hiện dịch vụ truyền tải điện; Tham gia xác định phí truyền tải hàng năm;
- Tham gia thỏa thuận vị trí đấu nối, thiết kế kỹ thuật hệ thống đo đếm điện

năng các dự án lưới điện, nguồn điện có công suất trên 30MW.

- Chủ trì tính toán điện năng truy thu/thoái hoàn do điện năng không qua đo đếm;
- Quản lý danh sách điểm đo đếm, tổng hợp theo dõi biến động đo đếm phục vụ công tác bổ sung sửa đổi hợp đồng, thanh quyết toán điện năng mua, bán; truyền tải và xuất nhập khẩu điện;
- Chủ trì tranh chấp về điện năng giữa các đơn vị giao nhận điện; xác định điện năng không qua đo đếm do các nguyên nhân, sự cố hoặc kiểm tra kiểm định hệ thống;
- Thu thập quản lý hồ sơ, số liệu thanh toán: tiền bán điện cho các Tổng công ty điện lực; tiền mua điện của các nhà máy điện dưới 30MW; tiền mua điện của các nhà máy năng lượng mới; tiền phí dịch vụ truyền tải.

2.1.3.11 Tổ công nghệ thông tin

- Nghiên cứu, xây dựng chiến lược phát triển Công nghệ thông tin (CNTT) dài hạn, trung hạn và ngắn hạn;
- Quản lý vận hành toàn bộ hệ thống CNTT của Công ty bao gồm hạ tầng phần cứng, phần mềm, cơ sở dữ liệu đảm bảo hệ thống hoạt động an toàn, ổn định phục vụ cho các phòng khai thác và thực hiện công tác chuyên môn;
- Xây dựng kế hoạch sửa chữa, nâng cấp cải tạo hệ thống CNTT của Công ty, thực hiện các công tác nâng cấp, cải tạo sửa chữa hệ thống;
- Chủ trì nghiên cứu và đề xuất các giải pháp kỹ thuật và quản lý hệ thống CNTT phục vụ cho hoạt động sản xuất kinh doanh của EPTC;
- Thực hiện giám sát và đánh giá năng lực hệ thống để phát triển hạ tầng CNTT đáp ứng hoạt động sản xuất kinh doanh của EPTC

2.1.4. Nguồn nhân lực

Tính đến năm 2017, tổng số cán bộ công nhân viên của Công ty Mua bán điện là 158 người, trong đó có 61 lao động nữ, chiếm 39%. Trong giai đoạn 2012 đến 2017, số lượng lao động trong công ty không có sự thay đổi đáng kể, dao động

từ 158 đến 168 người. Phân công lao động tại các phòng ban khá đồng đều, nhiều nhất là phòng Kinh doanh điện (P5) và phòng Kỹ thuật và Công nghệ thông tin (P6). Từ năm 2016, Tổ Công nghệ thông tin sát nhập vào phòng Kỹ thuật và Công nghệ thông tin, đồng thời thành lập thêm phòng Kinh doanh bán điện. Điều này cho thấy công việc tại Công ty đang được chuyên môn hóa, nâng cao tính trách nhiệm cho mỗi phòng ban. Tất cả các nhân sự đều có trình độ đại học và trên đại học (trừ bộ phận lái xe), đều là cán bộ trẻ và trung niên thạo việc, có kỹ năng và đầy nhiệt huyết.

2.1.5. Kết quả hoạt động

Kết quả thực hiện thanh toán sau 4 năm vận hành thị trường (từ 7/2012 đến hết tháng 6/2016) như sau:

- Tính đến cuối tháng 06/2016 có 70 NMĐ trực tiếp tham gia TTĐ (thuộc 59 Đơn vị phát điện), có tổng công suất đặt là 15.933 MW chiếm 43% tổng công suất đặt toàn hệ thống. Trong đó Tuabin khí là 3.835 MW chiếm 24%, Thủy điện 6.388 MW chiếm 40% và nhiệt điện than là 5.710 MW chiếm 36%.
- Công ty Mua bán điện đã thanh toán cho các Đơn vị phát điện trực tiếp tham gia thị trường điện trong 4 năm là 266.913 tỷ đồng (đã bao gồm cả thuế TNN&MTR), bao gồm: Khoản thanh toán theo hợp đồng Cfd là 46.094 tỷ đồng chiếm 17%, khoản thanh toán khác theo quy định thị trường điện và thuế TNN&MTR là 13.470 tỷ đồng chiếm 5%, khoản thanh toán theo thị trường điện là 207.632 tỷ đồng chiếm 78%. Như vậy, các khoản thanh toán trên thị trường điện là phần doanh thu chính của nhà máy điện.

điện

- Quy trình thanh toán tại công ty

Theo thiết kế Thị trường phát điện cạnh tranh, Công ty Mua bán điện đóng vai trò là người mua duy nhất trên thị trường, có chức năng mua điện của tất cả các nhà máy tham gia gián tiếp và trực tiếp trên thị trường điện và thanh toán cho các nhà máy này. Nếu như việc thanh toán cho các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường được tính toán vào cuối mỗi chu kỳ thanh toán (1 tháng tính toán/1 lần) và tương đối dễ thực hiện (xác định tổng sản lượng nhà máy x giá bán được quy định

trong hợp đồng) thì đối với các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện, do việc tính toán các khoản thanh toán cho nhà máy điện này rất phức tạp nên theo quy định, việc tính toán các khoản thanh toán phải được thực hiện hàng ngày và đến cuối chu kỳ thanh toán tháng sẽ tổng hợp lại các khoản thanh toán của tất cả các ngày trong tháng. Các quy định về trình tự, thời gian tính toán và đối soát các khoản thanh toán hàng ngày và tháng cho nhà máy trực tiếp tham gia thị trường được quy định trong các văn bản pháp lý sau:

- Thông tư Số: 30/2014/TT-BCT của Bộ Công thương ngày 02 tháng 10 năm 2014 "Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh";
- Quy trình phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, các đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất (Ban hành kèm theo Quyết định số 12 /QĐ-ĐTĐL ngày 05 tháng 02 năm 2015 của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực): Quy trình quy định trình tự, phương pháp và trách nhiệm của các đơn vị trong công tác phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất trong thị trường phát điện cạnh tranh.
- Quy trình nội bộ Phòng Giao dịch thị trường điện: Các yêu cầu kiểm tra các khoản thanh toán thị trường điện hàng ngày.

Theo đó, các quy định về thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện đang áp dụng tại Công ty Mua bán điện cụ thể như sau:

2.2.1.1. Quy trình xác nhận, đối soát số liệu thanh toán ngày

Quy trình này quy định các mốc thời gian thực hiện việc tính toán và xác nhận các khoản thanh toán cho nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện hàng ngày tại Công ty Mua bán điện.

- Trước 09h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (SMO) sẽ tổng hợp và cung cấp cho Công ty Mua bán điện (EPTC) và nhà máy điện các số liệu sơ cấp phục vụ việc tính toán thanh toán cho ngày D theo quy định: Số liệu đo đếm, các thông tin thị trường thông qua trang Web thị trường điện để

EPTC và nhà máy điện kiểm tra sơ bộ các số liệu này.

- Trước ngày D+4, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho EPTC và nhà máy điện các khoản thanh toán sơ bộ phải trả nhà máy điện trên thị trường điện cho ngày D và các dữ liệu đầu vào cho phần mềm hỗ trợ thanh toán (các dữ liệu về giá thị trường SMP, phụ tải hệ thống, sản lượng các nhà máy đa mục tiêu, sản lượng điện nhập khẩu trong ngày D..) thông qua trang Web thị trường điện. Các nhà máy điện cung cấp cho EPTC các dữ liệu liên quan đến tình hình phát điện (sự cố, sửa chữa tổ máy..), các thông tin về bản chào giá ngày D, số liệu đo đếm ngày D…
- Trong vòng 2 ngày làm việc, EPTC có trách nhiệm kiểm tra các khoản thanh toán thị trường điện sơ bộ do SMO gửi và đối chiếu với các khoản thanh toán mà EPTC đã tính toán sơ bộ trên cơ sở các dữ liệu đầu vào do SMO và nhà máy cung cấp. EPTC có trách nhiệm thông báo lại cho SMO sai sót trong khoản thanh toán thị trường điện sơ bộ (nếu có).
- Sau khi thống nhất lại các khoản thanh toán cho nhà máy điện trong ngày D, EPTC có trách nhiệm xác nhận khoản thanh toán thị trường điện theo quy định trên trang Web thị trường điện bằng chữ ký điện tử.
- Vào ngày D+6, SMO có trách nhiệm lập và gửi cho EPTC và GENCO khoản thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh cho ngày D qua trang Web thị trường điện.

Luận văn 24

Bảng 2.3.Thời gian biểu kiểm tra số liệu thanh toán theo ngày

Thời hạn	Đơn vị thực hiện	Nội dung
		Công bố sự kiện đã được thống nhất lên Trang
Trước ngày D+2 Trước 9h00 ngày	SMO	Web thị trường điện. Cung cấp các số liệu phục vụ tính
D+2	SMO	toán thanh toán thị trường điện ngày D.
Trước ngày D+4	SMO	Lập và gửi khoản thanh toán sơ bộ trên thị trường điện cho ngày D.
Trước ngày D+4	GENCO EPTC,	Gửi cho EPTC các tài liệu liên quan đến tình hình phát điện (sự cố, sửa chữa tổ máy, …).
Trước ngày D+6	GENCO	Thông báo lại cho SMO các sai sót (nếu có) và Xác nhận khoản thanh toán ngày D bằng chữ ký điện tử trên
Ngày D+6	SMO	Web thị trường điện Lập và gửi cho EPTC và GENCO khoản thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh cho ngày D.

(Nguồn: Cục điều tiết điện lực, 2014)

2.2.1.2. Trình tự xác nhận, đối soát số liệu thanh toán tháng

Quy trình này quy định các mốc thời gian thực hiện việc tính toán và xác nhận các khoản thanh toán cho nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện trong chu kỳ thanh toán hàng tháng tại Công ty Mua bán điện.

- Sau 3 ngày, kể từ ngày kết thúc tháng M, GENCO và SMO có trách nhiệm ký xác nhận bảng xác nhận các sự kiện tháng M đã thống nhất của nhà máy (Sự cố, sửa chữa, tổ máy điều tần, tổ máy thí nghiệm..) và gửi cho EPTC.
- Trong thời hạn 10 ngày làm việc kể từ ngày giao dịch cuối cùng của chu kỳ thanh toán, SMO có trách nhiệm lập và phát hành bảng tính toán các khoản thanh

toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán và gửi cho EPTC và nhà máy điện

Luận văn 24

thông qua trang Web thị trường điện.

- Sau khi SMO phát hành bảng tính toán các thanh toán của tháng M, GENCO có trách nhiệm lập và gửi hồ sơ thanh toán thị trường điện, hồ sơ thanh toán hợp đồng sai khác và các thông tin theo biểu mẫu quy định phục vụ việc kiểm tra, đối soát các khoản thanh toán cho EPTC theo quy định trong Hợp đồng mua bán điện đã ký giữa EPTC và GENCO.

- EPTC có trách nhiệm kiểm tra, đối chiếu các khoản thanh toán do GENCO gửi và thông báo lại cho GENCO sai sót (nếu có).

- EPTC có trách nhiệm thanh toán cho GENCO, thời hạn thanh toán được thực hiện theo thỏa thuận tại Hợp đồng mua bán điện đã ký giữa hai bên. Trường hợp đến ngày 20 hàng tháng, GENCO chưa nhận được bảng tính toán các khoản thanh toán thị trường điện mà nguyên nhân không phải từ GENCO, GENCO có quyền lập và gửi hồ sơ tạm thanh toán căn cứ theo sản lượng điện phát và giá Hợp đồng mua bán điện cho EPTC.

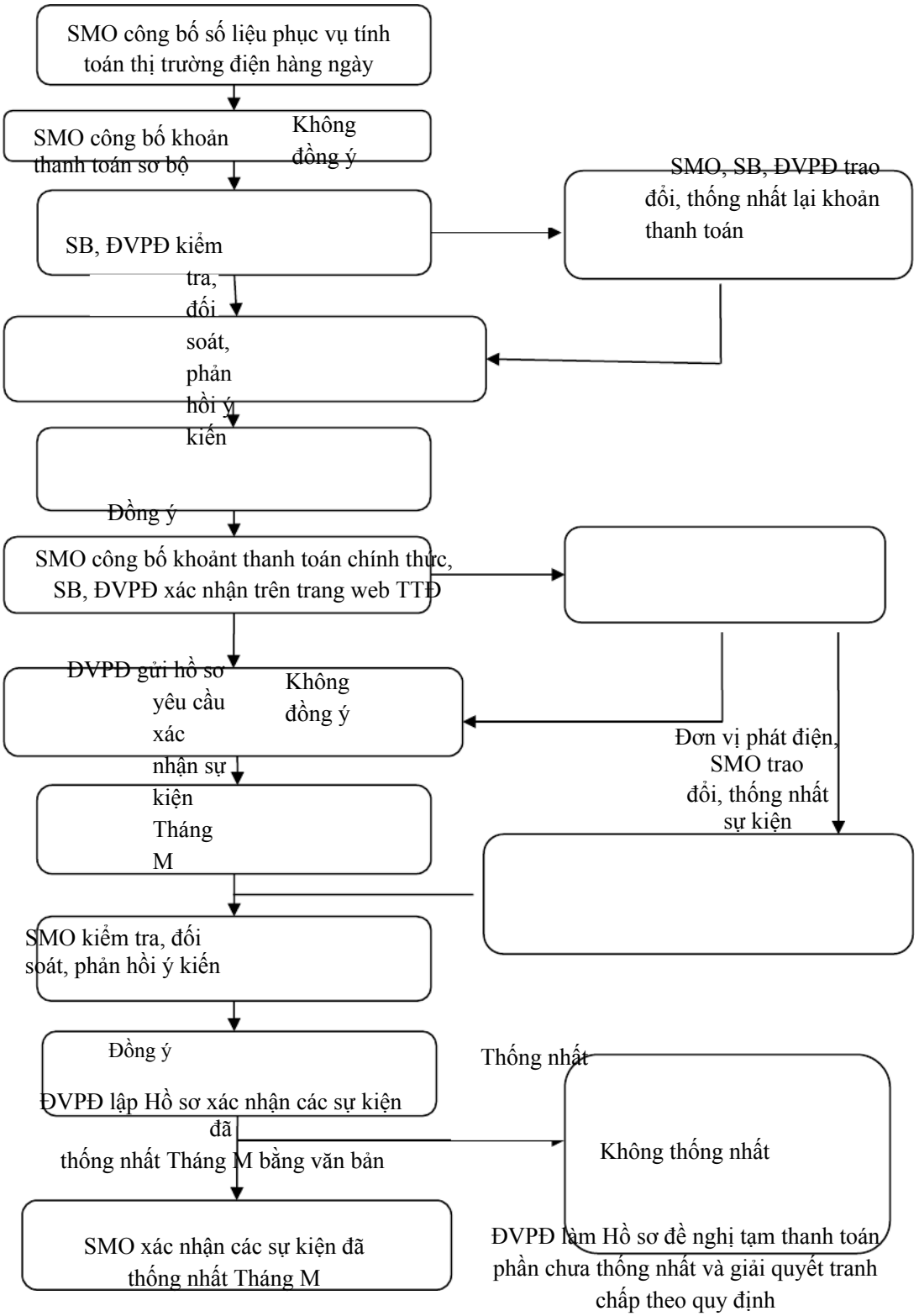
Bảng 2.4.Thời gian biểu kiểm tra số liệu thanh toán theo tháng

Thời hạn	**Đơn vị thực hiện**	**Nội dung**
03 ngày làm việc kể từ khi kết thúc tháng M	SMO, GENCO	Gửi Bảng xác nhận các sự kiện trong tháng M đã thống nhất cho EPTC
Trong thời hạn 10 ngày làm việc kể từ ngày giao dịch cuối cùng của chu kỳ thanh toán	SMO	Lập và phát hành bảng tính toán các khoản thanh toán thị trường điện tháng M.
Sau khi SMO phát hàng bảng tính toán các khoản thanh toán thị trường điện tháng	GENCO	Lập hồ sơ thanh toán tháng M gửi EPTC
Sau 5 ngày, từ khi nhận được hồ sơ nhà máy gửi EPTC	EPTC	Kiểm tra các khoản thanh toán và các văn bản thanh toán theo quy định, phản hồi về nhà máy nếu thiếu hồ sơ.
Trong vòng 17 ngày làm việc EPTC		EPTC báo cáo EVN, EVN xem xét và cấp tiền cho EPTC thanh toán cho nhà máy điện

(Nguồn: Cục điều tiết điện lực, 2014)

Ban hành kèm theo Quyết định số 12/QĐ-ĐTĐL ngày 05 tháng 02 năm 2015 của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực quy định việc đối soát số liệu thanh toán như

trong lưu đồ sau:



Đơn vị phát điện hoàn thiện Hồ sơ
thanh toán và gửi SB

SB kiểm tra các khoản thanh toán

và phản hồi ý kiến

Không đồng ý

SB thực hiện thanh toán và báo cáo ERAV giải quyết tranh chấp theo quy định trong Hợp đồng mua bán điện

Đồng ý

SB thực hiện thanh toán với ĐVPĐ theo đúng quy định trong Hợp đồng

Sơ đồ 2.3. Trình tự xác nhận đối soát số liệu thanh toán

Như vậy, Công ty Mua bán điện đóng vai trò là đơn vị mua buôn duy nhất (Single Buyer - SB) có trách nhiệm kiểm tra các khoản thanh toán ngày, tháng cho nhà máy điện dựa trên các dữ liệu do SMO và GENCO cung cấp và xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày trên trang Web thị trường điện. Công ty Mua bán điện sử dụng các dữ liệu do SMO và GENCO cung cấp để cập nhật vào phần mềm hỗ trợ thanh toán để tính toán ra các khoản thanh toán phải trả. Việc cung cấp các dữ liệu này của SMO và GENCO là độc lập với nhau, do đó dẫn đến nhiều khả năng có sai lệch trong các số liệu cung cấp của SMO và GENCO. Do đó, việc EPTC sử dụng phần mềm hỗ trợ thanh toán để tính toán ra các khoản thanh toán hàng ngày theo quy định là cần thiết để có thể sớm phát hiện ra các sai sót trong các khoản thanh toán, từ đó tìm ra chính xác nguyên nhân gây ra sai sót là do dữ liệu đầu vào nào bị sai lệch, ví dụ như: Sai lệch số liệu đo đếm của nhà máy, sai lệch bản chào giá của nhà máy… qua đó thông báo cho SMO và GENCO, giúp 2 đơn vị rút ngắn thời gian tìm ra nguyên nhân sai sót, đẩy nhanh tiến độ công tác thanh toán.

Trên thực tế, trong quá trình tính toán và kiểm tra các khoản thanh toán cho nhà máy tại ETPC, xuất hiện nhiều trường hợp sai lệch số liệu đầu vào như: Sai lệch số liệu đo đếm của các nhà máy, nguyên nhân do hệ thống đo đếm tại nhà máy điện hoạt động sai lệch, cần nhiều thời gian xử lý hơn. Hiện nay chưa có những quy định cho các trường hợp cụ thể này trong các quy định/thông tư hiện hành.

2.2.3. Đội ngũ cán bộ thực hiện

Tại Công ty Mua bán điện, Phòng Giao dịch thị trường điện có nhiệm vụ thanh toán cho các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện, hiện nay nhân lực cho công tác thanh toán này bao gồm 11 người với cơ cấu như sau:

Bảng 2.5.Cơ cấu lao động theo độ tuổi (tại thời điểm tháng 31/12/2016)

Nhóm tuổi	**Số lượng**	**Tỉ lệ**
Dưới 25	0	0
Từ 25 tới 30	5	45.45%
Từ 30 đến 40	5	45.45%
Trên 40	1	9.09%
Tổng số	11	100%

Qua bảng trên ta thấy nhóm nhân viên có độ tuổi từ 25 đến 30 và độ tuổi từ 30 đến 40 chiếm tỉ lệ cao nhất (lần lượt là 45.45% và 45,45%), nhìn chung độ tuổi lao động là trẻ và có sự nhiệt tình và trách nhiệm với công việc.

Bảng 2.6. Cơ cấu lao động theo giới tính (tại thời điểm tháng 31/12/2016)

Giới tính	**Số lượng**	**Tỉ lệ**
Nam	7	63.63%
Nữ	4	36.36%
Tổng số	11	100%

Qua bảng trên ta thấy tỉ lệ lao động nữ và nam là không quá chênh lệch, cụ thể là nữ chiếm (41.67%) còn nam chiếm (58.33%). Điều này là vì công tác thanh toán không yêu cầu đòi hỏi phải có thể lực tốt, yêu cầu có trình độ và hiểu biết về hệ thống điện và thị trường điện. Tuy nhiên, số lượng nữ giới không nhỏ cũng ảnh hưởng trực tiếp đến các hoạt động của công ty cũng như trong công tác thanh toán. Ví dụ như đối với phụ nữ có thai buộc phải giảm giờ làm thực tế và Công ty phải tìm người thay thế trong thời gian nhân viên đó nghỉ thai sản.

Bảng 2.7. Cơ cấu lao động theo trình độ (tại thời điểm tháng 31/12/2016)

Trình độ	**Số lượng**	**Tỉ lệ**
Trung cấp & Cao đẳng	0	0 %
Đại học	5	45.45 %
Trên Đại học	6	54.54 %
Tổng số	11	100%

Các chuyên viên phụ trách thanh toán thị trường điện cho các nhà máy điện đều có trình độ từ đại học và trên đại học, được đào tạo ngay từ ban đầu về các khóa học về hệ thống điện và thị trường điện do Công ty Mua bán điện và EVN tổ chức.

2.2.4. Kết quả thanh toán

Kết quả thực hiện thanh toán các khoản thanh toán trên thị trường điện từ năm 2014 đến năm 2016 như sau:

trường rủng				
Tổng khoản thanh toán	15,561.4	18,656	21,955.5	56,172.9

(Nguồn: EPTC, 2014)

Khoản thanh toán thị trường (có bao gồm thuế)	16,989	28,532	27,521	73,042

(Nguồn: EPTC, 2015)

Khoản thanh toán thị trường (có bao gồm thuế)	13,560	45,674	20,508	79,742

(Nguồn: EPTC, 2016)

2.3 Vấn đề tồn tại trong công tác thanh toán tại công ty Mua bán điện

2.3.1.1 Chậm xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày do sai lệch trong số liệu đề nghị thanh toán của nhà máy điện và SMO

Nhiệm vụ của EPTC là tính toán các khoản thanh toán trên thị trường điện bằng phần mềm hỗ trợ thanh toán dựa trên các dữ liệu đầu vào do SMO và GENCO cung cấp, sau đó xác nhận các khoản toán này trên trang Web thị trường điện trong thời gian quy định là 2 ngày (Từ ngày D+4 đến ngày D+6). Các dữ liệu đầu vào này được SMO và GENCO cung cấp cho EPTC một cách độc lập với nhau nên sẽ xảy ra trường hợp sai lệch số tiền đề nghị thanh toán của 2 đơn vị. Việc sai lệch số liệu đề nghị thanh toán của 2 đơn vị dẫn đến việc EPTC mất thời gian tính toán và đối chiếu các khoản thanh toán này và tìm nguyên nhân sai lệch số liệu đề nghị thanh toán, phản hồi lại 2 đơn vị nhằm thống nhất lại các khoản thanh toán cho nhà máy, dẫn đến việc chậm thời gian xác nhận khoản thanh toán của nhà máy so với quy định.

Trong trường hợp đối chiếu phát hiện có sai lệch, căn cứ theo Thông tư số: 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 “Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh” và các bộ quy trình dưới các thông tư, ta tiến hành xử lý như sau:

Kiểm tra các dữ liệu đầu vào (Input) do GENCO và SMO đưa vào phần mềm tính toán thanh toán thị trường điện bao gồm:

- Bản chào giá của nhà máy điện do 2 đơn vị cung cấp, đối chiếu với bản chào giá hợp lệ cuối cùng, được công bố trên Web thị trường điện
- Đối chiếu số liệu đo đếm của nhà máy cung cấp và SMO cung cấp. So sánh với số liệu đo đếm được Đơn vị cung cấp dịch vụ quản lý và đo đếm điện năng (MDMSP) thu thập.
- Nhật ký lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường

điện đối với nhà máy điện. So sánh với sổ nhật ký lệnh DCS của nhà máy.

- Các thông tin về thị trường điện: Phụ tải hệ thống, sản lượng điện nhập khẩu, sản lượng điện của các nhà máy đa mục tiêu….
- Các thông tin về quá tải lưới điện truyền tải do đơn vị truyền tải điện cung cấp.

Ví dụ trường hợp nhà máy Nậm Na 2 trực tiếp tham gia thị trường điện, có số liệu đề nghị thanh toán ngày 15/03/2017 giữa nhà máy và SMO sai lệch nhau.

Nhà máy Nậm Na 2 được SMO huy động nhà máy căn cứ theo bản chào giá của nhà máy trong ngày 15/03/2017. Tuy nhiên, do nhà máy điện nhập thiếu sót lệnh điều độ của SMO trong ngày 15/03/2017, phần mềm thanh toán hiểu rằng nhà máy Nậm Na 2 không được SMO huy động trong ngày 15/03/2017, do đó phần sản lượng thực tế nhà máy đã phát trong ngày là phần sản lượng phát sai khác (Qdu) so với lệnh điều độ của SMO.

Toàn bộ phần sản lượng phát tăng thêm so với lệnh điều độ này theo quy định được thanh toán theo giá chào thấp nhất của tổ máy được lập lịch Pbmin=0.

$$Rdu = Qdu \times Pbmin = 0$$

Theo quy định:

$$Qsmp = Qm - Qdu = 0 \rightarrow Rsmp = SMP \times Qsmp = 0$$

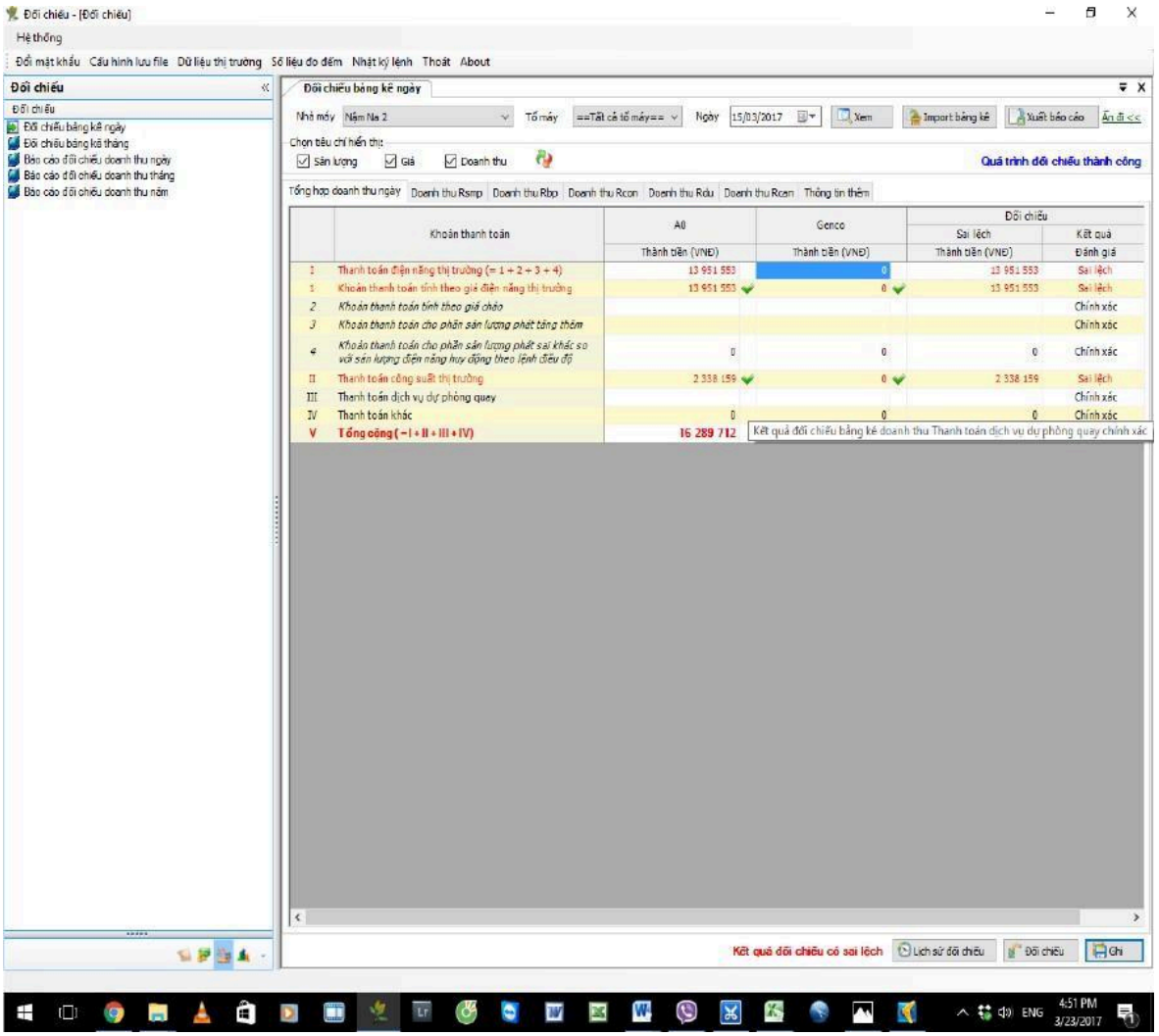
Do đó khoản thanh toán cho nhà máy Nậm Na 2:

$$R = Rsmp + Rdu = 0 \text{ (đồng)}$$

Do đó, dẫn đến khoản thanh toán do nhà máy tính toán trong ngày 15/03/2017 bị sai lệch so với khoản thanh toán mà đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đã tính toán.

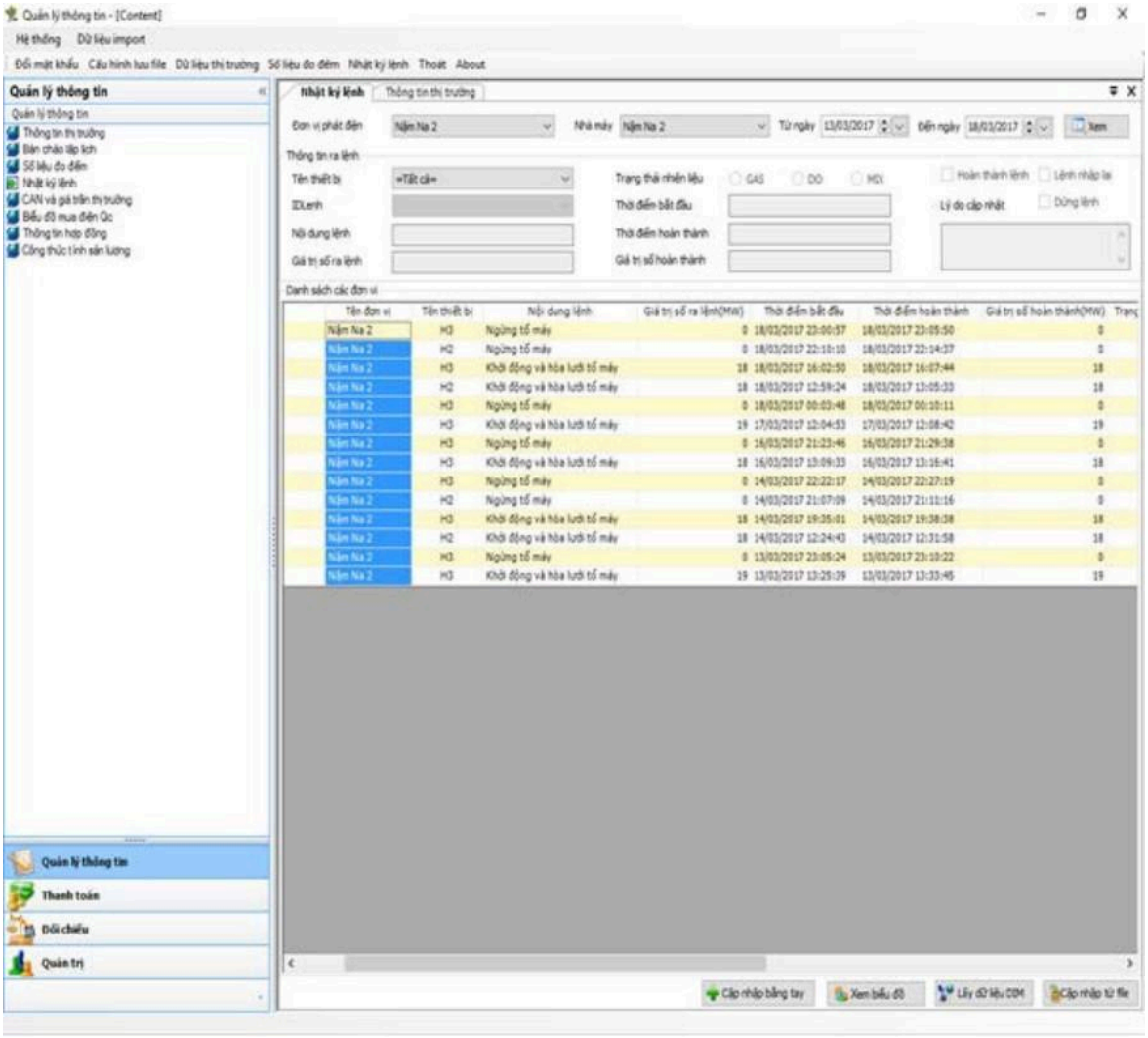
Sau khi EPTC phản hồi lại nhà máy vấn đề sai lệch số liệu đề nghị thanh toán và nguyên nhân dẫn tới sai lệch đó, nhà máy kiểm tra lại, cập nhật dữ liệu đầu vào mới và đề nghị khoản thanh toán mới. Sau đó, EPTC sẽ đối chiếu khoản thanh toán mới này với khoản thanh toán đã tính toán của SMO, thống nhất lại khoản thanh toán đề nghị giữa 2 đơn vị. Điều này dẫn đến việc chậm xác nhận các khoản thanh toán của nhà máy trên trang Web thị trường điện

Luận văn 24



Hình 2.1. Đối chiếu số liệu trong phần mềm hỗ trợ tính toán NM Nậm Na 2

(Nguồn: EPTC, 2017)



Theo quy định, việc tính toán các khoản thanh toán cho nhà máy phải được thực hiện hàng ngày và khoản thanh toán này phải được xác nhận trên trang Web thị trường điện bằng chữ ký điện tử. Hiện nay, Công ty Mua bán điện đã bố trí nhân lực thanh toán cho các nhà máy hàng ngày bao gồm: 1 chuyên viên trực tiếp thực hiện và 1 chuyên viên có trách nhiệm dự phòng cho chuyên viên trực tiếp trong trường

hợp cá nhân trực tiếp vướng bận các công tác khác: Bận họp, đi công tác, nghỉ ốm…

Hình 2.3. Bảng phân công công việc phòng Giao dịch Thị trường



BẢNG PHÂN CÔNG CÔNG VIỆC PHÒNG GDTT

NMĐ trực tiếp tham gia TTĐ: đối soát thanh toán

STT	Nhà máy điện	Chuyên viên thực hiện	Chuyên Viên dự phòng	Lãnh đạo phụ trách
1	A Lưới	Đỗ Mạnh Hà	Phạm Quý Thắng	Nguyễn Đào Mười
2	Hương Điền	Đỗ Mạnh Hà	Phạm Quý Thắng	Phạm Thị Quỳnh Vân
3	Phú Mỹ 1	Đỗ Mạnh Hà	Phạm Quý Thắng	Phạm Thị Quỳnh Vân
4	Phú Mỹ 21	Đỗ Mạnh Hà	Phạm Quý Thắng	Phạm Thị Quỳnh Vân
5	Phú Mỹ 4	Đỗ Mạnh Hà	Phạm Quý Thắng	Phạm Thị Quỳnh Vân
6	Cẩm Phả	Đỗ Mạnh Hà	Phạm Quý Thắng	Phạm Thị Quỳnh Vân
7	Đak Đrinh	Đỗ Mạnh Hà	Phạm Quý Thắng	Nguyễn Đào Mười
8	Nậm Na 2	Đỗ Mạnh Hà	Trần Thanh Liêm	Nguyễn Đào Mười
9	Bắc Hà	Đỗ Mạnh Hà	Trần Thanh Liêm	Quách Văn Việt
10	Bắc Bình	Dương Duy Linh	Trần Thanh Liêm	Phạm Thị Quỳnh Vân
11	Đại Ninh	Dương Duy Linh	Trần Thanh Liêm	Nguyễn Đào Mười
12	Khe Bố	Dương Duy Linh	Trần Thanh Liêm	Phạm Thị Quỳnh Vân
13	Uông Bí MR 1	Dương Duy Linh	Phạm Quý Thắng	Phạm Thị Quỳnh Vân
14	Uông Bí MR 2	Dương Duy Linh	Phạm Quý Thắng	Phạm Thị Quỳnh Vân
15	Sông Ba Hạ	Dương Duy Linh	Trần Thanh Liêm	Quách Văn Việt
16	Nhơn Trạch 2	Ngô Thị Thúy Hằng	Nguyễn Đức Trường	Phạm Thị Quỳnh Vân
17	ĐakR'tih	Ngô Thị Thúy Hằng	Nguyễn Đức Trường	Phạm Thị Quỳnh Vân
18	Srokphumieng	Ngô Thị Thúy Hằng	Phạm Huyền My	Nguyễn Đào Mười
19	Ngòi Phát	Ngô Thị Thúy Hằng	Phạm Huyền My	Phạm Thị Quỳnh Vân
20	Cửa Đạt	Ngô Thị Thúy Hằng	Lưu Quang Minh	Phạm Thị Quỳnh Vân
21	Đa Mi	Nguyễn Đức Trường	Ngô Thị Thúy Hằng	Nguyễn Đào Mười
22	Đa Nhim	Nguyễn Đức Trường	Ngô Thị Thúy Hằng	Nguyễn Đào Mười
23	Hải Phòng	Nguyễn Đức Trường	Nguyễn Thị Huyền Trang	Nguyễn Đào Mười

Sheet1 Sheet2 Sheet3

(Nguồn: EPTC, 2017)

Tuy nhiên sự phối hợp giữa chuyên viên trực tiếp thực hiện và chuyên viên dự phòng trong công tác thanh toán vẫn chưa được tốt dẫn đến việc tính toán, xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày chậm.

Việc bố trí một chuyên viên phải tính toán các khoản thanh toán cho các loại hình nhà máy điện khác nhau như hiện nay cũng dẫn tới thời gian tính toán và phát hiện những sai lệch trong quá trình tính toán lâu hơn, ảnh hưởng đến việc xác nhận khoản doanh thu nhà máy điện hàng ngày. Ví dụ: Chuyên viên Đỗ Mạnh Hà phụ trách tính toán các khoản thanh toán trên thị trường điện cho các nhà máy: Thủy điện (A Lưới, Hương Điền, Dakrink, Nậm Na 2), Nhiệt điện than (Cẩm Phả), Tuabin khí (Phú Mỹ 1, Phú Mỹ 2.1, Phú Mỹ 4).

Theo thống kê trong năm 2016, tháng nào cũng có ngày chậm chốt số liệu với tổng số ngày chậm chốt trong năm cao nhất là thời điểm tháng 2 (tháng Tết âm lịch): 150 ngày, chiếm 30.2%, tháng 12: 160 ngày, chiếm 32,3% (là thời điểm các nhân viên phụ trách thanh toán đi công tác tại nhà máy Quảng Ninh theo yêu cầu của Công ty từ ngày 11/12/2016-18/12/2016).. Sự chậm trễ này nếu phát sinh chênh lệch về số liệu đề nghị thanh toán giữa nhà máy điện và SMO, sẽ gây ra việc dồn ứ thông tin và chậm thanh toán là điều khó tránh khỏi.

Bảng 2.11. Thống kê tình hình chậm chốt số liệu thanh toán tháng của năm 2016

Tháng	Số ngày chậm chốt	Số nhà máy bị chậm	Tổng số ngày chậm	Tỉ lệ số ngày chậm trong năm
1	2	5	10	2.0%
2	5	30	150	30.2%
3	4	5	20	4.0%
4	2	5	10	2.0%
5	1	7	7	1.4%
6	5	6	30	6.0%
7	3	7	21	4.2%
8	5	7	35	7.1%
9	2	5	10	2.0%
10	1	8	8	1.6%
11	5	7	35	7.1%
12	4	40	160	32.3%
Cả năm			496	100%

2.3.2 Chậm quyết toán cho các nhà máy hàng tháng

Việc thanh toán các khoản thanh toán cho các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường phát điện cạnh tranh dựa trên các số liệu đo đếm sản lượng của nhà máy được ghi nhận từ hệ thống công tơ đo đếm đặt tại các nhà máy điện. Khi hệ thống công tơ đo đếm này gặp sự cố sẽ gây ảnh hưởng đến tính chính xác trong việc thanh toán thị trường điện cho các nhà máy này. Việc kiểm định hệ thống đo đếm điện năng theo quy định là định kỳ hàng năm đối với từng nhà máy, dẫn đến xác suất xảy ra trường hợp thao tác sai của nhân viên trực tiếp tháo lắp sau khi kiểm định hệ thống đo đếm là không nhỏ. Năm 2016, Công ty Mua bán điện ghi nhận 2 trường hợp hệ thống đo đếm của nhà máy hoạt động sai là trường hợp của nhà máy Uông Bí và Sông Tranh 2 dẫn đến công tác thanh toán hàng ngày của 2 nhà máy này bị chậm, dẫn đến việc thanh toán tháng cho nhà máy bị chậm. Hệ quả là các nhà máy điện Uông Bí và Sông Tranh 2 có văn bản kiến nghị lên Cục điều tiết điện lực để giải quyết việc chậm thanh toán cho các nhà máy điện này.

Trường hợp xác nhận chậm các khoản thanh toán hàng ngày và quyết toán chậm các khoản thanh toán tháng của nhà máy Uông Bí mở rộng tháng 04/2016

Nhà máy Uông Bí mở rộng gồm 2 tổ máy: S7 và S8 thuộc Công ty Nhiệt điện Uông Bí trực tiếp tham gia thị trường điện. Nhà máy đăng ký lịch sửa chữa cho năm 2016 từ đầu năm 2016 và kế hoạch này được SMO đồng ý và phê duyệt. Tổ máy S8 - nhà máy Uông Bí mở rộng ngừng máy từ ngày 02/04/2016 đến 20/08/2016 để trung tu tổ máy và theo thông tin từ nhật ký lệnh (DIM), SMO không huy động nhà máy trong suốt thời gian sửa chữa này.

Tuy nhiên sau khi EPTC tính toán và kiểm tra các khoản thanh toán hàng ngày, EPTC nhận thấy dữ liệu của nhà máy điện và SMO cung cấp cho EPTC là số liệu đo đếm tháng 04/2016 của nhà máy Uông Bí bị sai lệch (hệ thống công tơ đo đếm ghi nhận sản lượng phát lên lưới điện hệ thống trong khi tổ máy đang dừng).

Các số liệu đo đếm này đã được SMO và nhà máy điện đưa vào tính toán các

khoản thanh toán cho nhà máy trong tháng 04/2016.

SẢN LƯỢNG ĐIỆN GIAO NHẬN																									
Tháng 04/2016																									
Đơn vị phát điện:			Tổng công ty phát điện 1																						
Nhà máy điện:			Uông Bí MR2																						
Đơn vị: MWh			NĐ	TT	UONG BI M\\10.33.0.4\p3\P3\BANG KE THANH TOAN TTD\SLHD Qc\																				
Từ ngày	1	Tháng	4	năm	2016																				
Đến ngày	30	Tháng	4	năm	2016																				
Lấy SLĐĐ				Lấy Qc																					
Phương thức giao	G1020G1020G10203S000B631KwhNhan																								
Phương thức nhận																									
Tên file SLDD	BaoCaoTongHOp_SLDD_Ngay_																								
Đường dẫn Qmq	\\10.33.0.4\P3\P3\TONG HOP CHI PHI MUA DIE																								
Đường dẫn SMP	\\10.33.0.4\P3\P3\TONG HOP CHI PHI MUA DIE																								

Ngày	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Tổng
4/1/2016	217.53	214.51	176.92	162.42	45.44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	816.81
4/2/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/3/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/4/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/5/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/6/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	0.01	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02
4/7/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02
4/8/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/9/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/10/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/11/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/12/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/13/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/14/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/15/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/16/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/17/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/18/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/19/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/20/2016	-	-	-	-	-	0.01	-	-	-	-	-	0.00	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.19
4/21/2016	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.00	-	0.01	0.01	0.01	0.00	-	-	-	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.25
4/22/2016	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.23
4/23/2016	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.01	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	0.12
4/24/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/25/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/26/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/27/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/28/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/29/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4/30/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tổng sản lượng điện năng giao nhận tháng 4: 817.634 MWh

Hình 2.4. Số liệu đo đếm của nhà máy Uông Bí mở rộng do nhà máy điện và SMO thống nhất đưa vào tính toán tháng 04/2016

(Nguồn: EPTC, 2016)

Khi phát sinh sự cố như trên, các phòng chức năng liên quan tại EPTC đã phối hợp với nhau để làm rõ vấn đề và xử lý:

- Phòng Giao dịch thị trường (**sau 5 ngày,** từ lúc phát hiện ra sự cố đo đếm trên) đã xin ý kiến bằng hình thức gửi văn bản tới các phòng Kỹ thuật và CNTT và

Phòng Kinh doanh Bán điện (có chức năng xử lý các vấn đề về công tơ đo đếm) đồng thời phản hồi vấn đề phát sinh sự cố tháng 04/2016 đối với Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia và nhà máy Uông Bí mở rộng.

- Phòng Kinh doanh Bán điện (sau 15 ngày) và Phòng Kỹ thuật và CNTT (**sau 30 ngày**) đã có văn bản trả lời phòng Giao dịch thị trường với 2 ý kiến:

  - Loại điện năng phát sinh theo chiều nhà máy Uông Bí mở rộng giao lên lưới điện trong thời gian tổ máy không phát.
  - Đề xuất nhà máy nhiệt điện Uông Bí MR2 tổ chức kiểm tra hệ thống đo đếm của nhà máy.

Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia (Sau 20 ngày) đề nghị nhà máy Uông Bí Mở rộng phối hợp với EPTC để thống nhất việc hiệu chỉnh số liệu đo đếm trong thời gian này.

- Phòng thị trường (sau 30 ngày) nhận được tất cả ý kiến của 2 phòng Kinh doanh bán điện và Phòng Kỹ thuật và công nghệ thông tin. Sau đó, Phòng thị trường – EPTC báo cáo lãnh đạo Công ty và đề nghị **tạm thanh toán** cho nhà máy Uông Bí tháng 04/2016 theo phương án loại bỏ phần sản lượng bất thường và **(sau 5 ngày)** đề nghị Phòng Kinh doanh bán điện tính toán sản lượng điện năng truy thu/ thoái hoàn.

- Sau khi nhận được văn bản, phòng Kinh doanh Bán điện **(sau 10 ngày)** đã tính toán lại số liệu sản lượng điện năng trong các ngày bị sai lệch để gửi Phòng thị trường - EPTC và Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia.

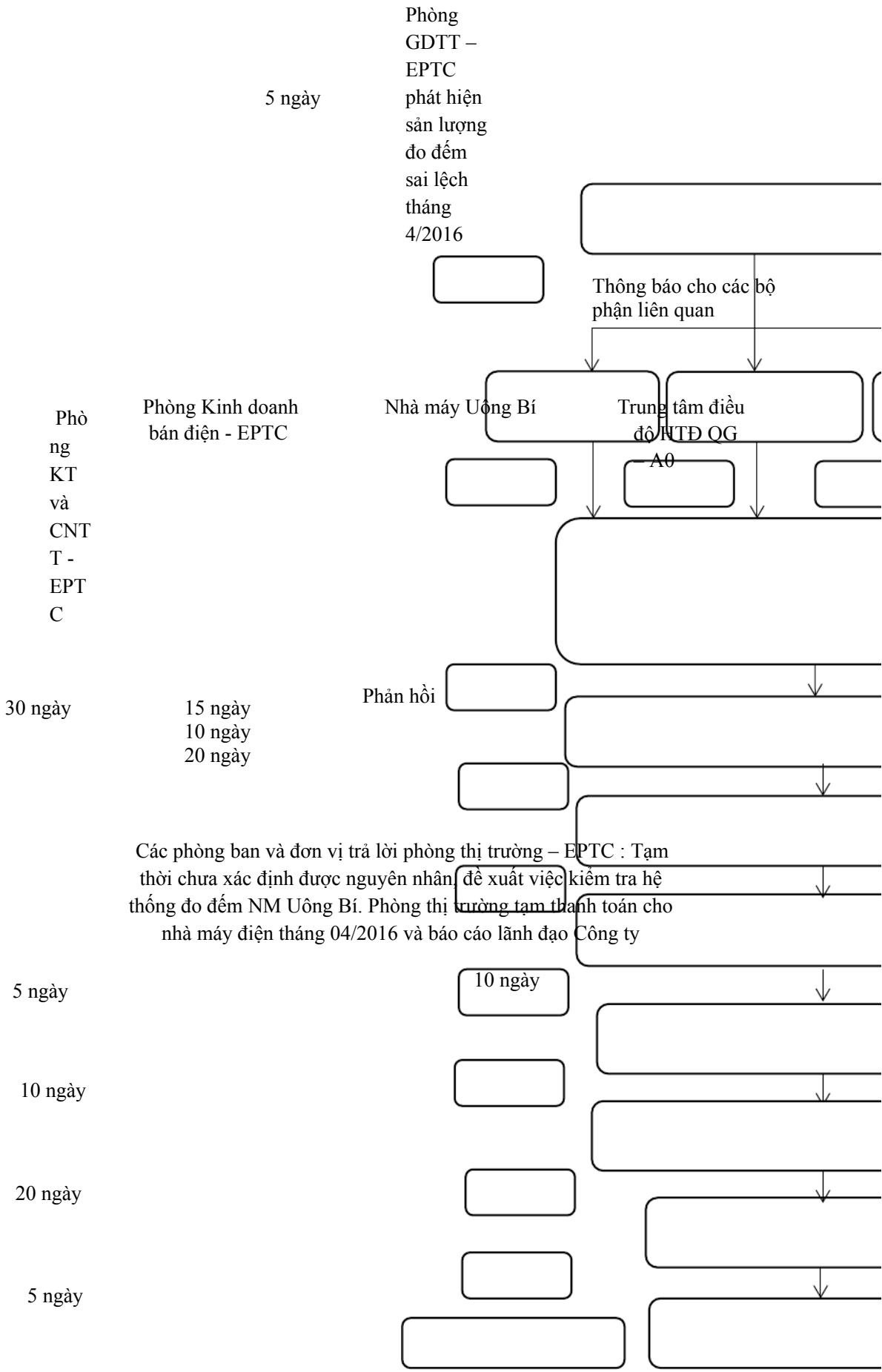
- Căn cứ vào các số liệu tính toán của Phòng Kinh doanh Bán điện, Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc Gia **(sau 20 ngày)** tính toán lại và công bố lại các khoản thanh toán sơ bộ cho các ngày có sản lượng đo đếm bất thường và các khoản thanh toán trong cả tháng 04/2016 trên Web thị trường điện.

- **Sau 5 ngày**, Phòng thị trường – EPTC và Nhà máy Uông Bí mở rộng kiểm tra và xác nhận khoản thanh toán các ngày này trong tháng 04/2016 và tổng các khoản thanh toán tháng 04/2016 trên Web thị trường điện.

- **Sau 10 ngày**, Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc Gia công bố khoản thanh toán hoàn chỉnh của nhà máy Uông Bí mở rộng tháng 04/2016.
- **Sau 5 ngày**, Nhà máy Uông Bí mở rộng lập hồ sơ thanh toán tháng 04/2016.
- **Sau 22 ngày**, EPTC kiểm tra hồ sơ thanh toán và báo cáo EVN, sau đó cấp tiền cho EPTC thanh toán cho nhà máy Uông Bí mở rộng tháng 04/2016.

Như vậy, việc quyết toán các khoản thanh toán cho nhà máy Uông Bí mở rộng được thực hiện **sau 112 ngày** (từ tháng 4/2016 đến tháng 7/2016). Điều này ảnh hưởng đến lợi ích của nhà máy Uông Bí mở rộng trong các tháng phát sinh sự cố về đo đếm. Do đó, nhà máy Uông Bí đã kiến nghị lên Cục điều tiết điện lực vấn đề chậm quyết toán cho nhà máy này trong tháng 04/2017, gây ảnh hưởng đến uy tín của Công ty trong thời điểm chuyển giao giữa Thị trường phát điện cạnh tranh và Thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

Luận văn 24


Phòng GDTT – EPTC phát hiện sản lượng đo đếm sai lệch tháng 4/2016
5 ngày
Thông báo cho các bộ phận liên quan
Phòng Kinh doanh bán điện - EPTC
Nhà máy Uông Bí
Trung tâm điều độ HTĐ QG – A0
Phòng KT và CNTT - EPTC
Phản hồi
30 ngày
15 ngày
10 ngày
20 ngày
Các phòng ban và đơn vị trả lời phòng thị trường – EPTC : Tạm thời chưa xác định được nguyên nhân, đề xuất việc kiểm tra hệ thống đo đếm NM Uông Bí. Phòng thị trường tạm thanh toán cho nhà máy điện tháng 04/2016 và báo cáo lãnh đạo Công ty
10 ngày
5 ngày
10 ngày
20 ngày
5 ngày

Lãnh đạo công ty chỉ đạo phòng Kinh doanh bán điện tính toán sản lượng truy thu/thoái hoàn trong thời gian bị sự cố

Phòng Kinh doanh tính toán sản lượng truy thu/thoái hoàn gửi phòng thị trường, SMO, nhà máy

SMO sử dụng sản lượng đã tính toán, lập bảng tính toán sơ bộ các khoản thanh toán trên thị trường điện tháng

Phòng thị trường và nhà máy xác nhận khoản thanh toán trên thị trường điện tháng 4/2016

SMO công bố bảng kê hoàn chỉnh tháng 4/2016

Nhà máy lập hồ sơ gửi EPTC

22 ngày

EPTC kiểm tra hồ sơ, báo cáo EVN thanh toán cho nhà máy Uông Bí tháng 04/2016

Tổng : 112 ngày

Sơ đồ 2.4. Quá trình thanh toán trên thực tế cho nhà máy Uông Bí 04/2016

2.3.3 Phân tích nguyên nhân

Nguyên nhân thứ nhất dẫn đến chậm xác nhận các khoản thanh toán cho nhà máy hàng ngày là do số liệu đề nghị thanh toán giữa nhà máy điện và SMO sai lệch, do 2 bên không thống nhất được các thành phần sản lượng: Qsmp, Qcon, Qdu, Qbp, Qcan và các thành phần giá tương ứng. Điều này xảy ra là do số liệu đầu vào để tính toán ra các khoản thanh toán phải trả nhà máy bị sai lệch dẫn đến các thành phần sản lượng nêu trên đưa vào tính toán đang bị sai lệch theo. Việc kiểm soát sự chính xác của số liệu đầu vào phần mềm hỗ trợ thanh toán giúp hạn chế sai lệch số liệu đề nghị thanh toán là điều cần thiết. Tuy nhiên, ở vị trí của Công ty Mua bán điện, Công ty không có chức năng và quyền hạn để kiểm soát các dữ liệu đầu vào này. Do đó, Công ty cần bố trí nhân lực một cách hợp lý để nhanh chóng tính toán và kiểm tra các số liệu đề nghị thanh toán của nhà máy điện và SMO nhằm phát hiện sớm và thông báo sớm những sai sót cho các đơn vị biết cũng như nguyên nhân xảy ra sai sót là do dữ liệu đầu vào nào.

Nguyên nhân thứ hai dẫn đến chậm xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày là do việc phối hợp giữa các chuyên viên trực tiếp thực hiện thanh toán và chuyên viên dự phòng là không tốt. Điều này xảy ra khi chuyên viên trực tiếp thực hiện thanh toán không thể tính toán các khoản thanh toán do bận các công tác khác: đi họp, đi công tác.. và không thông báo tới chuyên viên dự phòng, chuyên viên dự phòng không nắm được thông tin về tình hình tính toán khoản thanh toán hàng ngày của chuyên viên trực tiếp.

Việc bố trí một nhân viên phụ trách tính toán khoản thanh toán cho nhiều loại hình nhà máy khác nhau như: Thủy điện, Tuabin khí, Nhiệt điện than như hiện nay gây ra sự khó khăn nhất định trong quá trình tính toán và phát hiện các nguyên nhân sai lệch trong quá trình tính toán, gây ra sự chậm trễ trong việc xác nhận các khoản thanh toán cho nhà máy hàng ngày.

2.3.3.2. Nguyên nhân chậm quyết toán cho các nhà máy hàng tháng

Vấn đề quyết toán các khoản thanh toán cho nhà máy hàng tháng gây ra bởi sự sai lệch số liệu đo đếm đưa vào tính toán (Trường hợp nhà máy Uông Bí Mở rộng tháng 04/2016) hiện nay được xử lý rất chậm.

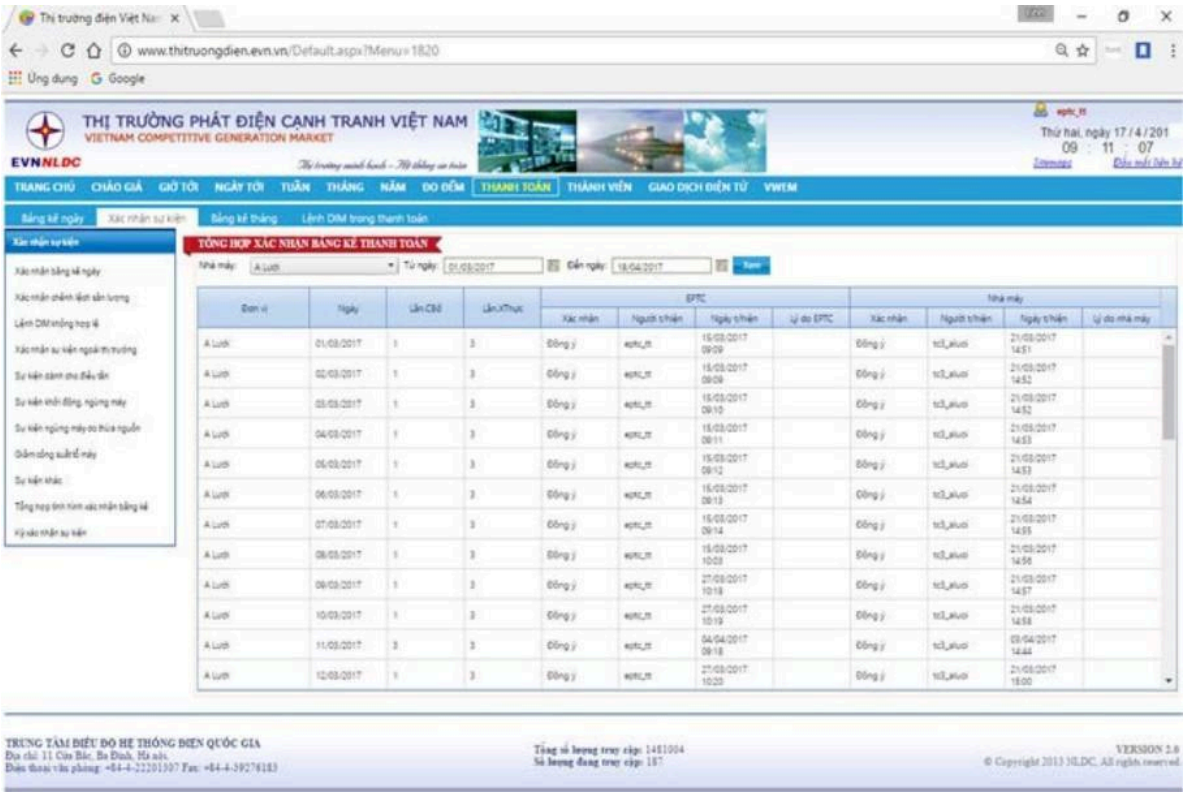
Nguyên nhân thứ nhất là do bộ phận chịu trách nhiệm thanh toán trực tiếp cho nhà máy (Phòng thị trường – EPTC) không nắm bắt được nguyên nhân cụ thể gây ra sự cố về đo đếm (do công tơ đo đếm sai lệch hay do hệ thống đấu nối vào công tơ đo đếm bị sai lệch) và bộ phận chịu trách nhiệm xử lý vấn đề này (Phòng Kinh doanh bán điện hay Phòng Kỹ thuật và CNTT).

Nguyên nhân thứ hai là do sự chậm trễ trong việc xác định nguyên nhân của sự cố đo đếm của các bộ phận liên quan (Phòng Kinh doanh bán điện và Phòng Kỹ thuật và CNTT) dẫn đến việc chậm xác định các số liệu đo đếm bị sai lệch để sử dụng trong tính toán các khoản thanh toán.

Việc hiện nay chưa có những quy trình cụ thể nhằm quy định trình tự và thời gian xử lý các vấn đề liên quan đến sai lệch số liệu đo đếm cũng làm cho sự phối hợp giữa các bộ phận trong nội bộ EPTC và EPTC – Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia thiếu hiệu quả.

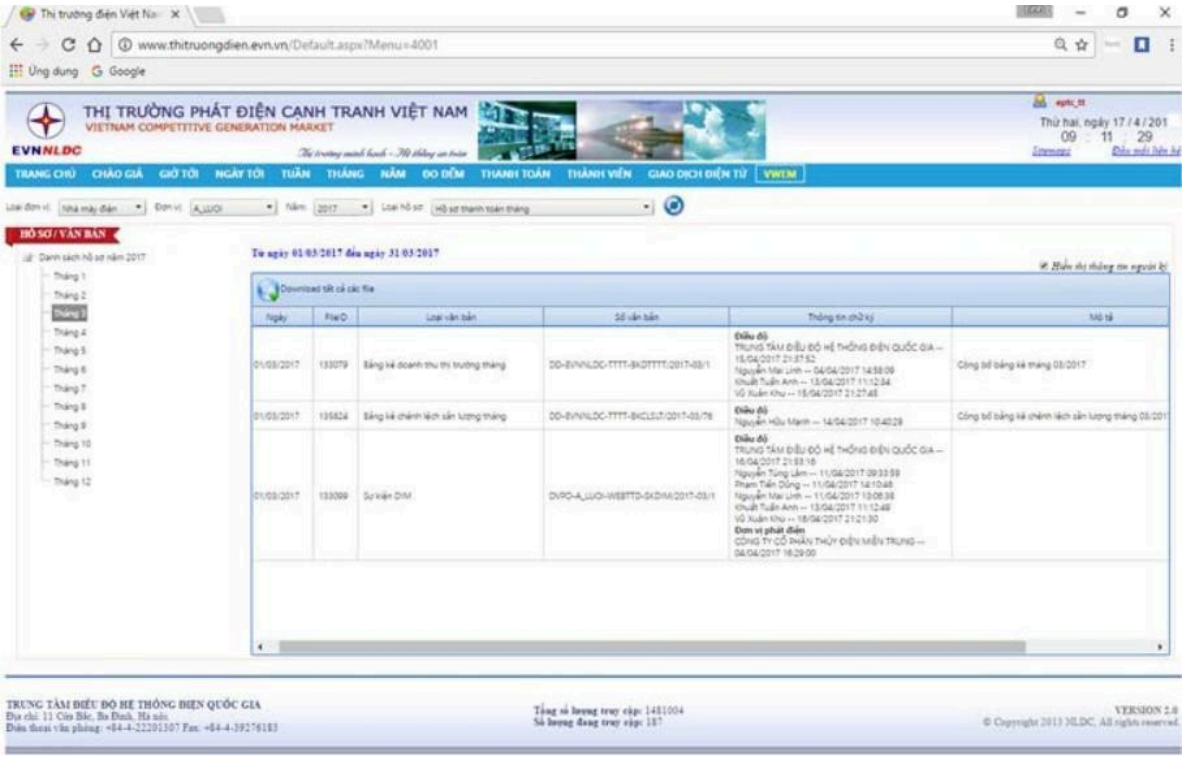
2.3.3.3. Các nguyên nhân khác

Việc thiếu quy định, thiếu giám sát các hoạt động xác nhận và chốt số liệu thanh toán hiện nay cũng gây ra sự chậm trễ trong việc thanh toán. Hiện nay, các đơn vị tham gia thị trường điện đã sử dụng chữ ký điện tử để ký xác nhận các khoản thanh toán trên thị trường điện, được áp dụng từ ngày 01/01/2016. Tuy nhiên, việc sử dụng chữ ký điện tử chỉ áp dụng để xác nhận các khoản thanh toán trên thị trường. Đối với trường hợp chậm xác nhận, hiện nay chưa có quy định cho việc sử dụng chữ ký điện tử để làm cơ sở để xử lý các trường hợp xác nhận muộn các khoản thanh toán trên thị trường điện.



Hình 2.5. Bảng xác nhận chữ ký điện tử các khoản thanh toán hàng ngày và thời gian các đơn vị xác nhận số liệu trên Web thị trường điện

(Nguồn: EPTC, 2017)



Hình 2.6. Các văn bản pháp lý nội bộ ký bằng chữ ký điện tử và thời gian đơn vị công bố số liệu trên Web thị trường điện

(Nguồn: EPTC, 2017)

Việc hạn chế về nguồn nhân lực tham gia công tác thanh toán cho nhà máy điện cũng ảnh hưởng tới sự chậm trễ trong việc tính toán các khoản thanh toán hàng ngày và hàng tháng tại Công ty. Đến hết năm 2016, số lượng nhân lực cho công tác thanh toán cho các nhà máy trên thị trường điện là 11 người, số nhà máy tham gia thị trường là 73 nhà máy và tiếp tục tăng lên trong những năm tiếp theo theo quy định trong thị trường phát điện cạnh tranh. Các cá nhân phụ trách mảng thanh toán còn đảm nhận các vị trí công việc khác như tính toán thanh toán cho các nhà máy tham gia gián tiếp thị trường điện (các nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ: Bà Rịa, Ô Môn S2...), ước tính chi phí hàng ngày cho các nhà máy điện... do đó, cần bố trí hợp lý các vị trí thanh toán để nâng cao hiệu quả công việc.

Việc các nhà máy điện chưa nắm rõ ràng các quy định về thị trường điện: cũng dẫn tới việc phối hợp của EPTC và nhà máy gặp khó khăn, gây ra sự chậm trễ

trong quá trình thanh toán hàng ngày và hàng hàng

Trên đây là các nguyên nhân lớn khiến công tác tính toán thanh toán cho các nhà máy điện hàng ngày và hàng tháng tại Công ty Mua bán điện bị chậm trễ. Nếu khắc phục được những nhược điểm này thì quá trình thanh toán sẽ diễn ra thuận lợi và chính xác. Chi tiết các phương án khắc phục sẽ được đề cập trong Chương 3.

Tóm tắt Chương 2

Chương 2 đã phân tích rất rõ ràng và khách quan về thực trạng thanh toán cho các nhà máy điện tại công ty Mua bán điện. Xuất phát từ quy trình đã được quy định rõ trong Thông tư của Bộ Công thương, Cục Điều tiết điện lực và các quy định nội bộ của công ty, Công ty Mua bán điện đã bố trí nhân sự thực hiện nhiệm vụ tính toán, kiểm tra và đối soát các khoản thanh toán cho các nhà máy điện hàng ngày và hàng tháng. Nhờ sự hỗ trợ của phần mềm hỗ trợ thanh toán điện, khối lượng tính toán các khoản thanh toán được giảm tải và độ chính xác tăng lên. Tuy nhiên, không tránh khỏi các sai sót và chậm trễ trong quá trình thanh toán so với quy định, ảnh hưởng đến uy tín chung của công ty. Nguyên nhân chính là do đội ngũ nhân sự chưa phối hợp chặt chẽ trong công tác tính toán hàng ngày và hàng tháng, chưa có chế tài xử phạt hành vi thiếu trách nhiệm trong công tác thanh toán, cũng như việc thiếu quy định, thiếu giám sát các hoạt động xác nhận và chốt số liệu thanh toán đã gây ra sự chậm trễ trong việc thanh toán . Một số giải pháp và kiến nghị nhằm nâng cao hiệu quả thanh toán sẽ được đề cập chi tiết trong Chương 3.

CHƯƠNG 3
GIẢI PHÁP CẢI THIỆN CÔNG TÁC THANH TOÁN CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TẠI CÔNG TY MUA BÁN ĐIỆN

3.1. Định hướng phát triển công ty

3.1.1. Phương hướng chung

Trong cuộc họp "Tổng kết thành quả năm 2016 và Phương hướng Nhiệm vụ năm 2017", Ban lãnh đạo Công ty đã thống nhất phương hướng hoạt động của Công ty trong giai đoạn tới như sau: Tổ chức triển khai thực hiện hiệu quả các Thông tư, quy định của Bộ Công Thương/Cục Điều tiết điện lực, EVN; tích cực và chủ động đưa thị trường điện Việt Nam trở thành thị trường điện cạnh tranh phát triển và chuẩn bị cho giai đoạn tiếp theo; đề ra những giải pháp cụ thể, linh hoạt phù hợp với đặc điểm tình hình của đơn vị; tích cực không ngừng đổi mới, nâng cao năng lực lãnh đạo và trình độ của cán bộ công nhân viên nhằm phấn đấu hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ năm 2017 của EVN giao, nâng cao uy tín của Công ty trong Tập đoàn.

Mục tiêu của công ty: "Tập trung mọi nguồn lực của Công ty để hoàn thành tốt các nhiệm vụ được giao, góp phần đảm bảo mục tiêu chung của EVN".

3.1.2. Nhiệm vụ năm 2017

Trong năm 2017, Công ty sẽ phấn đấu hoàn thành tốt các nhiệm vụ chính như sau:

- Thực hiện tốt các hợp đồng mua bán điện với các đơn vị phát điện, các Tổng Công ty Điện lực; Hợp đồng Dịch vụ Truyền tải điện với Tổng Công ty Truyền tải điện quốc gia; Hợp đồng xuất nhập khẩu điện năng ở cấp điện áp 220- 110 kV.

- Thực hiện tốt kế hoạch đàm phán giá điện/hợp đồng mua bán điện đã thoả thuận với Chủ đầu tư các dự án nhà máy điện IPP, BOT có công suất trên 30MW, các nhà máy điện năng lượng mới theo phân cấp của Tập đoàn. Khẩn trương đàm

phán với chủ đầu tư với các dự án đã có Hợp đồng mua bán điện nhưng chưa có giá năm 2017 hoặc giá hết hạn trong năm 2017.

- Thực hiện tốt công tác thị trường điện: Thực hiện thanh toán cho các nhà máy điện hàng tháng một cách chính xác và đúng thời gian quy định, tiếp tục rà soát, hoàn thiện quy trình thanh toán và xây dựng hệ thống hỗ trợ thanh toán cho các nhà máy và Tổng Công ty điện lực; Nâng cao chất lượng công tác kiểm tra hồ sơ, lập kế hoạch đàm phán, đổi mới công tác đàm phán nhằm tăng cường hiệu quả đàm phán, rút ngắn thời gian đàm phán hợp đồng mua bán điện. Đào tạo và phát triển nguồn nhân lực tập trung vào các nội dung chính: (i) Nâng cao kỹ năng, kiến thức quản lý cho cán bộ lãnh đạo của các phòng trong Công ty; (ii) Đào tạo kiến thức chuyên môn cho cán bộ công nhân viên để đáp ứng được yêu cầu trong công tác thị trường bán buôn điện cạnh tranh (WEM).

3.2. Một số giải pháp cải thiện công tác thanh toán tại Công ty Mua bán điện

3.2.1. Giải pháp 1: Thiết lập các biện pháp giám sát, cảnh báo

Căn cứ đề xuất: Như đã trình bày trong Chương II, vấn đề còn tồn tại trong Công tác thanh toán cho các nhà máy tại Công ty Mua bán điện hiện nay là sự chậm trễ xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày so với quy định. Hai nguyên nhân dẫn tới vấn đề này là do sự sai lệch trong số liệu đề nghị thanh toán của nhà máy, SMO và sự chậm trễ xác nhận của chuyên viên phụ trách việc thực hiện tính toán các khoản hàng ngày. Như vậy, nếu chuyên viên thực hiện công tác thanh toán hàng ngày tiến hành tính toán theo đúng thời gian biểu thì sẽ phát hiện sớm và xử lý các vấn đề sai lệch này một cách kịp thời, đảm bảm thời gian quy định.

Nội dung đề xuất: Công ty cần có biện pháp giám sát và cảnh báo đối với các chuyên viên chậm trễ xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày và đối với lãnh đạo phụ trách công tác thanh toán tại công ty. Công ty bố trí chuyên viên lập công cụ cảnh báo dưới dạng file excel, file sẽ được lập **1 ngày/1 lần,** gửi đến các chuyên viên thực hiện tính toán hàng ngày thông qua thư điện tử hoặc gửi trực tiếp đến

chuyên viên. Các nội dung cảnh báo bao gồm:

- Tổng hợp tên nhà máy, tình trạng xác nhận (Đồng ý với khoản thanh toán hoặc Không đồng ý, lý do không đồng ý).
- Số ngày chậm thanh toán so với quy định.
- Tên chuyên viên trực tiếp thực hiện, tên chuyên viên dự phòng, lãnh đạo phụ trách (nếu có).

	A	B	C	D	E	F	H	I
1		TÌNH HÌNH XÁC NHẬN BẢNG KÊ NGÀY TRONG THÁNG 12.2016						
2		TỪ BẢNG KÊ NGÀY 1 ĐẾN 2						
3			EPTC					
4	TT	Nhà máy	Đồng ý	Không đồng ý	Lý do không đồng ý	Số ngày xác nhận chậm	Chuyên viên thực hiện	Chuyên viên dự phòng
5	1	A Lưới	2	0		0	Dương Duy Linh	Lưu Quang Minh
6	2	A Vương	2	0		0	Dương Duy Linh	Lưu Quang Minh
7	3	An Khê	2	0		1	Dương Duy Linh	Lưu Quang Minh
8	4	Bá Thước 2	2	0		0	Dương Duy Linh	Lưu Quang Minh
9	5	Bắc Bình	1	1	Sai lệch số liệu đo đếm	2	Dương Duy Linh	Lưu Quang Minh
10	6	Bắc Hà	2	0		0	Dương Duy Linh	Lưu Quang Minh
11	7	Bản Vẽ	2	0		0	Dương Duy Linh	Lưu Quang Minh
12	8	Bình Điền	2	0		1	Dương Duy Linh	Lưu Quang Minh
13	9	Buôn Kuốp	2	0		0	Trần Thanh Liêm	Dương Duy Linh
14	10	Buôn Tua Srah	1	1		0	Trần Thanh Liêm	Dương Duy Linh
15	11	Cẩm Phả	2	0		2	Trần Thanh Liêm	Dương Duy Linh
16	12	Cao Ngạn	2	0		0	Trần Thanh Liêm	Dương Duy Linh
17	13	Cửa Đạt	2	0		0	Trần Thanh Liêm	Dương Duy Linh
18	14	Đa Dâng 2	2	0		0	Trần Thanh Liêm	Dương Duy Linh
19	15	Đa Mi	2	0		0	Trần Thanh Liêm	Dương Duy Linh
20	16	Đa Nhim	2	0		0	Trần Thanh Liêm	Dương Duy Linh
21	17	Đại Ninh	1	1		0	Đỗ Mạnh Hà	Trần Thanh Liêm
22	18	Đak Đrinh	2	0		0	Đỗ Mạnh Hà	Trần Thanh Liêm
23	19	Đăk Mi 4	2	0		0	Đỗ Mạnh Hà	Trần Thanh Liêm
24	20	ĐakR'tih	2	0		0	Đỗ Mạnh Hà	Trần Thanh Liêm

Hình 3.1. File Excel cảnh báo đến các cá nhân thực hiện thanh toán

Việc cảnh báo sẽ được thực hiện theo quy trình như sau:

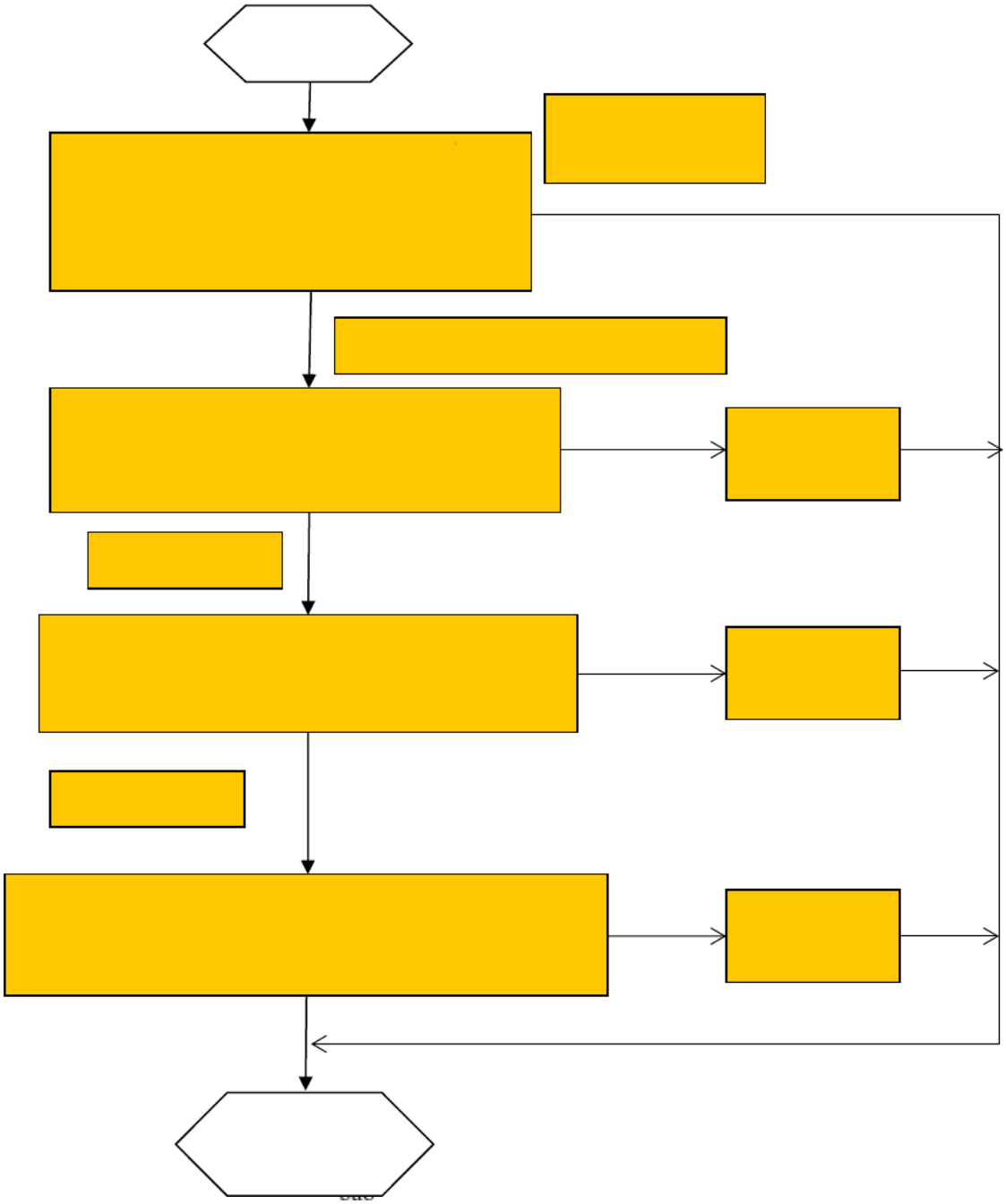
Cảnh báo lần 1: Gửi các thông tin cảnh báo đến các chuyên viên chính và dự phòng nếu việc xác nhận đang **bị chậm 1 ngày**. Điều này giúp chuyên viên chính biết được tình hình xác nhận chậm và có trao đổi tới chuyên viên dự phòng để xác nhận thay trong trường hợp chuyên viên chính bận các công tác khác. Chuyên viên dự phòng sau khi nhận được thông tin cảnh báo, sẽ phối hợp với chuyên viên chính để thực hiện việc tính toán các khoản thanh toán hàng ngày theo đúng quy

định.

Cảnh báo lần 2: Các thông tin cảnh báo tình hình xác nhận chậm sẽ được gửi đến lãnh đạo phụ trách nếu công tác xác nhận hàng ngày **bị chậm 2 ngày** theo hình thức qua thư điện tử hoặc thông báo trực tiếp để lãnh đạo được biết nếu và có hình thức xử lý ngay như: Làm việc trực tiếp với chuyên viên chính và chuyên viên dự phòng về vấn đề chậm thanh toán, qua đó xử lý vấn đề kịp thời hoặc bố trí chuyên viên thuộc nhóm khác tính toán thay thế tạm thời khi cả chuyên viên chính và dự phòng đều bận các công tác khác.

Cảnh báo lần 3: Các thông tin cảnh báo sẽ được gửi đến lãnh đạo công ty theo hình thức qua thư điện tử hoặc thông báo trực tiếp nếu công tác xác nhận hàng ngày **bị chậm hơn 2 ngày**.

Việc kết thúc cảnh báo chỉ được thực hiện khi chuyên viên thực hiện tính toán và xác nhận các khoản thanh toán đối với các ngày bị chậm.



Sơ đồ 3.1. Quy trình cảnh báo cho các trường hợp chậm chốt số liệu thanh toán

Kết quả kỳ vọng: Thực hiện đúng biện pháp cảnh báo trên sẽ làm cho thông tin về các vấn đề chậm trễ xác nhận khoản thanh toán hàng ngày được tất cả các thành viên liên quan được biết. Sự phối hợp giữa các thành viên hiệu quả hơn qua đó các thành viên liên quan sẽ xử lý kịp thời các vấn đề xác nhận chậm này. Nếu

Luận văn 24

thực hiện được giải pháp này sẽ giúp:

- Giảm số ngày chậm tối đa là **1 ngày** đối với trường hợp chuyên viên chính và dự phòng xử lý vấn đề ngay sau khi nhận được cảnh báo.
- Giảm số ngày chậm tối đa là **2 ngày** đối với trường hợp chuyên viên chính và dự phòng bận, lãnh đạo phụ trách sẽ bố trí các chuyên viên khác trong nhóm phụ trách thanh toán của công ty thực hiện thay thế.

Như vậy khi áp dụng giải pháp này, đối với các trường hợp chậm thực tế của năm 2016, số ngày chậm của 1 nhà máy sẽ giảm xuống tối đa là **2 ngày,** thay vì các trường hợp chậm 5 ngày (tháng 2), chậm 4 ngày (tháng 3), chậm 5 ngày (tháng 6).. như trên thực tế.

Như vậy, nếu áp dụng giải pháp, tổng số ngày chậm chốt số liệu của cả năm từ thực tế **496 ngày** xuống còn tối đa **249 ngày**, ứng với mức giảm **49,8%** so với thực tế.

Bảng 3.1. Kết quả kỳ vọng về tình hình chậm trễ thanh toán cho các nhà máy theo tháng năm 2016 sau khi áp dụng các đề xuất

Tháng	Số lượng nhà máy bị chậm	Số ngày chậm	Tổng số ngày chậm trong năm
1	5	2	10
2	30	2	60
3	5	2	10
4	5	2	10
5	7	1	7
6	6	2	12
7	7	2	14
8	7	2	14
9	5	2	10
10	8	1	8
11	7	2	14
12	40	2	80
Kỳ vọng năm 2016			**249**
Thực tế			**496**
Tỷ lệ giảm tổng số ngày chậm so với thực tế			**49.8%**

3.2.2.Giải pháp 2: Hoàn thiện quy trình xử lý sai lệch số liệu thanh toán

Căn cứ đề xuất: Như đã trình bày trong Chương II, nhà máy Uông Bí mở rộng có sự cố về số liệu đo đếm (cụ thể từ ngày 6,7/04/2016; 20,21,22,23/04/2016 có phát sinh sản lượng trong thời gian tổ máy S8 của nhà máy ngừng không phát) và dữ liệu này được nhà máy điện và SMO sử dụng số liệu này để đưa vào tính toán thanh toán trong tháng 4/2016, do đó dẫn đến sai lệch của các khoản thanh toán trong thị trường điện của nhà máy trong tháng 04/2016. Như vậy, EPTC đã tiến hành tạm thanh toán tháng 4/2016 và phối hợp với các thành viên liên quan đến công tác thanh toán cho nhà máy Uông Bí để tính toán xác định lại chính xác khoản thanh toán cần trả cho nhà máy trong tháng 4/2016. Tuy nhiên, việc quyết toán cho nhà máy Uông Bí chậm trễ. Sau 112 ngày (từ tháng 4/2016 đến tháng 7/2016), Công ty mới thực hiện quyết toán cho nhà máy điện trong tháng 4/2016 và xử lý các nguyên nhân dẫn đến tình trạng sai lệch số liệu đo đếm nói trên. Do việc quyết toán quá chậm, nhà máy điện đã phản hồi với đơn vị giải quyết tranh chấp trong thị trường là Cục Điều tiết điện lực, gây ảnh hưởng tới uy tín của công ty. Nguyên nhân của vấn đề này là do nhân sự thực hiện cho công tác quyết toán này thực hiện không hiệu quả, việc bố trí nhân sự và tổ chức công việc chưa hợp lý, dẫn đến việc xử lý các thông tin bị chậm. Một phần nguyên nhân là do chưa các quy trình nội bộ tại công ty quy định cụ thể quy trình xử lý đối với các trường hợp bị sai lệch số liệu đo đếm.

Nội dung đề xuất:

Đề xuất 1: Bố trí các Tổ công tác thị trường điện chuyên làm công tác xử lý về sự cố gặp phải trong quá trình thanh toán. Tổ công tác bao gồm các chuyên viên tại các phòng có liên quan đến công tác thanh toán thị trường điện tại EPTC:

- Chuyên viên phòng Giao dịch thị trường điện: có trách nhiệm trực tiếp thanh toán và xử lý vấn đề sai lệch tại chỗ
- Chuyên viên Phòng Kỹ thuật và Công nghệ thông tin: Xử lý các vấn đề liên quan đến công tơ đo đếm hoạt động sai

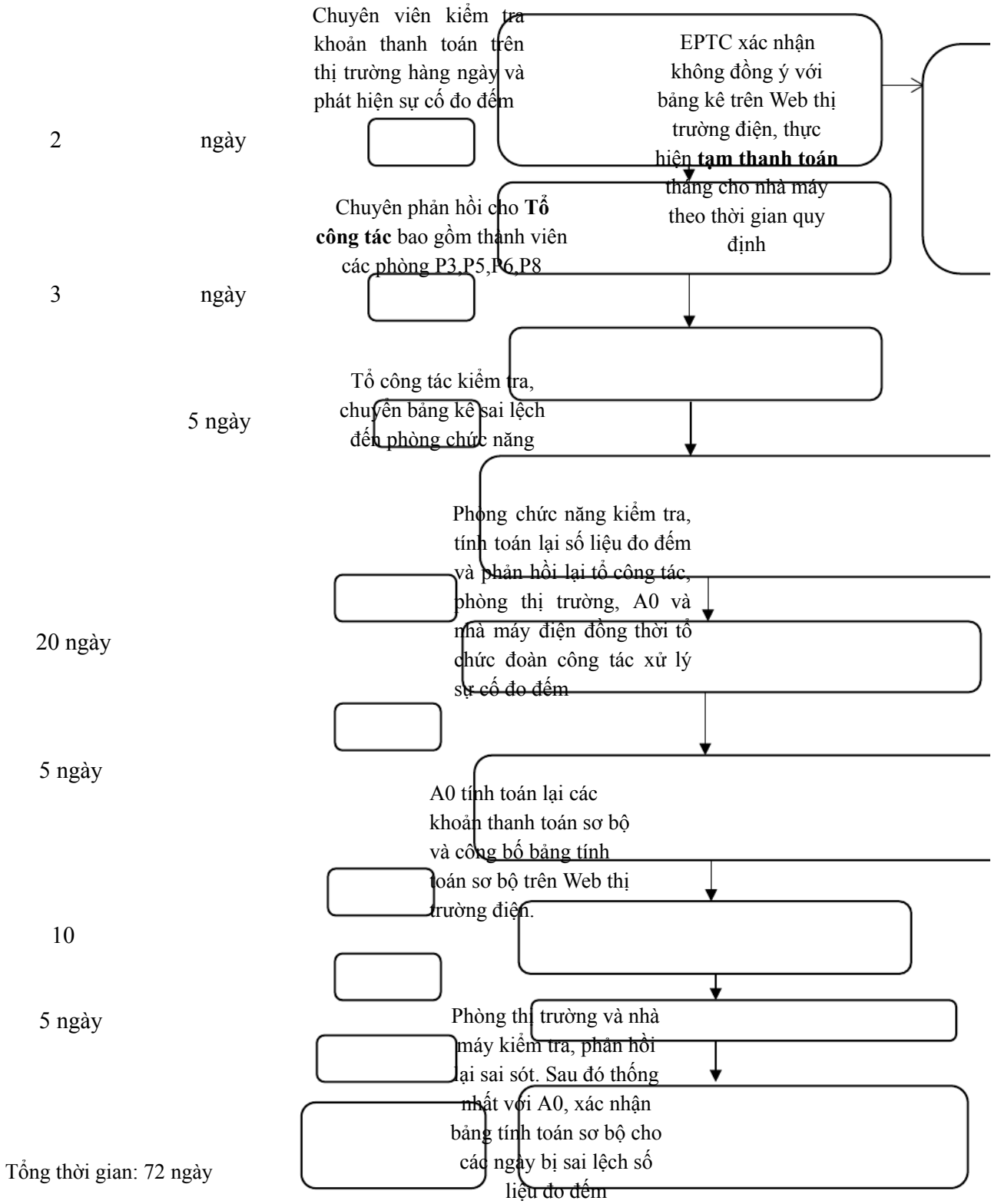
- Chuyên viên Phòng Kinh doanh bán điện: Xử lý các vấn đề liên quan đế hệ thống đấu nối đến công tơ đo đếm

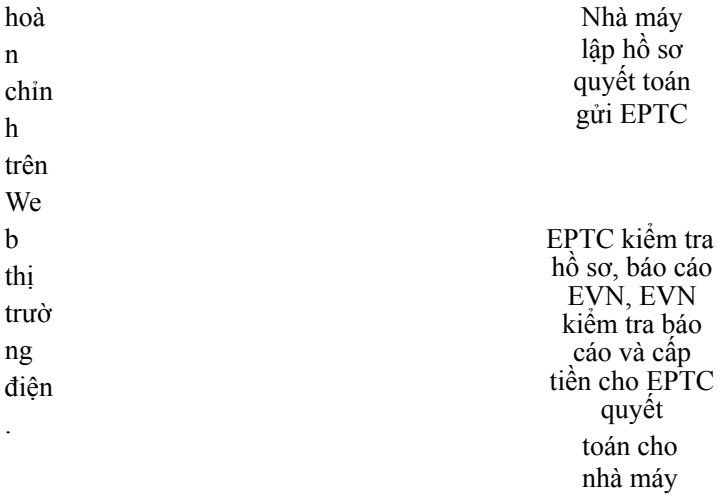
- Tổ công nghệ thông tin: phụ trách xử lý các vấn đề liên quan đến việc nhập liệu các số liệu đo đếm trong phần mềm thanh toán.

Chức năng của tổ công tác là tiếp nhận các thông tin được các chuyên viên trực tiếp thanh toán phản hồi về các sự cố đo đếm. Thông qua đó có thể xử lý ngay (nếu có thể) hoặc nhận biết được nguyên nhân chính xác gây ra sự cố đo đếm và chuyển cho các phòng Chức năng xử lý. Tổ công tác có nhiệm vụ tổng hợp lại các ý kiến trả lời của các phòng chức năng trong thời gian quy định. Phối hợp với SMO, nhà máy điện và báo cáo lãnh đạo Công ty cử đoàn công tác xuống nhà máy kiểm tra và xử lý các vấn đề sự cố đo đếm.

Đề xuất 2: Lập quy trình xử lý các vấn đề sự cố về đo đếm thanh toán: quy định chi tiết các bước xử lý khi gặp vấn đề sự cố đo đếm và quy định thời gian tối đa xử lý tại các bước qua đó rút ngắn được thời gian xử lý vấn đề sự cố đo đếm, tinh toán lại các khoản thanh toán cho nhà máy nhanh chóng để kịp thời quyết toán cho nhà máy điện, tránh tình trạng kéo dài thời gian thanh toán.

Luận văn 24


Chuyên viên kiểm tra khoản thanh toán trên thị trường hàng ngày và phát hiện sự cố đo đếm
2 ngày
EPTC xác nhận không đồng ý với bảng kê trên Web thị trường điện, thực hiện **tạm thanh toán** tháng cho nhà máy theo thời gian quy định
Chuyên phản hồi cho **Tổ công tác** bao gồm thanh viên các phòng P3,P5,P6,P8
3 ngày
Tổ công tác kiểm tra, chuyển bảng kê sai lệch đến phòng chức năng
5 ngày
Phòng chức năng kiểm tra, tính toán lại số liệu đo đếm và phản hồi lại tổ công tác, phòng thị trường, A0 và nhà máy điện đồng thời tổ chức đoàn công tác xử lý sự cố đo đếm
20 ngày
5 ngày
A0 tính toán lại các khoản thanh toán sơ bộ và công bố bảng tính toán sơ bộ trên Web thị trường điện.
10
5 ngày
Phòng thị trường và nhà máy kiểm tra, phản hồi lại sai sót. Sau đó thống nhất với A0, xác nhận bảng tính toán sơ bộ cho các ngày bị sai lệch số liệu đo đếm
Tổng thời gian: 72 ngày
A0 công bố bảng tính toán



Sơ đồ 3.2. Quy trình thanh toán cho các nhà máy sai lệch liệu đo đếm

Kết quả kỳ vọng: Khi phát sinh vấn đề sự cố đo đếm, nếu Công ty thành lập tổ công tác và xây dựng quy trình cho việc xử lý sự cố đo đếm này thì việc kiểm tra, phát hiện ra vấn đề và tìm nguyên nhân giải quyết sẽ giảm. Thời gian quyết toán cho nhà máy trên thực tế **(112 ngày)** sẽ **giảm 40 ngày**, tương đương **giảm 35,7 %** số ngày so với thời gian quyết toán cho nhà máy sau khi áp dụng quy trình **(72 ngày).** Điều này có ý nghĩa rất lớn đối với cả Công ty Mua bán điện lẫn Đơn vị phát điện, đẩy nhanh hoàn tất việc thanh toán cho các bên.

3.2.2. Một số giải pháp khác

Về lâu dài, cần nâng cao năng lực và khả năng làm việc nhóm cho cán bộ công nhân viên. Điều này nên được thực hiện từ khâu tuyển dụng nhân viên mới, cần tuyển dụng nhân viên trẻ và có kiến thức, cẩn thận và ham học hỏi. Đào tạo có lộ trình những nhân viên mới này sẽ cho phép họ hoàn thành công việc chính xác và nhanh chóng, giảm thiểu sai sót. Đối với toàn bộ cán bộ nhân viên trực tiếp hay gián tiếp thực hiện công tác thanh toán, cần có các chương trình đào tạo ngắn hạn, buổi đào tạo chuyên đề thường xuyên theo tháng, giúp củng cố kiến thức và mài giũa kỹ năng. Đồng thời, tổ chức các sự kiện vừa và nhỏ để tăng khả năng làm việc nhóm giữa các thành viên cùng phòng và các nhân viên trong toàn công ty. Mối quan hệ đồng nghiệp hữu hảo sẽ tạo môi trường làm việc vui vẻ, phấn khích và hiệu quả.

Việc tuyển dụng nhân viên mới là cần thiết, tuy nhiên sẽ cần thêm nhiều thời gian hơn (thời gian tuyển dụng các ứng viên, đào tạo về chuyên môn cho các cá nhân tại vị trí thanh toán theo quy định của công ty cần ít nhất 6 tháng) do đó không giảm thiểu được việc chậm thanh toán cho các nhà máy điện trong ngắn hạn. Biện pháp hiệu quả hơn và nhanh chóng hơn là bố trí lại nhân lực cho phù hợp khối lượng công việc ngày càng nhiều: Nhóm thanh toán cho các nhà máy Tuabin Khí, Nhóm thanh toán cho các nhà máy Nhiệt điện than, Nhóm thanh toán cho các nhà máy thủy điện nhằm nâng cao sự chuyên môn hóa, cải thiện hiệu quả trong công tác thanh toán cho các nhà máy hàng ngày và hàng tháng.

3.3 Kiến nghị

- Kiến nghị Lãnh đạo Công ty Mua bán điện áp dụng các bảng chỉ số và chỉ tiêu cho các vị trí thực hiện thanh toán, qua đó đánh giá được mức độ hoàn thành công việc được giao của mỗi cá nhân thực hiện công tác thanh toán.

- Kiến nghị với đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nâng cấp các tính năng cho trang Web thị trường điện: Các hệ thống tự động gửi cảnh báo trong trường hợp chậm chốt số liệu tới những cá nhân được thực hiện công tác thanh toán tại Công ty Mua bán điện nhằm tăng cường giám sát công tác thanh toán, qua đó hạn chế tình trạng chậm chốt số liệu như hiện nay.

- Kiến nghị với Cục Điều tiết điện lực đưa các chế tài hợp lý đối với các trường hợp chậm trễ thanh toán các khoản thanh toán cho nhà máy điện hàng ngày, hàng tháng vào các qui định chính thức của Cục Điều tiết điện lực.

Luận văn 24

KẾT LUẬN

Nội dung của Luận văn nhằm mục tiêu nghiên cứu và hoàn thiện về công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại công ty Mua bán điện, xử lý những vấn đề tồn tại trong công tác thanh toán: Trường hợp sai sót trong số liệu đối soát thanh toán và trường hợp sai lệch số liệu đo đếm trong thanh toán, nguyên nhân xảy ra tình trạng đó.

Luận văn cũng đưa ra một số giải pháp nhằm giải quyết các vấn đề nêu trên. Các kết quả kỳ vọng đạt được:

- Giảm sự chậm trễ xác nhận các khoản thanh toán hàng ngày, giảm tổng số ngày xác nhận chậm của cả năm 2016 từ thực tế 496 ngày xuống còn tối đa 249 ngày, ứng với mức giảm 49,8% so với thực tế.
- Giảm thời gian quyết toán cho nhà máy điện đối với trường hợp sai lệch số liệu đo đếm (nhà máy Uông Bí) từ 112 ngày (từ tháng 4/2016 đến tháng 7/2016) xuống còn 72 ngày, ứng với mức giảm 35,7% so với thực tế.

Công tác thanh toán cho các nhà máy điện tại công ty Mua bán điện bao gồm việc thanh toán các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường và các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường. Số lượng nhà máy gián tiếp tham gia thị trường (10 nhà máy) hiện nay chiếm 1 tỷ lệ về công suất đặt và sản lượng điện trung bình hàng năm là không nhỏ trong hệ thống. Việc thanh toán cho các nhà máy này là đặc thù tùy theo từng hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ của mỗi nhà máy và cũng có một số vấn đề tồn tại trong công tác thanh toán cho các nhà máy này. Tuy nhiên, giới hạn về kinh nghiệm và thời gian thực hiện, luận văn này chưa đề cập đến công tác thanh toán các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện tại Công ty Mua bán điện.

DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Lê Bảo Lâm (2015), Giáo trình Kinh tế học, NXB Đại học Kinh tế Quốc dân;
2. Thủ tướng Chính phủ (2006), Quyết định 26/2006/QĐ-TTG ban hành ngày 26 tháng 01 năm 2006 "Phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực Việt Nam";
3. Bộ Công Thương (2014), Thông tư số 30/2014/TT-BCT ban hành ngày 02 tháng 10 năm 2014 "Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh";
4. Cục Điều tiết điện lực (2014), Quy trình phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, các đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất;
5. Cục Điều tiết điện lực (2009), Báo cáo Thiết kế chi tiết thị trường CGM;
6. Công ty Mua bán điện (2016), Báo cáo tài chính năm 2016;
7. Công ty Mua bán điện (2016), Báo cáo tổng kết năm 2016 và phương hướng nhiệm vụ năm 2017;
8. Công ty Mua bán điện (2016), Quy trình nội bộ Phòng Giao dịch thị trường điện: "Các quy định về kiểm tra, đối soát số liệu thanh toán";
9. Tập đoàn Điện lực Việt Nam (2016), Báo cáo thường niên năm 2016;
10. Website: www.thitruongdien.evn.vn;

Luận văn 24