

Số: 23 /QĐ-ĐTĐL

Hà Nội, ngày 30 tháng 3 năm 2012

QUYẾT ĐỊNH

**Ban hành Quy trình lập lịch huy động tổ máy,
vận hành thời gian thực và tính toán thanh toán sau vận hành**

CỤC TRƯỞNG CỤC ĐIỀU TIẾT ĐIỆN LỰC

Căn cứ Quyết định số 153/2008/QĐ-TTg ngày 28 tháng 11 năm 2008 của Thủ tướng Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Cục Điều tiết điện lực thuộc Bộ Công Thương;

Căn cứ Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ Công Thương Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh; Thông tư số 45/2011/TT-BCT ngày 30 tháng 12 năm 2011 của Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh;

Theo đề nghị của Trưởng phòng Thị trường điện lực,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Ban hành kèm theo Quyết định này Quy trình lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và tính toán thanh toán sau vận hành hướng dẫn thực hiện Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ Công Thương Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 45/2011/TT-BCT ngày 30 tháng 12 năm 2011 của Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010.

Điều 2. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký và thay thế Quyết định số 55/QĐ-ĐTĐL ngày 20 tháng 5 năm 2011 của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực ban hành Quy trình lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và tính toán thanh toán sau vận hành.

Điều 3. Chánh Văn phòng Cục, các Trưởng phòng thuộc Cục Điều tiết điện lực, Tổng giám đốc Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Giám đốc đơn vị điện lực và đơn vị có liên quan chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

Nơi nhận:

- Như Điều 3;
- Bộ trưởng (để b/c);
- Thứ trưởng Hoàng Quốc Vượng (để b/c);
- Lưu: VP, PC, TTĐL.

CỤC TRƯỞNG



Đặng Huy Cường

Hà Nội, ngày 30 tháng 3 năm 2012

QUY TRÌNH

Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện

(Ban hành kèm theo Quyết định số 23/QĐ-ĐTĐL

Ngày 30 tháng 3 năm 2012 của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực)

Chương I QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Quy trình này quy định về trình tự, phương pháp và trách nhiệm của các đơn vị trong việc lập lịch huy động tổ máy ngày tới, giờ tới, vận hành thời gian thực và tính toán, lập bảng kê thanh toán sau vận hành.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Quy trình này áp dụng đối với các đơn vị tham gia thị trường phát điện cạnh tranh sau đây:

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
2. Đơn vị mua buôn duy nhất.
3. Đơn vị phát điện.
4. Đơn vị truyền tải điện.
5. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

Trong Quy trình này, các thuật ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. *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 Phụ lục 6 của Quy trình này.

2. *Bản chào giá cuối cùng ngày tới* là bản chào giá cuối cùng Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhận được trước thời điểm chấm dứt chào giá ngày D.

3. *Bản chào giá cuối cùng giờ tới* là bản chào giá sửa đổi áp dụng cho giờ tới cuối cùng mà Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhận được 60 phút trước giờ vận hành.

4. *Bản chào giá lập lịch* là bản chào giá được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chấp nhận để lập lịch huy động ngày tới, giờ tới.

5. *Bảng kê thanh toán* là bảng tính toán các khoản thanh toán cho đơn vị phát điện trên thị trường điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập cho mỗi ngày giao dịch và cho mỗi chu kỳ thanh toán.

6. *Can thiệp vào thị trường điện* là hành động thay đổi chế độ vận hành bình thường của thị trường điện mà Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải áp dụng để xử lý các tình huống bất thường.

7. *Chào giá theo nhóm* là cơ chế chào giá khi một đơn vị đại diện thực hiện việc chào giá cho cả nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

8. *Chu kỳ giao dịch* là chu kỳ tính toán giá điện năng trên thị trường điện trong khoảng thời gian 01 giờ tính từ phút đầu tiên của mỗi giờ.

9. *Chu kỳ thanh toán* là chu kỳ lập chứng từ, hoá đơn cho các khoản giao dịch trên thị trường điện trong khoảng thời gian 01 tháng, tính từ ngày mùng một hàng tháng.

10. *Công suất công bố* là mức công suất sẵn sàng lớn nhất của tổ máy phát điện hoặc nhà máy điện.

11. *Công suất điều độ* là mức công suất của tổ máy phát điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động thực tế trong chu kỳ giao dịch.

12. *Công suất huy động giờ tới* là mức công suất của tổ máy phát điện dự kiến được huy động cho giờ đầu tiên trong lịch huy động giờ tới.

13. *Công suất huy động ngày tới* là mức công suất của tổ máy phát điện dự kiến được huy động cho các chu kỳ giao dịch trong lịch huy động ngày tới có xét đến hạn chế khả năng truyền tải của lưới điện truyền tải.

14. *Công suất phát tăng thêm* là phần công suất chênh lệch giữa công suất điều độ và công suất được sắp xếp trong lịch tính giá thị trường của tổ máy phát điện. Công suất phát tăng thêm gồm công suất phát tăng thêm do ràng buộc và tăng thêm do thực hiện lệnh điều độ.

15. *Công suất thanh toán* là mức công suất của tổ máy nằm trong lịch công suất hàng giờ và được thanh toán giá công suất thị trường.

16. *Dịch vụ phụ trợ* là các dịch vụ điều chỉnh tần số, dự phòng quay, dự

phòng khởi động nhanh, dự phòng nguội, vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen.

17. *Điện năng phát tăng thêm* là lượng điện năng phát của tổ máy phát điện được huy động tương ứng với công suất phát tăng thêm.

18. *Đơn vị chào giá* là đơn vị trực tiếp nộp bản chào giá trong thị trường điện, bao gồm đơn vị phát điện hoặc nhà máy điện được đăng ký chào giá trực tiếp, Đơn vị mua buôn duy nhất khi chào giá thay cho các nhà máy BOT và đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

19. *Đơn vị mua buôn duy nhất* 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.

20. *Đơn vị phát điện* 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 Đơn vị mua buôn duy nhất.

21. *Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện có nhà máy điện không được chào giá trực tiếp trên thị trường điện, bao gồm nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy thủy điện trên cùng bậc thang với nhóm nhà máy thủy điện đa mục tiêu và nhà máy điện có hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ.

22. *Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện có nhà máy điện được chào giá trực tiếp trên thị trường điện và nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới một tuần.

23. *Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng* 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.

24. *Đơn vị truyền tải điện* là đơn vị điện lực được cấp phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực truyền tải điện, chịu trách nhiệm quản lý, vận hành lưới điện truyền tải quốc gia.

25. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện* 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.

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

27. *Giá sàn bản chào* là mức giá thấp nhất mà đơn vị chào giá được phép chào cho một tổ máy phát điện trong bản chào giá ngày tới.

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

29. *Giá thị trường điện toàn phần* là tổng giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường của mỗi chu kỳ giao dịch.

30. *Giá trần bản chào* là mức giá cao nhất mà đơn vị chào giá được phép chào cho một tổ máy phát điện trong bản chào giá ngày tới.

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

32. *Giá trị nước* là mức giá biên kỳ vọng tính toán cho lượng nước tích trong các hồ thủy điện khi được sử dụng để phát điện thay thế cho các nguồn nhiệt điện trong tương lai, tính quy đổi cho một đơn vị điện năng.

33. *Hệ thống thông tin thị trường điện* là hệ thống các trang thiết bị và cơ sở dữ liệu phục vụ quản lý, trao đổi thông tin thị trường điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quản lý.

34. *Hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ* là hợp đồng cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dự phòng nguội và vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện được ký kết giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

35. *Hợp đồng mua bán điện* là văn bản thỏa thuận mua bán điện giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và đơn vị phát điện hoặc xuất khẩu, nhập khẩu điện.

36. *Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác* là hợp đồng mua bán điện ký kết giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và đơn vị phát điện giao dịch trực tiếp theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

37. *Lập lịch có ràng buộc* là việc sắp xếp thứ tự huy động các tổ máy phát điện theo phương pháp tối ưu chi phí phát điện có xét đến các ràng buộc kỹ thuật trong hệ thống điện bao gồm giới hạn công suất truyền tải, dịch vụ phụ trợ và các ràng buộc khác.

38. *Lập lịch không ràng buộc* là việc sắp xếp thứ tự huy động các tổ máy phát điện theo phương pháp tối ưu chi phí phát điện không xét đến các giới hạn truyền tải, tổn thất truyền tải trong hệ thống điện và các ràng buộc kỹ thuật khác.

39. *Lịch công suất* là lịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập sau vận hành để xác định lượng công suất thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch.

40. *Lịch huy động giờ tới* là lịch huy động dự kiến của các tổ máy để phát điện và cung cấp dịch vụ phụ trợ cho chu kỳ giao dịch tới và ba chu kỳ giao dịch

tiếp theo.

41. *Lịch huy động ngày tới* là lịch huy động dự kiến của các tổ máy để phát điện và cung cấp dịch vụ phụ trợ cho các chu kỳ giao dịch của ngày giao dịch tới.

42. *Lịch tính giá điện năng thị trường* là lịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập sau ngày giao dịch hiện tại để xác định giá điện năng thị trường cho từng chu kỳ giao dịch.

43. *Mức nước giới hạn* là mức nước thượng lưu thấp nhất của hồ chứa thủy điện cuối mỗi tháng trong năm hoặc cuối mỗi tuần trong tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố.

44. *Ngày D* là ngày giao dịch hiện tại.

45. *Ngày D+/-i* là ngày sau hoặc trước ngày giao dịch hiện tại i ngày.

46. *Ngày giao dịch* là ngày diễn ra các hoạt động giao dịch thị trường điện, tính từ 0h00 đến 24h00 hàng ngày.

47. *Nhà máy điện BOT* là nhà máy điện được đầu tư theo hình thức Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao thông qua hợp đồng giữa nhà đầu tư và cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

48. *Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu* là nhà máy thủy điện lớn có vai trò quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh do nhà nước độc quyền xây dựng và vận hành.

49. *Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết nhỏ* là Nhà máy thủy điện thuộc nhóm Nhà máy thủy điện có hồ điều tiết dưới 01 tuần nhưng có hồ điều tiết nhỏ hơn 02 ngày. Các Nhà máy thủy điện có hồ điều tiết nhỏ không tham gia trực tiếp thị trường điện, được lập lịch huy động hàng ngày của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và thanh toán theo giá hợp đồng. Danh sách các Nhà máy thủy điện có hồ điều tiết nhỏ do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập, công bố hàng năm và được cập nhật theo tiến độ của công trình mới.

50. *Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang* là tập hợp các nhà máy thủy điện, trong đó lượng nước xả từ hồ chứa của nhà máy thủy điện bậc thang trên chiếm toàn bộ hoặc phần lớn lượng nước về hồ chứa nhà máy thủy điện bậc thang dưới và giữa hai nhà máy điện này không có hồ chứa điều tiết nước lớn hơn một tuần.

51. *Phần mềm lập lịch huy động* là hệ thống phần mềm được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng để lập lịch huy động ngày tới và giờ tới cho các tổ máy phát điện trong thị trường điện.

52. *Phụ tải hệ thống* là tổng sản lượng điện năng của toàn hệ thống điện

tính quy đổi về đầu cực các tổ máy phát điện và sản lượng điện năng nhập khẩu trong một chu kỳ giao dịch trừ đi sản lượng của các nhà máy điện có công suất từ 30MW trở xuống.

53. *Phụ tải hệ thống điện miền* là tổng sản lượng điện năng tiêu thụ của toàn hệ thống điện miền có tính đến điện năng xuất khẩu, tổn thất trên lưới truyền tải điện và lưới phân phối điện thuộc miền.

54. *Phụ tải hệ thống điện quốc gia* là tổng sản lượng điện phụ tải hệ thống điện các miền và tổn thất trên các đường dây liên kết miền.

55. *Sản lượng đo đếm* là lượng điện năng đo đếm được của nhà máy điện tại vị trí đo đếm.

56. *Sản lượng hợp đồng giờ* là sản lượng điện năng được phân bổ từ sản lượng hợp đồng tháng cho từng chu kỳ giao dịch và được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác.

57. *Thanh toán phát ràng buộc* là khoản thanh toán mà Đơn vị phát điện được nhận cho lượng điện năng phát tăng thêm.

58. *Thành viên tham gia thị trường điện* là đơn vị tham gia vào các hoạt động giao dịch hoặc cung cấp dịch vụ trên thị trường điện quy định tại Điều 2 Quy trình này.

59. *Thị trường điện* là thị trường phát điện cạnh tranh được hình thành và phát triển theo quy định tại Điều 18 Luật Điện lực.

60. *Thiếu công suất* là tình huống khi tổng công suất công bố của tất cả các Đơn vị phát điện, các nhà máy điện gió, nhà máy điện địa nhiệt, các nhà máy điện có công suất từ 30MW trở xuống, các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia, công suất phát theo lịch thí nghiệm của các tổ máy thí nghiệm và điện nhập khẩu nhỏ hơn phụ tải hệ thống điện quốc gia dự báo.

61. *Thông tin thị trường* là toàn bộ dữ liệu và thông tin liên quan đến các hoạt động của thị trường điện.

62. *Thông tư số 12/2010/TT-BCT* là Thông tư số 12/2010-TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định hệ thống truyền tải điện.

63. *Thời điểm chấm dứt chào giá* là thời điểm mà sau đó đơn vị phát điện không được phép thay đổi bản chào giá ngày tới, trừ các trường hợp đặc biệt được quy định tại Quy trình này. Trong thị trường điện, thời điểm chấm dứt chào giá là 10h00 của ngày D-1.

64. *Thứ tự huy động* là kết quả sắp xếp các dải công suất trong bản chào

theo nguyên tắc Lập lịch không ràng buộc.

65. *Thừa công suất* là tình huống khi tổng lượng công suất được chào ở mức giá sàn và công suất công bố của nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy thủy điện điều tiết dưới một tuần, các nhà máy điện gió, nhà máy điện địa nhiệt, các nhà máy điện có công suất từ 30MW trở xuống, điện nhập khẩu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường công bố trong chu kỳ giao dịch lớn hơn phụ tải hệ thống điện quốc gia dự báo.

66. *Tổ máy khởi động chậm* là tổ máy phát điện không có khả năng khởi động và hoà lưới trong thời gian nhỏ hơn 30 phút do Đơn vị điều hành hệ thống điện và thị trường điện lập danh sách, công bố hàng năm và được cập nhật theo tiến độ của công trình mới.

Chương II CÁC NGUYÊN TẮC CHUNG

Điều 4. Công bố và cung cấp thông tin

1. Các đơn vị có trách nhiệm công bố và cung cấp thông tin theo Quy trình Vận hành hệ thống thông tin và công bố thông tin do Cục Điều tiết Điện lực ban hành, theo thứ tự ưu tiên sau đây:

- a) Qua trang thông tin điện tử phục vụ thị trường điện;
- b) Thư điện tử từ địa chỉ hòm thư do các đơn vị đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;
- c) Fax theo số fax do các đơn vị đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;
- d) Giao dịch trực tiếp qua đường điện thoại có ghi âm hoặc nộp trực tiếp tại trụ sở Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Các đơn vị chỉ thực hiện công bố và cung cấp thông tin theo phương tiện quy định tại các điểm b, c, d khoản 1 Điều này khi thông báo và được sự đồng ý của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Các đơn vị phải chịu trách nhiệm về tính chính xác của số liệu do đơn vị công bố và cung cấp. Đơn vị công bố và cung cấp số liệu không chính xác bị xử phạt theo quy định tại Nghị định số 68/2010/NĐ-CP ngày 15 tháng 6 năm 2010 của Chính phủ quy định về xử phạt vi phạm pháp luật trong lĩnh vực điện lực.

Điều 5. Bản chào giá

Bản chào giá phải bao gồm và tuân thủ các nguyên tắc sau:

1. Bản chào giá có tối đa 05 cặp giá chào (đồng/kWh) và công suất (MW) cho mỗi tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch ngày D. Giá chào và công suất không được giảm.

2. Công suất trong bản chào giá là công suất tại đầu cực máy phát điện. Dải công suất chào đầu tiên trong bản chào giá bằng công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy. Dải công suất chào cuối cùng bằng công suất công bố. Bước chào tối thiểu (nếu khác nhau) là 03 MW.

3. Giá chào trong khoảng từ giá sàn đến giá trần của tổ máy. Đơn vị giá chào là đồng/kWh, với số thập phân nhỏ nhất là 0,1.

4. Các thông tin về thông số kỹ thuật của tổ máy, bao gồm:

a) Công suất công bố, công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy;

b) Tốc độ tăng, giảm tải của tổ máy;

c) Ràng buộc kỹ thuật khi vận hành đồng thời các tổ máy;

d) Vùng cấm của tổ máy.

Các thông tin nêu trên phải phù hợp với các thông số kỹ thuật của tổ máy được quy định trong Hợp đồng mua bán điện. Trong trường hợp có sai khác, Đơn vị phát điện phải gửi văn bản giải trình nguyên nhân, các biện pháp và thời hạn khắc phục cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị mua buôn duy nhất.

Điều 6. Giới hạn Giá chào

1. Mức giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện được xác định hàng năm, điều chỉnh hàng tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố. Mức giá trần của tổ máy nhiệt điện BOT bằng giá thành phần điện năng trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy BOT khi vận hành ở mức tải 100% và tại các điều kiện nhiệt độ tham chiếu. Giá sàn của tổ máy nhiệt điện là 01 đồng/kWh.

2. Mức giá trần bản chào của tổ máy thủy điện bằng 110% giá trị nước hàng tuần do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố. Giá sàn của tổ máy thủy điện bằng 0 đồng/kWh. Trường hợp giá trị nước nhỏ hơn hoặc bằng 0 đồng/kWh, giá trần và giá sàn của nhà máy thủy điện bằng 0 đồng/kWh.

Điều 7. Bản chào giá sửa đổi

1. Đơn vị chào giá được phép sửa đổi và nộp lại bản chào trong các trường hợp sau:

a) Đơn vị chào giá được phép sửa đổi tăng công suất công bố 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 khi nhà máy có khả năng tăng công suất công bố. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chỉ sử dụng bản chào giá sửa đổi tăng công suất khi lịch công bố ngày tới hoặc giờ tới có cảnh báo thiếu công suất;

b) Đơn vị chào giá chỉ được giảm công suất chào trong bản chào giá sửa đổi so với công suất trong bản chào ngày tới hoặc cho các chu kỳ giao dịch còn lại trong ngày D của đơn vị chào giá khi:

- Sự cố tổ máy gây ngừng máy hoặc giảm công suất công bố;

- Sửa chữa tổ máy ngoài kế hoạch đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt theo quy định Thông tư số 12/2010/TT-BCT hoặc sửa chữa tổ máy do sự cố.

2. Bản chào giá sửa đổi không được thay đổi giá chào.

Điều 8. Bản chào giá lập lịch

1. Sau thời điểm chấm dứt chào giá, bản chào giá cuối cùng ngày tới hợp lệ được sử dụng làm bản chào giá lập lịch cho việc lập lịch huy động ngày tới.

2. Bản chào giá lập lịch cho việc huy động ngày tới được sử dụng làm bản chào giá lập lịch cho việc huy động giờ tới. Trong các trường hợp được quy định tại khoản 1 Điều 7 Quy trình này, bản chào cuối cùng giờ tới được sử dụng làm bản chào giá lập lịch cho việc lập lịch huy động giờ tới.

3. Trong trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không nhận được bản chào giá hoặc bản chào giá cuối cùng của đơn vị chào giá không hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sử dụng bản chào giá mặc định của Đơn vị phát điện đó làm bản chào giá lập lịch.

4. Khi xảy ra bất thường đối với tổ máy điện và không có bản chào giá cuối cùng giờ tới hoặc bản chào giá cuối cùng giờ tới không hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật tình hình thực tế, thay đổi trạng thái của tổ máy hoặc thay đổi công suất công bố và/hoặc sử dụng bản chào mặc định tương ứng với cấu hình vận hành tổ máy làm bản chào lập lịch giờ tới.

Điều 9. Bản chào giá mặc định

Bản chào giá mặc định được xác định như sau:

1. Đối với các tổ máy nhiệt điện, bản chào giá mặc định là bản chào giá hợp lệ gần nhất. Trong trường hợp bản chào giá hợp lệ gần nhất không phù hợp với trạng thái vận hành thực tế của tổ máy, bản chào giá mặc định là bản chào

giá tương ứng với trạng thái hiện tại và nhiên liệu sử dụng trong bộ bản chào giá mặc định áp dụng cho tháng đó của tổ máy. Đơn vị chào giá có trách nhiệm xây dựng bộ bản chào mặc định áp dụng cho tháng tới của tổ máy nhiệt điện tương ứng với các trạng thái vận hành và nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 25 hàng tháng.

2. Bản chào giá mặc định của tổ máy tua bin khí vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính và bản chào giá mặc định của các tổ máy tua bin khí vận hành chu trình hỗn hợp nhiên liệu chính khi có một hoặc nhiều tổ máy thuộc nhà máy vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính được Đơn vị phát điện thống nhất với Đơn vị mua buôn duy nhất, xây dựng và gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 25 hàng tháng.

3. Đối với các nhà máy thủy điện và nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, bản chào giá mặc định là bản chào có giá chào bằng giá trị nước tuần đã được công bố. Bản chào mặc định áp dụng cho tuần tới của tổ máy thủy điện được Đơn vị chào giá gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước 15h00 ngày thứ Sáu hàng tuần.

Điều 10. Nhà máy thủy điện

1. Các nhà máy thủy điện trong thị trường điện được phân loại như sau:

- a) Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;
- b) Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang;
- c) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 01 tuần;
- d) Nhà máy thủy điện còn lại.

2. Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu không trực tiếp tham gia chào giá. Danh sách các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

3. Các nhà máy thủy điện trong cùng một bậc thang phải được chào giá theo một bản chào giá chung cả nhóm và tuân thủ giới hạn giá chào. Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có trách nhiệm thỏa thuận và thống nhất chỉ định đơn vị đại diện chào giá. Đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có trách nhiệm nộp văn bản đăng ký kèm theo văn bản thỏa thuận giữa các nhà máy điện trong nhóm cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Giá trị nước của nhóm nhà máy thủy điện bậc thang là giá trị nước của hồ thủy điện có dung tích hữu ích lớn nhất trong bậc thang đó. Trong trường hợp không đăng ký đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chào giá thay cho các nhà máy thuộc nhóm này theo đúng giá trị nước của nhóm. Hàng năm, Đơn

vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật danh sách nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

4. Trong trường hợp nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố và điều chỉnh sản lượng phát hàng giờ trong tuần tới của từng nhà máy điện trong nhóm nhà máy thủy điện bậc thang phù hợp với đặc tính thủy văn.

5. Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 01 tuần căn cứ theo công bố tuần của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, cập nhật tình hình thủy văn thực tế, công bố sản lượng phát hàng giờ của ngày D cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để lập lịch huy động. Hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm quy định và công bố danh sách các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 01 tuần.

6. Các nhà máy thủy điện còn lại chào giá theo giá trị nước và tuân thủ giới hạn giá chào.

Điều 11. Giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường

1. Giá điện năng thị trường được tính toán sau ngày vận hành và để thanh toán điện năng trên thị trường cho mỗi chu kỳ giao dịch.

2. Giá công suất thị trường được tính toán trong quá trình lập lịch vận hành năm tới theo Quy trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, tháng tới và tuần tới và Quy trình lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất và tính toán giá công suất thị trường do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 12. Xuất nhập khẩu điện trong lập lịch huy động

1. Sản lượng điện năng xuất khẩu được tính như phụ tải tại điểm xuất khẩu và được dùng để tính toán dự báo phụ tải hệ thống điện miền và phụ tải hệ thống điện quốc gia phục vụ lập lịch huy động ngày tới và giờ tới.

2. Sản lượng điện năng nhập khẩu được tính như nguồn phát có biểu đồ cố định đặt tại điểm nhập khẩu trong lập lịch huy động ngày tới và giờ tới.

Điều 13. Các nhà máy điện không phải tham gia thị trường điện

1. Các nhà máy điện không bắt buộc phải tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Nhà máy điện BOT;

b) Nhà máy điện gió, nhà máy điện địa nhiệt và nhà máy điện có công suất từ 30MW trở xuống;

c) Nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia và không xác định được kế hoạch bán điện dài hạn. Danh sách các nhà máy điện này do Cục Điều tiết điện lực phê duyệt.

2. Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm chào giá thay cho các nhà máy điện BOT .

Điều 14. Nguyên tắc thanh toán trong thị trường điện

1. Đơn vị phát điện được thanh toán theo hợp đồng và thanh toán theo thị trường điện.

2. Đơn vị phát điện được thanh toán theo các loại hợp đồng sau:

a) Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác đối với đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch;

b) Hợp đồng mua bán điện đối với nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy thủy điện trên cùng bậc thang với nhóm nhà máy thủy điện đa mục tiêu; nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết nhỏ;

c) Hợp đồng dịch vụ phụ trợ đối với đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ phụ trợ;

d) Theo hợp đồng đối với các khoản thanh toán khác theo quy định tại Điều 75 của Thông tư số 18/2010/TT-BCT và Điều 28 của Thông tư số 45/2011/TT-BCT.

3. Khoản thanh toán theo giá thị trường chỉ áp dụng cho Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và được tính toán căn cứ trên các yếu tố sau:

a) Giá điện năng thị trường;

b) Giá công suất thị trường;

c) Sản lượng điện năng và công suất được huy động.

Chương III LẬP LỊCH HUY ĐỘNG TỔ MÁY

Mục 1 PHẦN MỀM LẬP LỊCH HUY ĐỘNG

Điều 15. Phần mềm lập lịch huy động

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng phần mềm lập lịch huy động để tính toán lập lịch huy động.

2. Hàm mục tiêu của phần mềm lập lịch huy động là tối thiểu hoá chi phí

mua điện qua thị trường từ các tổ máy phát điện và các chi phí phạt vi phạm ràng buộc cho từng chu kỳ tính toán từng giờ, được mô tả chi tiết tại Phụ lục 3 Quy trình này.

3. Phần mềm lập lịch huy động mô phỏng hệ thống điện với các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện, được mô tả chi tiết tại Phụ lục 4 Quy trình này.

Điều 16. Số liệu đầu vào của phần mềm lập lịch huy động

1. Số liệu đầu vào của phần mềm lập lịch huy động bao gồm:

- a) Phụ tải hệ thống điện miền;
- b) Giới hạn trên đường dây 500kV liên kết hệ thống điện miền;
- c) Trạng thái của các tổ máy phát điện;
- d) Bản chào của các tổ máy phát điện;
- đ) Các yêu cầu về dịch vụ phụ trợ;
- e) Các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện;
- f) Các thông số đầu vào khác.

2. Các trường số liệu đầu vào mô phỏng trong phần mềm lập lịch được mô tả chi tiết trong Phụ lục 5 Quy trình này.

Điều 17. Lập lịch có ràng buộc và không ràng buộc

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng phần mềm lập lịch huy động, lập lịch có ràng buộc để tính toán biểu đồ huy động, lịch ngừng, khởi động các tổ máy.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng phần mềm lập lịch huy động, lập lịch không ràng buộc để tính toán giá điện năng thị trường, công suất thanh toán và thứ tự huy động tổ máy.

Mục 2

LẬP LỊCH HUY ĐỘNG NGÀY TỚI

Điều 18. Cung cấp thông tin phục vụ chào giá và lập lịch huy động ngày tới

1. Trước 16h00 ngày D-2, Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm công bố cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sản lượng điện năng xuất, nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Trước 9h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định, tính toán và công bố các thông tin sau:

a) Biểu đồ dự báo phụ tải hệ thống điện miền Bắc, Trung, Nam và phụ tải hệ thống điện quốc gia ngày D. Biểu đồ phụ tải dự kiến cho ngày tới được xác định và tính toán theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT;

b) Sản lượng dự kiến của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu và nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong từng chu kỳ giao dịch cho ngày D;

c) Tổng sản lượng khí dự kiến ngày tới của các nhà máy tuabin khí sử dụng chung một nguồn khí;

d) Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu do Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp theo quy định tại khoản 1 Điều này;

e) Công suất thử nghiệm cho từng chu kỳ giao dịch. Lịch thử nghiệm các tổ máy phát điện được xác định theo quy định tại Thông tư số 12/2010/TT-BCT;

đ) Các kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D theo quy định tại Thông tư số 12/2010/TT-BCT;

f) Các yêu cầu về dịch vụ phụ trợ được xác định theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT;

g) Sản lượng từng giờ của các nhà máy có công suất từ 30MW trở xuống đầu nối vào hệ thống điện quốc gia, sản lượng từng giờ của các nhà máy thủy điện có hồ điều tiết nhỏ.

3. Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm nộp bản chào giá ngày D cho các nhà máy BOT.

4. Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị phát điện trực tiếp có trách nhiệm nộp bản chào giá ngày D.

5. Trước 10h00 các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng công bố biểu đồ từng giờ bán cho khu công nghiệp, công suất mua tối thiểu của công ty mua bán điện (nếu có) và thành phần chi phí biến đổi trong giá hợp đồng đã được thống nhất trước ngày 25 hàng tháng với Đơn vị mua buôn duy nhất với.

Điều 19. Điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí của nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do giới hạn khí

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới

hạn sản lượng do giới hạn khí (nếu có).

2. Việc điều chỉnh giới hạn công suất các tổ máy thuộc nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí được thực hiện theo quy định của Bộ Công Thương.

Điều 20. Điều chỉnh giới hạn sản lượng của nhà máy thủy điện để đảm bảo an ninh cung cấp điện

1. Đơn vị phát điện sở hữu các nhà máy thủy điện có trách nhiệm tuân thủ theo quy định về mức nước giới hạn tuần được quy định tại điểm d khoản 2 Điều 36 Thông tư số 18/2011/TT-BCT.

2. Trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cảnh báo trên trang web thị trường điện việc nhà máy vi phạm mức nước giới hạn tuần, nhà máy điện có trách nhiệm điều chỉnh giá chào trong các ngày tiếp theo để đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần tiếp theo.

3. Trong trường hợp nhà máy có hai tuần liên vi phạm mức nước giới hạn tuần thì tuần tiếp theo không được chào giá và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép can thiệp vào lịch huy động các nhà máy điện này căn cứ kết quả tính toán giá trị nước để đảm bảo các yêu cầu về an ninh hệ thống điện.

4. Nhà máy thủy điện được tiếp tục tham gia chào giá tuần tiếp theo sau khi đã đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần.

5. Trước 9h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố trên Hệ thống thông tin thị trường danh sách các nhà máy thủy điện bị can thiệp lịch huy động ngày tới và biểu đồ dự kiến huy từng giờ ngày D.

Điều 21. Lập lịch huy động ngày tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng phần mềm lập lịch huy động để tính toán lập lịch huy động ngày tới.

2. Các số liệu đầu vào được mô phỏng trong phần mềm lập lịch để lập lịch huy động ngày tới:

a) Phụ tải hệ thống điện miền Bắc, Trung, Nam từng giờ trong ngày D;

b) Giới hạn truyền tải trên đường dây 500kV liên kết giữa các miền;

c) Bản chào giá;

d) Biểu đồ từng giờ của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu,

nhóm thủy điện bậc thang có thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy thủy điện điều tiết dưới một tuần, các nhà máy điện gió, địa nhiệt, các nhà máy từ 30MW trở xuống, nguồn điện nhập khẩu;

d) Công suất từng giờ của các nhà máy thủy điện bị can thiệp lịch huy động để đảm bảo an ninh cung cấp điện;

e) Công suất từng giờ của các tổ máy thuộc nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do giới hạn khí;

g) Biểu đồ từng giờ bán cho khu công nghiệp, công suất mua tối thiểu (nếu có) và thành phần chi phí biến đổi trong giá hợp đồng đã được thống nhất trước ngày 25 hàng tháng với đơn vị mua duy nhất với các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng;

h) Công suất dịch vụ phụ trợ;

i) Lịch thí nghiệm.

3. Kết quả của Lịch huy động không ràng buộc:

a) Giá điện năng thị trường dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;

b) Thứ tự huy động các tổ máy phát điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

4. Kết quả của Lịch huy động ràng buộc:

a) Biểu đồ dự kiến huy động từng tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;

b) Lịch ngừng, khởi động và trạng thái nối lưới dự kiến của từng tổ máy trong ngày tới;

c) Các thông tin cảnh báo (nếu có).

Điều 22. Công bố lịch huy động ngày tới

Trước 15h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông tin trong lịch huy động ngày tới, cụ thể:

1. Công suất huy động dự kiến (bao gồm cả công suất điều tần và dự phòng quay) của các tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

2. Giá điện năng thị trường dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

3. Danh sách các tổ máy dự kiến phải phát tăng hoặc phát giảm công suất

trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới từ kết quả tính toán lịch huy động ràng buộc và không ràng buộc .

4. Phương thức vận hành, sơ đồ kết dây dự kiến của hệ thống điện ngày tới.

5. Trong trường hợp thừa hoặc thiếu công suất trong lịch huy động ngày tới, các thông tin cảnh báo bao gồm:

a) Các chu kỳ giao dịch và lượng công suất dự kiến thừa hoặc thiếu công suất;

b) Các ràng buộc an ninh hệ thống bị vi phạm.

Điều 23. Khởi động các tổ máy khởi động chậm

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lịch khởi động các tổ máy khởi động chậm trong lịch huy động ngày tới, căn cứ theo:

a) Công suất công bố của các đơn vị phát điện có tổ máy khởi động chậm theo đánh giá an ninh hệ thống điện ngắn hạn;

b) Kết quả đánh giá an ninh hệ thống điện ngắn hạn của Đơn vị vận hành hệ thống điện;

c) Thông số kỹ thuật của tổ máy về thời gian khởi động, tốc độ tăng giảm tải;

d) Các ràng buộc khác về an ninh hệ thống.

2. Đơn vị phát điện có trách nhiệm khởi động và hoà lưới tổ máy khởi động chậm căn cứ theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Mục 3 LẬP LỊCH HUY ĐỘNG GIỜ TỚI

Điều 24. Điều chỉnh sản lượng công bố của Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép điều chỉnh sản lượng giờ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu đã được công bố trong các trường hợp sau:

a) Có biến động bất thường về thủy văn;

b) Có cảnh báo thiếu công suất theo lịch huy động ngày tới, giờ tới;

c) Có quyết định của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền về điều tiết hồ chứa của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu phục vụ mục đích chống lũ, tưới tiêu.

2. Phạm vi điều chỉnh sản lượng giờ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong các trường hợp quy định tại điểm a và điểm b khoản 1 Điều này do Cục Điều tiết điện lực quy định hàng năm theo đề xuất của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trên cơ sở đánh giá kết quả vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong năm liền trước. Trong năm đầu tiên vận hành thị trường điện phạm vi điều chỉnh là $\pm 5\%$ của tổng công suất đặt của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu đang vận hành.

3. Khi sản lượng công bố của nhà máy thủy điện đa mục tiêu trong nhóm bị điều chỉnh, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh sản lượng công bố của các nhà máy điện ở bậc thang dưới cho phù hợp.

Điều 25. Điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí của nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do giới hạn khí (nếu có).

2. Việc điều chỉnh giới hạn công suất các tổ máy thuộc nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí được thực hiện theo quy định của Bộ Công Thương.

Điều 26. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động giờ tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các số liệu để lập lịch huy động giờ tới sau đây:

1. Biểu đồ phụ tải hệ thống điện miền Bắc, Trung, Nam dự báo cho giờ tới và 03 giờ tiếp theo. Biểu đồ phụ tải hệ thống điện miền dự kiến cho giờ tới và 03 giờ tiếp theo được xác định và tính toán theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT.

2. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá.

3. Kế hoạch hòa lưới của các tổ máy khởi động chậm theo lịch huy động ngày tới đã được công bố.

4. Sản lượng công bố của các nhà máy thủy điện đa mục tiêu và nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong từng chu kỳ giao dịch.

5. Sản lượng công bố của nhà máy điện gió, nhà máy điện địa nhiệt, nhà máy điện có công suất từ 30MW trở xuống đấu nối vào hệ thống điện quốc gia, sản lượng công bố của các nhà máy thủy điện có hồ điều tiết nhỏ.

6. Sản lượng điện nhập khẩu.

7. Biểu đồ từng giờ bán cho khu công nghiệp, công suất mua tối thiểu (nếu có) của nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng.

8. Công suất các tổ máy của nhà máy thủy điện bị can thiệp lịch huy động để đảm bảo an ninh cung cấp điện.

9. Công suất của các tổ máy thuộc nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do giới hạn khí.

10. Công suất dịch vụ phụ trợ.

11. Công suất thí nghiệm.

Điều 27. Lập lịch huy động giờ tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động giờ tới cho các tổ máy phát điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc và không ràng buộc.

2. Lập lịch huy động giờ tới trong trường hợp thiếu công suất

a) Huy động lượng công suất còn lại trong hệ thống: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động các tổ máy theo thứ tự sau:

- Theo bản chào giá lập lịch;
- Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo công suất điều chỉnh;
- Các tổ máy của nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do giới hạn khí nếu còn khả năng cấp khí;
- Các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh;
- Các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng nguội theo lịch huy động ngày tới;
- Các tổ máy cung cấp dịch vụ vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện;
- Các nhà máy thủy điện đang không được chào giá do vi phạm mức nước giới hạn tuân để đảm bảo an ninh cung cấp điện;

- Công suất dự phòng quay;
- Giảm công suất dự phòng điều tần xuống mức thấp nhất cho phép.

b) Trong trường hợp vẫn thiếu công suất, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kiểm tra, xác định lượng công suất dự kiến cần sa thải để đảm bảo an ninh hệ thống tuân thủ theo quy định.

3. Lập lịch huy động giờ tới trong trường hợp thừa công suất

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh lịch huy động giờ tới thông qua các biện pháp theo thứ tự sau:

- a) Dừng các tổ máy tự nguyện ngừng phát điện;
- b) Giảm dần công suất phát của các tổ máy khởi động chậm về mức công suất phát ổn định thấp nhất;
- c) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay;
- d) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ điều tần;
- đ) Dừng các tổ máy khởi động chậm theo thứ tự sau:
 - Có thời gian khởi động ngắn nhất;
 - Có chi phí khởi động từ thấp đến cao. Chi phí khởi động do Đơn vị mua buôn duy nhất thỏa thuận với Đơn vị phát điện và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện định kỳ trước mỗi năm vận hành và trong năm vận hành khi có thay đổi;
 - Có mức công suất thấp nhất đủ để giải quyết tình trạng thừa công suất.

Điều 28. Công bố lịch huy động giờ tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lịch huy động giờ tới 15 phút trước giờ vận hành, bao gồm các nội dung sau:

1. Dự báo phụ tải hệ thống điện miền Bắc, Trung, Nam và phụ tải hệ thống điện quốc gia giờ tới.
2. Lịch huy động các tổ máy phát điện trong giờ tới và 03 giờ tiếp theo.
3. Các biện pháp xử lý của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong trường hợp thiếu hoặc thừa công suất.
4. Các thông tin về việc điều chỉnh công suất công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu.

5. Lịch sa thải phụ tải dự kiến (nếu có).

Mục 4 **VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC**

Điều 29. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

1. Trong điều kiện hệ thống điện vận hành bình thường, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm vận hành hệ thống điện trong thời gian thực căn cứ lịch huy động giờ tới đã được công bố.

2. Đơn vị phát điện có trách nhiệm tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 30. Tiêu chuẩn tần số và điện áp

1. Tần số danh định của hệ thống điện quốc gia Việt Nam là 50Hz. Ở các chế độ vận hành bình thường hoặc khi có sự cố đơn lẻ xảy ra trong lưới điện truyền tải, tần số hệ thống điện được phép dao động trong các phạm vi được quy định:

Chế độ vận hành của hệ thống điện	Dải tần số cho phép
Vận hành bình thường	49,8 Hz ÷ 50,2 Hz
Sự cố đơn lẻ	49,5 Hz ÷ 50,5 Hz

2. Trong điều kiện làm việc bình thường hoặc khi có sự cố đơn lẻ xảy ra trong lưới điện truyền tải, điện áp tại thanh cái cho phép vận hành trên lưới được quy định:

Cấp điện áp	Chế độ vận hành của hệ thống điện	
	Vận hành bình thường	Sự cố một phần tử
500kV	475 ÷ 525	450 ÷ 550
220kV	209 ÷ 242	198 ÷ 242
110kV	104 ÷ 121	99 ÷ 121

Điều 31. Chế độ khẩn cấp và cực kỳ khẩn cấp

1. Chế độ khẩn cấp được quy định tại Thông tư số 12/2010/TT-BCT, là

chế độ vận hành khi hệ thống điện truyền tải tồn tại một trong các điều kiện sau:

a) Tần số hệ thống vượt ra ngoài phạm vi cho phép chế độ vận hành bình thường, nhưng nằm trong dải tần số cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử trong hệ thống;

b) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện truyền tải nằm ngoài phạm vi cho phép trong chế độ vận hành bình thường, nhưng nằm trong dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử;

c) Mức mang tải của bất kỳ thiết bị điện nào trong lưới điện truyền tải hoặc thiết bị đấu nối vào lưới điện truyền tải vượt quá giá trị định mức nhưng dưới 110% giá trị định mức mà thiết bị này khi bị sự cố do quá tải có thể dẫn đến chế độ vận hành cực kỳ khẩn cấp.

2. Chế độ cực kỳ khẩn cấp được quy định tại Thông tư số 12/2010/TT-BCT là chế độ vận hành khi hệ thống điện truyền tải tồn tại một trong các điều kiện sau:

a) Tần số hệ thống nằm ngoài dải tần số cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử trong hệ thống;

b) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện truyền tải nằm ngoài dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử;

c) Mức mang tải của bất kỳ thiết bị nào trong lưới điện truyền tải hoặc thiết bị đấu nối với lưới điện truyền tải trên 110% giá trị định mức mà thiết bị này khi bị sự cố do quá tải có thể dẫn đến tan rã từng phần hệ thống điện;

d) Khi lưới điện truyền tải đang ở chế độ vận hành khẩn cấp, các biện pháp được thực hiện để đưa hệ thống về trạng thái vận hành ổn định không thực hiện được dẫn tới hiện tượng tan rã từng phần hệ thống, tách đảo hoặc sụp đổ điện áp hệ thống.

Điều 32. Can thiệp vào thị trường điện

1. Các trường hợp can thiệp vào thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép can thiệp vào thị trường điện trong các trường hợp sau:

a) Hệ thống đang vận hành trong chế độ khẩn cấp;

b) Không thể đưa ra lịch huy động giờ tới 15 phút trước giờ vận hành.

2. Các biện pháp can thiệp vào thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động các tổ máy

phát điện theo thứ tự sau:

a) Theo các bản chào hợp lệ của các Đơn vị chào giá cho chu kỳ giao dịch đó;

b) Trong trường hợp Đơn vị chào giá không có bản chào hợp lệ cho chu kỳ giao dịch đó:

- Áp dụng mức giá sàn cho phần sản lượng hợp đồng;
- Áp dụng mức giá trần bản chào cho phần sản lượng còn lại.

c) Trong trường hợp không thể thực hiện được các biện pháp quy định tại điểm a và điểm b Khoản này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm huy động các tổ máy để đảm bảo các mục tiêu theo thứ tự ưu tiên sau:

- Đảm bảo cân bằng được công suất phát và phụ tải;
- Đáp ứng được yêu cầu về dự phòng điều tần;
- Đáp ứng được yêu cầu về dự phòng quay;
- Đáp ứng được yêu cầu về chất lượng điện áp.

3. Công bố thông tin về can thiệp vào thị trường điện

a) Khi can thiệp vào thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố các nội dung sau:

- Các lý do phải can thiệp thị trường;
- Các chu kỳ giao dịch dự kiến can thiệp vào thị trường điện.

b) Trong thời hạn 24 giờ kể từ khi kết thúc can thiệp vào thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các nội dung sau:

- Các lý do phải can thiệp vào thị trường điện;
- Các chu kỳ giao dịch can thiệp vào thị trường điện;
- Các biện pháp do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện áp dụng để can thiệp vào thị trường điện.

Điều 33. Dừng thị trường điện

1. Thị trường điện dừng vận hành khi xảy ra một trong các trường hợp sau:

a) Do các tình huống khẩn cấp về thiên tai hoặc bảo vệ an ninh quốc phòng;

b) Do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đề nghị dừng thị trường điện trong các trường hợp:

- Hệ thống điện vận hành trong chế độ cực kỳ khẩn cấp;
- Không đảm bảo việc vận hành thị trường điện an toàn, liên tục;
- Dự kiến việc can thiệp thị trường điện kéo dài trên 24 giờ.

c) Kết quả vận hành thị trường điện không đạt được các mục tiêu đã đề ra.

2. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, quyết định dừng thị trường điện trong các trường hợp quy định tại khoản 1 Điều này và thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho các thành viên tham gia thị trường điện về quyết định dừng thị trường điện của Cục Điều tiết điện lực.

4. Vận hành hệ thống điện trong thời gian dừng thị trường điện:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều độ, vận hành hệ thống điện theo các nguyên tắc sau:

- Đảm bảo hệ thống vận hành an toàn, ổn định, tin cậy với chi phí mua điện cho toàn hệ thống thấp nhất theo giá điện toàn phần trong Hợp đồng mua bán điện.

- Đảm bảo thực hiện các thoả thuận về sản lượng trong các hợp đồng xuất khẩu, nhập khẩu điện, hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện BOT và các hợp đồng mua bán điện có cam kết sản lượng của các nhà máy điện khác.

b) Các đơn vị phát điện, Đơn vị truyền tải điện và các đơn vị có liên quan khác có trách nhiệm tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 34. Khôi phục thị trường điện

1. Thị trường điện được khôi phục vận hành khi đảm bảo các điều kiện sau:

a) Các nguyên nhân dẫn đến việc dừng thị trường điện đã được khắc phục;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận về khả năng

vận hành lại thị trường điện.

2. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, quyết định khôi phục thị trường điện và thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho các thành viên tham gia thị trường điện về quyết định khôi phục thị trường điện của Cục Điều tiết điện lực.

Chương IV **TÍNH TOÁN THANH TOÁN TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

Mục 1 **TÍNH TOÁN GIÁ ĐIỆN NĂNG THỊ TRƯỜNG** **VÀ CÔNG SUẤT THANH TOÁN**

Điều 35. Trách nhiệm của các đơn vị về cung cấp và lưu trữ số liệu đo đếm phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm kiểm tra và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu đo đếm theo quy định tại Điều 36 Quy trình này và các số liệu đo đếm quá khứ khi có yêu cầu từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm quản lý, lưu trữ số liệu đo đếm điện năng và các hồ sơ liên quan theo quy định tại Thông tư số 27/2009/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định đo đếm điện năng trong thị trường phát điện cạnh tranh.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu trữ số liệu đo đếm điện năng và các hồ sơ liên quan trong thời hạn ít nhất là 05 năm.

Điều 36. Cung cấp số liệu phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Trước 15h00 ngày D+1, Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện số liệu đo đếm điện năng của từng điểm đo trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá điện năng thị trường, lượng công suất thanh toán của từng tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch trong ngày D và tổng hợp, cung cấp cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện phục vụ việc thanh toán cho từng nhà máy điện qua trang thông tin điện tử phục vụ thị trường điện theo biểu mẫu tại Phụ lục 7 Quy trình này.

3. Trước ngày D+4, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ cho ngày giao dịch D qua trang thông tin điện tử phục vụ thị trường điện theo biểu mẫu tại Phụ lục 7 Quy trình này.

4. Trước ngày D+6, Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm thông báo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các sai sót trong bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ (nếu có) qua trang thông tin điện tử phục vụ thị trường điện theo biểu mẫu tại Phụ lục 7 Quy trình này.

5. Vào ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh cho ngày D qua trang thông tin điện tử phục vụ thị trường điện theo biểu mẫu tại Phụ lục 7 Quy trình này.

6. Trong thời hạn 10 ngày làm việc kể từ ngày giao dịch cuối cùng của chu kỳ thanh toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán theo biểu mẫu tại Phụ lục 8 Quy trình này.

Điều 37. Thanh toán cho Đơn vị phát điện

1. Trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch, lập và gửi hóa đơn thanh toán cho Đơn vị mua buôn duy nhất.

2. Trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị phát điện ký Hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ lập và gửi hoá đơn thanh toán cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Hóa đơn thanh toán bao gồm các khoản thanh toán thị trường điện và thanh toán hợp đồng trong chu kỳ thanh toán.

4. Chậm nhất vào ngày cuối cùng hàng tháng, Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện thanh toán theo hóa đơn của Đơn vị phát điện.

Điều 38. Quy đổi sản lượng đo đếm

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy đổi số liệu đo đếm về đầu cực các tổ máy phát điện và ngược lại để phục vụ tính toán giá điện năng thị trường, công suất thanh toán và lập bảng kê thanh toán.

2. Việc quy đổi số liệu đo đếm về đầu cực các tổ máy phát điện và ngược lại được tính toán bằng công cụ tính toán quy đổi theo phương pháp tính toán quy đổi do Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện thoả thuận và được Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị

trường điện..

Điều 39. Xác định giá điện năng thị trường

1. Sau ngày giao dịch D, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch tính giá điện năng thị trường cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D theo trình tự sau:

a) Tính toán phụ tải hệ thống trong chu kỳ giao dịch bằng cách quy đổi sản lượng đo đếm về phía đầu cực các tổ máy phát điện;

b) Xác định các nhà máy điện không được thanh toán theo thị trường, bao gồm: các nhà máy không tham gia thị trường điện, các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch, các nhà máy điện quy định tại các khoản 4, 5, 7 Điều 51 Quy trình này;

c) Xác định sản lượng phát thực tế của các nhà máy điện được sắp xếp sản lượng cố định phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống trong lịch tính giá điện năng thị trường, bao gồm: các nhà máy điện không được thanh toán theo thị trường, các nhà máy thủy điện điều tiết dưới một tuần, điện năng nhập khẩu;

d) Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện và sản lượng phát thực tế của các nhà máy điện được sắp xếp sản lượng cố định phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống theo phương pháp lập lịch không ràng buộc cho đến khi tổng công suất đạt mức phụ tải hệ thống.

2. Giá điện năng thị trường bằng giá chào của dải công suất cuối cùng đáp ứng phụ tải hệ thống trong lịch tính giá điện năng thị trường. Trong trường hợp giá chào của dải công suất cuối cùng trong lịch tính giá điện năng thị trường cao hơn giá trần thị trường, giá điện năng thị trường được tính bằng giá trần thị trường.

Điều 40. Xác định công suất thanh toán

1. Sau ngày giao dịch D, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch công suất cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D theo trình tự sau:

a) Tính toán phụ tải hiệu chỉnh là phụ tải hệ thống cộng thêm thành phần công suất khuyến khích. Trong đó, thành phần công suất khuyến khích được tính bằng 3% phụ tải hệ thống của chu kỳ giao dịch trừ đi tổng công suất các tổ máy phát tăng thêm do ràng buộc. Trường hợp công suất phát tăng thêm do ràng buộc của các tổ máy lớn hơn 3% phụ tải hệ thống của chu kỳ giao dịch thì thành phần công suất khuyến khích được tính bằng 0 (không);

b) Công suất các tổ máy tham gia dịch vụ điều tần và dự phòng quay theo lịch huy động ngày tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

công bố được mô phỏng trong lịch công suất bằng công suất công bố trừ đi lượng công suất điều tần hoặc dự phòng quay của các tổ máy đó;

c) Công suất của các tổ máy phát tăng thêm được mô phỏng trong lịch công suất bằng công suất công bố trừ đi công suất phát tăng thêm;

d) Công suất cố định phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống trong lịch tính giá điện năng thị trường được xác định bằng công suất trung bình phát thực tế trong chu kỳ giao dịch của các nhà máy điện, bao gồm: các nhà máy điện không được thanh toán theo thị trường được quy định tại điểm b khoản 1 Điều 39 Quy trình này, các nhà máy thủy điện điều tiết dưới một tuần, điện năng nhập khẩu;

e) Lịch công suất của chu kỳ giao dịch được thực hiện theo thứ tự sau:

- Sắp xếp công suất cố định phần nền theo quy định tại điểm d khoản 1 Điều này vào phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống;

- Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch giờ tới của các Đơn vị phát điện khác theo phương pháp lập lịch không ràng buộc cho đến khi tổng công suất đạt mức phụ tải hiệu chỉnh.

2. Lượng công suất thanh toán của tổ máy trong chu kỳ giao dịch tính bằng lượng công suất của tổ máy đó được xếp trong lịch công suất.

3. Lượng công suất thanh toán của các tổ máy tham gia dịch vụ điều tần và dự phòng quay trong chu kỳ giao dịch tính bằng lượng công suất của tổ máy đó được xếp trong lịch công suất cộng với lượng công suất tham gia dịch vụ điều tần hoặc dự phòng quay.

4. Lượng công suất thanh toán của tổ máy phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch được tính bằng lượng công suất của tổ máy đó được xếp trong lịch công suất cộng với lượng công suất phát tăng thêm.

Điều 41. Xác định giá điện năng thị trường và công suất thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện

1. Trong trường hợp thời gian can thiệp thị trường nhỏ hơn 24 giờ:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng bản chào giá hợp lệ để xác định giá điện năng thị trường và lượng công suất thanh toán;

b) Trong trường hợp tổ máy không có bản chào giá hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng giá sàn cho phần sản lượng hợp đồng giờ và giá trần bản chào cho sản lượng ngoài hợp đồng để lập lịch tính giá điện năng thị trường và lịch công suất cho chu kỳ giao dịch đó.

2. Trong trường hợp thời gian can thiệp thị trường lớn hơn hoặc bằng 24 giờ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có trách nhiệm

thực hiện tính toán giá điện năng thị trường và công suất thanh toán cho khoảng thời gian thị trường bị can thiệp. Trong khoảng thời gian này đơn vị phát điện được thanh toán theo giá hợp đồng cho toàn bộ sản lượng điện năng đo đếm.

Mục 2

TÍNH TOÁN THANH TOÁN CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN GIAO DỊCH TRỰC TIẾP

Điều 42. Tính toán sản lượng huy động theo lệnh điều độ và các thành phần sản lượng thanh toán

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các thành phần sản lượng điện năng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch phục vụ thanh toán trong thị trường điện, bao gồm:

a) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường (Q_{bp});

b) Sản lượng điện năng phát tăng thêm (Q_{con});

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ (Q_{du});

d) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường (Q_{smp}).

2. Sản lượng điện năng 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 như sau:

a) Xác định các tổ máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường được xếp lịch tính giá thị trường cho chu kỳ giao dịch i và các vị trí đo đếm của tổ máy đó;

b) Tính toán sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào tại từng vị trí đo đếm xác định tại điểm a Khoản này theo công thức sau:

$$Q_{bp}_i^j = \min\{Q_{mq}_i^j - Q_{bb}_i^j, Q_{gb}_i^j\} \quad \text{nếu } Q_{mq}_i^j \geq Q_{bb}_i^j$$

$$Q_{bp}_i^j = 0 \quad \text{nếu } Q_{mq}_i^j < Q_{bb}_i^j$$

Trong đó:

i : chu kỳ giao dịch thứ i ;

j : điểm đo đếm thứ j của nhà máy nhiệt điện, xác định tại điểm a Khoản này;

Qbp_i^j : sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào tại vị trí đo đếm j trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qmq_i^j : sản lượng điện năng đo đếm tại vị trí đo đếm j trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qbb_i^j : sản lượng điện năng ứng với lượng công suất có giá chào thấp hơn hoặc bằng giá trần thị trường trong chu kỳ giao dịch i của các tổ máy có đầu nối vào vị trí đo đếm j và được quy đổi về vị trí đo đếm đó (kWh);

Qgb_i^j : sản lượng điện năng ứng với lượng công suất có giá chào cao hơn giá trần thị trường và được xếp trong lịch tính giá thị trường trong chu kỳ giao dịch i của các tổ máy có đầu nối vào vị trí đo đếm j và được quy đổi về vị trí đo đếm đó (kWh).

c) Tính toán sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào cho nhà máy điện theo công thức sau:

$$Qbp_i = \sum_{j=1}^J Qbp_i^j$$

Trong đó:

j : điểm đo đếm thứ j của nhà máy nhiệt điện, xác định tại điểm a Khoản này;

J : Tổng số các điểm đo đếm của nhà máy điện có tổ máy chào cao hơn giá trần thị trường và được xếp lịch tính giá thị trường;

Qbp_i : sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qbp_i^j : sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào tại vị trí đo đếm j trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

3. Sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

a) Xác định các tổ máy phát tăng thêm do ràng buộc truyền tải hoặc các ràng buộc khác trong chu kỳ giao dịch;

b) Tính toán sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch tại đầu cực của tổ máy theo công thức sau:

- Trường hợp tổ máy không bị ràng buộc phải phát theo lịch huy động giờ

tới và phát tăng công suất theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch:

$$Qcon.dc_i^g = \frac{P_i^{dd} - P_i^{l'u}}{2} \times \frac{T_i^{hd} + T_i^{Pd}}{60}$$

- Trường hợp tổ máy đã bị ràng buộc phải phát theo lịch huy động giờ tới:

$$Qcon.dc_i^g = (P_i^{l'gt} - P_i^{l'u}) \times 1 + \frac{P_i^{dd} - P_i^{l'gt}}{2} \times \frac{T_i^{hd} + T_i^{Pd}}{60}$$

Trong đó:

$Qcon.dc_i^g$: Sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy tính tại đầu cực trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

P_i^{dd} : Công suất thực hiện phát của tổ máy theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong chu kỳ giao dịch i (kW);

$P_i^{l'u}$: Công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (kW);

$P_i^{l'gt}$: Công suất của tổ máy được xếp trong lịch huy động giờ tới trong chu kỳ giao dịch i (kW);

T_i^{hd} : Khoảng thời gian tổ máy phải phát tăng thêm theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (phút);

T_i^{Pd} : Khoảng thời gian tổ máy duy trì đúng công suất phát tăng thêm theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (phút).

- Trường hợp tổ máy có nhiều lệnh phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch, sản lượng phát tăng thêm của tổ máy được tính bằng tổng sản lượng phát tăng thêm của các lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch đó.

4. Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdu) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được theo trình tự sau:

a) Xác định sản lượng huy động theo lệnh điều độ:

Sản lượng huy động theo lệnh điều độ của Đơn vị phát điện là sản lượng tại đầu cực máy phát được tính toán căn cứ theo lệnh điều độ huy động tổ máy của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, căn cứ vào công suất theo lệnh điều độ và tốc độ tăng giảm tải của tổ máy phát điện. Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo công thức sau:

$$Qdd_i = [Qdd_i^0.t_i^1 + \sum_{j=1}^J (Qdd_i^j + Qdd_i^{j+1}).(t_i^j - t_i^{j+1})/2] + \sum_{j=1}^{J-1} [Qdd_i^{j+1}.(t_i^{j+1} - t_i^j)] + Qdd_i^J.(60 - t_i^J)/60$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

J: Số lần thay đổi lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i;

t_i^j : Thời điểm lần thứ j trong chu kỳ giao dịch i Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ thay đổi công suất của tổ máy phát điện (phút);

t_i^j : Thời điểm tổ máy đạt được mức công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ tại thời điểm t_i^j (phút);

Qdd_i : Sản lượng huy động theo lệnh điều độ tính tại đầu cực máy phát xác định cho chu kỳ giao dịch i;

Qdd_i^j : Công suất tổ máy đang vận hành tại thời điểm t_i^j ;

Qdd_i^{j+1} : Công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh điều độ cho tổ máy phát điện tại thời điểm t_i^j . Công suất Qdd_i^{j+1} là công suất tổ máy đạt được tại thời điểm t_i^j .

Khoảng thời gian từ thời điểm lệnh điều độ t_i^j công suất Qdd_i^j đến thời điểm t_i^j mà tổ máy phát điện đạt được công suất Qdd_i^{j+1} được xác định như sau:

$$t_i^j - t_i^j = \frac{Qdd_i^{j+1} - Qdd_i^j}{a}$$

a) Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy (MW/p);

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán quy đổi sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdd_i) về vị trí đo đếm;

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo công thức sau:

$$Qdu_i = Qmp_i - Qdd_{i(QD)}$$

Trong đó:

Qdu_i : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ tính tại đầu cực máy phát xác định cho chu kỳ giao dịch i ;

Qmq_i : Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Qdd_{i(QD)}$: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được quy đổi về vị trí đo đếm cho chu kỳ giao dịch i .

Sai số điện năng điều độ đối với các tổ máy có công suất lắp đặt dưới 100MW là 5%, đối với các tổ máy có công suất lắp đặt từ 100MW trở lên là 3%. Trường hợp sản lượng Qdu_i nằm trong giới hạn sai số cho phép thì phần sản lượng này bằng không ($Qdu_i = 0$).

5. Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo công thức sau:

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

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i - Qdu_i$$

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

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i$$

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 đo đếm 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 .

Điều 43. Tính toán thanh toán điện năng thị trường

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$R_g = R_{smp} + R_{bp} + R_{con} + R_{du}$$

Trong đó:

R_g : tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

R_{smp} : khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

R_{bp} : 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 thanh toán (đồng);

R_{con} : khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm theo lệnh điều độ trong chu kỳ thanh toán (đồng);

R_{du} : khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ thanh toán (đồng).

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

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

$$R_{smp_i} = Q_{smp_i} \times SMP_i$$

Trong đó:

R_{smp_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 thanh toán (đồng);

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

Q_{smp_i} : sản lượng điện năng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của chu kỳ giao dịch i trong chu kỳ thanh toán (kWh).

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$R_{smp} = \sum_{i=1}^I R_{smp_i}$$

Trong đó:

R_{smp} : khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i : chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán;

I : tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán;

R_{smp_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 (đồng).

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 thanh toán được xác định theo trình tự sau:

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

$$R_{bp_i} = \sum_{j=1}^J (Q_{bp_i^j} \times P_{b_i^j}) - \left(\sum_{j=1}^J Q_{bp_i^j} - Q_{bp_i} \right) \times P_{b_i}^{\max}$$

Trong đó:

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

j : Dải chào thứ j trong bản chào giá của các tổ máy thuộc nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường và được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường;

J : Tổng số dải chào trong bản chào giá của nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường và được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường;

$P_{b_i^j}$: Giá chào tương ứng với dải chào j trong bản chào của các tổ máy của nhà máy nhiệt điện g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$P_{b_i}^{\max}$: 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^j : Tổng công suất được chào với mức giá Pb_i^j trong bản chào của nhà máy nhiệt điện được huy động trong chu kỳ giao dịch i và quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

Qbp_i : Tổng 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).

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rbp = \sum_{i=1}^I Rbp_i$$

Trong đó:

Rbp : khoản thanh toán cho phần điện năng chào cao hơn giá trần của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i : chu kỳ giao dịch i trong đó nhà máy nhiệt điện được huy động với mức giá chào cao hơn giá trần;

I : tổng số chu kỳ giao dịch trong đó nhà máy điện được huy động với mức giá chào cao hơn giá trần;

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).

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

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

$$Rcon_i = \sum_{g=1}^G (Qcon_i^g \times Pcon_i^g)$$

Trong đó:

$Rcon_i$: khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g : tổ máy phát tăng thêm theo lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

G : tổng số tổ máy phát tăng thêm theo lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

$Qcon_i^g$: điện năng phát tăng thêm theo lệnh điều độ của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i, (kWh);

$Pcon_i^g$: giá chào cao nhất tương ứng với dải công suất phát tăng thêm theo lệnh điều độ của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rcon = \sum_{i=1}^I Rcon_i$$

Trong đó:

Rcon: khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm theo lệnh điều độ trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i: chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy nhiệt điện phải phát tăng thêm theo lệnh điều độ;

I: tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy nhiệt điện phải phát tăng thêm theo lệnh điều độ;

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

5. Trường hợp nhà máy thủy điện được huy động do điều kiện ràng buộc phải phát và có giá chào cao hơn giá trần thị trường thì nhà máy được thanh toán cho phần sản lượng phát tương ứng trong chu kỳ đó bằng giá trần thị trường.

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

a) 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 ($Rdu_i > 0$):

$$Rdu_i = \sum_{g=1}^G (Qdu_i^g \times P_{b \min_i})$$

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);

g: Tổ máy phát tăng thêm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu

kỳ giao dịch i ;

G : Tổng số tổ máy phát tăng thêm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

Qdu_i^g : 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 ($Rdu_i < 0$):

$$Rdu_i = \sum_{g=1}^G |Qdu_i^g| \times (SMP_i - Pbp_{i,max})$$

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);

g : Tổ máy phát giảm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

G : Tổng số tổ máy phát giảm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

Qdu_i^g : 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 chào của của tổ máy đắt nhất được thanh toán trong chu kỳ giao dịch i .

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rdu = \sum_{i=1}^I Rdu_i$$

Trong đó:

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

i : Chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy nhiệt điện đã phát sai khác so với lệnh điều độ;

I : Tổng số chu kỳ giao dịch của của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy

nhật điện đã phát sai khác so với lệnh điều độ;

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

Điều 44. Tính toán thanh toán công suất thị trường

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán công suất thị trường cho nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

1. Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rcan_i = CAN_i \times \sum_{g=1}^G Qcan_i^g$$

Trong đó:

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

g : tổ máy của nhà máy điện được thanh toán theo giá công suất;

G : tổng số các tổ máy của nhà máy điện được thanh toán theo giá công suất;

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

$Qcan_i^g$: lượng công suất thanh toán của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (kW).

2. Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rcan = \sum_{i=1}^I Rcan_i$$

Trong đó:

$Rcan$: khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i : chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán;

I : tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán;

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

Điều 45. Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác

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, Đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

1. Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

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

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 (đồng/kWh);

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).

2. Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rc = \sum_{i=1}^I Rc_i$$

Trong đó:

Rc : khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i : chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán;

I : tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán;

Rc_i : khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Điều 46. Tính toán thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện

1. Trường hợp thời gian can thiệp thị trường nhỏ hơn 24 giờ, Đơn vị phát điện được nhận các khoản thanh toán điện năng, thanh toán công suất thị trường, thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác và các dạng thanh toán khác như khi vận hành thị trường điện.

2. Trường hợp thời gian can thiệp thị trường lớn hơn hoặc bằng 24 giờ, Đơn vị phát điện được thanh toán theo giá hợp đồng cho toàn bộ sản lượng điện năng đo đếm.

Điều 47. Tính toán thanh toán khi dừng thị trường điện

Trong thời gian dừng thị trường điện, Đơn vị phát điện được thanh toán theo giá hợp đồng cho toàn bộ sản lượng điện năng đo đếm.

Mục 3

THANH TOÁN DỊCH VỤ PHỤ TRỢ VÀ THANH TOÁN KHÁC

Điều 48. Thanh toán chi phí cơ hội cho dịch vụ dự phòng quay

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán chi phí cơ hội cho Đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ dự phòng quay trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

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

$$R_{spn_i} = \sum_{g=1}^G (OC_i^g \times Q_{spn_i}^g)$$

Trong đó:

R_{spn_i} : khoản thanh toán chi phí cơ hội cho Đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g : tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay của Đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i ;

G : tổng số tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay của Đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i ;

$Q_{spn_i}^g$: công suất lập lịch cung cấp dịch vụ dự phòng quay của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i theo lịch huy động ngày tới (kWh);

OC_i^g : chi phí cơ hội trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy g (đồng/kWh). Chi phí cơ hội được tính toán như sau:

$$OC_i = \max \{SMP_i - Pb_i ; 0\}$$

Trong đó:

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

Pb_i : giá chào lớn nhất trong số các mức giá chào tương ứng với các dải công suất cung cấp dịch vụ dự phòng quay (đồng/kWh).

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$R_{spn} = \sum_{i=1}^I R_{spn_i}$$

Trong đó:

R_{spn} : khoản thanh toán chi phí cơ hội trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i : chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán mà Đơn vị phát điện cung cấp dự phòng quay;

I : tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán mà Đơn vị phát điện cung cấp dự phòng quay;

R_{spn_i} : khoản thanh toán chi phí cơ hội trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

2. Chi phí cơ hội chỉ được thanh toán cho các tổ máy nhiệt điện cung cấp dự phòng quay.

Điều 49. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ dự phòng nguội, dịch vụ vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện

Đơn vị cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ dự phòng nguội, dịch vụ vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện được thanh toán theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ đã ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 50. Thanh toán cho nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

Thanh toán cho nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu được thực hiện theo hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

Điều 51. Thanh toán khác

1. Đơn vị phát điện có tổ máy phát công suất phản kháng phát phục vụ điều chỉnh điện áp được thanh toán cho lượng điện năng nhận từ lưới điện để phát công suất phản kháng:

a) Theo giá điện năng thị trường đối với tổ máy có chào giá trên thị trường điện;

b) Theo hợp đồng mua bán điện đối với tổ máy không chào giá trên thị trường điện.

2. Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng trong trường hợp thừa nguồn trong lịch huy động giờ tới được thanh toán chi phí khởi động theo mức chi phí thỏa thuận giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện.

3. Trường hợp sản lượng đo đếm điện năng tháng do Đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp có sai khác so với tổng điện năng đo đếm các ngày trong tháng do Đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp, phần điện năng chênh lệch được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện.

4. Trường hợp nhà máy điện tuabin khí có thời điểm vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính thì việc thanh toán cho các chu kỳ giao dịch đó theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất tương ứng với cấu hình tổ máy khi vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính. Trong các chu kỳ có thời điểm tổ máy tuabin khí vận hành chu trình đơn, vận hành nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính, nhà máy điện tuabin khí được huy động theo chi phí biến đổi trong hợp đồng mua bán điện tương ứng với trạng thái của các tổ máy. Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chi phí biến đổi tương ứng với các trạng thái của các tổ máy tuabin khí.

5. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách khỏi hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua từ nước ngoài, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong ngày giao dịch được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

6. Trường hợp tổ máy bị ràng buộc phải phát giảm công suất do các nguyên nhân không phải lỗi của nhà máy như các ràng buộc của lưới điện, của các tổ máy khác hoặc các ràng buộc kỹ thuật khác theo kết quả tính toán huy động của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dẫn đến không đảm bảo sản lượng hợp đồng giờ, thì sản lượng hợp đồng giờ áp dụng cho thanh toán trong thị trường điện được điều chỉnh bằng sản lượng phát thực tế của tổ máy trong chu kỳ giao dịch đó. Trường hợp tổ máy phải khởi động lại phải có xác nhận của các đơn vị liên quan để tính toán cho phần chi phí khởi động của nhà máy.

7. Trường hợp tổ máy phát điện có thí nghiệm theo lịch đã được phê duyệt, tổ máy được thanh toán theo thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất.

Điều 52. Hồ sơ thanh toán cho hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ

1. Đơn vị phát điện có trách nhiệm lập hồ sơ thanh toán dịch vụ phụ trợ theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Trong trường hợp hóa đơn có sai sót, Đơn vị phát điện hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền đề nghị hiệu chỉnh hóa đơn trong thời hạn một (01) tháng kể từ ngày phát hành. Các bên liên quan có trách nhiệm phối hợp xác định và thống nhất các khoản thanh toán hiệu chỉnh.

3. Đơn vị phát điện có trách nhiệm bổ sung khoản thanh toán hiệu chỉnh vào hóa đơn của chu kỳ thanh toán tiếp theo.

4. Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thống nhất phương thức thanh toán trong thị trường điện phù hợp với quy định tại Thông tư 18/2010/TT-BCT và các quy định có liên quan.

Điều 53. Xử lý các sai sót trong thanh toán

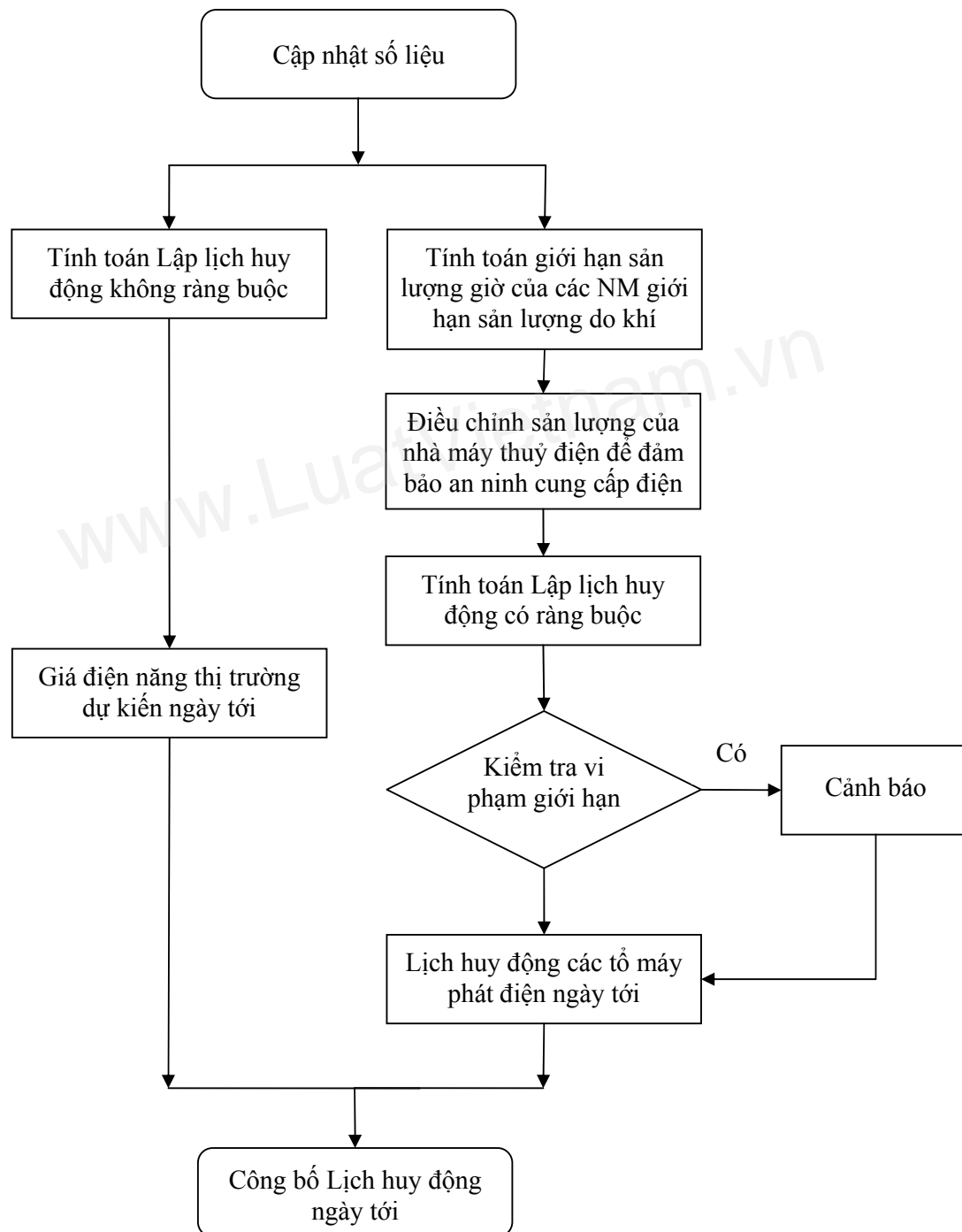
Trường hợp có thanh toán thừa hoặc thiếu so với hóa đơn, các đơn vị liên quan xử lý các sai sót này theo quy định trong hợp đồng mua bán điện hoặc hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ./.

CỤC TRƯỞNG

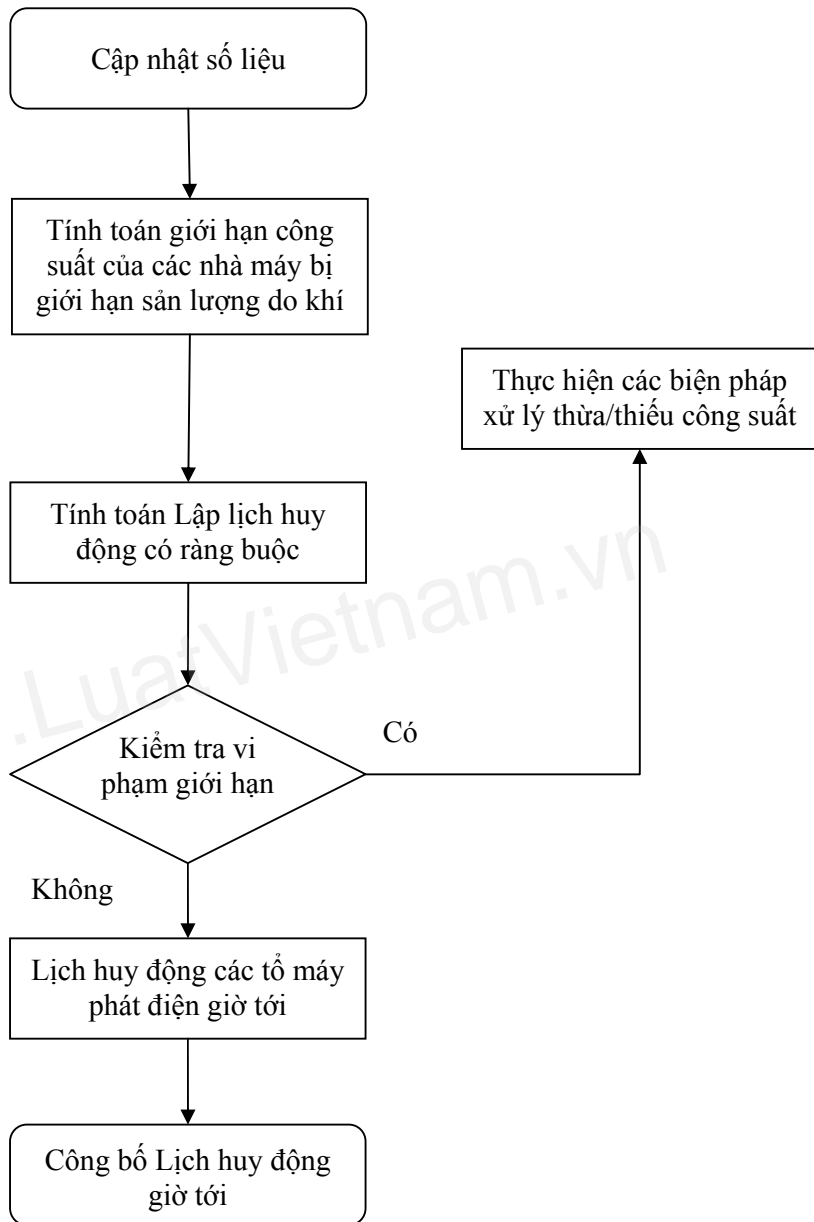
Đặng Huy Cường

Phụ lục 1
TRÌNH TỰ KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN
(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện)

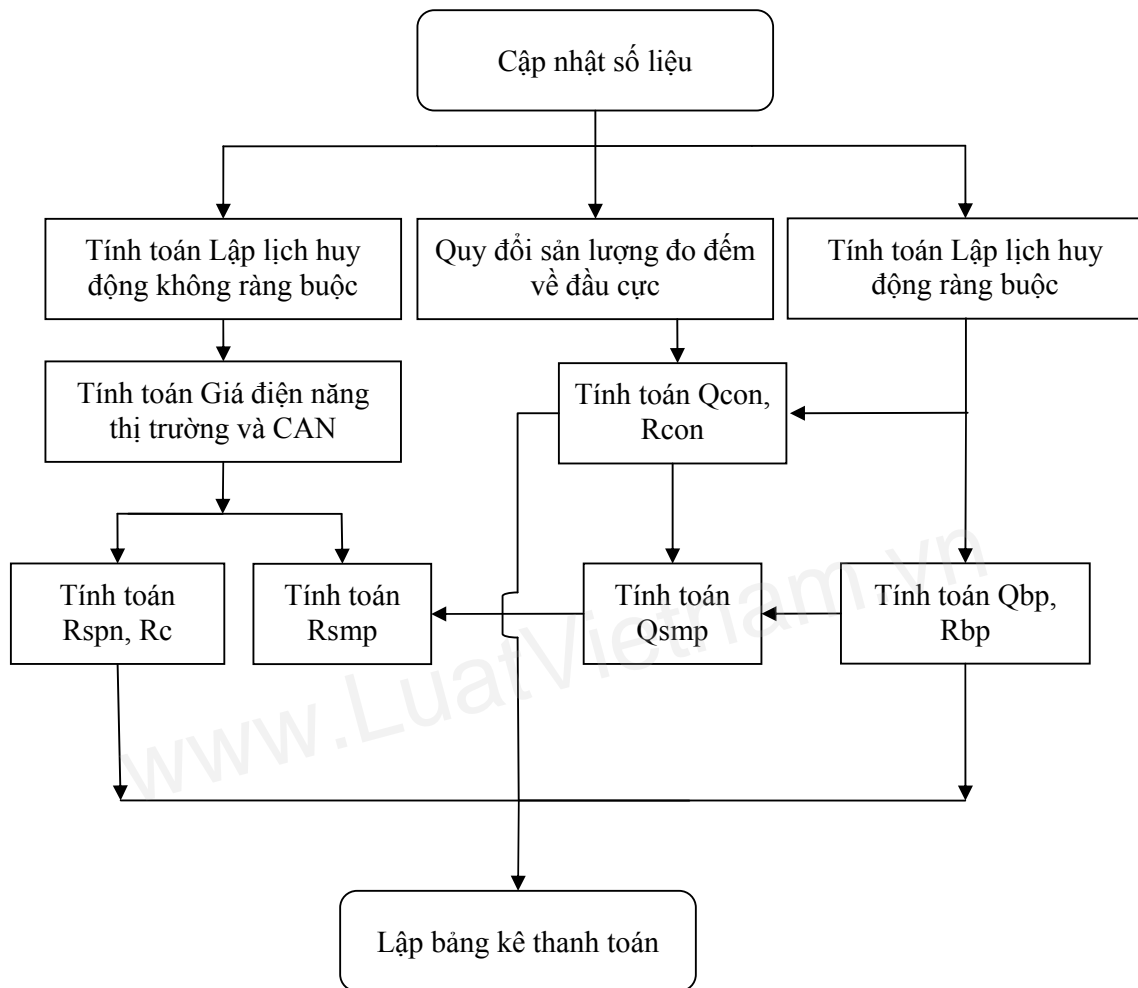
BẢNG 1. LẬP LỊCH HUY ĐỘNG NGÀY TỚI



BẢNG 2. LẬP LỊCH HUY ĐỘNG GIỜ TỐI



BẢNG 3. TÍNH TOÁN VÀ LẬP BẢNG KÊ THANH TOÁN



Phụ lục 2
THỜI GIAN BIỂU LẬP LỊCH HUY ĐỘNG VÀ LẬP BẢNG KÊ THANH TOÁN
(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện)

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 25 tháng M-1		Nộp bản chào mặc định của tổ máy nhiệt điện áp dụng cho tháng M	NMĐ, SB	SMO	Tháng M	Hàng tháng	Bản chào mặc định tương ứng với các trạng thái của tổ máy nhiệt điện áp dụng cho tháng M
Thứ Sáu tuần T-1	10h00	- Công bố giá trị nước - Công bố sản lượng hàng giờ của các nhà máy SMHP	SMO	NMĐ, SB, TNO	Tuần T	Hàng tuần	Công bố các kết quả sau: - Giá trị nước cho tuần T; - Mức nước giới hạn tuần; - Sản lượng hàng giờ của các nhà máy SMHP dự kiến cho tuần T.
Thứ Sáu tuần T-1	15h00	Nộp bản chào mặc định của tổ máy thủy điện áp dụng cho tuần T	NMĐ	SMO	Tuần T	Hàng tuần	Bản chào mặc định của tổ máy thủy điện
Ngày D - 2	16h00	Cung cấp thông tin về sản lượng điện năng xuất, nhập khẩu	SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Sản lượng điện năng xuất nhập khẩu dự kiến trong từng giờ của ngày D.

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày D-1	9h00	Công bố các thông tin phục vụ vận hành thị trường điện ngày tới	SMO	NMĐ, SB, TNO	Ngày D	Hàng ngày	Công bố các thông tin sau: - Dự báo phụ tải ngày D; - Sản lượng dự kiến của nhà máy thủy điện đa mục tiêu trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D; - Tổng sản lượng khí dự kiến ngày tới của các nhà máy tuabin khí sử dụng chung một nguồn khí. - Điện năng xuất nhập khẩu ngày D - Điện năng của các nhà máy có công suất từ 30MW trở xuống - Kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D; - Kế hoạch dịch vụ phụ trợ
	10h00	Nộp bản chào giá	NMĐ, SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá cho từng tổ máy của NMĐ cho ngày D. Bản chào giá của các nhà máy BOT (do SB nộp thay) cho ngày D.
	10h00	Công bố sản lượng của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 1 tuần, các nhà máy điện gió, địa nhiệt	NMĐ	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 1 tuần, nhà máy điện gió, địa nhiệt công bố sản lượng tuần tới cho SMO
	10h00	Công bố sản lượng của các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp bán một phần sản lượng	NMĐ	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Công suất khả dụng tối đa của các tổ máy, sản lượng từng giờ của phụ tải khu công nghiệp

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
	15h00	Công bố lịch huy động ngày D	SMO	NMĐ, SB, TNO	Ngày D	Hàng ngày	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho từng giờ của ngày D
Ngày D-1 và D	Liên tục	Công bố các thay đổi về công suất khả dụng của tổ máy và độ sẵn sàng của lưới truyền tải	NMĐ, TNO	SMO	Ngày D-1 và D	Liên tục	NMĐ cung cấp thông tin về các thay đổi công suất khả dụng của các tổ máy TNO cung cấp thông tin về các thay đổi độ sẵn sàng của lưới truyền tải
Ngày D	50 phút trước giờ vận hành	Công bố lịch huy động giờ tới	SMO	NMĐ, SB, TNO	Giờ vận hành	Hàng giờ	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho giờ vận hành tới
Ngày D+1	15h00	Cung cấp số liệu đo đếm điện năng trong ngày D	MDMSP	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Số liệu đo đếm điện năng của các nhà máy điện trong từng giờ của ngày D
Ngày D+2	9h00	Công bố giá thị trường và lượng công suất thanh toán	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá các tổ máy, giá thị trường điện năng, giá thị trường toán phần, lượng công suất thanh toán và các kết quả tính toán khác cho từng giờ của ngày D.
		Tổng hợp và cung cấp số liệu phục vụ tính toán thanh toán cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Theo quy định tại Phụ lục 9 Quy trình này.
Ngày D+3		Cung cấp bảng kê thanh toán sơ bộ cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Các khoản thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Ngày D+5		Thông báo các sai sót trong bảng kê thanh toán sơ bộ của ngày D (nếu có)	NMĐ, SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Thông báo các sai sót trong bảng kê thanh toán sơ bộ của ngày D (nếu có).

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày D+6		Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Các khoản thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Ngày làm việc thứ 7 tháng M+1		Cung cấp số liệu đo đếm chính thức cho tháng M	MDMSP	SMO	Tháng M	Hàng tháng	Theo quy định tại Thông tư số 27/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009.
Ngày làm việc thứ 10 tháng M+1		Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho tháng M	SMO	NMĐ, SB	Tháng M	Hàng tháng	Các khoản thanh toán trong từng ngày giao dịch trong tháng M.

www.LuatVietnam.vn

Phụ lục 3
HÀM MỤC TIÊU CỦA PHẦN MỀM LẬP LỊCH
(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện)

$$\min \left\{ \begin{array}{l} + \sum_{u, \text{seg}} \text{EnergyBandClearedMWW}(u, \text{seg}, t) \cdot \text{EnergyBandPrice}(u, \text{seg}, t) \cdot \text{PeriodLength}(t) \\ + \sum_{u, \text{seg}} \text{SpinBandClearedMWW}(u, \text{seg}, t) \cdot \text{SpinBandPrice}(u, \text{seg}, t) \cdot \text{PeriodLength}(t) \\ + \text{PenaltyTerm}(t) \cdot \text{PeriodLength}(t) \end{array} \right\}$$

Eq.1

Trong đó:

- $\text{EnergyBandClearedMWW}(u, \text{seg}, t)$: tổng công suất đã được khớp giá cho phần **seg** năng lượng chào bán của tổ máy **u** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, đơn vị MW.
- $\text{EnergyBandPrice}(u, \text{seg}, t)$: giá của phần **seg** năng lượng chào bán của tổ máy **u** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, đơn vị KVND/MWh.
- $\text{SpinBandClearedMWW}(u, \text{seg}, t)$: tổng công suất dự phòng quay đã được khớp của phần **seg** công suất dự phòng quay chào bán của tổ máy **u** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, đơn vị MW.
- $\text{SpinBandPrice}(u, \text{seg}, t)$: giá của phần **seg** năng lượng dự phòng quay chào bán của tổ máy **u** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, đơn vị KVND/MW trên giờ có khả năng.
- $\text{PenaltyTerms}(t)$: tổng các vi phạm bị phạt trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, định nghĩa trong (3).
- $\text{PeriodLength}(t)$: độ dài của khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, đơn vị h. Trong trường hợp thị trường nửa giờ, giá trị này bằng 0.5.

Để giải quyết một số trường hợp không thể thực hiện, các biến vi phạm cho các ràng buộc (với giới hạn trên/dưới) được thêm vào. Các điều kiện bổ sung của biến vi phạm được thêm vào phương trình 1.

Những biến vi phạm không âm là:

- FlowV(tl,t): sự vi phạm giới hạn trào lưu công suất trên đường truyền **tl** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, quan hệ với mức phạt là PenFlowV.
- ZonalDef(z,t) and ZonalSur(z,t): công suất thiếu và thừa trong vùng **z** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, quan hệ với mức phạt là PenZoneV.
- GcDef(gc,t) and GcSur(gc,t): các biến vi phạm ràng buộc chung **gc** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, quan hệ với mức phạt là PenGcV.
- UpRampV(u,t) and DownRampV(u,t): vi phạm tốc độ tăng giảm tải của tổ máy **u** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, quan hệ với mức phạt là PenRampV.
- EcapV(u,t): vi phạm giới hạn kinh tế của tổ máy **u** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, quan hệ với mức phạt là PenCapV.
- OpZoneV(u,t): vi phạm giới hạn vùng vận hành tổ máy **u** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, quan hệ với mức phạt là PenOpZoneV. Biến vi phạm này chỉ được áp dụng cho quá trình tối ưu hóa thứ 2.
- SpinV(t): vi phạm dự phòng quay trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, quan hệ với mức phạt là PenSpinV.

Nhóm xử phạt này được định nghĩa trong phương trình 2.

$$\begin{aligned}
 \text{PenaltyTerms}(t) = & \text{PenFlowV} \cdot \sum_{tl} \text{FlowV}(tl,t) \\
 & + \text{PenZoneV} \cdot \sum_z (\text{ZoneDef}(z,t) + \text{ZoneSur}(z,t)) \\
 & + \text{PenGcV} \cdot \sum_{gc} (\text{GcDef}(gc,t) + \text{GcSur}(gc,t)) \\
 & + \text{PenRampV} \cdot \sum_u (\text{UpRampV}(u,t) + \text{DownRampV}(u,t)) \\
 & + \text{PenCapV} \cdot \sum_u \text{EcapV}(u,t) \\
 & + \text{PenOpZoneV} \cdot \sum_u \text{OpZoneV}(u,t) \\
 & + \text{PenSpinV} \cdot \text{SpinV}(t)
 \end{aligned}$$

Eq. 2

Với những giá trị đủ lớn đưa vào để xử phạt cho mỗi biến vi phạm nêu trên, các biến vi phạm bằng 0 áp dụng đối với giải pháp khả thi. Biến vi phạm khác 0 áp dụng đối với các giải pháp không khả thi.

Các mức xử phạt khác có thể được áp dụng để mang lại quan hệ ưu tiên bắt buộc cho các loại ràng buộc khác nhau. Các ràng buộc với hệ số phạt lớn hơn có mức ưu tiên lớn hơn so với các ràng buộc có hệ số phạt nhỏ hơn. Các ràng buộc chung được ưu tiên do hệ số phạt khác nhau từ các ràng buộc.

www.LuatVietnam.vn

Phụ lục 4
RÀNG BUỘC CỦA PHẦN MỀM LẬP LỊCH
(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện)

1. Ràng buộc lưới điện

a) Ràng buộc cân bằng công suất vùng

Các ràng buộc cân bằng công suất vùng được thể hiện bằng tập hợp các đẳng thức tuyến tính như sau:

$$\text{Eq. 3} \quad PG(z,t) - PD(z,t) = \sum_{tl|From(z)} \text{TieLineFlow}(tl,t) - \sum_{tl|To(z)} \text{TieLineFlow}(tl,t)$$

Trong đó:

- From(z): từ vùng cuối của đường truyền **tl**.
- To(z): đến vùng cuối của đường truyền **tl**.
- TieLineFlow(tl,t): trào lưu công suất trên đường truyền **tl** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**.
- PG(z,t): tổng MW phát ở vùng **z** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**.
- PD(z,t): tổng MW nhu cầu phụ tải ở vùng **z** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**.

PG(z,t) bao gồm các bản chào mua và tổn thất truyền tải.

b) Ràng buộc trào lưu truyền tải

Chú ý rằng, mỗi đường truyền được định nghĩa một hướng xác định. Có nghĩa là đối với một đường dây liên kết giữa hai vùng (A, B) phải định nghĩa hai đường truyền (A-B và B-A).

Trào lưu công suất bị ràng buộc bởi giới hạn khả năng tải của đường truyền.

$$\text{Eq. 6} \quad 0 \leq \text{TieLineFlow}(tl,t) \leq \text{TieLineFlowMax}(tl,t)$$

Trong đó:

- TieLineFlow(tl,t): trào lưu MW trên đường truyền **tl**, trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**.
- TieLineFlowMax(tl,t): giới hạn khả năng tải của đường truyền **tl**, trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**, đơn vị MW.

c) Ràng buộc tổn thất truyền tải

Trong phương pháp tính toán tổn thất dựa trên mô hình tuyến tính từng phần riêng biệt, tổn thất được xem như một phụ tải tương đương ở vùng nhận cuối trên đường truyền.

Bằng sử dụng mô hình tuyến tính từng phần, tổn thất có thể được thể hiện chi tiết hơn trong quan hệ của trào lưu trên từng đoạn với các hệ số tổn thất tương ứng:

$$\text{Eq. 7} \quad \text{TieLineLosses}(tl,t) = \sum_{tlseg} \text{SegTieLineFlow}(tl,tlseg,t) \cdot \text{TieLossFactor}(tl,tlseg,t)$$

Trong đó:

- SegTieLineFlow(tl,tlseg,t): tổn thất của từng đoạn **tlseg** trên đường truyền **tl** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**.
- TieLossFactor(tl,tlseg,t): hệ số tổn thất của từng đoạn **tlseg** trên đường truyền **tl** trong khoảng thời gian điều độ thị trường **t**.

Sau đó các tổn thất được mô phỏng như một phụ tải tương đương ở vùng nhận cuối. Tổn thất tương đương ở vùng **z** được biểu diễn ở phương trình 8.

$$\text{Eq. 8} \quad \text{TieLosses}(z,t) = \sum_{Tol(t)=z} \text{TieLineLosses}(tl,t)$$

2. Ràng buộc tổ máy

Phần này mô tả mô hình tổ máy, gồm giới hạn công suất, giới hạn tăng giảm tải...

a) Ràng buộc bán chào bán

Tổng năng lượng của các phần bán chào bán đã được khớp giá cho các tổ máy có thể điều độ được định nghĩa trong phương trình 9.

Eq. 9

$$U_{gen}(u,t) = \sum_{seg} EnergyBandClearedMW(u,seg,t)$$

Trong đó:

- $U_{gen}(u,t)$: MW phát của tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t .

Tổng công suất được khớp giá cho mỗi thành phần bản chào bán là một biến tối ưu. Biến này bị ràng buộc như sau:

Eq. 10

$$0 \leq EnergyBandClearedMW(u,seg,t) \leq EnergyBandOfferedMW(u,seg,t)$$

Trong đó:

- $EnergyBandOfferedMW(u,seg,t)$: giới hạn từng phần bản chào bán cho mỗi phần seg của tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t , đơn vị MW.

b) Ràng buộc tốc độ tăng giảm tải

Sự chênh lệch MW đầu ra của một tổ máy giữa hai khoảng thời gian điều độ liên nhau được giới hạn bởi giá trị lớn nhất của giới hạn tăng giảm tải của tổ máy. Ràng buộc giới hạn tăng giảm tải này được thể hiện bằng phương trình 11 và 12.

Eq. 11

$$U_{gen}(u,t) - U_{gen}(u,t-1) \leq RampRate(u,t) \cdot PeriodLength(t)$$

Eq. 12

$$U_{gen}(u,t-1) - U_{gen}(u,t) \leq RampRate(u,t) \cdot PeriodLength(t)$$

Trong đó:

- $UpRampRate(u,t)$: giới hạn tốc độ tăng giảm tải cho tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t , đơn vị MW/h.

Chú ý: các giá trị MW ban đầu cho khoảng thời gian điều độ thị trường đầu tiên đạt được từ kết của khoảng thời gian điều độ thị trường cuối cùng của thị trường ngày trước.

c) Ràng buộc về giới hạn công suất tổ máy

Khi đã được xếp lịch, MW đầu ra của tổ máy bị ràng buộc bởi giới hạn lớn nhất và nhỏ nhất theo điều kiện kinh tế của tổ máy, như định nghĩa ở phương trình 13 và 14.

$$\text{Eq. 13} \quad U_{\text{gen}}(u,t) \geq \text{EcoMin}(u,t)$$

$$\text{Eq. 14} \quad U_{\text{gen}}(u,t) \leq \text{EcoMax}(u,t)$$

$$\text{Eq. 15} \quad U_{\text{gen}}(u,t) + U_{\text{Spin}}(u,t) \leq \text{SpinMax}(u,t)$$

Trong đó:

- $\text{EcoMin}(u,t)$: giới hạn nhỏ nhất theo điều kiện kinh tế của tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t .
- $\text{EcoMax}(u,t)$: giới hạn lớn nhất theo điều kiện kinh tế của tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t .
- $\text{SpinMax}(u,t)$: giới hạn lớn nhất của dự phòng quay của tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t .
- $U_{\text{Spin}}(u,t)$: điều độ dự phòng quay của tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t .

d) Ràng buộc về giới hạn vùng hoạt động của tổ máy

Áp dụng quá trình tối ưu hóa thứ hai để xử lý các ràng buộc vùng cấm. Trong quá trình tối ưu hóa thứ nhất, kế hoạch thay đổi MW tối thiểu để chuyển MW đầu ra của tổ máy ra khỏi vùng cấm.

Theo đó, đưa vào các ràng buộc bổ sung trong quá trình này (chỉ cho quá trình thứ hai) cho tất cả các tổ máy với vùng cấm để giữ MW đầu ra của chúng trong vùng vận hành, điều này đạt được nhờ áp dụng kế hoạch thay đổi MW nhỏ nhất.

$$\text{Eq. 16} \quad U_{\text{gen}}(u,t) \geq \text{OpZoneMin}(u,t)$$

Eq. 17

$$U_{gen}(u,t) + U_{Spin}(u,t) \leq OpZoneMax(u,t)$$

Trong đó:

- $OpZoneMin(u,t)$: giới hạn dưới của vùng vận hành tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t .
- $OpZoneMax(u,t)$: giới hạn trên của vùng vận hành tổ máy u trong khoảng thời gian điều độ thị trường t .

3. Ràng buộc dự phòng quay

Các tổ máy đang vận hành nhưng không đầy tải là có khả năng cung cấp dự phòng quay. Để tìm nhu cầu dự phòng quay, tổng sự đóng góp của các tổ máy riêng biệt phải lớn hơn hoặc bằng nhu cầu xác định. Điều này được mô tả ở phương trình 23.

Eq. 23

$$\sum_{u \in Z} U_{Spin}(u,t) \geq SpinResReq(z,t)$$

Trong đó:

- $SpinResReq(z,t)$: đòi hỏi dự trữ quay trong vùng z trong khoảng thời gian điều độ thị trường t .

4. Ràng buộc chung

Các ràng buộc chung được sử dụng để định nghĩa các ràng buộc an ninh hệ thống khác nhau. Một ràng buộc chung chỉ ra sự kết hợp tuyến tính của: MW tổ máy, giao dịch vào/ra và trào lưu công suất phải nhỏ hơn hoặc bằng, lớn hơn hoặc bằng hoặc bằng giá trị xác định (gọi là giá trị RHS – giá trị bên tay phải). Ví dụ về nhỏ hơn hoặc bằng được mô tả ở công thức sau:

Eq.24

$$\begin{aligned} & + \sum_{tl} TieLineFactor(gc,tl). TieLineFlow(tl,t) \\ & + \sum_{u, seg} UnitFactor(gc,u). UGen(u,t) \\ & \leq RHSLimit(gc,t) \end{aligned}$$

Trong đó:

- TieLineFactor(gc, tl): hệ số của trào lưu trên đường truyền tl cho ràng buộc chung gc .
- UnitFactor(gc, u): hệ số công suất của tổ máy u cho ràng buộc chung gc .
- RHSLimit(gc, t): giới hạn RHS của ràng buộc chung gc trong khoảng thời gian điều độ thị trường t , đơn vị MW.

www.LuatVietnam.vn

Phụ lục 5
TRƯỜNG SỐ LIỆU CỦA PHẦN MỀM LẬP LỊCH HUY ĐỘNG TỔ MÁY
(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện)

1. Trường số liệu về phụ tải:

Dữ liệu	Nội dung
Tên miền	Tên miền. Trong VCGM, đặt “North” cho miền Bắc, “Central” cho miền Trung và “South” cho miền Nam.
Chỉ số của dữ liệu	Chỉ số (dạng số) của phụ tải để nhận diện tên miền. Trong VCGM, đặt giá trị “1” cho miền Bắc (North), “2” cho miền Trung và “3” là miền Nam.
Khoảng thời gian	Khoảng thời gian tính bằng giờ trong chu kỳ tính toán. Giá trị này cung cấp giờ cuối cùng của chu kỳ. Dạng : YYYYMMDD HH24MI ví dụ: 2004-1115 0100
Phụ tải	Phụ tải cố định tính bằng MW của miền trong chu kỳ.
Dự phòng quay	Yêu cầu dự phòng quay của miền trong chu kỳ.
Dự phòng quay trong trường hợp đặc biệt	Yêu cầu dự phòng nóng bởi miền trong chu kỳ.
Dự phòng quay	Cờ 0/1. Chỉ ra rằng nếu dữ liệu cần cho chương trình.

2. Trường số liệu chung về nhà máy

Dữ liệu	Nội dung
Tên công ty	Tên/nhận diện của công ty sở hữu tổ máy. Ví dụ: công ty1
Tên nhà máy	Tên/nhận diện của nhà máy có tổ máy. Ví dụ: nhà máy 1.
Tên tổ máy	Tên/nhận diện của tổ máy ví dụ: G1
Tên loại hình công nghệ	Tên/nhận diện của kiểu tổ máy ví dụ: hơi nước.

Dữ liệu	Nội dung
Tên nút mà các nhà máy kết nối vào	Kiểu giá nút: giá trị này được gán nút pNode mà tổ máy nối vào. Kiểu giá miền: Giá trị này được gán tên miền mà tổ máy nối vào. Trong VCGM, đặt tên theo từng miền.
Tên quốc gia	Tên của vùng. Trong VCGM, nên đặt là “VietNam”.
Tổ máy là thủy điện	Cờ: 0/1. Tổ máy là tổ máy thủy điện.
Tổ máy chỉ chạy theo giá	Cờ: 0/1. Điều này chỉ ra tổ máy có giá cơ sở. Trong VCGM, đặt cờ này bằng 1.
Tổ máy	Cờ 0/1. Điều này chỉ ra giá là giá phủ đỉnh. Chức năng này không bao hàm trong thị trường giao ngay VCGM. Trong VCGM, đặt cờ này bằng 0
Số giờ ngừng máy tương đương	Giá trị này chỉ ra số giờ tổ máy vận hành (>0) hoặc số giờ ngừng máy (<0). Thông tin này được cung cấp trong file .INITMW.

3. Trường số liệu về đặc tính kỹ thuật tổ máy

Dữ liệu	Nội dung
Tên Công ty	Tên/nhận diện của công ty sở hữu tổ máy. Ví dụ: công ty 1
Tên nhà máy	Tên/nhận diện của nhà máy có tổ máy. Ví dụ: nhà máy 1.
Tên tổ máy	Tên/nhận diện của tổ máy ví dụ: G1
Loại tổ máy	Tên/nhận diện của kiểu tổ máy ví dụ: hơi nước.
Thời gian khởi động không tải	Cờ: 0/1. Cờ này chỉ ra nếu chi phí cố định được áp dụng khi xây dựng đặc tính chi phí khởi động của tổ máy. Nếu cờ này bằng 1, chi phí không tải được áp dụng khi tổ máy vận hành, ở bất kỳ mức công suất nào.
Thời gian khởi động lạnh	Đây là thời gian “nóng đến lạnh”, tính bằng giờ, sử dụng để xác định chi phí khởi động khi khởi động tổ máy nhiệt điện, theo số giờ mà tổ máy dừng.
Thời gian khởi động ấm	Đây là thời gian “nóng đến ấm”, tính bằng giờ, sử dụng để xác định chi phí khởi động khi khởi

Dữ liệu	Nội dung
	động tổ máy nhiệt điện, theo số giờ mà tổ máy dừng.
Chi phí không tải	Sử dụng để xây dựng đặc tính chi phí nhiên liệu. Chi phí này là chi phí cố định, tính bằng KVND, áp dụng khi tổ máy vận hành, ở bất kỳ mức công suất nào.
Chi phí khởi động lạnh	Đây là chi phí khởi động lạnh, tính bằng KVND, áp dụng cho tổ máy khởi động khi số giờ tổ máy dừng lớn hơn hoặc bằng thời gian “nóng đến lạnh”.
Chi phí khởi động ấm	Đây là chi phí khởi động ấm, tính bằng KVND, áp dụng cho tổ máy khởi động khi số giờ tổ máy dừng lớn hơn hoặc bằng thời gian “nóng đến ấm” nhưng bé hơn thời gian từ “nóng đến lạnh”.
Chi phí khởi động nóng	Đây là chi phí khởi động nóng, tính bằng KVND, áp dụng cho tổ máy khởi động khi số giờ tổ máy dừng lớn hơn hoặc bằng thời gian “nóng đến ấm”.
Thời gian ngừng máy tối thiểu	Đây là ràng buộc tổ máy sử dụng trong chương trình. Đây là thời gian xuống máy tối thiểu, tính bằng giờ phải đạt được với mỗi tổ máy, khi dừng tổ máy.
Thời gian được huy động tối thiểu	Đây là ràng buộc tổ máy sử dụng trong chương trình. Đây là thời gian lên máy tối thiểu, tính bằng giờ phải đạt được với mỗi tổ máy, khi khởi động tổ máy.
Số lần khởi động nhiều nhất trong ngày	Đây là ràng buộc tổ máy sử dụng trong chương trình. Đây là số lần khởi động tối đa trong một ngày cho mỗi tổ máy. Trong VCGM, đặt giá trị này là 48 khi đó ràng buộc này không có tác dụng.
Số lần khởi động nhiều nhất trong chu kỳ tính toán	Đây là ràng buộc tổ máy sử dụng trong chương trình. Đây là số lần khởi động tối đa trong một case cho mỗi tổ máy. Trong VCGM, đặt giá trị này là 999 khi đó ràng buộc này không có tác dụng.
Giới hạn sản lượng trong ngày của nhà máy nhiệt điện	Đây là sản lượng tối đa, tính bằng MWh, mà tổ máy có thể phát được trong cả ngày. Trong VCGM, đặt giá trị này là 0 khi đó ràng buộc này không có tác dụng.

Dữ liệu	Nội dung
Giới hạn sản lượng trong chu kỳ tính toán của nhà máy nhiệt điện	Đây là sản lượng tối đa, tính bằng MWh, mà tổ máy có thể phát được trong cả chu kỳ tính toán. Trong VCGM, đặt giá trị này là 0 khi đó ràng buộc này không có tác dụng.
Tổ máy huy động dựa trên giá	Cờ: 0/1. Điều này nghĩa là kế hoạch huy động dựa trên giá. Trong VCGM, đặt bằng 1
Đặc tính chi phí tổ máy dưới dạng bậc thang	Cờ 0/1: 1 nếu đặc tính chi phí của tổ máy dạng bậc thang (không phải là đặc tính trơn). Trong trường hợp này chương trình sẽ chuyển đặc tính từ không trơn thành trơn. Trong một thị trường điện chuẩn chức năng này không được sử dụng. Trong VCGM, đặt giá trị này bằng 0.
Giới hạn tốc độ tăng/giảm tải	Tốc độ tăng tải lớn nhất của tổ máy, tính bằng [MW/giờ] sử dụng trong quá trình điều độ.
Giới hạn tốc độ tăng tải	Tốc độ khởi động lớn nhất của tổ máy, tính bằng [MW/giờ]
Giới hạn tốc độ giảm tải	Tốc độ dừng máy lớn nhất của tổ máy, tính bằng [MW/giờ]

4. Cập nhật trạng thái tổ máy

Dữ liệu	Nội dung
Tên công ty	Tên/nhận diện của công ty sở hữu tổ máy. Ví dụ: công ty 1
Tên nhà máy	Tên/nhận diện của nhà máy có tổ máy. Ví dụ: nhà máy 1.
Tên tổ máy	Tên/nhận diện của tổ máy ví dụ: G1
Loại hình tổ máy	Tên/nhận diện của kiểu tổ máy ví dụ: hơi nước.
Chu kỳ tính toán	Khoảng thời gian tính bằng giờ trong chu kỳ tính toán. Giá trị này cung cấp giờ cuối cùng của chu kỳ. Dạng : YYYYMMDD HH24MI ví dụ: 2004-1115 0100
Công suất lớn nhất	Điều độ dự phòng nóng lớn nhất tính bằng MW. Kiểu dự phòng nóng là không bao hàm trong thị trường điện VCGM. Trong VCGM, đặt giá trị này bằng SPINMAX

Dữ liệu	Nội dung
Công suất dự phòng lớn nhất	Điều độ vận hành lớn nhất (khả năng tải liên tục) tính bằng MW.
Công suất kinh tế lớn nhất	Mức tải điều độ theo kinh tế lớn nhất, tính bằng MW
Công suất kinh tế nhỏ nhất	Mức tải điều độ theo kinh tế tối thiểu, tính bằng MW. Với tổ máy thủy điện, giá trị này đặt bằng 0.
Trạng thái tổ máy huy động “phải phát”	Cờ: 0/1: nếu tổ máy phải chạy trong chi kỳ này.
Trạng thái tổ máy huy động kinh tế	Cờ: 0/1: nếu tổ máy có thể huy động hoặc không (tùy vào các điều kiện thị trường)
Trạng thái tổ máy dự phòng nóng	Cờ: 0/1: nếu tổ máy tính vào dự phòng nóng hoặc không. Kiểu dự phòng nóng không bao hàm trong thị trường điện VCGM. Trong VCGM, đặt giá trị này bằng 0

5. Dữ liệu về bản chào giá tổ máy

Dữ liệu	Nội dung
Chuỗi dữ liệu	Giá trị này xác định cho mỗi tổ máy khác nhau (MW, khoảng)
Tên công ty	Tên/nhận diện của công ty sở hữu tổ máy. Ví dụ: công ty 1
Tên nhà máy	Tên/nhận diện của nhà máy có tổ máy. Ví dụ: nhà máy 1.
Tên tổ máy	Tên/nhận diện của tổ máy ví dụ: G1
Loại hình tổ máy	Tên/nhận diện của kiểu tổ máy ví dụ: hơi nước.
Ngày áp dụng	Chỉ số ngày của bản chào Dạng :YYYY-MM-DD Ví dụ 2004-11-05
Dải công suất	Dải MW tương ứng với đoạn SEGMENT_ID
Dải giá chào bán công suất	Giá ứng với BAND_ MW
Dải giá chào dành riêng cho vùng	Cờ 0/1. Chỉ ra bản chào là chào đỉnh. Đặc điểm

Dữ liệu	Nội dung
công suất đỉnh	này không bao hàm trong thị trường điện VCGM. Trong VCGM đặt 0
Giá chào biến đổi nhảy cấp	Cờ 0/1. Để sử dụng các dải chào theo từng cấp (không phải là đường tron). Trong VCGM đặt bằng 1.

www.LuatVietnam.vn

Phụ lục 6
MẪU BẢN CHÀO

(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện)

Giờ	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMD)	(Tên tổ máy điện)	(Nhiên liệu)	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMD)	(Tên tổ máy điện)	(Nhiên liệu)				
				Giá chào (VNĐ/kwh)								Giá chào (VNĐ/kwh)				
	Khoảng công suất chào, MW			Mức giá 1	Mức giá 2	Mức giá 3	Mức giá 4	Mức giá 5	Khoảng công suất chào, MW			Mức giá 1	Mức giá 2	Mức giá 3	Mức giá 4	Mức giá 5
	Pmin	Công suất công bố		Ngưỡng công suất tương ứng					Pmin	Công suất công bố		Ngưỡng công suất tương ứng				
1																
2																
3																
..																
..																
..																
..																
..																
22																
23																
24																
Tốc độ tăng giảm công suất tối đa:							Tốc độ tăng giảm công suất tối đa:									

Thời gian ngừng (Nóng/Ấm/Lạnh):

Thời gian khởi động (Nóng/Ấm/Lạnh):

Tình hình cung cấp nhiên liệu:

Phụ lục 7
MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN NGÀY
(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện)

1. Tên Công ty phát điện: _____
2. Tên nhà máy điện: _____
3. Ngày giao dịch _____

BẢNG 1. BẢNG TỔNG HỢP CÁC KHOẢN THANH TOÁN HÀNG NGÀY

	Khoản thanh toán	Thành tiền VND
I	Thanh toán điện năng thị trường (= 1 + 2 + 3 + 4)	
1	<i>Khoản thanh toán tính theo giá điện năng thị trường</i>	
2	<i>Khoản thanh toán tính theo giá chào</i>	
3	<i>Khoản thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm</i>	
4	<i>Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ</i>	
II	Thanh toán công suất thị trường	
III	Thanh toán dịch vụ dự phòng quay	
IV	Thanh toán khác	
	Tổng cộng (= I + II + III + IV)	

BẢNG 2. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN TÍNH THEO GIÁ ĐIỆN NĂNG THỊ TRƯỜNG

Chu kỳ giao dịch (giờ)	Sản lượng (MWh)	Giá điện năng thị trường (VNĐ/kWh)	Thành tiền (VNĐ)
1			
2			
....			
24			
Tổng cộng			

BẢNG 3. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN TÍNH THEO GIÁ CHÀO

Chu kỳ giao dịch	(Tên nhà máy điện)								
	(Tên tổ máy)			(Tên tổ máy)			(Tên tổ máy)		
	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ
1	$\Delta Q1$	P1							
	$\Delta Q2$	P2							
....									
24									
Tổng cộng									

BẢNG 4. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN CHO PHẦN SẢN LƯỢNG PHÁT TĂNG THÊM

Chu kỳ giao dịch	Tên nhà máy điện								
	Tên tổ máy			Tên tổ máy			Tên tổ máy		
	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ
1									
....									
24									
Tổng cộng									

BẢNG 5. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN CÔNG SUẤT THỊ TRƯỜNG

Chu kỳ giao dịch (giờ)	Lượng công suất thanh toán (MW)	Giá công suất thị trường (VNĐ/kW)	Thành tiền VNĐ
1			
2			
...			
....			
24			
Tổng cộng			

BẢNG 6. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN DỊCH VỤ DỰ PHÒNG QUAY

Chu kỳ giao dịch (giờ)	<i>(Tên nhà máy điện)</i>									
	<i>(Tên tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay)</i>					<i>(Tên tổ máy.....)</i>				
	Công suất dự phòng quay, MW	Chi phí cơ hội			Thành tiền, VNĐ	Công suất dự phòng quay, MW	Chi phí cơ hội			Thành tiền, VNĐ
SMP VNĐ/kWh		Pb VNĐ/kWh	Oc VNĐ/KWh	SMP VNĐ/kWh			Pb VNĐ/kWh	Oc VNĐ/KWh		
1										
2										
....										
24										
Tổng										

Phụ lục 8
MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN THÁNG
(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện)

1. Tên Công ty phát điện:
2. Tên nhà máy điện:
3. Chu kỳ thanh toán:

BẢNG 1. BẢNG TỔNG HỢP CÁC KHOẢN THANH TOÁN THÁNG ___

	Khoản thanh toán	Thành tiền VND
I	Thanh toán điện năng thị trường (= 1 + 2 + 3 + 4)	
1	<i>Khoản thanh toán tính theo giá điện năng thị trường</i>	
2	<i>khoản thanh toán tính theo giá chào</i>	
3	<i>Khoản thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm</i>	
4	<i>Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ</i>	
II	Thanh toán công suất thị trường	
III	Thanh toán dịch vụ dự phòng quay	
IV	Thanh toán khác	
	Tổng cộng (= I + II + III + IV)	

**BẢNG 2. BẢNG KÊ THANH TOÁN ĐIỆN NĂNG
 THỊ TRƯỜNG TRONG THÁNG** ___

Ngày giao dịch	Thanh toán điện năng thị trường, VNĐ				Tổng
	Thanh toán tính theo giá SMP	Thanh toán tính theo giá chào	Thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm	Khoản thanh toán do phát sai lệnh điều độ	
1					
2					
...					
....					

30					
31					

**BẢNG 3. BẢNG KÊ THANH TOÁN CÔNG SUẤT
THỊ TRƯỜNG TRONG THÁNG __**

Ngày giao dịch	Thanh toán công suất thị trường, VNĐ
1	
2	
...	
...	
....	
30	
31	
Tổng cộng	

**BẢNG 4. BẢNG KÊ THANH TOÁN DỊCH VỤ DỰ PHÒNG QUAY
TRONG THÁNG __**

Ngày giao dịch	Thanh toán dịch vụ dự phòng quay, VNĐ
1	
2	
...	
....	
30	
31	
Tổng cộng	

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
(Ký tên và đóng dấu)

(Gửi kèm theo bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho từng ngày giao dịch trong tháng)

Phụ lục 9
DỮ LIỆU PHỤC VỤ TÍNH TOÁN THANH TOÁN
(Ban hành kèm theo Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và Tính toán thanh toán trong thị trường điện

Số liệu	Ký hiệu	Đơn vị cung cấp
Điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, kWh	$Qm_{d,i}$	MDMSP
Giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, VND/kWh.	$SMP_{d,i}$	SMO
Giá điện năng sử dụng để xác định phần công suất được nhận CAN trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, VND/kWh.	$SMP_{d,i}^{(CAN)}$	
Giá công suất thị trường CAN trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, VND/kWh	$CAN_{d,i}$	
Tổng lượng công suất được trả CAN của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Qcan_{d,i}^g$	
Công suất lập lịch cung cấp dự phòng quay của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Qspn_{d,i}^g$	
Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Qsmp_{d,i}^g$	
Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh.	$Qbp_{d,i}$	
Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ tính tại đầu cực máy phát xác định cho chu kỳ giao dịch i.	Qdu_i	
Sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, kWh	$Qcon_{d,i}^g$	
Giá thanh toán cho tổ máy g phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, VND/kWh.	$Pcon_{d,i}^g$	
Giá chào của nhà máy điện năng trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, VND/kWh.	$Pb_{d,i}$	

Số liệu	Ký hiệu	Đơn vị cung cấp
Các khoản thanh toán khác, VND		

www.LuatVietnam.vn