

QUYẾT ĐỊNH

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

CỤC TRƯỞNG CỤC ĐIỀU TIẾT ĐIỆN LỰC

Căn cứ Quyết định số 3771/QĐ-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Cục Điều tiết điện lực;

Căn cứ Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh;

Căn cứ Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện;

Căn cứ Thông tư số 13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện;

Theo đề nghị của Trưởng phòng Thị trường điện,

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 trong thị trường điện hướng dẫn thực hiện Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh, Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện và Thông tư số 13/2017/TT-

BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện.

Điều 2. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký; thay thế Quyết định số 14/QĐ-ĐTĐL ngày 05 tháng 02 năm 2016 của 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 trong thị trường điện.

Điều 3. Chánh Văn phòng Cục, các Trưởng phòng, Giám đốc Trung tâm Nghiên cứu phát triển thị trường điện lực và Đào tạo thuộc Cục Điều tiết điện lực, Tổng giám đốc Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Giám đốc các đơn vị điện lực và đơn vị có liên quan chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

Nơi nhận:

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

CỤC TRƯỞNG



Nguyễn Anh Tuấn

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 **09** /QĐ-ĐTĐL
ngày 05 tháng 02 năm 2018 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 trong thị trường điện.

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 điện năng.

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 Quy trình này.

2. *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.

3. *Bảng kê thanh toán* là bảng tính toán các khoản thanh toán cho nhà máy điện trực tiếp tham gia 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.

4. *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 quy định tại Khoản 1 Điều 33 Quy trình này.

5. *Chu kỳ giao dịch* là khoảng thời gian 01 giờ tính từ phút đầu tiên của mỗi giờ.

6. *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 01 hàng tháng.

7. *Công suất công bố* là mức công suất sẵn sàng lớn nhất của tổ máy phát điện được đơn vị chào giá hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị phát điện ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ công bố theo lịch vận hành thị trường điện.

8. *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.

9. *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.

10. *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 theo kết quả lập lịch có ràng buộc.

11. *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.

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

13. *Dịch vụ phụ trợ* là các dịch vụ điều chỉnh tần số, dự phòng quay, dự phòng khởi động nhanh, vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen.

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

15. *Đơn vị chào giá* là các đơn vị trực tiếp nộp bản chào giá trong thị trường điện, bao gồm các Đơn vị phát điện hoặc các nhà máy điện được đăng ký chào giá trực tiếp và đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

16. *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.

17. *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.

18. *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.

19. *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.

20. *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.

21. *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.

22. *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.

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

24. *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.

25. *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.

26. *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.

27. *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.

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

29. *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.

30. *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.

31. *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 mua bán điện với nước ngoài.

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

33. *Lập lịch có ràng buộc* là việc sắp xếp thứ tự huy động các tổ máy phát

điện theo phương pháp tối thiểu chi phí mua điện có xét đến các ràng buộc kỹ thuật trong hệ thống điện.

34. *Lập lịch không ràng buộc* là việc sắp xếp thứ tự huy động các tổ máy phát điện theo phương pháp tối thiểu chi phí mua điện không xét đến các ràng buộc trong hệ thống điện.

35. *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.

36. *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 03 chu kỳ giao dịch tiếp theo do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập.

37. *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 do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập.

38. *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.

39. *Mô hình mô phỏng thị trường điện* là hệ thống các phần mềm mô phỏng huy động các tổ máy phát điện và tính giá điện năng thị trường được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng trong lập kế hoạch vận hành năm, tháng và tuần.

40. *Mô hình tính toán giá trị nước* là hệ thống các phần mềm tối ưu thủy nhiệt điện để tính toán giá trị nước được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng trong lập kế hoạch vận hành năm, tháng và tuần.

41. *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 theo Quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

42. *Mức nước tối ưu* là mức nước thượng lưu của hồ chứa thủy điện vào thời điểm cuối mỗi tháng hoặc cuối mỗi tuần, đảm bảo việc sử dụng nước cho mục đích phát điện đạt hiệu quả cao nhất và đáp ứng các yêu cầu ràng buộc, do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố.

43. *Năm N* là năm hiện tại vận hành thị trường điện, được tính theo năm dương lịch.

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

45. *Ngày giao dịch* là ngày diễn ra các hoạt động giao dịch thị trường điện, tính từ 00h00 đến 24h00 hàng ngày.

46. *Nhà máy điện BOT* là nhà máy điện được đầu tư theo hình thức Xây

dụng - Kinh doanh - Chuyển giao thông qua hợp đồng giữa nhà đầu tư và cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

47. *Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu* là nhà máy thủy điện được quy định tại Quyết định số 2012/QĐ-TTg ngày 24 tháng 10 năm 2016 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt danh mục nhà máy điện lớn có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh và Quyết định số 4712/QĐ-BCT ngày 02 tháng 12 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt danh mục nhà máy điện phối hợp vận hành với nhà máy điện lớn có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh”.

48. *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 01 tuần.

49. *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.

50. *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 phát điện có tổng công suất đặt nhỏ hơn hoặc bằng 30 MW không tham gia thị trường điện và sản lượng của các nhà máy thủy điện bậc thang trên cùng một dòng sông thuộc một Đơn vị phát điện có tổng công suất đặt nhỏ hơn hoặc bằng 60 MW (đáp ứng điều kiện được áp dụng biểu giá chi phí tránh được).

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

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

53. *Sản lượng hợp đồng năm* là sản lượng điện năng cam kết hàng năm trong hợp đồng mua bán điện dạng sai khác.

54. *Sản lượng hợp đồng tháng* là sản lượng điện năng được phân bổ từ sản lượng hợp đồng năm cho từng tháng.

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

56. *Thành viên tham gia thị trường điện* là các 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.

57. *Tháng M* là tháng hiện tại vận hành thị trường điện, được tính theo tháng dương lịch.

58. *Thiếu công suất* là tình huống khi tổng công suất công bố của tất cả các Đơn vị phát điện nhỏ hơn nhu cầu phụ tải hệ thống dự báo trong một chu kỳ giao

dịch.

59. *Thông tin bảo mật* là các thông tin mật theo quy định của pháp luật hoặc theo thỏa thuận giữa các bên.

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

61. *Thông tư số 13/2017/TT-BCT* là Thông tư số 13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 08 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện.

62. *Thông tư số 21/2015/TT-BCT* là Thông tư số 21/2015/TT-BCT ngày 23 tháng 6 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, trình tự kiểm tra hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện.

63. *Thông tư số 27/2009/TT-BCT* là Thông tư số 27/2009/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định đo đếm điện năng trong Thị trường phát điện cạnh tranh.

64. *Thông tư số 30/2014/TT-BCT* là Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương về Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh.

65. *Thông tư số 51/2015/TT-BCT* là Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện.

66. *Thời điểm chấm dứt chào giá* là thời điểm mà sau đó các Đơn vị phát điện không được phép thay đổi bản chào giá ngày tới, trừ các trường hợp đặc biệt được quy định trong Quy trình này. Trong thị trường điện, thời điểm chấm dứt chào giá là 11h30 của ngày D-1.

67. *Thứ tự huy động* là kết quả sắp xếp các dải công suất trong bản chào theo nguyên tắc về giá từ thấp đến cao có xét đến các ràng buộc của hệ thống điện.

68. *Thừa công suất* là tình huống khi tổng lượng công suất được chào ở mức giá sàn của các Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và công suất dự kiến huy động của các nhà máy điện thuộc các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố trong chu kỳ giao dịch lớn hơn phụ tải hệ thống dự báo.

69. *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.

70. *Tuần T* là tuần hiện tại vận hành thị trường điện.

71. *Vị trí đo đếm* là vị trí đặt hệ thống đo đếm điện năng để xác định sản lượng điện năng giao nhận phục vụ thanh toán thị trường điện giữa Đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện duy nhất theo quy định tại Thông tư số 27/2009/TT-BCT và theo hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất.

Chương II

CÁC NGUYÊN TẮC CHUNG

Điều 4. Công bố và cung cấp thông tin

Các đơn vị có trách nhiệm công bố và cung cấp thông tin theo Quy trình Quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện và công bố thông tin thị trường điện do Cục Điều tiết Điện lực ban hành, theo thứ tự ưu tiên sau đây:

1. Trang thông tin điện tử thị trường điện.
2. Thư điện tử từ địa chỉ do các đơn vị đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
3. Fax theo số fax do các đơn vị đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
4. 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 phát điện chỉ thực hiện công bố và cung cấp thông tin theo phương tiện quy định tại Khoản 2, Khoản 3 và Khoản 4 Điều này khi các đơn vị phát điện thông báo và nhận được sự chấp thuận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 5. Bản chào giá

Bản chào giá phải tuân thủ các nguyên tắc sau:

1. Có tối đa 05 (năm) cặp giá chào (đồng/kWh) và công suất (MW) cho tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
2. Công suất trong bản chào giá là công suất tại đầu cực máy phát điện.
3. Công suất chào của dải chào sau không được thấp hơn công suất của dải chào liền trước. Bước chào tối thiểu (nếu có) là 03 (ba) MW.
4. Có các thông tin về thông số kỹ thuật của tổ máy, bao gồm:

- a) Công suất công bố của tổ máy cho ngày D;
- b) Công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy;
- c) Tốc độ tăng và giảm công suất của tổ máy;
- d) Ràng buộc kỹ thuật khi vận hành đồng thời các tổ máy.

5. Công suất công bố của tổ máy trong bản chào ngày D không thấp hơn mức công suất công bố trong ngày D-2 theo Quy trình đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành trừ trường hợp sự cố kỹ thuật bất khả kháng. Nhà máy có trách nhiệm cập nhật công suất công bố khi có sự cố dẫn đến giảm công suất khả dụng.

6. Trong điều kiện bình thường dải công suất chào đầu tiên trong bản chào giá của các tổ máy nhiệt điện phải bằng công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy. Dải công suất chào cuối cùng phải bằng công suất công bố. Đối với các tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động và dừng máy được phép cập nhật bản chào giờ với công suất thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất.

7. Nhà máy điện thuộc khu công nghiệp có trách nhiệm:

- a) Chào bán cho toàn bộ công suất khả dụng của từng tổ máy phát điện;
- b) Chào giá cho phụ tải nội bộ:

- Trường hợp phụ tải nội bộ cao hơn công suất phát ổn định thấp nhất của 01 tổ máy, chào giá bằng 0 đồng/kWh cho lượng công suất dự kiến huy động để cấp điện cho phụ tải nội bộ;

- Trường hợp phụ tải nội bộ thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất của 01 tổ máy, chào giá bằng 0 đồng/kWh cho lượng công suất phát ổn định thấp nhất;

c) Phần công suất dư còn lại: Giá chào tuân thủ quy định về giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện quy định tại Điều 10 Thông tư số 30/2014/TT-BCT và giá trần bản chào do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố theo quy định tại Khoản 3 Điều 3 Thông tư số 13/2017/TT-BCT;

d) Sử dụng một hoặc nhiều tổ máy để chào giá cho phần công suất đáp ứng phụ tải nội bộ. Trường hợp công suất một tổ máy không đủ đáp ứng phụ tải nội bộ, đơn vị phát điện được sử dụng bản chào của tổ máy tiếp theo để chào giá đáp ứng phụ tải nội bộ;

đ) Đơn vị phát điện có trách nhiệm xây dựng bản chào giá cho các tổ máy phát điện phù hợp với các ràng buộc kỹ thuật của tổ máy, các ràng buộc kỹ thuật quy định tại hợp đồng mua bán điện và các ràng buộc liên quan đến phụ tải hơi của nhà máy (nếu có).

8. Nhà máy thủy điện có thể chào các dải công suất đầu tiên trong từng giờ bằng 0 (không) MW. Đối với những nhà máy thủy điện có khả năng điều tiết trên 02 ngày thì dải công suất chào cuối cùng phải bằng công suất công bố. Các nhà

máy thủy điện có trách nhiệm chủ động đưa ra chiến lược chào giá phù hợp để đáp ứng được các ràng buộc kỹ thuật của tổ máy phát điện, của hồ chứa thủy điện, đồng thời đáp ứng các điều kiện ràng buộc khác như tưới tiêu, chống lũ, duy trì dòng chảy sinh thái theo yêu cầu của Ủy ban nhân dân cấp tỉnh có liên quan hoặc các cơ quan quản lý nhà nước được Ủy ban nhân dân cấp tỉnh ủy quyền.

9. Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần nhưng tham gia thị trường điện dưới hình thức nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày không được chào giảm công suất công bố trong bản chào giờ tới trừ trường hợp có bất thường về tình hình thủy văn dẫn đến không đảm bảo công suất công bố của nhà máy.

10. Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được phép nộp bản chào giá giờ tới sửa đổi tăng công suất theo tình hình thủy văn thực tế của nhà máy.

11. Đơn vị công suất là MW, với số thập phân nhỏ nhất là 0,1.

12. Đơn vị của giá chào là đồng/kWh, với số thập phân nhỏ nhất là 0,1.

13. Giá chào trong khoảng từ giá sàn đến giá trần của tổ máy và không giảm theo chiều tăng của công suất chào.

Điều 6. Giới hạn giá chào

1. Giá chào của tổ máy phát điện trên thị trường điện được giới hạn từ giá sàn bản chào đến giá trần bản chào.

2. Mức giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện được xác định hàng năm, điều chỉnh hàng tháng.

3. Giá sàn của tổ máy nhiệt điện là 01 đồng/kWh.

4. Giá sàn của tổ máy nhiệt điện dự kiến huy động để cấp điện cho phụ tải nội bộ của nhà máy điện thuộc khu công nghiệp là 0 đồng/kWh.

5. Giới hạn giá chào của tổ máy thủy điện được thực hiện theo quy định tại Điều 7 Quy trình này.

Điều 7. Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện

1. Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần được xác định căn cứ theo giá trị nước tuần tới của nhà máy đó do Đơn vị vận hành hệ thống điện công bố, cụ thể như sau:

a) Giá sàn bản chào bằng 0 (không) đồng/kWh;

b) Giá trần bản chào bằng giá trị lớn nhất của:

- Giá trị nước của nhà máy đó;

- Giá trung bình của giá trần các bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành tháng;

c) Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá trung bình của giá trần các bản chào của các tổ máy nhiệt điện tháng tới cho các nhà máy thủy điện cùng thời gian biểu công bố giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện trong tháng tới.

2. Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần được xác định như sau:

a) Giá sàn bản chào bằng 0 (không) đồng/kWh;

b) Giá trần bản chào bằng giá trị lớn nhất của:

- Giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường;

- Giá trung bình của giá trần các bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành tháng.

c) Hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường tuần tới cho các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần.

3. Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày có trách nhiệm nộp bản chào giá của ngày D cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Bản chào của các nhà máy này được quy định như sau:

a) Giá chào bằng 0 (không) đ/kWh cho tất cả các dải chào;

b) Công suất chào bằng công suất dự kiến phát của tổ máy trong chu kỳ giao dịch.

4. Trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần (tuần T-1) thì giá trần bản chào của nhà máy thủy điện này áp dụng cho tuần tiếp theo (tuần T) bằng giá trị lớn nhất của:

- Giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường;

- Chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện chạy dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện.

Khi đã đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần, nhà máy tiếp tục áp dụng mức giá trần theo quy định tại Khoản 1 hoặc Khoản 2 Điều này kể từ thứ Ba tuần tiếp theo. Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá của tổ máy nhiệt điện dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện.

5. Trường hợp nhà máy thủy điện đặt tại miền có dự phòng điện năng thấp hơn 5% được công bố theo Quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành thì giá trần bản chào của các nhà máy thủy điện trong miền này của tuần đánh giá bằng giá trị lớn nhất của:

- Giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường;
- Chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện chạy dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện.

Khi dự phòng điện năng của miền bằng hoặc cao hơn 5% các nhà máy trong miền này tiếp tục áp dụng mức giá trần theo quy định tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều này.

6. Nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm chào giá đáp ứng các yêu cầu sau:

- a) Tuân thủ các quy định về giá trần bản chào và giá sàn bản chào tại Điều 6 Quy trình này;
- b) Các yêu cầu về ràng buộc nhu cầu sử dụng nước phía hạ du và các ràng buộc về thủy văn khác.

Điều 8. Chào giá nhóm nhà máy thủy điện bậc thang

1. Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có trách nhiệm chào giá theo một bản chào giá chung cả nhóm và tuân thủ giới hạn giá chào.

2. Các nhà máy điện trong 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.

3. Trong trường hợp không thống nhất được 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 công bố biểu đồ huy động cho các nhà máy thuộc nhóm này căn cứ kết quả tính toán giá trị nước của nhóm.

4. Đơn vị đại diện chào giá có trách nhiệm tuân thủ các quy định về chào giá đối với tất cả các nhà máy điện trong nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

5. Trong trường hợp nhà máy thủy điện thuộc nhóm nhà máy thủy điện bậc thang đề xuất tự chào giá, căn cứ theo đề xuất của nhà máy thủy điện thuộc nhóm

nhà máy thủy điện bậc thang và các ràng buộc tối ưu sử dụng nước của cả nhóm, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, quyết định việc chào giá của nhà máy thủy điện này.

6. Giá trị nước của nhóm nhà máy thủy điện bậc thang là giá trị nước của hồ thủy điện lớn nhất trong bậc thang đó. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định hồ thủy điện dùng để tính toán giá trị nước cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang cùng với việc phân loại các nhà máy thủy điện.

7. Trong trường hợp nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố sản lượng phát hàng giờ trong tuần tới của từng nhà máy điện trong nhóm nhà máy thủy điện bậc thang;

b) 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 9. Bản chào giá lập lịch

1. Sau thời điểm chấm dứt chào giá, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của các bản chào giá nhận được cuối cùng. Bản chào giá cuối cùng hợp lệ được sử dụng làm bản chào giá lập lịch cho việc lập lịch huy động ngày tới.

2. Trong trường hợp không có bất thường, 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 11 Quy trình này, Đơn vị chào giá được phép nộp bản chào sửa đổi, bản chào sửa đổi cuối cùng hợp lệ do Đơn vị chào giá nộp chậm nhất 45 phút trước chu kỳ giao dịch 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. Trong trường hợp tổ máy nhiệt điện hòa lưới và vận hành sớm theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, trừ các chu kỳ trong quá trình hòa lưới được quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều 11 Quy trình này, bản chào giá ngày tới

của chu kỳ gần nhất có công suất công bố lớn hơn 0 (không) MW sẽ được áp dụng là bản chào giá lập lịch cho các chu kỳ vận hành sớm của tổ máy nhiệt điện này.

Điều 10. Bản chào giá mặc định

Bản chào giá mặc định được xác định như sau:

1. Đối với nhà 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 nhiên liệu của tổ máy và nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 25 hàng tháng.

2. Đối với nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần và nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, bản chào giá mặc định là bản chào có giá chào bằng giá trần bản chào tương ứng của nhà máy thủy điện được quy định tại Điều 7 Quy trình này. Đơn vị chào giá có trách nhiệm xây dựng bản chào mặc định áp dụng cho tuần tới của tổ máy thủy điện và nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước 15h00 thứ Bảy hàng tuần.

3. Đối với nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần, 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, bản chào giá mặc định của các tổ máy thủy điện này là bản chào giá có giá chào bằng giá trần bản chào tương ứng của nhà máy thủy điện được quy định tại Điều 7 Quy trình này.

4. Đối với nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày, bản chào giá mặc định là bản chào giá hợp lệ gần nhất. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cập nhật bản chào giá sửa đổi cho phù hợp với tình hình thực tế để đáp ứng yêu cầu hệ thống điện.

5. Trong trường hợp Đơn vị chào giá không gửi bản chào giá mặc định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng bản chào giá mặc định phù hợp cho tổ máy để sử dụng làm bản chào giá lập lịch.

Điều 11. Bản chào giá sửa đổi

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

a) Đơn vị chào giá cho nhà máy thủy điện điều tiết dưới 02 ngày được phép nộp bản chào giá sửa đổi phù hợp với tình hình vận hành thực tế (trong trường hợp nước về hồ nhiều dẫn đến phải xả hoặc mức nước hồ chứa về đến mức nước chết);

b) Đơn vị chào giá cho nhà máy nhiệt điện được phép nộp bản chào giá sửa đổi tăng hoặc giảm công suất của các tổ máy nhiệt điện trong quá trình hòa lưới hoặc ngừng máy của tổ máy nhiệt điện đó. Bản chào giá sửa đổi trong quá trình hòa lưới hoặc ngừng máy của tổ máy nhiệt điện là bản chào giá có 05 (năm) dải công suất chào bằng nhau và bằng công suất dự kiến phát trong quá trình hòa lưới hoặc ngừng máy;

c) Đơn vị chào giá được phép sửa đổi tăng công suất công bố và nộp lại bản chào giá cho tổ máy nhiệt điện hòa lưới sớm theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Bản chào giá sửa đổi tăng công suất cho các chu kỳ vận hành sớm trong ngày D của tổ máy nhiệt điện hòa lưới sớm, trừ các chu kỳ quy định tại Điểm b Khoản này, là bản chào giá hợp lệ của chu kỳ gần nhất có công suất công bố lớn hơn 0 (không) MW của tổ máy này;

d) 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. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng bản chào giá sửa đổi tăng công suất khi lịch công bố ngày tới, giờ tới có cảnh báo thiếu công suất hoặc trong các trường hợp cần thiết để đảm bảo an ninh cung cấp điện;

đ) Đơn vị chào giá được giảm công suất chào trong bản chào giá sửa đổi so với công suất trong bản chào ngày tới của đơn vị chào giá khi:

- Sự cố tổ máy gây ngừng máy hoặc giảm công suất khả dụng;
- 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 tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

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

3. Bản chào giá sửa đổi không được thay đổi công suất ở các mức công suất nhỏ hơn hoặc bằng công suất công bố cho giờ tới trừ trường hợp vi phạm yêu cầu kỹ thuật của bản chào:

a) Trong trường hợp các mức công suất trong bản chào ngày tới nhỏ hơn 3MW so với công suất công bố cho giờ tới, bản chào sửa đổi phải giữ nguyên các mức công suất này;

b) Trong trường hợp các mức công suất trong bản chào ngày tới lớn hơn

hoặc bằng 3MW so với công suất công bố cho giờ tới, bản chào sửa đổi được phép điều chỉnh các mức công suất này tăng hoặc giảm trong phạm vi 3MW nhưng không lớn hơn công suất công bố cho giờ tới.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của các bản chào giá sửa đổi và sử dụng làm bản chào giá lập lịch để lập lịch huy động giờ tới và tính giá thị trường điện.

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 phục vụ lập lịch huy động ngày tới và giờ tới.

2. Sản lượng điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động được tính như nguồn phải phát với biểu đồ đã được công bố trước trong lập lịch huy động ngày tới và giờ tới.

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

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

a) Nhà máy điện BOT (đã ký kết hợp đồng hoặc đã thỏa thuận xong hợp đồng nguyên tắc);

b) Nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện;

c) Nhà máy điện tuabin khí có các ràng buộc phải sử dụng tối đa nguồn nhiên liệu khí để đảm bảo lợi ích quốc gia;

d) Nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia mà đã ký hợp đồng mua bán điện trước ngày 01 tháng 01 năm 2016 và hợp đồng mua bán điện này còn hiệu lực đến sau ngày 01 tháng 01 năm 2016;

Danh sách các nhà máy điện không tham gia thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực phê duyệt.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng giá mua điện và các ràng buộc theo Hợp đồng mua bán điện với các Nhà máy điện này do Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp để tính toán lập biểu đồ của các nhà máy điện không tham gia thị trường điện. Sản lượng điện năng của các nhà máy điện không tham gia thị trường điện được tính như nguồn phải phát với biểu đồ đã được công bố trước trong lập lịch huy động ngày tới và giờ tới.

Điều 14. Nguyên tắc thanh toán trong thị trường điện

1. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch được thanh toán theo giá thị trường

điện và thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác.

2. 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 huy động.

3. Các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch được thanh toán theo các quy định tại hợp đồng mua bán điện.

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 ngày tới và giờ tới.

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 quy định 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 quy định 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 hệ thống đường dây liên kết miền;
- c) Trạng thái của các tổ máy phát điện;
- d) Bản chào của các tổ máy phát điện;
- đ) Các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện;
- e) Các thông số đầu vào khác.

2. Các trường số liệu đầu vào mô phỏng trong phần mềm lập lịch được quy định chi tiết tại 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 10h00 ngày D-2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị mua buôn duy nhất xác định sản lượng điện năng xuất, nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Trước 14h00 ngày D-2, Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện thuộc khu công nghiệp có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện biểu đồ dự báo nhu cầu phụ tải nội bộ của nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D. Sai số cho phép của dự báo nhu cầu phụ tải nội bộ là +/-10%. Trong giai đoạn phụ tải nội bộ thực hiện thí nghiệm hoặc có đầu tư mới, sai số cho phép của dự báo nhu cầu phụ tải nội bộ là +/-15%.

3. Trước 10h00 ngày D, Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện thuộc khu công nghiệp có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phụ tải nội bộ thực tế của nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D-1.

4. Trước 10h00 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 ngày D phụ tải hệ thống điện miền và phụ tải hệ thống điện quốc gia. Biểu đồ phụ tải dự kiến cho ngày tới được xác định và tính toán theo quy định tại Quy trình dự báo phụ tải điện;

b) Sản lượng dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy điện BOT, các nhà máy không trực tiếp chào giá trên thị trường điện. Sản lượng dự kiến của các nhà máy này được xác định theo quy định tại Điều 21 Quy trình này;

c) Sản lượng dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới của tổ máy thí nghiệm theo lịch thí nghiệm đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt;

d) Tổng sản lượng khí dự kiến ngày tới của các nhà máy nhiệt điện khí sử dụng chung một nguồn khí;

đ) 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 được xác định theo quy định tại Khoản 1 Điều này;

e) Các kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành;

g) Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;

h) Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán lập lịch huy động trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

5. Trước 11h30 ngày D-1, Đơn vị phát điện trực tiếp có trách nhiệm nộp bản chào giá ngày D.

6. Trước 16h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lịch huy động ngày tới.

Điều 19. Điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí của 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 khí (nếu có).

2. 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 thực hiện theo quy định tại Quy trình tối ưu sử dụng nguồn nhiên liệu khí phục vụ công tác lập lịch huy động ngày tới, giờ tới và vận hành thời gian thực do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

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

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. Trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần:

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cảnh báo 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.

2. Trong trường hợp hồ chứa của nhà máy điện có 02 tuần liên tiếp vi phạm mức nước giới hạn tuần thì bắt đầu từ 00h00 thứ Hai của tuần tiếp theo bản chào của nhà máy điện này không được sử dụng để lập lịch huy động áp dụng bắt đầu từ thứ Ba. 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 và đưa mực nước của hồ chứa về mức nước giới hạn tuần.

Trong trường hợp mức nước hồ chứa bị vi phạm hoàn toàn do việc huy động trên cơ sở bản chào giá của nhà máy, không phải do huy động để đảm bảo yêu cầu về an ninh hệ thống điện thì trong thời gian bị can thiệp các nhà máy này chỉ được thanh toán với giá bằng 90% giá hợp đồng mua bán điện nhưng không quá 02 tuần kể từ thời điểm bị can thiệp.

Trong trường hợp mức nước hồ chứa bị vi phạm do việc huy động để đảm bảo an ninh hệ thống điện thì trong thời gian bị can thiệp các nhà máy này được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

3. Sau 02 tuần kể từ khi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện can thiệp, mức nước của hồ chứa vẫn vi phạm mức nước giới hạn tuần do điều kiện thủy văn hoặc do phải huy động nhà máy để đảm bảo yêu cầu về an ninh hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép tiếp tục can thiệp vào lịch huy động các nhà máy điện.

4. Khi đã đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần, nhà máy thủy điện được tiếp tục tham gia chào giá vào tuần tiếp theo.

5. Trước 10h00 thứ Hai, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo về việc lập lịch huy động từ thứ Ba cho Đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất trong các trường hợp sau:

a) Nhà máy vi phạm mức nước hồ chứa và nhà máy bị can thiệp lịch huy động;

b) Nhà máy được phép chào giá khi mức nước hồ chứa của nhà máy đã về mức nước giới hạn tuần.

6. Trước 10h00 ngày D-1, căn cứ theo tình hình thủy văn, mức nước của hồ thủy điện của nhà máy thủy điện đó, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị

trường điện có trách nhiệm tính toán và công bố sản lượng dự kiến huy động từng giờ trong ngày tới của nhà máy thủy điện bị can thiệp lịch huy động theo nguyên tắc sau:

a) Đảm bảo an ninh cung cấp điện, các ràng buộc về yêu cầu sử dụng nước hạ du và các ràng buộc kỹ thuật khác;

b) Đảm bảo tối thiểu hóa chi phí mua điện cho toàn hệ thống.

Điều 21. Tính toán biểu đồ các nhà máy điện không tham gia thị trường điện và các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện

Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định biểu đồ ngày D của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường, nhà máy điện BOT không tham gia thị trường điện, các nhà máy không trực tiếp chào giá trên thị trường điện căn cứ theo các số liệu sau:

1. Dự báo phụ tải hệ thống điện miền theo Quy trình dự báo phụ tải điện.
2. Biểu đồ điện năng nhập khẩu.
3. Biểu đồ các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện.

4. Biểu đồ phụ tải riêng của các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia mà đã ký hợp đồng mua bán điện trước ngày 01 tháng 01 năm 2016 và hợp đồng mua bán điện này còn hiệu lực đến sau ngày 01 tháng 01 năm 2016.

5. Biểu đồ của các nhà máy điện có công suất đặt từ 30MW trở xuống.
6. Giới hạn công suất chạy khí của nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí.

7. Sản lượng huy động của các nhà máy thủy điện căn cứ theo tình hình thủy văn, mức nước hồ chứa hiện tại, mức nước hồ chứa dự kiến theo kế hoạch huy động tuần tới.

8. Giá hợp đồng mua bán điện của các nhà máy nhiệt điện
a) Tổng giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện và giá công suất (CAN) lớn nhất trong ngày tới, áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện trực tiếp chào giá;

b) Giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện, áp dụng cho các nhà máy không trực tiếp chào giá và thanh toán chi phí cố định hàng tháng;

c) Tổng giá biến đổi và giá cố định theo hợp đồng mua bán điện, áp dụng

cho các nhà máy nhiệt điện không trực tiếp chào giá còn lại.

Điều 22. 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. Số liệu đầu vào được mô phỏng trong phần mềm lập lịch để lập lịch huy động ngày tới bao gồm:

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

b) Giới hạn truyền tải giữa các miền;

c) Bản chào giá của các Đơn vị phát điện;

d) Sản lượng dự kiến của các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường, các nhà máy điện không tham gia thị trường điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;

đ) Biểu đồ huy động của các nhà máy điện bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện, các nhà máy thủy điện thuộc nhóm nhà máy thủy điện bậc thang không tự chào giá;

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

g) Công suất của các nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ;

h) Yêu cầu về công suất dự phòng quay và điều tần;

i) Lịch sửa chữa lưới truyền tải và các tổ máy phát điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt;

k) Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện;

l) Các kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành;

m) Thông tin cập nhật về độ sẵn sàng của lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện từ hệ thống SCADA hoặc do Đơn vị truyền tải và các Đơn vị phát điện cung cấp.

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, giá biên từng miền trong từng chu kỳ giao dịch ngày tới;

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

c) Phương thức vận hành, sơ đồ kết dây dự kiến của hệ thống điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;

d) Các thông tin cảnh báo (nếu có).

5. Lập lịch huy động ngày tới trong trường hợp thừa công suất

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán việc giảm công suất dần về công suất phát ổn định thấp nhất hoặc ngừng và thay đổi lại thời gian khởi động lại các tổ máy trong trường hợp thừa công suất theo nguyên tắc sau:

a) Giảm công suất tổ máy có giá hợp đồng mua bán điện (P_c) theo thứ tự từ cao đến thấp;

b) Ngừng tổ máy có giá hợp đồng mua bán điện (P_c) theo thứ tự từ cao đến thấp;

c) Ngừng tổ máy có chi phí khởi động từ thấp đến cao;

d) Khi khởi động lại theo thứ tự tổ máy có giá hợp đồng mua bán điện (P_c) theo thứ tự từ thấp đến cao;

đ) Tính toán thời gian ngừng tổ máy để đáp ứng yêu cầu của hệ thống, hạn chế việc vận hành lên, xuống các tổ máy nhiều lần.

Việc khởi động lại tổ máy ngừng trong trường hợp thừa nguồn được thực hiện theo thứ tự giá chào, trong trường hợp giá chào bằng nhau, việc khởi động lại các tổ máy được thực hiện theo thứ tự giá hợp đồng mua bán điện (P_c) từ thấp đến cao.

Điều 23. Công bố lịch huy động ngày tới

Trước 16h00 hàng ngày, 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 như sau:

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. Giá biên từng miền trong từng chu kỳ giao dịch 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 (nếu có).

4. Thông tin về cảnh báo thiếu công suất trong ngày tới (nếu có), bao gồm:

- a) Các chu kỳ giao dịch dự kiến thiếu công suất;
- b) Lượng công suất thiếu;
- c) Các ràng buộc an ninh hệ thống bị vi phạm.

5. Thông tin về cảnh báo thừa công suất (nếu có) trong ngày tới, bao gồm:

- a) Các chu kỳ giao dịch dự kiến thừa công suất;
- b) Các tổ máy dự kiến sẽ dừng phát điện.

Điều 24. Hoà lưới tổ máy phát điện

1. Đối với tổ máy khởi động chậm, Đơn vị phát điện có trách nhiệm chuẩn bị sẵn sàng để hoà lưới tổ máy này theo lịch huy động ngày tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố. Trường hợp thời gian khởi động của tổ máy lớn hơn 24 giờ, Đơn vị phát điện có trách nhiệm hoà lưới tổ máy này căn cứ trên kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

2. Đối với tổ máy không phải là khởi động chậm, Đơn vị phát điện có trách nhiệm chuẩn bị sẵn sàng để hoà lưới tổ máy này theo lịch huy động giờ tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

3. Trong quá trình hoà lưới của tổ máy nhiệt điện, Đơn vị phát điện có trách nhiệm cập nhật công suất từng giờ vào bản chào giờ trước 45 phút trước chu kỳ giao dịch để phục vụ vận hành và tính toán thanh toán.

Mục 3 LẬP LỊCH HUY ĐỘNG GIỜ TỚI

Điều 25. 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 của toàn hệ thống và từng miền Bắc, Trung, Nam dự báo cho giờ tới và 03 giờ tiếp theo. Biểu đồ phụ tải dự kiến cho giờ tới được xác định và tính toán theo quy định tại Quy trình dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

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

3. Bản chào giá lập lịch của đơn vị chào giá có cập nhật các bản chào giờ của các tổ máy khởi động chậm trong quá trình hoà lưới, bản chào giờ của các tổ máy trong quá trình ngừng tổ máy do sự cố hoặc giảm công suất do sự cố kỹ thuật bất khả kháng, bản chào giờ của các tổ máy công bố tăng công suất trong trường hợp hệ thống điện thiếu nguồn. Đơn vị được phép cập nhật bản chào giờ tối thiểu 45 phút trước chu kỳ giao dịch.

4. Sản lượng công bố của các nhà máy thủy điện đa mục tiêu.

5. Công suất điều tần, dự phòng quay, dự phòng khởi động nhanh và vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện cho giờ tới.

6. Độ sẵn sàng của lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện từ hệ thống SCADA hoặc do Đơn vị truyền tải điện và các Đơn vị phát điện cung cấp.

7. Các ràng buộc khác về an ninh hệ thống.

8. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.

9. Công suất công bố theo lịch huy động ngày tới của các nhà máy điện không chào giá trực tiếp trên thị trường điện.

10. Sản lượng điện nhập khẩu.

11. Phụ tải nội bộ cập nhật của nhà máy điện thuộc khu công nghiệp.

Điều 26. Điều chỉnh sản lượng công bố của Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

1. Trước khi lập lịch huy động giờ tới, 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;

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 là $\pm 5\%$ của tổng công suất đặt của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong hệ thống điện không bao gồm phần công suất dành cho điều tần và dự phòng quay.

Điều 27. 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 khí (nếu có).

2. 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 thực hiện theo Quy trình tối ưu sử dụng nguồn nhiên liệu khí phục vụ công tác lập lịch huy động ngày tới do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 28. 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 phương pháp lập lịch không ràng buộc.

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

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động các tổ máy theo thứ tự sau:

- Bản chào giá lập lịch;
- Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo công suất điều chỉnh;
- Các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh 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;
- Công suất dự phòng quay;
- Giảm công suất dự phòng điều tần xuống mức thấp nhất cho phép.

b) 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.

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 giá hợp đồng mua bán điện (Pc) từ cao đến thấp;
 - 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;
 - Có mức công suất thấp nhất đủ để giải quyết tình trạng thừa công suất.
- e) Với các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động các nhà máy điện không thấp hơn phụ tải nội bộ. Trường hợp phụ tải tại chỗ thấp hơn mức công suất ổn định tối thiểu thì Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động nhà máy bằng công suất ổn định tối thiểu của tổ máy.

Điều 29. 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 chu kỳ giao dịch, bao gồm các nội dung sau:

1. Phụ tải dự báo giờ tới của toàn hệ thống điện quốc gia và các miền Bắc, Trung, Nam.
2. Lịch huy động các tổ máy phát điện, giá biên các miền Bắc, Trung, Nam 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 theo quy định tại Điều 26 Quy trình này.
5. Lịch sa thải phụ tải dự kiến (nếu có).

Trong trường hợp 20 phút trước chu kỳ giao dịch, bản chào lập lịch tổ máy không phù hợp với trạng thái vận hành của tổ máy do các trường hợp được quy định tại Khoản 1 Điều 11 Quy trình này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật lại công suất khả dụng của tổ máy và công bố lịch huy động giờ tới trước chu kỳ giao dịch.

Mục 4 VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC

Điều 30. 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 31. Tiêu chuẩn tần số và điện áp

1. Tần số danh định của hệ thống điện quốc gia Việt Nam là 50Hz. Trong chế độ vận hành bình thường, tần số hệ thống điện được phép dao động trong phạm vi $\pm 0,2$ Hz so với tần số danh định. Ở các chế độ vận hành khác của hệ thống điện, dải tần số được phép dao động và thời gian khôi phục về chế độ vận hành bình thường được quy định:

Chế độ vận hành của hệ thống điện	Dải tần số được phép dao động	Thời gian khôi phục, tính từ thời điểm xảy ra sự cố (Áp dụng từ ngày 01 tháng 01 năm 2018)	
		Trạng thái chưa ổn định (chế độ xác lập)	Khôi phục về chế độ vận hành bình thường
Sự cố đơn lẻ	49 Hz ÷ 51 Hz	02 phút để đưa tần số về phạm vi 49,5 Hz ÷ 50,5 Hz	05 phút để đưa tần số về phạm vi 49,8 Hz ÷ 50,2 Hz
Sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc chế độ cực kỳ khẩn cấp	47,5 Hz ÷ 52 Hz	10 giây để đưa tần số về phạm vi 49 Hz ÷ 51 Hz	10 phút để đưa tần số về phạm vi 49,8 Hz ÷ 50,2 Hz
		05 phút để đưa tần số về phạm vi 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 32. Chế độ khẩn cấp và cực kỳ khẩn cấp

1. Chế độ khẩn cấp được quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện do Bộ Công Thương ban hành, 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 điện 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 Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành 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 33. 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 chu kỳ giao dịch.

2. Trong trường hợp can thiệp vào thị trường điện, 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:

- a) Đảm bảo cân bằng được công suất phát và phụ tải;
- b) Đáp ứng được yêu cầu về dự phòng điều tần;
- c) Đáp ứng được yêu cầu về dự phòng quay;
- d) 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 điện;
- 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 34. Dừng thị trường điện

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

- a) Các tình huống khẩn cấp về thiên tai hoặc bảo vệ an ninh quốc phòng;
- b) 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 được quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành;

- Không đảm bảo việc vận hành thị trường điện an toàn, liên tục.

- c) Các trường hợp khác theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền.

2. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, quyết định dừng thị trường điện trong các trường hợp quy định tại Điểm a Điểm b 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;

- 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) 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 35. Khôi phục thị trường điện

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

a) 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 36. Trách nhiệm của các đơn vị về sử dụng và lưu trữ số liệu đo đếm phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra, sử dụng các số liệu đo đếm theo quy định tại Điều 37 Quy trình này phục vụ

tính toán thanh toán trong thị trường điện và công bố cho Đơn vị mua buôn duy nhất các số liệu đo đếm điện năng của từng chu kỳ giao dịch qua trang thông tin điện tử thị trường điện.

2. 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 37. Cung cấp số liệu phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Trước 10h00 ngày D+1, Đơn vị phát điện có trách nhiệm công bố các sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện theo quy định tại Quy trình phối hợp xác nhận các sự kiện phục vụ các khoản thanh toán trên thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

2. Trước 15h00 ngày D+1, Đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận các sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện. Trong trường hợp Đơn vị phát điện chưa công bố các sự kiện hoặc các sự kiện chưa được thống nhất, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các sự kiện được sử dụng để tính toán thanh toán trên thị trường điện.

3. Trước 15h00 ngày D+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra số liệu đo đếm điện năng, số liệu đo đếm đầu cực tổ máy và các số liệu đo đếm tự dùng của từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

4. 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 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 thị trường điện theo biểu mẫu quy định tại Phụ lục 7 Quy trình này.

5. 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 thị trường điện theo biểu mẫu quy định tại Phụ lục 7 Quy trình này.

6. 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) và thống nhất với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các sự kiện tính toán thanh toán trên thị trường điện qua trang thông tin điện tử phục vụ thị trường điện theo biểu mẫu quy định tại Phụ lục 7 Quy trình này.

7. Trong 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 thị trường điện theo biểu mẫu quy định tại Phụ lục 7 Quy trình này. Đơn vị phát điện có trách nhiệm phát hành bảng kê thanh toán ngày và đưa vào hồ sơ phục vụ công tác thanh toán cho chu kỳ thanh toán.

8. 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 và gửi cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các Đơn vị phát điện theo biểu mẫu quy định tại Phụ lục 8 Quy trình này.

Điều 38. Hồ sơ thanh toán điện năng

1. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi chứng từ thanh toán thị trường điện cho Đơn vị mua buôn duy nhất căn cứ trên bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán.

2. Đơn vị phát điện lập và gửi chứng từ thanh toán hợp đồng cho Đơn vị mua buôn duy nhất theo các quy định trong hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện.

3. Đơn vị phát điện ký Hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ 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.

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

5. 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 dịch vụ phụ trợ cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 39. Hiệu chỉnh hoá đơn

1. Trong trường hợp hóa đơn có sai sót, Đơn vị phát điện hoặc Đơn vị mua buôn duy nhất có quyền đề nghị xử lý theo các quy định có liên quan trong thời hạn 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.

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

Điều 40. Thanh toán cho Đơn vị phát điện

1. 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, thời hạn thanh toán căn cứ theo quy định tại hợp đồng mua bán điện đã ký kết giữa hai bên.

2. 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 số 30/2014/TT-BCT, Thông tư số 51/2015/TT-BCT, Thông tư số 13/2017/TT-BCT và các quy định có liên quan.

3. Trường hợp đến ngày 20 hàng tháng, nếu Đơn vị phát điện chưa nhận được Bảng kê thanh toán thị trường điện mà nguyên nhân không phải từ Đơn vị phát điện, Đơn vị phát điện có quyền lập và gửi hồ sơ tạm thanh toán căn cứ theo sản lượng điện phát và giá hợp đồng mua bán điện. Sau khi bảng kê thanh toán thị trường điện được phát hành, phần chênh lệch giữa giá trị tạm thanh toán và giá trị quyết toán sẽ được bù trừ vào tháng tiếp theo.

Điều 41. 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.

Điều 42. 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 hệ số 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 43. Nguyên tắc phân bổ sản lượng đo đếm

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán phân bổ sản lượng đo đếm của nhà máy điện về từng tổ máy điện và quy đổi về đầu cực máy phát điện theo nguyên tắc sau:

1. Sử dụng hệ số quy đổi chung của nhà máy cho từng tổ máy.

2. Phản ánh đúng sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Q_{du}) khi thay đổi cấu hình tự dùng của nhà máy.

3. Xử lý được các trường hợp đặc biệt trong thiết kế hệ thống đo đếm của nhà máy (trường hợp các tổ máy chung một công tơ đo đếm, không xác định được rõ công tơ đo đếm nào cho tổ máy nào...).

4. Phân bổ sản lượng đo đếm về từng tổ máy điện được thực hiện căn cứ trên việc phân bổ sản lượng đo đếm cả nhà máy với trọng số công tơ đầu cực (nếu có) hoặc theo sản lượng tính theo mệnh lệnh điều độ (Qdd), trong đó có một tổ máy được phân bổ sản lượng bằng sản lượng nhà máy trừ đi tổng sản lượng các tổ máy còn lại.

5. Phân bổ sản lượng đo đếm của tổ máy đuôi hơi (ST) vào từng tổ máy tuabin khí khi vận hành chu trình hỗn hợp được thực hiện theo tỷ lệ sản lượng đo đếm thanh toán của tổ máy tuabin khí (GT) và thời gian vận hành chu trình hỗn hợp của tổ máy GT đó.

Điều 44. Xác định giá điện năng thị trường

1. Sau ngày giao dịch D, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm 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) Thực hiện lập lịch tính giá điện năng thị trường theo phương pháp lập lịch không ràng buộc theo trình tự như sau:

- Sắp xếp có định dưới phân nền của biểu đồ phụ tải hệ thống điện các sản lượng phát thực tế của các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch thị trường điện, điện năng nhập khẩu, các nhà máy điện không tham gia thị trường điện, các tổ máy thí nghiệm, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia không tham gia thị trường điện, các tổ máy bị tách ra khỏi thị trường điện;

- Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch.

2. Giá điện năng thị trường bằng giá chào của dải công suất cuối cùng được xếp lịch để đáp ứng mức 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 45. Xác định công suất thanh toán

1. Các nguyên tắc xác định công suất thanh toán cho từng chu kỳ giao dịch

a) Các tổ máy tham gia phát điện trong mỗi chu kỳ trên thị trường được lập lịch nhận giá công suất thị trường cho chu kỳ đó trừ các tổ máy khởi động chậm đã ngừng để làm dự phòng, tổ máy đã ngừng sự cố;

b) Đối với các tổ máy không cung cấp dịch vụ dự phòng quay và điều tần, công suất thanh toán của tổ máy bằng sản lượng điện năng của tổ máy tại vị trí đo đếm điện năng trong chu kỳ giao dịch;

c) Đối với các tổ máy tham gia cung cấp dịch vụ dự phòng quay và điều tần, ngoài sản lượng điện năng của tổ máy tại vị trí đo đếm điện năng (tại điểm giao nhận) trong chu kỳ giao dịch, tổ máy được thanh toán thêm đối với công suất dự phòng quay và điều tần xác định theo quy định tại Điều 13 Thông tư số 21/2015/TT-BCT.

2. 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 trong chu kỳ giao dịch bằng phụ tải hệ thống cộng thêm các thành phần sau:

- Công suất dự phòng quay cho chu kỳ giao dịch;
- Công suất điều tần cho chu kỳ giao dịch;

b) Thực hiện lập lịch công suất theo phương pháp lập lịch không ràng buộc để đáp ứng mức phụ tải hiệu chỉnh được xác định tại Điểm a Khoản này theo trình tự sau:

- Sắp xếp cố định dưới phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống điện các sản lượng phát thực tế của 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 phát điện có công suất nhỏ hơn hoặc bằng 30MW không tham gia thị trường điện và sản lượng của các nhà máy thủy điện bậc thang trên cùng một dòng sông thuộc một Đơn vị phát điện có tổng công suất đặt nhỏ hơn hoặc bằng 60 MW (đáp ứng tiêu chuẩn áp dụng biểu giá chi phí tránh được);

- Sắp xếp công suất điều tần, dự phòng quay cho chu kỳ giao dịch của tổ máy với mức giá bằng 0 (không) đồng/kWh;

- Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch trừ các tổ máy khởi động chậm đã ngừng để làm dự phòng, tổ máy đã ngừng sự cố.

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

Điều 46. Xác định giá điện năng thị trường và công suất thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện

1. 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) 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. 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.

Mục 2
TÍNH TOÁN THANH TOÁN
CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN GIAO DỊCH TRỰC TIẾP

Điều 47. Sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện

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 điều độ (Q_{du});
 - d) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường (Q_{smp}).
2. Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Q_{du}) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:
 - a) Xác định sản lượng huy động theo lệnh điều độ

Sản lượng huy động theo lệnh điều độ 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, thời gian chuẩn bị khởi động của các tổ máy thủy điện. Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo công thức

sau:

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

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch;

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 ;

Pdd_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-1} ;

Pdd_i^j : 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 Pdd_i^j đến thời điểm t_i^{j+1} mà tổ máy phát điện đạt được công suất Pdd_i^{j+1} được xác định như sau:

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

Trong đó:

a : Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy đăng ký trong bản chào giá lập lịch (MW/phút).

Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy đăng ký trong bản chào giá lập lịch phải phù hợp với tốc độ tăng giảm tải được công bố trong hợp đồng mua bán điện. Trường hợp hợp đồng mua bán điện không có tốc độ tăng giảm tải hoặc tốc độ tăng giảm tải trong hợp đồng có sự sai khác với thực tế, Đơn vị phát điện có trách nhiệm xác định các số liệu này theo kết quả thí nghiệm hoặc tổng hợp từ thực tế vận hành của tổ máy và ký kết bổ sung phụ lục hợp đồng về đặc tính kỹ thuật này với Đơn vị mua buôn duy nhất để làm căn cứ thanh toán;

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^j) 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:

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

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 .

d) Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng máy (không phải do sự cố) thì sản lượng Qdu bằng không ($Qdu_i = 0$). Nếu tổ máy có ràng buộc kỹ thuật, gây ảnh hưởng đến công suất phát của các tổ máy khác của nhà máy thì các tổ máy bị ảnh hưởng này cũng không tính sản lượng Qdu ($Qdu_i = 0$);

đ) Để tăng tính chính xác trong việc xác định thành phần Qdu , các công tơ đo đếm đầu cực tổ máy và các công tơ lắp tại các điểm đo đếm tự dùng của tổ máy (nếu có) được ưu tiên sử dụng để xác định sản lượng thực phát đầu cực của các tổ máy phát điện để so sánh với việc tuân thủ lệnh điều độ theo hệ thống quản lý mệnh lệnh điều độ (DIM);

e) Sai số điện năng điều độ tại đầu cực đối với các tổ máy có công suất lắp đặt dưới 100 MW là 5%, đối với các tổ máy có công suất lắp đặt từ 100 MW trở lên là 3% nhưng trong mọi trường hợp không nhỏ hơn 1,5 MW. Trường hợp sản lượng Qdu_i nằm trong giới hạn sai số cho phép thì phần sản lượng này bằng không ($Qdu_i = 0$).

3. 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 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:

$$Qbp_i^j = \min\{Qmq_i^j - Qdu_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\} \text{ nếu } Qmq_i^j - Qdu_i^j \geq Qbb_i^j \text{ và } Qdu_i^j \geq 0$$

$$Qbp_i^j = \min\{Qmq_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\} \text{ nếu } Qmq_i^j \geq Qbb_i^j \text{ và } Qdu_i^j < 0$$

$$Qbp_i^j = 0 \text{ nếu } Qmq_i^j < Qbb_i^j$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch;

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);

Qdu_i^j : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ của 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;

Q_{bp_i} : Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{bp_i^j}$: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào tại vị trí đo đếm j trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

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

a) 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 $Q_{du} > 0$:

$$Q_{con.dc_i^g} = \min(Q_{mq.dc_i^g}, [\sum_{j=1}^J (P_{dd_i^{j-1}} + P_{dd_i^j}) \cdot (t_i^j - t_i^{j-1}) / 2 - \sum_{j=1}^J P_i^{lnt} \cdot (t_i^j - t_i^{j-1})] / 60 + [\sum_{j=1}^{J-1} P_{dd_i^j} (t_i^{j+1} - t_i^j) - \sum_{j=1}^{J-1} P_i^{lnt} \cdot (t_i^{j+1} - t_i^j)] / 60 + [P_{dd_i^J} \cdot (60 - t_i^J) - P_i^{lnt} \cdot (60 - t_i^J)] / 60)$$

Trường hợp $Q_{du} \leq 0$:

$$Q_{con.dc_i^g} = \min(Q_{mq.dc_i^g}, \max([\sum_{j=1}^J (P_{dd_i^{j-1}} + P_{dd_i^j}) \cdot (t_i^j - t_i^{j-1}) / 2 - \sum_{j=1}^J P_i^{lnt} \cdot (t_i^j - t_i^{j-1})] / 60 + [\sum_{j=1}^{J-1} P_{dd_i^j} (t_i^{j+1} - t_i^j) - \sum_{j=1}^{J-1} P_i^{lnt} \cdot (t_i^{j+1} - t_i^j)] / 60 + [P_{dd_i^J} \cdot (60 - t_i^J) - P_i^{lnt} \cdot (60 - t_i^J)] / 60 + Q_{du_{i(DC)}}, 0))$$

Trong đó:

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

$Q_{mq.dc_i^g}$: Sản lượng đo đếm thanh toán của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về đầu cực tổ máy (kWh);

i : Chu kỳ giao dịch;

J : Số lần thay đổi lệnh điều độ do ràng buộc 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 do ràng buộc (phút). Trường hợp tại thời điểm này mà công suất của tổ máy phát điện thấp hơn P_i^{lnt} thì t_i^j được xác định là thời điểm tổ máy đạt công suất P_i^{lnt} ;

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). Trường hợp tại thời điểm này mà công suất của tổ máy phát điện thấp hơn $P_i^{l\#}$ thì t_i^j được xác định là thời điểm tổ máy đạt công suất $P_i^{l\#}$;

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

Pdd_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-1} . Trường hợp công suất này nhỏ hơn $P_i^{l\#}$ thì công suất này được tính bằng $P_i^{l\#}$;

Pdd_i^j : Công suất tổ máy đạt được tại thời điểm t_i^j ;

$Qdu_{i(DC)}$: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ quy đổi về đầu cực máy phát.

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

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

Trong đó:

a) Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy đăng ký trong bản chào giá lập lịch (MW/phút).

b) Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng máy (không phải do sự cố) thì sản lượng $Qcon$ này bằng không ($Qcon_{dc_i}^g = 0$);

c) Xác định sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch của tổ máy, $Qcon_i^g$, bằng cách quy đổi sản lượng $Qcon_{dc_i}^g$ từ vị trí đầu cực tổ máy về vị trí đo đếm;

d) Tính toán sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i theo công thức sau:

$$Qcon_i = \sum_{g=1}^G Qcon_i^g$$

Trong đó:

$Qcon_i$: Tổng sản lượng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao

dịch i (kWh);

g : Tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

G : Tổng số tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

$Qcon_i^g$: Sản lượng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

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 48. Điều chỉnh sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường được điều chỉnh trong các trường hợp sau:

a) Trường hợp trong chu kỳ giao dịch i sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện được xác định tại Khoản 4 Điều này nhỏ hơn hoặc bằng sản lượng điện hợp đồng giờ ($Q'mq_i \leq Q'_c$);

b) Trường hợp trong chu kỳ giao dịch i sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện được xác định tại Khoản 4 Điều này lớn hơn sản lượng điện hợp đồng giờ của nhà máy điện ($Q'mq_i > Q'_c$) đồng thời sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện nhỏ hơn sản lượng hợp đồng giờ ($Qsmp_i < Qc_i$).

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán điều chỉnh lại các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường trong các chu kỳ giao dịch căn cứ vào các thành phần sản lượng sau:

a) Sản lượng điện hợp đồng giờ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (Q'_c);

b) Sản lượng điện hợp đồng giờ của tổ máy điện g trong chu kỳ giao dịch i (Qc_i^g);

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

d) Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của tổ máy điện trong chu kỳ giao dịch i ($Q'mq_i^g$);

đ) Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ($Q'mq_i$);

3. Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của tổ máy phát điện g trong chu kỳ giao dịch i ($Q'mq_i^g$) được xác định như sau:

Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch của tổ máy phát điện dương ($Qdu_i^g > 0$):

$$Q'mq_i^g = Qmq_i^g - Qdu_i^g$$

Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch của tổ máy phát điện âm ($Qdu_i^g < 0$):

$$Q'mq_i^g = Qmq_i^g$$

Trong đó:

$Q'mq_i^g$: Sản lượng phát thực hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy phát điện g ;

Qmq_i^g : Sản lượng đo đếm của tổ máy phát điện g;

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

4. Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ($Q' mq_i$) được xác định như sau:

$$Q' mq_i = \sum_{g=1}^G Q' mq_i^g$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch;

G: Tổng số tổ máy phát của nhà máy;

$Q' mq_i$: Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện;

$Q' mq_i^g$: Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của tổ máy phát điện g;

5. Phân bổ sản lượng hợp đồng giờ phục vụ điều chỉnh các sản lượng điện năng thanh toán trong thị trường điện

a) Việc phân bổ sản lượng điện hợp đồng giờ của tổ máy phát điện chỉ để phục vụ cho việc điều chỉnh các sản lượng điện năng phục vụ thanh toán của tổ máy, không ảnh hưởng đến khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện sai khác của cả nhà máy điện;

b) Sản lượng điện hợp đồng giờ của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i được phân bổ như sau:

$$Qc_i^g = Q_c^i \times Q_i^{smp.g} / \sum_{g=1}^G Q_i^{smp.g}$$

Trong đó:

Qc_i^g : Sản lượng điện hợp đồng giờ của tổ máy phát điện g;

Q_c^i : Sản lượng hợp đồng giờ của nhà máy điện;

$Q_i^{smp.g}$: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của tổ máy phát điện g của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát của nhà máy.

c) Trường hợp sản lượng hợp đồng của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i lớn hơn sản lượng phát thực hiệu chỉnh ($Q' mq_i^g$) của tổ máy phát điện đó

thì sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó được điều chỉnh bằng sản lượng Q'_{mq_i} của tổ máy phát điện đó;

d) Sản lượng chênh lệch do việc điều chỉnh sản lượng hợp đồng giờ được quy định tại Điểm c Khoản này được phân bổ vào các tổ máy khác trên nguyên tắc đảm bảo sản lượng hợp đồng giờ của cả nhà máy là không đổi.

6. Nguyên tắc điều chỉnh

a) Trong trường hợp quy định tại Điểm a Khoản 1 Điều này, sản lượng điện năng phát tăng thêm (Q_{con_i}) và sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với các tổ máy của nhà máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường (Q_{bp_i}) được điều chỉnh trong chu kỳ giao dịch này bằng không ($Q_{con_i} = 0; Q_{bp_i} = 0$);

b) Trong trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này, các sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện Q_{smp} , Q_{con} , Q_{bp} của các tổ máy tương ứng của Đơn vị phát điện được hiệu chỉnh thành Q_{smp}' , Q_{con}' , Q_{bp}' theo nguyên tắc đảm bảo không được làm thay đổi sản lượng điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch này và được xác định như sau:

- Nếu $Q_{du} > 0$ và $(Q_{mq} - Q_{du} - Q_c - Q_{bp}) \leq 0$:

Q_{con} được hiệu chỉnh thành $Q_{con}' = 0$;

Q_{bp} được hiệu chỉnh thành $Q_{bp}' = \max(Q_{mq} - Q_{du} - Q_c, 0)$;

Q_{smp} được hiệu chỉnh thành $Q_{smp}' = Q_{mq} - Q_{du} - Q_{bp}'$.

- Nếu $Q_{du} > 0$ và $(Q_{mq} - Q_{du} - Q_c - Q_{bp}) > 0$:

Q_{con} được hiệu chỉnh thành $Q_{con}' = Q_{mq} - Q_{du} - Q_c - Q_{bp}$;

Q_{smp} được hiệu chỉnh thành $Q_{smp}' = Q_c$;

Q_{bp} không hiệu chỉnh.

- Nếu $Q_{du} \leq 0$ và $(Q_{mq} - Q_c - Q_{bp}) \leq 0$:

Q_{con} được hiệu chỉnh thành $Q_{con}' = 0$;

Q_{bp} được hiệu chỉnh thành $Q_{bp}' = Q_{mq} - Q_c$;

Q_{smp} được hiệu chỉnh thành $Q_{smp}' = Q_c$.

- Nếu $Q_{du} \leq 0$ và $(Q_{mq} - Q_c - Q_{bp}) > 0$:

Q_{con} được hiệu chỉnh thành $Q_{con}' = Q_{mq} - Q_{bp} - Q_c$;

Q_{smp} được hiệu chỉnh thành $Q_{smp}' = Q_c$;

Q_{bp} không hiệu chỉnh.

Trong đó:

Q_{mq} : Sản lượng điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch;

Q_{du} : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo quy định tại Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Thông tư số 51/2015/TT-BCT;

Q_{bp} : Sản lượng điện năng có giá chào cao hơn giá trần thị trường cho từng chu kỳ giao dịch được xác định theo quy định tại Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Thông tư số 51/2015/TT-BCT;

Q_c : Sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch cho từng tổ máy phát điện.

7. Điều chỉnh các thành phần sản lượng đối với các nhà máy có bù trừ sản lượng

Đối với các nhà máy có bù trừ sản lượng, chu kỳ tổ máy tham gia thị trường điện có sản lượng thực phát âm ($Q_{mq} < 0$) thì các thành phần sản lượng điện năng thanh toán trên thị trường như sau:

- $Q_{bp} = 0$;
- $Q_{con} = 0$;
- $Q_{smp} = 0$;
- $Q_{can} = 0$.

Điều 49. 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

trong chu kỳ thanh toán (đồng);

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

$$Rbp_i = \sum_{j=1}^J (Qbp_i^j \times Pb_i^j) - \left(\sum_{j=1}^J Qbp_i^j - Qbp_i \right) \times Pb_i^{\max}$$

Trong đó:

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

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;

Pb_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);

Pb_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, trong đó nhà máy 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 của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

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 trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g : Tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

G : Tổng số tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ;

$Qcon_i^g$: Điện năng phát tăng thêm 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 của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh). Đối với các nhà máy thủy điện nếu giá chào này lớn hơn giá trần thị trường điện thì lấy bằng giá trần thị trường điện.

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 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 hoặc được huy động công suất với dải chào giá 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 sản lượng huy động theo lệnh độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch.

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:

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

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:

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

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 nhiệt 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 50. 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

quy đổi về điểm đo đếm (kW).

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

$$R_{can} = \sum_{i=1}^I R_{can_i}$$

Trong đó:

R_{can} : 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;

R_{can_i} : Khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Điều 51. 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:

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

Trong đó:

R_{c_i} : Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

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

P_c : Giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác (đồng/kWh). Đối với các nhà máy thủy điện, giá hợp đồng này chưa bao gồm thuế tài nguyên nước và phí môi trường rừng;

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

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

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

$$R_c = \sum_{i=1}^I R_{c_i}$$

Trong đó:

R_c : 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;

R_{c_i} : Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Điều 52. 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 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 53. 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 54. Thanh toán chi phí cơ hội cho dịch vụ dự phòng quay

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán cho Đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ dự phòng quay và dịch vụ điều tần theo quy định của Bộ Công Thương.

Điều 55. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, 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 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 kết.

Điều 56. Thanh toán cho nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày

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

$$R_{g_i} = P_c \times (Q_{hc_i} \times a) + (CAN_i + SMP_i) \times (Q_{hc_i} \times (1 - a)) + R_{du_i}$$

Trong đó:

R_{g_i} : Khoản thanh toán cho nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trong

chu kỳ giao dịch i (đồng);

P_c : Giá hợp đồng mua bán điện (đồng/kWh);

Q_{hc_i} : Sản lượng điện hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch i (kWh) được xác định như sau:

- Trường hợp $Q_{du_i} > 0$, $Q_{hc_i} = Q_{m_i} - Q_{du_i}$;

- Trường hợp $Q_{du_i} \leq 0$, $Q_{hc_i} = Q_{m_i}$.

Q_{m_i} : Sản lượng điện năng tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_{du_i} : Sản lượng điện năng phát sai khác so với mệnh lệnh điều độ (kWh) trong chu kỳ giao dịch i theo quy định tại Khoản 2 Điều 47 Quy trình này.

R_{du_i} : Thanh toán cho sản lượng điện phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i theo quy định tại Khoản 6 Điều 49 Quy trình này (đồng);

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);

α : Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho các nhà máy thủy điện do Cục Điều tiết điện lực công bố.

Đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện ($P_c \times Q_{hc_i} \times \alpha$). Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các khoản doanh thu trên thị trường giao ngay.

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

$$R_g = \sum_{i=1}^I R_{g_i}$$

Trong đó:

R_g : Khoản thanh toán cho nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày (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;

R_{g_i} : Khoản thanh toán cho nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Điều 57. Thanh toán cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp

1. Tính toán sản lượng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện, bao gồm:

a) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với nhà máy điện trong khu công nghiệp có giá chào cao hơn giá trần thị trường (Q_{bp}) trong chu kỳ giao dịch i : Xác định theo quy định tại Khoản 3 Điều 47 Quy trình này;

b) Sản lượng điện năng phát tăng thêm (Q_{con}) trong chu kỳ giao dịch i : Xác định theo quy định tại Khoản 4 Điều 47 Quy trình này;

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với mệnh lệnh điều độ (Q_{du}) trong chu kỳ giao dịch i : Xác định theo quy định tại Khoản 2 Điều 47 Quy trình này. Sử dụng công tơ đầu cực để xác định sai số lệnh điều độ;

d) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường điện (SMP) trong chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

- Trường hợp có $Q_{du_i} > 0$: $Q_{smp_i} = Q_{m_i} - Q_{du_i} - Q_{con_i} - Q_{bp_i}$

- Trường hợp có $Q_{du_i} \leq 0$: $Q_{smp_i} = Q_{m_i} - Q_{con_i} - Q_{bp_i}$

Trong đó:

Q_{m_i} : Sản lượng điện năng phát lên hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch i (xác định theo sản lượng điện năng đo đếm tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch);

Q_{du_i} : Sản lượng điện năng phát sai khác so với mệnh lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i ;

Q_{bp_i} : Sản lượng điện được thanh toán theo giá chào trong chu kỳ giao dịch i đối với nhà máy điện thuộc khu công nghiệp có giá chào cao hơn giá trần thị trường (kWh);

Q_{con_i} : Sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

đ) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i được xác định như sau:

$$Q_{c_i} = Q_{hc_i} \times \beta$$

Trong đó:

Q_{c_i} : Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i

(đồng);

β : Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho nhà máy thuộc khu công nghiệp do Cục Điều tiết điện lực quy định cho từng nhà máy điện thuộc khu công nghiệp theo loại hình công nghệ và vị trí địa lý.

Q_{hc_i} : Sản lượng điện hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch i (kWh) được xác định như sau:

- Trường hợp $Q_{du_i} > 0$, $Q_{hc_i} = Q_{m_i} - Q_{du_i}$;
- Trường hợp $Q_{du_i} \leq 0$, $Q_{hc_i} = Q_{m_i}$.

Trong đó:

Q_{m_i} : Sản lượng điện năng phát lên hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch i (xác định theo sản lượng điện năng đo đếm tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch).

2. Các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện theo quy định tại Điều 48 Quy trình này.

3. Khoản thanh toán cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch và chu kỳ tính toán, bao gồm:

- a) Thanh toán điện năng thị trường;
- b) Thanh toán công suất thị trường;
- c) Thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác;
- d) Các khoản thanh toán khác (nếu có).

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

$$R_{g_i} = R_{sm_{pi}} + R_{bp_i} + R_{con_i} + R_{du_i}$$

Trong đó:

R_{g_i} : Khoản thanh toán cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

$R_{sm_{pi}}$: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường (SMP) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Khoản 2 Điều 49 Quy trình này (đồng);

R_{du_i} : Thanh toán cho sản lượng điện phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i theo quy định tại Khoản 6 Điều 49 Quy trình này (đồng);

R_{bp_i} : Thanh toán cho sản lượng điện phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i theo quy định tại Khoản 3 Điều

49 Quy trình này (đồng);

R_{con_i} : Thanh toán cho sản lượng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i theo quy định tại Khoản 4 Điều 49 Quy trình này (đồng).

5. Khoản thanh toán công suất thị trường cho từng chu kỳ giao dịch được tính toán như sau:

$$R_{can_i} = Q_{m_i} \times CAN_i$$

Trong đó:

R_{can_i} : Khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i (đồng);

Q_{m_i} : Sản lượng điện năng phát lên hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch i (xác định theo sản lượng điện năng đo đếm tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch);

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

6. Khoản thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho từng chu kỳ giao dịch được tính toán như sau:

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

Trong đó:

R_{c_i} : Khoản thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i (đồng);

Q_{c_i} : Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Điểm đ Khoản 1 Điều này (đồng);

P_c : Giá hợp đồng mua bán điện (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);

7. Thanh toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$R_g = \sum_{i=1}^I R_{g_i}$$

Trong đó:

R_g : Khoản thanh toán cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp (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;

R_{g_i} : Khoản thanh toán cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong chu kỳ

giao dịch i (đồng).

8. Đối với các khoản thanh toán khác (nếu có), trừ trường hợp thanh toán chi phí khởi động do thừa nguồn thực hiện theo quy định tại Điều 58 Quy trình này.

9. Đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện ($P_c \times Q_{hci} \times \beta$). Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các khoản doanh thu trên thị trường giao ngay.

10. Đơn vị phát điện phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị mua buôn điện duy nhất thực hiện tính toán thanh toán, đối chiếu kiểm tra bảng kê thanh toán và thực hiện thanh toán theo trình tự quy định tại Chương IV Quy trình này.

Điều 58. Thanh toán khác

1. Đơn vị phát điện có tổ máy phát hoặc nhận công suất phản kháng trong chế độ chạy bù đồng bộ được thanh toán cho lượng điện năng hữu công nhận từ lưới điện theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

2. Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng hoặc phải ngừng 01 lò hơi trong trường hợp thừa công suất 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. Đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận các tổ máy trong trường hợp này cho Đơn vị mua buôn duy nhất để làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động.

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, 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. Đối với nhà máy điện có tổ máy phát điện tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài, căn cứ theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, việc tham gia thị trường điện trong năm tới và thanh toán cho nhà máy điện này được quy định như sau:

a) Trường hợp theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới, nhà máy điện có tổ máy đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài với khoảng thời gian dự kiến trong năm tới từ 180 ngày trở lên thì tách toàn bộ nhà máy điện

này ra ngoài thị trường điện trong năm tới. Toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong năm tới được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất;

b) Trường hợp theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới, nhà máy điện có tổ máy đầu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài với khoảng thời gian dự kiến trong năm tới ít hơn 180 ngày thì nhà máy điện có trách nhiệm tham gia thị trường điện trong năm tới (là đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch). Đối với các ngày giao dịch trong năm mà nhà máy điện có tổ máy phát điện tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đầu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong ngày giao dịch mà tổ máy có chu kỳ tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đầu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

5. Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra khỏi thị trường điện trong các chu kỳ chạy thí nghiệm. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thí nghiệm được thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng.

6. Trường hợp các tổ máy nhiệt điện tuabin khí có chung đuôi hơi có thời điểm vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện thì việc thanh toán cho các chu kỳ giao dịch đó được thực hiện 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.

7. Trường hợp tổ máy đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt nhưng vẫn phải phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện, thì tách toàn bộ nhà máy đó ra thị trường điện trong khoảng thời gian phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

8. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách lưới phát độc lập, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ giao dịch có liên quan được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

9. Trường hợp tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá ngày tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vì lý do an ninh hệ thống, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

10. Trường hợp nhà máy thủy điện tham gia điều chỉnh tần số cấp I theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ liên quan được thanh toán theo cơ chế nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày, không tính đến sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ ($Q_{du} = 0$). Các nhà máy thủy điện cùng nhóm nhà máy thủy điện bậc thang (nếu có) của các nhà máy tham gia điều tần cấp I được thanh toán theo cơ chế nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày, có xét đến sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ.

11. Trong thời gian nhà máy điện bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch và công bố biểu đồ huy động công suất cho nhà máy điện bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện. Nhà máy được tạm thanh toán toàn bộ sản lượng thực tế đã phát trong chu kỳ thanh toán với giá bằng 90% giá hợp đồng mua bán điện đã ký kết giữa hai bên. Số tiền điện chênh lệch (10% còn lại) được quyết toán trong chu kỳ thanh toán của tháng đầu tiên khi nhà máy được khôi phục lại quyền tham gia thị trường điện.

12. Đối với các nhà máy thủy điện bị can thiệp vào lịch huy động do vi phạm mức nước giới hạn tuân để đảm bảo an ninh hệ thống điện, nhà máy điện được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện. Trong trường hợp mức nước hồ chứa bị vi phạm hoàn toàn do việc huy động trên cơ sở bản chào giá của nhà máy, không phải do huy động để đảm bảo yêu cầu về an ninh hệ thống điện thì trong thời gian bị can thiệp các nhà máy này chỉ được thanh toán với giá bằng 90% giá hợp đồng mua bán điện nhưng không quá 02 tuần kể từ khi bị can thiệp.

13. Trường hợp nhà máy điện tuabin khí tạm thời gián tiếp tham gia thị trường điện theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ giao dịch có liên quan được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện.

14. Trường hợp nhà máy có bù trừ sản lượng, chu kỳ tổ máy tham gia thị trường điện có sản lượng âm, toàn bộ sản lượng này được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện.

15. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tham gia thử nghiệm hệ thống tự động điều chỉnh công suất (AGC) theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thì tách toàn bộ nhà máy điện này ra ngoài thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thử nghiệm được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện (giá Pc toàn phần) đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

Điều 59. Hồ sơ thanh toán cho hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ

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.

Điều 60. 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



Nguyễn Anh Tuấn

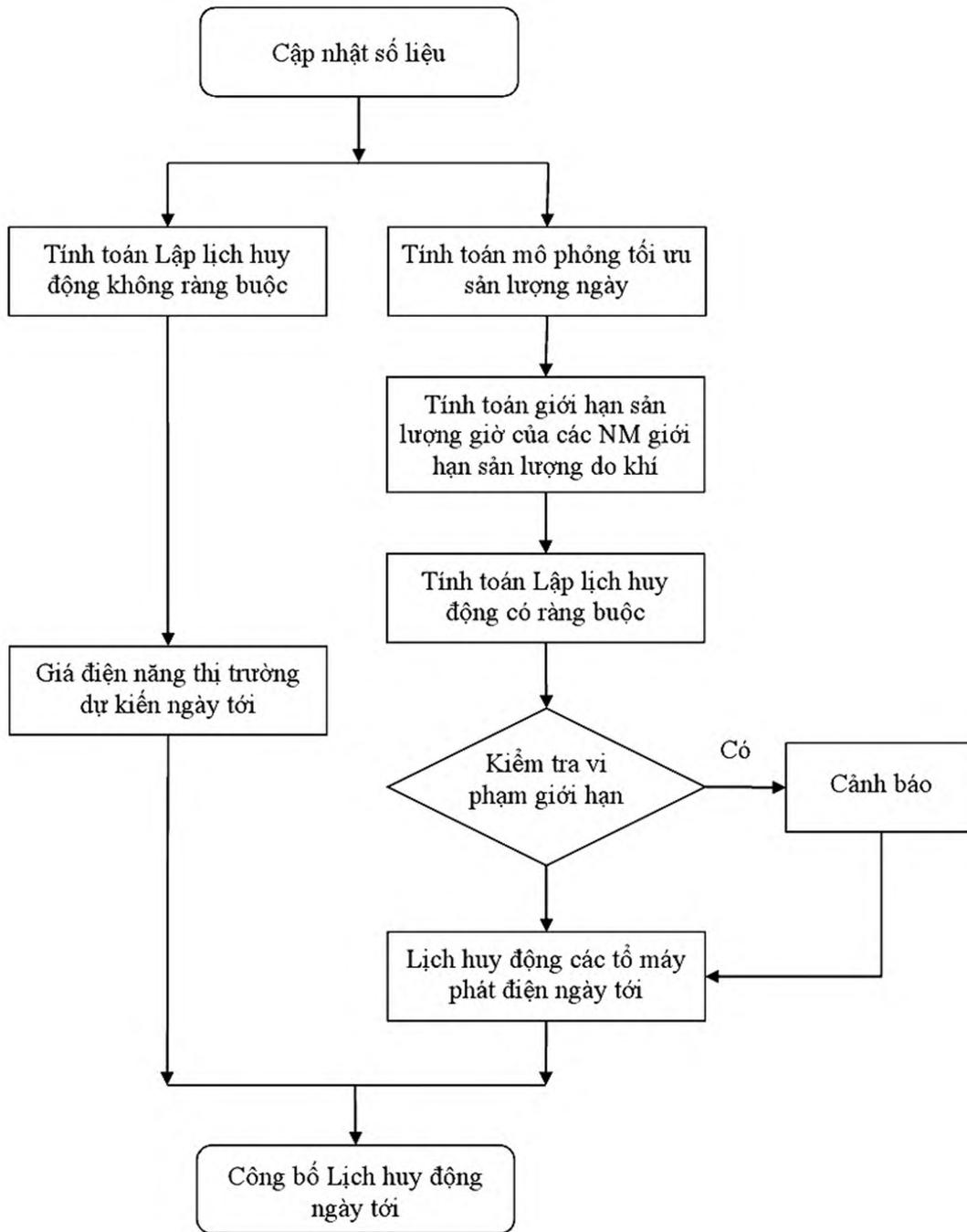
Nguyễn Anh Tuấn

Phụ lục 1

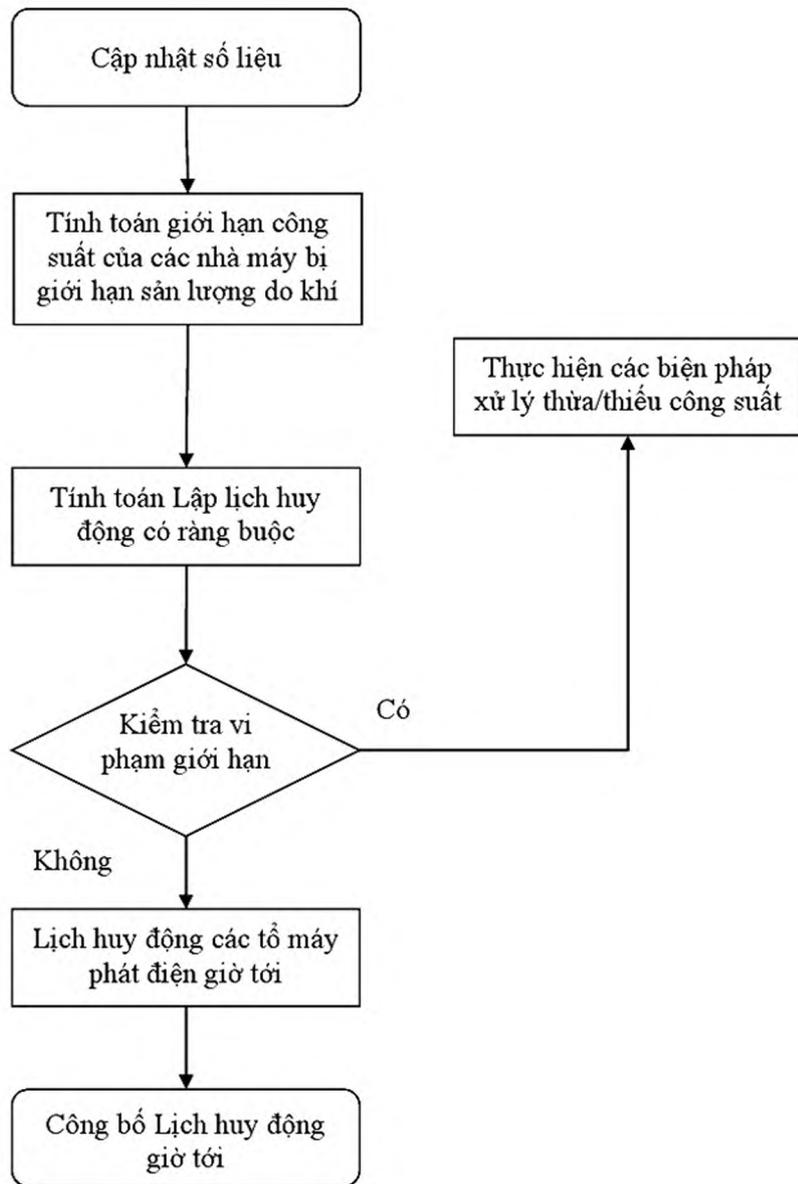
TRÌNH TỰ LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

(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)

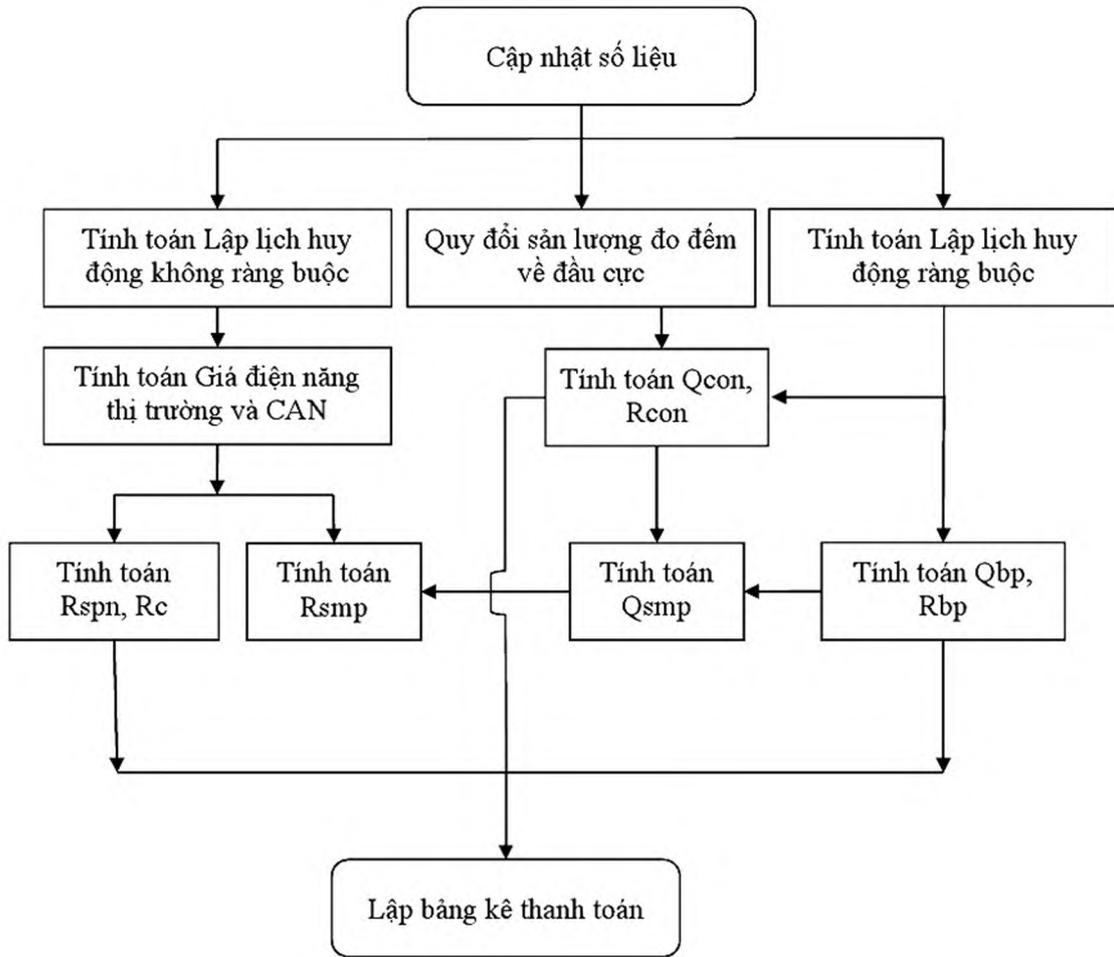
BẢNG 1. LẬP LỊCH HUY ĐỘNG NGÀY TỚI



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						
Trước 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 Bảy 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 cho các nhà máy thủy điện có hồ chứa trên 01 tuần và nhóm thủy điện bậc thang.
Ngày D-2	10h00	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.
Ngày D-2	14h00	Cung cấp thông tin về biểu đồ dự báo nhu cầu phụ tải nội bộ của NMĐ thuộc khu công nghiệp	NMĐ	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Biểu đồ dự báo nhu cầu phụ tải nội bộ 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	10h00	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 hàng giờ của các nhà máy SMHP; - Sản lượng khí hàng ngày D của các nhà máy tuabin khí. - Điện năng xuất nhập khẩu ngày D - Kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D.
	11h30	Nộp bản chào giá	NMĐ, SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá cho từng tổ máy của NMĐ cho ngày D.
	16h00	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	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	Liên tục	TNO cung cấp thông tin về các thay đổi độ sẵn sàng của lưới truyền tải.
	45 phút trước chu kỳ giao dịch	Công bố các thay đổi về công suất khả dụng của tổ máy	NMĐ	SMO	Chu kỳ giao dịch	Hàng giờ	NMĐ cung cấp thông tin về các thay đổi công suất khả dụng của các tổ máy.
	15 phút trước giờ vận hành	Công bố lịch huy động giờ tới	SMO	NMĐ, SB, TNO	Chu kỳ giao dịch	Hàng giờ	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho giờ vận hành tới.
Ngày D+1	10h00	Công bố các sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện	NMĐ	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Sự kiện phục vụ thanh toán trên 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						
	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.
		Xác nhận các sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện	SMO	NMD	Ngày D	Hàng ngày	Sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện
Ngày D+2	9h00	Công bố giá thị trường và lượng công suất thanh toán	SMO	NMD, SB	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá các tổ máy, giá thị trường điện năng, giá thị trường toán phân, 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	NMD, SB	Ngày D	Hàng ngày	Theo quy định tại 0 Quy trình này.
Ngày D+4	9h00	Cung cấp bảng kê thanh toán sơ bộ cho ngày D	SMO	NMD, 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)	NMD, SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Thông báo các sai sót trong bảng kê thanh toán sơ bộ của ngày D (nếu có).
Ngày D+6	9h00	Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho ngày D	SMO	NMD, 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	NMD, SB	Tháng M	Hàng tháng	Các khoản thanh toán trong từng ngày giao dịch trong tháng M.

Trước ngày 20 của tháng M+1		Gửi hóa đơn thanh toán	NMĐ	SB	Tháng M	Hàng tháng	Hóa đơn thanh toán và hồ sơ thanh toán
Theo thời hạn thanh toán tại hợp đồng mua bán điện		Thanh toán	SB	NMĐ	Tháng M	Hàng tháng	Thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

Chú thích:

NMĐ: Nhà máy điện;

SMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

SB: Đơn vị mua buôn duy nhất;

TNO: Đơn vị truyền tải điện;

MDMSP: Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng.

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)

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

Trong đó:

- $\text{EnergyBandClearedMW}(u, \text{seg}, t)$: 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;
 - $\text{SpinBandClearedMW}(u, \text{seg}, t)$: 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**;
 - $\text{PeriodLength}(t)$: 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 bài toán bất khả thi trong các trường hợp khác nhau, 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:

- $\text{FlowV}(tl, t)$: 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 hình thức phạt này được quy định trong phương trình 2.

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

Eq. 2

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:

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

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): Các bản chào mua và tổn thất truyền tải.

b) Ràng buộc trào lưu truyền tải

Mỗi đường truyền được định nghĩa một hướng xác định. 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** theo quy định tại phương trình 8.

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

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 bản chào bán

Tổng năng lượng của các phần bản chào bán đã được khớp giá cho các tổ máy có thể điều độ được thực hiện theo quy định tại 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 liền 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 được thực hiện theo 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.

Lưu 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, theo quy định tại 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 này) 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

$$UGen(u,t) + USpin(u,t) \leq OpZoneMax(u,t)$$

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 có khả năng cung cấp dự phòng quay. Để xác định nhu cầu dự phòng quay, tổng công suất của các tổ máy riêng biệt phải lớn hơn hoặc bằng nhu cầu xác định theo quy định tại phương trình 23.

Eq. 23

$$\sum_{u \in z} USpin(u,t) \geq SpinResReq(z,t)$$

Trong đó:

- SpinResReq(z,t): Dự phòng 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) được thực hiện theo phương trình 24 như 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.

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 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
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 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
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

Dữ liệu	Nội dung
	dùng để xác định chi phí khởi động khi khởi động tổ máy nhiệt điện, theo số giờ mà tổ máy dừng.
Chi phí không tái	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 chỉ 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, khoáng).
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 công suất đỉnh	Cờ 0/1. Chỉ ra bản chào là chào đỉnh. Đặc điểm này không bao hàm trong thị trường điện VCGM.

Dữ liệu	Nội dung
	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.

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	<i>(Tên NMD)</i>	<i>(Tên tổ máy điện)</i>	<i>(Nhiên liệu)</i>	Ngày	Tháng	Năm	<i>(Tên NMD)</i>	<i>(Tên tổ máy điện)</i>	<i>(Nhiên liệu)</i>				
				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 công suất:							Tốc độ tăng công suất:									
Tốc độ giảm công suất:							Tốc độ giảm công suất:									

Thời gian ngừng (Nóng/Ám/Lạnh):

Thời gian khởi động (Nóng/Ám/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 do phát sai 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 DO PHÁT SAI LỆNH ĐIỀU ĐỘ

Chu kỳ giao dịch (giờ)	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ
1			
2			
...			
...			
24			
Tổng cộng			

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 do phát sai 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	
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
DO PHÁT SAI LỆNH ĐIỀU ĐỘ TRONG THÁNG**

Ngày giao dịch	Thanh toán do phát sai lệnh điều độ, (VNĐ)
1	
2	
...	
...	
....	
30	
31	
Tổng cộng	

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.	$Q_{mq_{d,i}}$	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.	$Q_{can^g_{d,i}}$	
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.	$Q_{spn^g_{d,i}}$	
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.	$Q_{smp^g_{d,i}}$	
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.	$Q_{bp_{d,i}}$	
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 .	Q_{du_i}	
Sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D , kWh.	$Q_{con^g_{d,i}}$	
Giá thanh toán cho tổ máy g phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D , VND/kWh.	$P_{con^g_{d,i}}$	
Giá chào của nhà máy điện năng trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D , VND/kWh.	$P_{b_{d,i}}$	
Các khoản thanh toán khác, VND		

Phụ lục 10
CÁC MỐC THỜI GIAN VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIỜ TỐI
(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)

