

THÔNG TƯ

Quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện

Căn cứ Nghị định số 98/2017/NĐ-CP ngày 18 tháng 8 năm 2017 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004; Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012;

Căn cứ Nghị định số 137/2013/NĐ-CP ngày 21 tháng 10 năm 2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực;

Căn cứ Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 08 tháng 11 năm 2013 của Thủ tướng Chính phủ quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam;

Theo đề nghị của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực;

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của 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.

Chương I **QUY ĐỊNH CHUNG**

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về:

1. Vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (sau đây viết tắt là thị trường điện) và trách nhiệm của các đơn vị tham gia thị trường điện.

2. Sửa đổi, bổ sung một số điều của 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.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Thông tư này áp dụng đối với các đơn vị tham gia thị trường điện sau đây:

1. Đơn vị mua buôn điện.
2. Đơn vị phát điện.
3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
4. Đơn vị truyền tải điện.
5. Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

Trong Thông tư này, các thuật ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. *AGC* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Generation Control) là hệ thống thiết bị tự động điều chỉnh tăng giảm công suất tác dụng của tổ máy phát điện nhằm duy trì tần số của hệ thống điện ổn định trong phạm vi cho phép theo nguyên tắc vận hành kinh tế tổ máy phát điện.

2. *Bản chào giá* là bản chào bán điện năng lên thị trường điện của từng tổ máy, được đơn vị chào giá nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu bản chào giá quy định tại Thông tư này.

3. *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, chu kỳ giao dịch tới.

4. *Bản chào mặc định* là bản chào giá được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng để lập lịch huy động ngày tới, chu kỳ giao dịch tới trong trường hợp không nhận được bản chào giá hợp lệ của đơn vị phát điện.

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

6. *Can thiệp 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 64 Thông tư này.

7. *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.

8. *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.

9. *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.

10. *Công suất huy động chu kỳ giao dịch tới* là mức công suất của tổ máy phát điện dự kiến được huy động cho chu kỳ giao dịch đầu tiên trong lịch huy động chu kỳ giao dịch tới.

11. *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.

12. *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.

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

14. *Dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số* bao gồm các dịch vụ điều tần và dịch vụ dự phòng quay.

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

16. *Đơn vị chào giá* là đơn vị trực tiếp nộp bản chào giá trong thị trường điện, bao gồm 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.

17. *Đơn vị mua buôn điện* là đơn vị điện lực có chức năng mua buôn điện trên thị trường điện giao ngay (tại các điểm giao nhận giữa lưới truyền tải điện và lưới phân phối điện và tại các điểm giao nhận với các nhà máy điện trên lưới phân phối). Trong giai đoạn đầu vận hành thị trường điện, đơn vị mua buôn điện bao gồm 05 Tổng công ty Điện lực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (Tổng công ty Điện lực miền Bắc, miền Trung, miền Nam, Thành phố Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh).

18. *Đơn vị mua điện* là đơn vị tham gia thị trường bán buôn điện với vai trò là bên mua điện, bao gồm đơn vị mua buôn điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

19. *Đơn vị nhập khẩu điện* là đơn vị điện lực có chức năng ký kết và quản lý các hợp đồng nhập khẩu điện, trong đó các điểm giao nhận nhập khẩu trên lưới điện truyền tải có đấu nối hoặc không đấu nối vào hệ thống điện quốc gia theo quy định.

20. *Đơn vị phát điện* là đơn vị sở hữu một hoặc nhiều nhà máy điện tham gia thị trường điện và ký hợp đồng mua bán điện cho các nhà máy điện này với đơn vị mua điện.

21. *Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện có nhà máy điện không chào giá trực tiếp trên thị trường điện và không áp dụng cơ chế

thanh toán trên thị trường điện.

22. *Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện có nhà máy điện được chào giá, lập lịch huy động theo bản chào giá và tính toán thanh toán theo quy định tại Chương VIII Thông tư này.

23. *Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng* là đơn vị quản lý vận hành hệ thống thu thập, xử lý, lưu trữ số liệu đo đếm điện năng phục vụ thị trường điện, bao gồm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện, đơn vị truyền tải điện, đơn vị mua buôn điện theo phạm vi quản lý số liệu đo đếm của đơn vị.

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

25. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện* là đơn vị chỉ huy điều khiển quá trình phát điện, truyền tải điện, phân phối điện trong hệ thống điện quốc gia, điều hành giao dịch thị trường điện.

26. *Đơn vị xuất khẩu điện* là đơn vị điện lực có chức năng ký kết và quản lý các hợp đồng xuất khẩu điện với điểm giao nhận xuất khẩu trên lưới điện truyền tải thuộc hệ thống điện quốc gia theo quy định.

27. *Giá công suất thị trường* là mức giá tính toán cho mỗi chu kỳ giao dịch và áp dụng để tính toán khoản thanh toán công suất cho các đơn vị phát điện trong thị trường điện.

28. *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.

29. *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 trong thị trường điện.

30. *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.

31. *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.

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

33. *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.

34. *Hệ số suy giảm hiệu suất* là chỉ số suy giảm hiệu suất của tổ máy phát điện theo thời gian vận hành.

35. *Hệ số tải trung bình năm hoặc tháng* là tỷ lệ giữa tổng sản lượng điện năng phát trong 01 năm hoặc 01 tháng và tích của tổng công suất đặt với tổng số giờ tính toán hệ số tải năm hoặc tháng.

36. *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.

37. *Hợp đồng mua bán điện* là hợp đồng mua bán điện ký kết giữa đơn vị mua điện với đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

38. *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.

39. *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.

40. *Lịch huy động chu kỳ giao dịch 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 các chu kỳ giao dịch trong 03 giờ liền kề sau đó do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố.

41. *Lịch huy động ngày tới* là lịch huy động dự kiến của các tổ máy để phát điện và cung cấp dịch vụ phụ trợ cho các chu kỳ giao dịch của ngày giao dịch tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập.

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

43. *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.

44. *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.

45. *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.

46. *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, công bố.

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

48. Ngày D là ngày giao dịch hiện tại.

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

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

51. Nhà máy điện mới tốt nhất là nhà máy nhiệt điện mới đưa vào vận hành có giá phát điện bình quân tính toán cho năm tới thấp nhất và giá hợp đồng mua bán điện được thoả thuận căn cứ theo khung giá phát điện cho nhà máy điện chuẩn do Bộ Công Thương ban hành. Nhà máy điện mới tốt nhất được lựa chọn hàng năm để sử dụng trong tính toán giá công suất thị trường.

52. Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu là nhà máy thủy điện trong danh mục nhà máy điện lớn có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và 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 do Bộ Công Thương phê duyệt.

53. Nhà máy điện được phân bổ hợp đồng là nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và được phân bổ cho đơn vị mua buôn điện theo quy định tại Khoản 2 Điều 40 Thông tư này.

54. 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.

55. Nút giao dịch là vị trí được sử dụng để xác định sản lượng điện năng giao nhận cho các giao dịch mua bán điện trên thị trường điện giao ngay trong thị trường điện.

56. 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 chu kỳ giao dịch tới cho các tổ máy phát điện trong thị trường điện.

57. 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 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 60MW (đáp ứng điều kiện áp dụng quy định về biểu giá chi phí tránh được do Bộ Công Thương ban hành).

58. Sản lượng kế hoạch năm là sản lượng điện năng của nhà máy điện dự kiến được huy động trong năm tới.

59. Sản lượng kế hoạch tháng là sản lượng điện năng của nhà máy điện dự kiến được huy động các tháng trong năm.

60. *Suất hao nhiệt* là lượng nhiệt năng tiêu hao của tổ máy hoặc nhà máy điện để sản xuất ra một đơn vị điện năng.

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

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

63. *Thị trường điện giao ngay* là thị trường thực hiện lập lịch huy động, tính toán giá thị trường theo bản chào và thanh toán theo từng chu kỳ giao dịch trong ngày cho các giao dịch mua bán điện năng giữa các đơn vị phát điện và các đơn vị mua điện.

64. *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.

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

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

67. *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 được quy định tại Điều 47 trong Thông tư này. Trong thị trường điện, thời điểm chấm dứt chào giá cho ngày D là 11h30 của ngày D-1.

68. *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.

69. *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 tại một miền hoặc cả hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch lớn hơn phụ tải miền hoặc phụ tải hệ thống dự báo.

70. *Tổng số giờ tính toán hệ số tải năm* là tổng số giờ của cả năm N đối với các tổ máy đã vào vận hành thương mại từ năm N-1 trở về trước hoặc là tổng số giờ tính từ thời điểm vận hành thương mại của tổ máy đến hết năm đối với các tổ máy đưa vào vận hành thương mại trong năm N, trừ đi thời gian sửa chữa của tổ máy theo kế hoạch đã được phê duyệt trong năm N.

71. *Tổng số giờ tính toán hệ số tải tháng* là tổng số giờ của tháng M đối với các tổ máy đã vào vận hành thương mại từ tháng M-1 trở về trước hoặc là tổng số giờ tính từ thời điểm vận hành thương mại của tổ máy đến hết tháng đối với các tổ máy đưa vào vận hành trong tháng M, trừ đi thời gian sửa chữa của tổ máy theo kế hoạch đã được phê duyệt trong tháng M.

72. *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.

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

74. *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 tuân thủ theo Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác có liên quan.

Chương II

ĐĂNG KÝ THAM GIA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 4. Trách nhiệm tham gia thị trường điện của đơn vị phát điện

1. Nhà máy điện có giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện, có công suất đặt lớn hơn 30 MW đấu nối vào hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm hoàn thành thủ tục đăng ký và trực tiếp tham gia thị trường điện, trừ các nhà máy điện được quy định tại Khoản 3 Điều này.

2. Nhà máy điện có công suất đặt đến 30MW đấu nối lưới điện cấp điện áp từ 110kV trở lên (trừ các trường hợp quy định tại Điểm a, Điểm c, Điểm d, Điểm đ, Điểm e Khoản 3 Điều này) và nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện có công suất đặt lớn hơn 30 MW được quyền lựa chọn tham gia thị trường điện. Trường hợp lựa chọn tham gia thị trường điện, nhà máy điện có trách nhiệm:

a) Chuẩn bị cơ sở hạ tầng theo quy định tại Khoản 4 Điều này;

b) Hoàn thiện và nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 1 Điều 7 Thông tư này;

c) Tuân thủ các yêu cầu đối với đơn vị phát điện tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này và các văn bản quy phạm pháp luật có liên quan.

3. Các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Nhà máy điện BOT;

b) Nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện (trừ trường hợp quy định tại Khoản 2 Điều này);

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 điện lên hệ thống điện quốc gia;

đ) Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;

e) Các nguồn điện nhập khẩu.

4. Trước ngày 01 tháng 11 năm N-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và báo cáo Cục Điều tiết điện lực danh sách các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch, các đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch và

các đơn vị mua điện trong thị trường điện trong năm N để công bố cho các thành viên tham gia thị trường điện.

5. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm đầu tư, hoàn thiện hệ thống trang thiết bị để đấu nối vào hệ thống thông tin thị trường điện (bao gồm: Hệ thống chào giá, hệ thống quản lý lệnh điều độ, hệ thống hỗ trợ thanh toán thị trường điện, hệ thống mạng kết nối thông tin nội bộ thị trường điện), hệ thống SCADA/EMS, hệ thống đo đếm điện năng và chữ ký số đáp ứng yêu cầu vận hành của thị trường điện và các hệ thống khác theo quy định.

Điều 5. Trách nhiệm tham gia thị trường điện đối với đơn vị mua buôn điện

1. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm đăng ký tham gia thị trường điện trong trường hợp mua điện tại các vị trí đo đếm thuộc phạm vi thị trường bán buôn điện quy định tại Điều 70 Thông tư này.

2. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm đầu tư, hoàn thiện hệ thống trang thiết bị để đấu nối vào hệ thống thông tin thị trường điện, hệ thống đo đếm điện năng, hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa tại các vị trí đo đếm ranh giới trong phạm vi quản lý và chữ ký số đáp ứng yêu cầu vận hành của thị trường điện và các hệ thống khác theo quy định.

Điều 6. Thời điểm tham gia thị trường điện

1. Đối với đơn vị phát điện tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, đơn vị mua buôn điện tham gia thị trường bán buôn điện thí điểm: Tiếp tục tham gia thị trường bán buôn điện từ ngày thị trường bán buôn điện cạnh tranh chính thức vận hành.

2. Đối với các trường hợp khác

a) Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện có trách nhiệm tham gia thị trường điện từ:

- Ngày đầu tiên của tháng M nếu ngày vận hành thương mại của nhà máy điện được công nhận trước ngày 20 tháng M-1;

- Ngày đầu tiên của tháng M+1 nếu ngày vận hành thương mại của nhà máy điện được công nhận từ ngày 20 đến ngày cuối cùng của tháng M-1.

b) Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm tham gia thị trường điện từ ngày thực hiện giao nhận, mua điện từ lưới điện truyền tải.

Điều 7. Hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện

1. Đối với đơn vị phát điện

a) Trước 07 ngày làm việc tính từ thời điểm chậm nhất phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Điều 6 Thông tư này, đơn vị phát điện có trách nhiệm hoàn thiện và nộp 01 bộ hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện đối với từng nhà máy điện về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện qua trang thông tin điện tử thị trường điện;

b) Hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện đối với đơn vị phát điện bao gồm:

- Bản đăng ký tham gia thị trường điện, trong đó ghi rõ tên, địa chỉ của đơn vị phát điện, nhà máy điện, chủ thể chào giá trên thị trường điện và ngày dự kiến chào giá trên thị trường điện;

- Bản sao Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện;

- Biên bản nghiệm thu đưa vào vận hành các hệ thống theo quy định tại Khoản 5 Điều 4 Thông tư này;

- Bản sao hợp đồng mua bán điện và văn bản công nhận ngày vận hành thương mại của nhà máy điện;

- Bản sao biên bản thỏa thuận thống nhất đơn vị chào giá thay cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang (trong trường hợp Đơn vị phát điện là đại diện cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang).

2. Đối với đơn vị mua buôn điện

a) Trước 07 ngày làm việc tính từ thời điểm chậm nhất phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều 6 Thông tư này, đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm hoàn thiện và nộp 01 bộ hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện qua trang thông tin điện tử thị trường điện;

b) Hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện đối với đơn vị mua buôn điện bao gồm:

- Bản đăng ký tham gia thị trường điện, trong đó ghi rõ tên, địa chỉ của đơn vị mua buôn điện và ngày dự kiến tham gia thị trường điện;

- Bản sao Giấy phép hoạt động điện lực;

- Văn bản về danh sách các vị trí đo đếm và phương thức giao nhận điện năng tại các vị trí đo đếm ranh giới của đơn vị;

- Biên bản nghiệm thu đưa vào vận hành hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa tại các vị trí đo đếm ranh giới trong phạm vi quản lý của đơn vị, hệ thống mạng kết nối thông tin nội bộ thị trường điện và chữ ký số.

Điều 8. Kiểm tra hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện

1. Trong thời hạn 02 ngày làm việc tính từ ngày nhận được hồ sơ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính đầy đủ của hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện và yêu cầu đơn vị đăng ký bổ sung, hoàn thiện hồ sơ nếu hồ sơ chưa đáp ứng theo quy định tại Điều 7 Thông tư này.

2. Trong thời hạn 03 ngày làm việc tính từ ngày nhận được hồ sơ hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra hồ sơ, đánh giá khả năng chính thức tham gia thị trường điện của đơn vị.

3. Trường hợp đơn vị đăng ký tham gia thị trường điện đã đáp ứng đầy đủ các điều kiện tham gia thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị

trường điện lực có trách nhiệm thông báo cho đơn vị đăng ký và công bố trên trang thông tin điện tử thị trường điện ít nhất 24 giờ trước thời điểm đơn vị này chính thức tham gia thị trường điện.

Điều 9. Thông tin thành viên tham gia thị trường điện

1. Thành viên thị trường có trách nhiệm đăng ký các thông tin chung về đơn vị cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng và công bố các yêu cầu chi tiết về thông tin đăng ký tham gia thị trường áp dụng cho từng loại hình thành viên thị trường điện.

3. Đăng ký công tơ đo đếm và điểm đấu nối

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thiết lập và duy trì thông tin đăng ký của các công tơ và các điểm đấu nối thuộc phạm vi giao dịch trong thị trường điện;

b) Đối với từng công tơ đo đếm, thông tin đăng ký phải thể hiện rõ đơn vị chịu trách nhiệm quản lý, vận hành công tơ, đơn vị chịu trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm từ công tơ;

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phối hợp với đơn vị thành viên thị trường có liên quan thực hiện xác nhận các điểm đấu nối và công tơ đo đếm tại điểm đấu nối của từng đơn vị thành viên thị trường điện;

d) Trường hợp có thay đổi về sở hữu hoặc trách nhiệm đối với điểm đấu nối, đơn vị thành viên thị trường điện có liên quan phải thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu trữ, cập nhật thông tin đăng ký của tất cả các đơn vị thành viên thị trường điện.

5. Trường hợp có thay đổi về thông tin đăng ký, đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm thông báo với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các thay đổi này.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật và công bố các thông tin đăng ký tham gia thị trường của các thành viên thị trường điện, bao gồm cả các thay đổi; lưu trữ đầy đủ các thông tin, dữ liệu quá khứ.

7. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực khi có đăng ký tham gia thị trường điện hoặc khi có thay đổi liên quan đến việc tham gia của các đơn vị thành viên thị trường điện, bao gồm: Tình hình đăng ký tham gia và kết quả thẩm định hồ sơ đăng ký tham gia của các đơn vị thành viên mới, các thay đổi về thông tin đăng ký hoặc ngừng tham gia thị trường điện của các đơn vị thành viên thị trường điện.

Điều 10. Chấm dứt tham gia thị trường điện

1. Các trường hợp chấm dứt tham gia thị trường điện

a) Nhà máy điện chấm dứt tham gia thị trường điện trong các trường hợp sau:

- Theo đề nghị của đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện trong các trường hợp sau:

+ Nhà máy điện ngừng vận hành hoàn toàn;

+ Nhà máy điện không duy trì và không có khả năng khôi phục lại công suất đặt lớn hơn 30 MW trong thời hạn 01 năm.

- Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện của nhà máy điện bị thu hồi hoặc hết hiệu lực.

b) Đơn vị mua buôn điện không tiếp tục mua điện tại các điểm giao nhận thuộc phạm vi thị trường điện hoặc Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán buôn, bán lẻ điện bị thu hồi hoặc hết hiệu lực.

2. Trường hợp giấy phép hoạt động điện lực bị thu hồi, thời điểm ngừng tham gia thị trường điện của đơn vị phát điện hoặc đơn vị mua buôn điện được tính từ thời điểm giấy phép hoạt động điện lực bị thu hồi theo quyết định của cơ quan có thẩm quyền. Trong các trường hợp còn lại, trong thời hạn ít nhất 30 ngày trước thời điểm muốn chấm dứt tham gia thị trường điện, đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm gửi văn bản đề nghị chấm dứt tham gia thị trường điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Trong thời hạn 10 ngày tính từ ngày nhận được văn bản thông báo đề nghị chấm dứt tham gia thị trường điện của đơn vị thành viên thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xem xét, quyết định và thông báo cho Cục Điều tiết điện lực để giám sát thực hiện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu trữ hồ sơ, thông báo trên trang thông tin điện tử thị trường điện về việc chấm dứt tham gia thị trường điện của đơn vị thành viên thị trường điện.

Điều 11. Xử lý các trường hợp không đăng ký tham gia thị trường điện

1. Đối với nhà máy điện đã được cấp giấy phép hoạt động điện lực và phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Điều 4 Thông tư này nhưng đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện này không hoàn thành đăng ký tham gia thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không huy động nhà máy điện này phát điện lên lưới điện quốc gia, trừ trường hợp sau:

a) Xảy ra tình trạng hệ thống điện mất cân bằng cung cầu;

b) Đảm bảo yêu cầu về nhu cầu nước hạ du theo quy định của quy trình vận hành liên hồ chứa, quy trình vận hành đơn hồ hoặc theo yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền (đối với các nhà máy thủy điện);

c) Chống xả tràn (đối với các nhà máy thủy điện).

2. Trong trường hợp được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động theo quy định tại Khoản 1 Điều này, đơn vị phát điện sở hữu nhà

máy điện được thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

Chương III **NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

Điều 12. Ngày giao dịch, chu kỳ giao dịch, chu kỳ điều độ

1. Ngày giao dịch được tính từ thời điểm 00h00 đến 24h00 của ngày dương lịch.

2. Chu kỳ giao dịch là 60 phút, tính từ thời điểm bắt đầu của mỗi giờ trong ngày giao dịch. Khi các điều kiện về cơ sở hạ tầng được đáp ứng, Cục Điều tiết điện lực xem xét giảm chu kỳ giao dịch xuống 30 phút.

3. Chu kỳ điều độ là 60 phút, tính từ thời điểm bắt đầu của mỗi giờ trong ngày giao dịch. Khi các điều kiện về cơ sở hạ tầng được đáp ứng, Cục Điều tiết điện lực xem xét giảm chu kỳ điều độ xuống 30 phút đồng bộ với việc giảm chu kỳ giao dịch tại Khoản 2 Điều này.

Điều 13. Nút giao dịch mua bán điện

1. Nút giao dịch mua bán điện của từng đơn vị tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Đối với đơn vị phát điện, nút giao dịch của đơn vị này được tính tại điểm giao nhận điện của nhà máy điện thuộc sở hữu của đơn vị với hệ thống điện quốc gia;

b) Đối với đơn vị mua buôn điện, nút giao dịch của đơn vị này được tính tại:

- Điểm giao nhận giữa lưới truyền tải điện và lưới phân phối điện của đơn vị mua điện;

- Điểm giao nhận (nếu có) giữa các nhà máy điện tham gia thị trường điện và lưới phân phối điện của đơn vị mua điện;

- Điểm giao nhận trên lưới phân phối với đơn vị mua điện khác tham gia thị trường điện.

2. Đơn vị phát điện, đơn vị mua điện phải đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nút giao dịch của đơn vị trong quá trình đăng ký tham gia thị trường điện. Trường hợp có thay đổi về các nút giao dịch hiện có, bổ sung các nút giao dịch mới, đơn vị phát điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm thông báo thông tin này 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 phối hợp với đơn vị liên quan trong việc lập, quản lý và công bố danh mục các nút giao dịch tương ứng với từng thành viên tham gia thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với các đơn vị liên quan trong việc lập và quản lý danh mục công tơ đo đếm cho từng nút giao dịch để xác định sản lượng điện năng giao dịch trong thị trường tại nút giao dịch đó trong từng chu kỳ giao dịch.

Điều 14. Giới hạn giá chào

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

2. Đối với tổ máy nhiệt điện

a) Giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện được xác định hàng năm, điều chỉnh hàng tháng và được tính toán căn cứ trên các yếu tố sau:

- Suất hao nhiệt của tổ máy phát điện;
- Hệ số suy giảm hiệu suất theo thời gian vận hành của tổ máy phát điện;
- Giá nhiên liệu;
- Giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện.

b) Giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện là 01 đồng/kWh.

3. Đối với tổ máy thủy điện

a) Giá trần bản chào của tổ máy thủy điện được quy định tại Điều 43 Thông tư này;

b) Giá sàn bản chào của tổ máy thủy điện là 0 đồng/kWh.

Điều 15. Giá thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

1. Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán sau thời điểm vận hành căn cứ trên phương pháp lập lịch không ràng buộc;

b) Không vượt quá giá trần thị trường điện.

2. Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới và không thay đổi trong năm áp dụng;

b) Tính toán trên nguyên tắc đảm bảo cho Nhà máy điện mới tốt nhất thu hồi đủ chi phí biến đổi và chi phí cố định.

3. Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện được tính bằng tổng của 02 thành phần sau:

a) Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện;

b) Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện.

Điều 16. Xác định sản lượng hợp đồng

1. Đối với nhà máy điện ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

a) Tổng sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán căn cứ sản lượng kế hoạch năm và tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng theo quy định tại Khoản 4 Điều này. Sản lượng kế hoạch năm được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

tính toán trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới theo quy định tại Điều 17 Thông tư này;

b) Tổng sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định trong lập kế hoạch vận hành năm tới căn cứ việc phân bổ sản lượng hợp đồng năm vào các tháng theo quy định tại Khoản 2 Điều 27 Thông tư này;

c) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định trong lập kế hoạch vận hành tháng tới căn cứ trên việc phân bổ sản lượng hợp đồng tháng vào các chu kỳ giao dịch trong tháng theo quy định tại Điều 38 Thông tư này.

2. Đối với nhà máy điện ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và được phân bổ cho đơn vị mua buôn điện và nhà máy điện ký hợp đồng với đơn vị mua buôn điện:

a) Tổng sản lượng hợp đồng năm và tháng của nhà máy điện được xác định tương tự nguyên tắc quy định tại Khoản 1 Điều này;

b) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định trong lập kế hoạch vận hành tháng tới căn cứ trên việc phân bổ sản lượng hợp đồng tháng vào các chu kỳ giao dịch trong tháng theo tỷ lệ phụ tải dự báo từng chu kỳ giao dịch của các đơn vị mua buôn điện.

3. Đối với nhà máy điện mới đàm phán hợp đồng với đơn vị mua buôn điện, khi đáp ứng các điều kiện tiên quyết, Cục Điều tiết điện lực xem xét, báo cáo Bộ Công Thương cho phép đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện tự thỏa thuận, thống nhất về sản lượng hợp đồng.

4. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xác định và công bố tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng cho đơn vị phát điện hàng năm tùy theo từng loại hình công nghệ trên nguyên tắc sau:

a) Đảm bảo hài hoà các mục tiêu:

- Khuyến khích cạnh tranh hiệu quả trong thị trường điện;

- Ổn định doanh thu của đơn vị phát điện;

- Ổn định giá phát điện bình quân, phù hợp với quy định xây dựng biểu giá bán lẻ điện.

b) Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng được quy định cho nhà máy điện theo loại hình công nghệ (thủy điện, nhiệt điện), tỷ lệ này không cao hơn 95% và không thấp hơn 60%.



Chương IV KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1 KẾ HOẠCH VẬN HÀNH NĂM TỚI

Điều 17. Kế hoạch vận hành năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, bao gồm các nội dung sau:

- a) Lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất;
- b) Tính toán giá công suất thị trường;
- c) Tính toán giá trị nước và mức nước tối ưu của các hồ chứa thủy điện;
- d) Tính toán giới hạn giá bản chào của tổ máy nhiệt điện;
- đ) Xác định các phương án giá trần thị trường điện;

e) Tính toán sản lượng kế hoạch, sản lượng hợp đồng năm và phân bổ sản lượng hợp đồng năm vào các tháng trong năm của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường điện để tính toán các nội dung quy định tại Khoản 1 Điều này. Thông số đầu vào sử dụng trong mô phỏng thị trường điện của các tổ máy nhiệt điện là chi phí biến đổi của tổ máy được xác định tại Khoản 3 Điều này, các đặc tính thủy văn, đặc tính kỹ thuật của nhà máy thủy điện và các ràng buộc về dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.

3. Chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện được xác định như sau:

a) Trường hợp xác định được giá trị suất hao nhiệt theo hợp đồng mua bán điện, chi phí biến đổi của tổ máy xác định như sau:

$$VC_b = VC_b^{nlc} + VC_b^{nlp} + VC_b^k$$

Trong đó:

VC_b : Chi phí biến đổi của tổ máy (đồng/kWh);

VC_b^{nlc} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính (than, khí) của nhà máy điện (đồng/kWh);

VC_b^{nlp} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện (đồng/kWh);

VC_b^k : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện (đồng/kWh).

- Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^{nlc} = HR_{bq}^{nlc} \times P_b^{nlc}$$

Trong đó:

VC_b^{nlc} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện (đồng/kWh);

HR_{bq}^{nlc} : Suất hao nhiệt bình quân của nhiên liệu chính của tổ máy phát điện quy định trong trong hợp đồng mua bán điện (kg/kWh hoặc BTU/kWh hoặc kcal/kWh).

P_b^{nlc} : Giá nhiên liệu chính bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính (đồng/kCal; đồng/BTU hoặc đồng/kg).

- Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^{nlp} = HR_{bq}^{nlp} \times P_b^{nlp}$$

Trong đó:

VC_b^{nlp} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện (đồng/kWh);

HR_{bq}^{nlp} : Suất hao nhiệt bình quân của nhiên liệu phụ theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện trên cơ sở thông số của nhà chế tạo thiết bị (kg/kWh);

P_b^{nlp} : Giá nhiên liệu phụ bao gồm cả cước vận chuyển và các loại phí khác theo quy định (đồng/kg).

- Suất hao nhiệt bình quân của nhiên liệu (chính, phụ) do đơn vị mua điện cung cấp và được hiệu chỉnh theo hệ số suy giảm hiệu suất. Trường hợp suất hao nhiệt trong hợp đồng là suất hao nhiệt bình quân cả đời dự án thì không điều chỉnh theo hệ số suy giảm hiệu suất. Trong trường hợp hợp đồng mua bán điện chỉ có đường đặc tính suất hao tại các mức tải thì suất hao nhiệt của tổ máy được xác định tại mức tải tương ứng với sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện.

Trường hợp tổ máy nhiệt điện không có suất hao nhiệt trong hợp đồng mua bán điện thì xác định bằng suất hao nhiệt của nhà máy điện chuẩn cùng nhóm theo công nghệ phát điện và công suất đặt và cùng nhà chế tạo. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán suất tiêu hao nhiên liệu hoặc suất hao nhiệt của nhà máy điện chuẩn;

- Hệ số suy giảm hiệu suất của tổ máy nhiệt điện được xác định bằng hệ số suy giảm hiệu suất trong hợp đồng mua bán điện do đơn vị mua điện cung cấp.

Trường hợp không có số liệu hệ số suy giảm hiệu suất trong hợp đồng mua bán điện, áp dụng hệ số suy giảm hiệu suất của nhà máy điện chuẩn cùng nhóm với nhà máy điện đó do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định.

- Thành phần giá biến đổi khác của nhà máy điện VC_b^k (đồng/kWh) được xác định theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

b) Trường hợp không có suất hao nhiệt trong hợp đồng mua bán điện đã ký, chi phí biến đổi của tổ máy được xác định bằng giá biến đổi năm N (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) trong hợp đồng mua bán điện có cập nhật các yếu tố ảnh hưởng đến giá biến đổi của năm N. Đối với nhà máy điện chưa ký hợp đồng mua bán điện, giá biến đổi năm được tính theo nhà máy điện đã ký hợp đồng mua bán điện có công nghệ phát điện và công suất đặt tương đương;

c) Các thành phần giá và chi phí được sử dụng trong tính toán giá biến đổi hoặc chi phí biến đổi năm N được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Giá nhiên liệu áp dụng cho năm N được cơ quan có thẩm quyền công bố hoặc hướng dẫn xác định;

- Giá nhiên liệu áp dụng cho năm N trong hợp đồng mua bán nhiên liệu;

- Giá nhiên liệu căn cứ theo hồ sơ thanh toán tiền điện của 03 tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch năm N và có xét đến các yếu tố ảnh hưởng đến giá nhiên liệu của năm N. Trường hợp tại thời điểm lập kế hoạch năm N chưa có hồ sơ thanh toán tiền điện với giá nhiên liệu tính đủ của tháng gần nhất (hồ sơ thanh toán chưa tính đủ giá nhiên liệu theo hợp đồng mua bán nhiên liệu), có thể sử dụng giá nhiên liệu bình quân tháng tính trên cơ sở các hóa đơn theo quy định của hợp đồng mua bán nhiên liệu.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam thẩm định và báo cáo Cục Điều tiết điện lực phê duyệt kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới (bao gồm kết quả tính toán, các số liệu đầu vào và thuyết minh tính toán) trước ngày 15 tháng 11 hàng năm.

5. Trong trường hợp giá than và giá khí cho phát điện có sự biến động lớn so với thời điểm phê duyệt kế hoạch vận hành năm tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cập nhật số liệu và tính toán lại kế hoạch vận hành các tháng còn lại trong năm trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam thẩm định và báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

Điều 18. Phân loại nhà máy thủy điện

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

a) Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;

b) Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang;

c) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần;

d) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần;

đ) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày;

e) Đối với nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần, nếu sản

lượng điện trong Kế hoạch cung cấp điện và vận hành hệ thống điện năm tới do Bộ Công Thương ban hành hàng năm thấp hơn 65% sản lượng điện bình quân nhiều năm, thì việc tham gia thị trường điện của nhà máy điện trong năm đó được áp dụng như đối với nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày theo quy định tại Thông tư này.

Đối với nhà máy thủy điện sử dụng nước từ hồ chứa thủy lợi để phát điện và có các yêu cầu đặc biệt của cơ quan nhà nước có thẩm quyền thì Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm báo cáo Bộ Công Thương xem xét quyết định hình thức tham gia thị trường điện của nhà máy điện trong năm đó.

2. Hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại, cập nhật danh sách nhà máy thủy điện quy định tại Khoản 1 Điều này.

Điều 19. Dự báo phụ tải cho lập kế hoạch vận hành năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự báo phụ tải để phục vụ lập kế hoạch vận hành năm tới theo phương pháp quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành. Các số liệu dự báo phụ tải phục vụ lập kế hoạch vận hành năm tới bao gồm:

- a) Tổng nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải từng miền Bắc, Trung, Nam cho cả năm và từng tháng trong năm;
- b) Biểu đồ phụ tải các ngày điển hình các miền Bắc, Trung, Nam và toàn hệ thống điện quốc gia các tháng trong năm;
- c) Công suất cực đại, cực tiểu của phụ tải hệ thống điện quốc gia trong từng tháng.

2. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm dự báo phụ tải năm tới và gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 20. Dịch vụ phụ trợ cho kế hoạch vận hành năm tới

1. Các loại hình dịch vụ phụ trợ cho vận hành hệ thống điện trong thị trường điện bao gồm:

- a) Điều tần;
- b) Dự phòng quay;
- c) Dự phòng khởi động nhanh;
- d) Điều chỉnh điện áp;
- đ) Khởi động đen;
- e) Tổ máy phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu các loại dịch vụ phụ trợ theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành

Điều 21. Phân loại tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại các tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh theo quy định tại Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định hệ số tải trung bình năm của các tổ máy phát điện.

3. Căn cứ hệ số tải trung bình năm từ kết quả mô phỏng, các tổ máy được phân loại thành 03 nhóm sau:

a) Nhóm tổ máy chạy nền: Bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình năm lớn hơn hoặc bằng 60%;

b) Nhóm tổ máy chạy lưng: Bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình năm lớn hơn 25% và nhỏ hơn 60%;

c) Nhóm tổ máy chạy đỉnh: Bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình năm nhỏ hơn hoặc bằng 25%.

Điều 22. Xác định giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

1. Trường hợp xác định được giá trị suất hao nhiệt

a) Giá trần bản chào giá của tổ máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

$$P_{tr} = (1 + K_{DC}) \times (P_{NLC} \times HR_C + P_{NLP} \times HR_P + P_{khac}^{bd})$$

Trong đó:

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

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

P_{NLC} : Giá nhiên liệu chính (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) của tổ máy nhiệt điện (đồng/kCal; đồng/BTU hoặc đồng/kg);

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

P_{khac}^{bd} : Giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác được xác định theo hợp đồng mua bán điện (đồng/kWh);

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

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

Khi tính toán giá trần bản chào giá của tổ máy nhiệt điện, ưu tiên sử dụng suất hao nhiệt đo theo kết quả thí nghiệm tổ máy do đơn vị thí nghiệm được hoạt

động theo quy định thực hiện và được các bên liên quan thống nhất. Trường hợp không có số liệu suất hao nhiệt đo, sử dụng giá trị suất hao nhiệt quy định trong hợp đồng mua bán điện.

b) Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu, giá than (bao gồm cả giá vận chuyển than) năm N là giá than xác định theo hợp đồng mua bán nhiên liệu năm N của nhà máy. Trường hợp không có hợp đồng mua bán than năm N tại thời điểm lập kế hoạch năm, giá than năm N được xác định là giá than theo hồ sơ thanh toán tiền điện của tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch năm N. Trường hợp tại thời điểm lập kế hoạch năm N chưa có hồ sơ thanh toán tiền điện với giá nhiên liệu tính đủ của tháng gần nhất (hồ sơ thanh toán chưa tính đủ giá nhiên liệu tháng theo các hợp đồng mua bán than nhập khẩu), có thể sử dụng giá nhiên liệu bình quân tháng tính trên cơ sở các hóa đơn tại cảng xếp hàng theo quy định của hợp đồng mua bán than nhập khẩu;

c) Các thông số về giá nhiên liệu của tổ máy nhiệt điện được xác định theo quy định tại Khoản 3 Điều 17 Thông tư này;

d) Giá nhiên liệu chính do đơn vị mua điện cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 01 tháng 9 năm N-1.

2. Trường hợp không có số liệu suất hao nhiệt trong hợp đồng mua bán điện hoặc không có nhà máy điện chuẩn cùng nhóm phù hợp:

a) Giá trần bản chào giá của tổ máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

$$P_{tr} = (1 + K_{DC}) \times P_{bd}^{CTD}$$

Trong đó:

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

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

P_{bd}^{CTD} : Giá biến đổi (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) cho năm N theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác của nhà máy điện (đồng/kWh).

b) Giá biến đổi (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) dùng để tính giá trần bản chào là giá biến đổi dự kiến cho năm N do đơn vị mua điện cung cấp 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 công bố số liệu đầu vào và kết quả tính toán giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện.

Điều 23. Xác định giá trần thị trường điện áp dụng cho các đơn vị phát điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các phương án giá trần thị trường điện, ít nhất là 03 phương án.

2. Giá trần thị trường điện cho năm N được xác định theo nguyên tắc sau đây:

a) Không thấp hơn chi phí biến đổi của các tổ máy nhiệt điện chạy nền và chạy lung trực tiếp chào giá trên thị trường điện;

b) Không cao hơn 115% giá trần bản chào cao nhất trong các tổ máy nhiệt điện chạy nền hoặc chạy lung trực tiếp chào giá trên thị trường điện.

Điều 24. Lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất

1. Nhà máy điện mới tốt nhất cho năm N là nhà máy điện tham gia thị trường điện đáp ứng đủ các tiêu chí sau:

a) Bắt đầu vận hành phát điện toàn bộ công suất đặt trong năm N-1 trừ trường hợp quy định tại Khoản 3 Điều này;

b) Là nhà máy điện chạy nền, được phân loại theo tiêu chí tại Khoản 3 Điều 21 Thông tư này;

c) Sử dụng công nghệ nhiệt điện than hoặc tua-bin khí chu trình hỗn hợp;

d) Có chi phí phát điện toàn phần trung bình thấp nhất cho 01 kWh.

2. Đơn vị mua điện có trách nhiệm lập danh sách các nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí quy định tại Điểm a và Điểm c Khoản 1 Điều này và cung cấp các số liệu hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện này hoặc số liệu đã thỏa thuận thống nhất với đơn vị phát điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xác định Nhà máy điện mới tốt nhất. Các số liệu cung cấp bao gồm:

a) Giá biến đổi cho năm N;

b) Giá cố định năm N được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện áp dụng cho thanh toán trong năm N;

c) Sản lượng điện năng thỏa thuận để tính giá hợp đồng.

3. Trong trường hợp có ít hơn 03 nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí quy định tại các Điểm a, Điểm b và Điểm c Khoản 1 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện bổ sung danh sách các nhà máy mới đã lựa chọn cho năm N-1 để đảm bảo số lượng không ít hơn 03 nhà máy và yêu cầu bên mua điện cập nhật, cung cấp lại các số liệu quy định tại Khoản 2 Điều này để tính toán, lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất cho năm N.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá phát điện toàn phần trung bình cho nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí quy định tại Điểm a, Điểm b và Điểm c Khoản 1 Điều này theo công thức sau:

$$P_{TPTB} = \frac{P_{cd}^{CfD} \times Q_{ttbd}^{CfD}}{Q_{mp}^N} + P_{bd}^{CfD}$$

P_{TPTB} : Giá phát điện toàn phần trung bình trong năm N của nhà máy điện (đồng/kWh);

P_{cd}^{CID} : Giá cố định cho năm N theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện (đồng/kWh);

P_{bd}^{CID} : Giá biến đổi cho năm N theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện (đồng/kWh);

Q_{ttbd}^{CID} : Sản lượng điện năng thỏa thuận để tính giá hợp đồng cho năm N của nhà máy điện (kWh);

Q_{mp}^N : Sản lượng điện năng dự kiến trong năm N của nhà máy điện xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh).

5. Danh sách các nhà máy điện mới tốt nhất được sắp xếp theo thứ tự giá phát điện toàn phần trung bình từ thấp đến cao. Nhà máy điện mới tốt nhất lựa chọn cho năm N là nhà máy điện có giá phát điện toàn phần trung bình thấp nhất từ kết quả tính toán theo quy định tại Khoản 4 Điều này.

Điều 25. Nguyên tắc xác định giá công suất thị trường

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

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

Điều 26. Trình tự xác định giá công suất thị trường

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định giá công suất thị trường theo trình tự sau:

1. Xác định chi phí thiếu hụt năm của Nhà máy điện mới tốt nhất

a) Xác định doanh thu dự kiến trên thị trường của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N theo công thức sau:

$$R_{TTD} = \sum_{i=1}^I Q_{BNE}^i \times SMP_i$$

Trong đó:

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

i : Chu kỳ giao dịch i trong năm N;

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

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

Q_{BNE}^i : Sản lượng dự kiến tại vị trí đo đếm của Nhà máy điện mới tốt nhất tại chu kỳ giao dịch i trong năm N xác định từ mô hình mô phỏng thị trường

theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh).

b) Xác định tổng chi phí phát điện năm của Nhà máy điện mới tốt nhất theo công thức sau:

$$TC_{BNE} = P_{BNE} \times \sum_{i=1}^I Q_{BNE}^i$$

Trong đó:

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

P_{BNE} : Giá phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh của Nhà máy điện mới tốt nhất xác định tại Khoản 4 Điều 24 Thông tư này (đồng/kWh);

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

i: Chu kỳ giao dịch i trong năm N;

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

c) Chi phí thiếu hụt năm của Nhà máy điện mới tốt nhất được xác định theo công thức sau:

$$AS = TC_{BNE} - R_{TTD}$$

Trong đó:

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

TC_{BNE} : Tổng chi phí phát điện năm của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N xác định tại Điểm b Khoản này (đồng);

R_{TTD} : Doanh thu dự kiến qua giá điện năng thị trường của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N xác định tại Điểm a Khoản này (đồng).

d) Trong trường hợp tính toán chi phí thiếu hụt năm có giá trị âm với phương án giá trần thị trường điện thấp nhất, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện báo cáo Cục Điều tiết điện lực để lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất tiếp theo trong danh sách các nhà máy điện mới quy định tại Điều 24 Thông tư này và tính toán lại hoặc xem xét lại danh sách các nhà máy tham gia thị trường điện để xác định giá trần thị trường điện cho hợp lý.

2. Xác định chi phí thiếu hụt tháng

Chi phí thiếu hụt tháng của Nhà máy điện mới tốt nhất được xác định bằng cách phân bổ chi phí thiếu hụt năm vào các tháng trong năm N theo công thức sau:



$$MS = AS \times \frac{P_{\max}^M}{\sum_{t=1}^{12} P_{\max}^M}$$

Trong đó:

M: Tháng M trong năm N;

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

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

P_{\max}^M : Công suất phụ tải đỉnh trong tháng M (MW).

3. Xác định giá công suất thị trường cho chu kỳ giao dịch

a) Xác định công suất khả dụng trung bình trong năm của Nhà máy điện mới tốt nhất theo công thức sau:

$$P_{BNE}^{kdtb} = \frac{\sum_{i=1}^I P_{BNE}^{i-MP}}{I}$$

Trong đó:

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

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

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

P_{BNE}^{i-MP} : Công suất huy động dự kiến của Nhà máy điện mới tốt nhất trong chu kỳ giao dịch i của năm N theo mô hình mô phỏng thị trường điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc được quy đổi về vị trí đo đếm (kW).

b) Xác định giá công suất thị trường cho từng chu kỳ giao dịch trong năm tới theo công thức sau:

$$CAN_i = MS^M \times \frac{D_i^M}{P_{BNE}^{kdtb} \times \sum_{i=1}^I D_i^M \times \frac{\Delta T}{60}}$$

Trong đó:

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

i: Chu kỳ giao dịch i trong tháng t;

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

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

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

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

ΔT : Độ dài thời gian của 01 chu kỳ giao dịch (phút).

Điều 27. Xác định sản lượng hợp đồng năm, tháng cho nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Xác định sản lượng hợp đồng năm

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

a) Lập kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới theo phương pháp lập lịch có ràng buộc. Thông số đầu vào sử dụng trong lập kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới là giá biến đổi của các nhà máy nhiệt điện, các đặc tính thủy văn và thông số kỹ thuật của nhà máy điện;

b) Tính toán tổng sản lượng kế hoạch năm của nhà máy điện theo công thức sau:

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

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

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

Trong đó:

AGO: Tổng sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);

EGO: Sản lượng dự kiến năm N của nhà máy điện xác định từ kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới được quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

GO: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện (kWh);

a, b: Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm do Bộ Công Thương quy định.

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

$$Q_c = \alpha \times AGO$$

Trong đó:

Q_c : Tổng sản lượng hợp đồng năm N (kWh);

AGO: Sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);

α : Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho năm N (%) theo quy định tại Khoản 4 Điều 16 Thông tư này.

2. Xác định sản lượng hợp đồng tháng

Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy nhiệt điện và nhà máy thủy điện

có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần được xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới, cụ thể như sau:

a) Sử dụng mô hình mô phỏng thị trường được quy định tại Khoản 2 Điều 17 Thông tư này theo phương pháp lập lịch có ràng buộc để xác định sản lượng dự kiến từng tháng của nhà máy điện;

b) Xác định sản lượng hợp đồng tháng theo công thức sau:

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

Trong đó:

Q_c^M : Sản lượng hợp đồng tháng M của nhà máy điện (kWh);

Q_c : Tổng sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện (kWh);

Q_{dk}^M : Sản lượng dự kiến trong tháng M của nhà máy điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới được Bộ Công Thương phê duyệt (kWh).

Điều 28. Xác định sản lượng hợp đồng năm, tháng cho nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện, nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn điện lực Việt Nam và được phân bổ cho đơn vị mua buôn điện

1. Sản lượng hợp đồng năm, tháng của nhà máy điện được tính toán theo phương pháp quy định tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều 27 Thông tư này.

2. Sản lượng hợp đồng tháng dự kiến của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện, nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn điện lực Việt Nam và được phân bổ cho đơn vị mua buôn điện được phân bổ cho các đơn vị mua buôn điện theo tỷ lệ với phụ tải dự báo của đơn vị mua buôn điện theo công thức sau:

$$Q_{cdk}^M(l) = Q_c^M \times \frac{Q_{ptdk}^M(l)}{\sum_{l=1}^L Q_{ptdk}^M(l)}$$

Trong đó:

$Q_{cdk}^M(l)$: Sản lượng hợp đồng dự kiến tháng M của nhà máy điện với đơn vị mua buôn điện l (kWh);

Q_c^M : Tổng sản lượng hợp đồng tháng M của nhà máy điện (kWh);

$Q_{ptdk}^M(l)$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo trong tháng M của đơn vị mua buôn điện l (kWh);

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện.

3. Trước ngày 10 tháng 11 hàng năm, đơn vị mua buôn điện có trách

nhiệm cập nhật và cung cấp số liệu phụ tải dự báo năm tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ công tác tính toán phân bổ sản lượng hợp đồng cho đơn vị mua buôn điện.

Điều 29. Trách nhiệm xác định và ký kết sản lượng hợp đồng năm và tháng

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

a) Tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng của nhà máy điện theo quy định tại Điều 27 và Điều 28 Thông tư này;

b) Công bố trên cổng thông tin điện tử thị trường điện số liệu đầu vào phục vụ tính toán và kết quả tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng cho các đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để kiểm tra trước ngày 15 tháng 11 hàng năm.

2. Đối với các nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện đối với Tập đoàn Điện lực Việt Nam, các đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện và đơn vị mua điện có trách nhiệm:

a) Kiểm tra và phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xử lý các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng trước ngày 25 tháng 11 hàng năm;

b) Xác nhận bằng văn bản về sản lượng hợp đồng năm, tháng của nhà máy điện giữa đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

3. Đối với nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện

a) Kiểm tra và phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xử lý các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng trước ngày 25 tháng 11 hàng năm;

b) Đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện xác nhận bằng văn bản về tổng sản lượng hợp đồng năm, tháng của nhà máy điện.

Tổng sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện đã xác nhận giữa các bên được phân bổ cho các đơn vị mua buôn điện theo quy định tại Điều 40 Thông tư này.

Điều 30. Công bố kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Sau khi kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới được phê duyệt theo quy định tại Điều 17 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố trên trang thông tin điện tử thị trường điện các thông tin về các số liệu đầu vào và các kết quả lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới cho các thành viên thị trường điện.

2. Các thông tin về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới được công bố bao gồm:

a) Các kết quả tính toán kế hoạch vận hành năm tới, bao gồm:

- Giá điện năng thị trường dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch áp dụng cho đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện;
- Kết quả lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất;
- Giá công suất thị trường từng chu kỳ giao dịch;
- Mức trần của giá điện năng thị trường;
- Phân loại tổ máy nhiệt điện;
- Sản lượng hợp đồng năm và sản lượng hợp đồng phân bổ vào các tháng của các nhà máy điện;
- Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay trong từng tháng của năm tới áp dụng cho các đơn vị mua buôn điện từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng được xác định theo quy định tại Khoản 2 Điều 91 Thông tư này.

b) Các thông số đầu vào phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường năm, bao gồm:

- Phụ tải dự báo từng miền Bắc, Trung, Nam và cho toàn hệ thống điện quốc gia trong từng chu kỳ giao dịch;
- Các số liệu thủy văn của các hồ chứa thủy điện được dùng để tính toán mô phỏng thị trường điện;
- Tiến độ đưa nhà máy điện mới vào vận hành;
- Các thông số kỹ thuật về lưới điện truyền tải;
- Biểu đồ xuất, nhập khẩu điện dự kiến;
- Lịch bảo dưỡng, sửa chữa năm của nhà máy điện, lưới điện truyền tải và nguồn cấp khí lớn;
- Phụ tải dự báo của các đơn vị mua buôn điện trong từng chu kỳ giao dịch.

3. Thông tin về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới chỉ công bố cho đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch sở hữu nhà máy điện có liên quan trực tiếp đến các thông tin này, bao gồm:

- a) Sản lượng phát điện dự kiến trong mô phỏng thị trường điện của nhà máy điện cho từng chu kỳ giao dịch;
- b) Giá trị nước của nhà máy thủy điện;
- c) Số liệu về giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện được dùng trong tính toán mô phỏng.

Mục 2

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THÁNG TỚI

Điều 31. Dự báo phụ tải cho lập kế hoạch vận hành tháng tới

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

báo phụ tải để phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới theo phương pháp quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành. Các số liệu dự báo phụ tải phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới bao gồm:

a) Tổng nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải từng miền Bắc, Trung, Nam cho cả tháng và từng tuần trong tháng;

b) Biểu đồ phụ tải các ngày điển hình các miền Bắc, Trung, Nam và toàn hệ thống điện quốc gia cho các tuần trong tháng.

2. Trước ngày 20 hàng tháng, đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm dự báo phụ tải từng chu kỳ giao dịch của tháng tới và gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới.

Điều 32. Tính toán giá trị nước

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước cho các tuần trong tháng tới. Kết quả tính toán giá trị nước được sử dụng để lập kế hoạch vận hành tháng tới bao gồm:

1. Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu.
2. Giá trị nước của nhà máy thủy điện trong nhóm thủy điện bậc thang.
3. Giá trị nước của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần.
4. Mức nước tối ưu từng tuần trong tháng của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần.

Điều 33. Phân loại tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại các tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh trong tháng tới.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định hệ số tải trung bình tháng của các tổ máy phát điện trong tháng tới.

3. Căn cứ hệ số tải trung bình tháng từ kết quả mô phỏng, các tổ máy được phân loại thành 03 nhóm sau:

a) Nhóm tổ máy chạy nền bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình tháng lớn hơn hoặc bằng 70%;

b) Nhóm tổ máy chạy lưng bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình tháng lớn hơn 25% và nhỏ hơn 70%;

c) Nhóm tổ máy chạy đỉnh bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình tháng nhỏ hơn hoặc bằng 25%.

Điều 34. Điều chỉnh giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và điều chỉnh giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo phương pháp quy định tại Điều 22 Thông tư này, trong đó có cập nhật các yếu tố

ảnh hưởng đến giá biến đổi của tháng M theo phương pháp được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện và căn cứ theo:

a) Giá nhiên liệu (bao gồm các thành phần: Giá nhiên liệu chính, phụ, đá vôi, vận chuyển nhiên liệu chính) tháng tới được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Giá nhiên liệu áp dụng cho tháng tới được cơ quan có thẩm quyền công bố hoặc hướng dẫn xác định;

- Giá nhiên liệu áp dụng cho tháng tới trong hợp đồng mua bán nhiên liệu;

- Giá nhiên liệu theo hồ sơ thanh toán tiền điện của tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch tháng tới. Trường hợp tại thời điểm lập kế hoạch tháng tới chưa có hồ sơ thanh toán tiền điện với giá nhiên liệu tính đủ của tháng gần nhất (hồ sơ thanh toán chưa tính đủ giá nhiên liệu theo hợp đồng mua bán nhiên liệu), có thể sử dụng giá nhiên liệu bình quân tháng tính trên cơ sở các hóa đơn theo quy định của hợp đồng mua bán nhiên liệu;

- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu, giá nhiên liệu tháng tới là giá nhiên liệu theo hồ sơ thanh toán của tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch tháng tới. Trường hợp tại thời điểm lập kế hoạch tháng tới chưa có hồ sơ thanh toán tiền điện với giá nhiên liệu tính đủ của tháng gần nhất (hồ sơ thanh toán chưa tính đủ giá nhiên liệu tháng theo các hợp đồng mua bán than nhập khẩu), có thể sử dụng giá nhiên liệu bình quân tháng tính trên cơ sở các hóa đơn tại cảng xếp theo quy định của các Hợp đồng mua bán than nhập khẩu.

b) Giá biến đổi (đã bao gồm giá vận chuyển nhiên liệu chính) trong tháng tới của các nhà máy nhiệt điện. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cập nhật các thay đổi về giá biến đổi của các nhà máy nhiệt điện và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

c) Kết quả phân loại tổ máy nhiệt điện cho tháng tới theo quy định tại Điều 33 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố số liệu đầu vào và kết quả giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện trong tháng tới.

Điều 35. Dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số trong kế hoạch vận hành tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện trong tháng tới theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng và công bố danh sách các tổ máy phát điện đủ điều kiện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành trong tháng tới.

Điều 36. Tính toán sản lượng hợp đồng tháng cho nhà máy điện mới tham gia thị trường điện giữa năm vận hành

1. Trước ngày 20 tháng M, đơn vị phát điện có kế hoạch đưa nhà máy điện vào vận hành thương mại trong tháng M+1 có trách nhiệm cung cấp các thông tin về kinh tế và kỹ thuật của nhà máy điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để tính toán kế hoạch vận hành tháng tới và các tháng tiếp theo trong năm N.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán sản lượng hợp đồng tháng cho nhà máy điện (tính từ tháng nhà máy điện tham gia thị trường điện đến hết năm N) trong kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới.

3. Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện này được xác định theo công thức sau:

$$Q_c^M = \alpha \times Q_{dk}^M$$

Trong đó:

Q_c^M : Tổng sản lượng hợp đồng tháng M của nhà máy điện (kWh);

Q_{dk}^M : Sản lượng kế hoạch tháng M của nhà máy điện theo kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới (kWh);

α : Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho năm N được quy định tại Khoản 4 Điều 16 Thông tư này (%).

Điều 37. Điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được điều chỉnh trong trường hợp lịch bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy trong tháng M bị thay đổi so với kế hoạch vận hành năm do:

a) Yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện không phải do các nguyên nhân của nhà máy;

b) Yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền và được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thống nhất căn cứ vào điều kiện vận hành thực tế của hệ thống.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng trong trường hợp quy định tại Khoản 1 Điều này theo nguyên tắc sau:

a) Dịch chuyển giữa các tháng phần sản lượng hợp đồng tháng tương ứng với thời gian sửa chữa bị dịch chuyển, đảm bảo tổng sản lượng hợp đồng năm có điều chỉnh là không đổi theo hướng dẫn tại Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành;

b) Trường hợp nhà máy bị thay đổi lịch bảo dưỡng sửa chữa vào tháng

cuối năm thì không dịch chuyển sản lượng hợp đồng tương ứng với thời gian sửa chữa của tháng này vào năm tiếp theo.

3. Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy thủy điện có hồ điều tiết trên 01 tuần được điều chỉnh trong trường hợp thủy văn thực tế của các nhà máy thủy điện khác biệt lớn so với dự báo thủy văn sử dụng trong tính toán lập kế hoạch, nguyên tắc điều chỉnh như sau:

a) Điều chỉnh trong trường hợp lưu lượng nước về bình quân, sản lượng phát của nhà máy điện từ ngày 01 tháng 01 năm N đến ngày 20 hàng tháng và mức nước thượng lưu đầu kỳ dự kiến của tháng tới chênh lệch so với lưu lượng nước về, sản lượng hợp đồng lũy kế và mức nước hồ đầu tháng tính toán trong kế hoạch năm có khác biệt lớn;

b) Chỉ điều chỉnh tăng sản lượng hợp đồng của nhà máy thủy điện trong trường hợp tổng sản lượng hợp đồng tháng của các nhà máy điện tham gia thị trường điện theo kế hoạch vận hành năm thấp hơn 95% tổng sản lượng dự kiến phát (quy đổi về điểm giao nhận) của các nhà máy điện theo kế hoạch vận hành tháng.

4. Đơn vị phát điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm phối hợp xác nhận với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và báo cáo Cục Điều tiết điện lực để xem xét điều chỉnh cho tháng kế tiếp đối với trường hợp quy định tại Khoản 3 Điều này.

5. Trong trường hợp sản lượng khả dụng tháng M+1 được duyệt của nhà máy điện không đảm bảo sản lượng hợp đồng tháng thì sản lượng hợp đồng tháng được điều chỉnh bằng sản lượng khả dụng tháng đó và phần sản lượng thiếu hụt do điều chỉnh được phân bổ vào các tháng cuối năm N theo tỷ lệ sản lượng hợp đồng tháng đã được Cục Điều tiết điện lực phê duyệt và không vượt quá sản lượng khả dụng.

Điều 38. Xác định sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch cho các nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với Tập đoàn Điện lực Việt Nam trong tháng tới theo các bước sau:

1. Sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch trong tháng của nhà máy điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc.

2. Xác định sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Q_c^i = Q_c^M \times \frac{Q_E^i}{\sum_{i=1}^I Q_E^i}$$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

I : Tổng số chu kỳ trong tháng;

Q_c^i : Sản lượng hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_f^i : Sản lượng dự kiến phát của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh);

Q_c^M : Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được xác định theo quy định tại Điều 27, Điều 36 và Điều 37 Thông tư này (kWh).

3. Trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i lớn hơn sản lượng phát lớn nhất của nhà máy điện thì sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó được điều chỉnh bằng sản lượng phát lớn nhất của nhà máy điện. Sản lượng phát lớn nhất của nhà máy trong chu kỳ giao dịch tương ứng với sản lượng trong một chu kỳ giao dịch tính theo công suất công bố trong bản chào mặc định tháng tới do đơn vị phát điện gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Điều 51 Thông tư này.

4. Trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch lớn hơn 0 MWh và nhỏ hơn sản lượng tương ứng với công suất phát ổn định thấp nhất của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch thì sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó được điều chỉnh bằng sản lượng tương ứng với công suất phát ổn định thấp nhất của nhà máy điện. Công suất phát ổn định thấp nhất của nhà máy điện được xác định bằng công suất phát ổn định thấp nhất của 01 tổ máy của nhà máy điện được lập lịch huy động trong mô hình mô phỏng thị trường điện của chu kỳ đó.

Trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy thủy điện nhỏ hơn sản lượng tương ứng với công suất phát ổn định thấp nhất thì có thể điều chỉnh bằng 0 MW hoặc bằng sản lượng tương ứng với công suất phát ổn định thấp nhất.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân bổ tổng sản lượng chênh lệch do việc điều chỉnh sản lượng hợp đồng theo quy định tại Khoản 3 và Khoản 4 Điều này vào các chu kỳ giao dịch khác trong tháng trên nguyên tắc đảm bảo sản lượng hợp đồng tháng không đổi.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố qua Cổng thông tin điện tử thị trường điện số liệu đầu vào phục vụ tính toán và kết quả tính toán sản lượng hợp đồng sơ bộ trong tháng cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch ít nhất 05 ngày trước ngày cuối cùng của tháng M. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoàn thành kiểm tra các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch trong tháng tới ít nhất 03 ngày trước ngày cuối cùng của tháng M. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi kết quả tính toán sản lượng hợp đồng

từng chu kỳ giao dịch chính thức trong tháng cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch ít nhất 03 ngày trước ngày cuối cùng của tháng M.

7. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận sản lượng hợp đồng tháng được điều chỉnh theo Điều 39 Thông tư này và sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch theo kết quả tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 39. Điều chỉnh tổng sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Các trường hợp điều chỉnh sản lượng hợp đồng của các nhà máy điện

a) Trường hợp sự cố ngừng lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi hoặc sự cố ngừng tổ máy của nhà máy điện;

b) Trường hợp lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi hoặc tổ máy của nhà máy điện kéo dài thời gian sửa chữa so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch;

c) Trường hợp có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí theo quy định tại Khoản 7 Điều 54 Thông tư này.

2. Trong trường hợp có đủ căn cứ xác nhận trường hợp quy định tại Điểm a Khoản 1 Điều này, thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch nguyên tắc sau:

a) Trường hợp thời gian sự cố nhỏ hơn hoặc bằng 72 giờ: Không điều chỉnh sản lượng hợp đồng của nhà máy điện này;

b) Trường hợp thời gian sự cố lớn hơn 72 giờ

- Trong giai đoạn từ thời điểm sự cố đến chu kỳ giao dịch kết thúc giai đoạn 72 giờ: Giữ nguyên sản lượng hợp đồng đã phân bổ cho nhà máy điện;

- Trong giai đoạn từ chu kỳ giao dịch đầu tiên sau khi kết thúc giai đoạn 72 giờ đến khi tổ máy khắc phục sự cố và khả dụng:

+ Trường hợp sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy nhỏ hơn sản lượng hợp đồng nhà máy trong giai đoạn này: Thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch bằng sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện;

+ Trường hợp sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện lớn hơn hoặc bằng sản lượng hợp đồng nhà máy điện trong giai đoạn này: Không điều chỉnh sản lượng hợp đồng nhà máy điện.

3. Trong trường hợp có đủ căn cứ xác nhận trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này, thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng của chu kỳ giao dịch theo nguyên tắc sau:

Trong các chu kỳ kéo dài sửa chữa, nếu có chu kỳ mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy nhỏ hơn sản lượng hợp đồng của nhà máy thì

điều chỉnh sản lượng hợp đồng tại các chu kỳ đó bằng sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện.

4. Trong trường hợp quy định tại Điểm c Khoản 1 Điều này, thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng của nhà máy tuabin khí trong các chu kỳ giao dịch bằng sản lượng thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện.

5. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận các sự kiện quy định tại Khoản 1 Điều này và gửi cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để làm cơ sở điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện. Đối với trường hợp xác nhận sự cố lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi:

a) Trường hợp có đủ dữ liệu từ hệ thống điều khiển phân tán (hệ thống DCS) hoặc các hệ thống điều khiển tương đương khác cho sự kiện này: Thực hiện xác nhận sự kiện căn cứ theo các dữ liệu này;

b) Trường hợp không có dữ liệu từ hệ thống điều khiển phân tán (hệ thống DCS) hoặc các hệ thống điều khiển tương đương khác: Sử dụng các thông tin, dữ liệu từ các nguồn số liệu khác cho từng trường hợp cụ thể theo hướng dẫn tại Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành để thực hiện xác nhận sự kiện.

6. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận lại sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy đã được điều chỉnh theo quy định tại Khoản 1, Khoản 2 và Khoản 3 Điều này.

Điều 40. Xác định sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện, nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và phân bổ cho đơn vị mua buôn điện

1. Đối với các nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện:

a) Xác định sản lượng hợp đồng trong từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện như sau:

- Thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện theo quy định tại Điều 37 Thông tư này;

- Xác định và điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo Điều 38 và Điều 39 Thông tư này.

b) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của đơn vị mua buôn điện với nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán theo công thức sau:



$$Q'_c(g, l) = Q'_c(g) \times \frac{Q'_{l, ptdk}}{\sum_{l=1}^L Q'_{l, ptdk}}$$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

$Q'_c(g, l)$: Sản lượng hợp đồng của đơn vị mua buôn điện l với nhà máy điện g trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q'_c(g)$: Sản lượng hợp đồng của nhà máy điện g trong chu kỳ giao dịch i được xác định và điều chỉnh theo quy định tại Điểm a Khoản này (kWh);

$Q'_{l, ptdk}$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

L : Tổng số đơn vị mua buôn điện.

2. Đối với nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và phân bổ cho đơn vị mua buôn điện

a) Xác định sản lượng hợp đồng trong từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam như sau:

- Thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện theo quy định tại Điều 37 Thông tư này;

- Xác định và điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo Điều 38 và Điều 39 Thông tư này.

b) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán theo trình tự như sau:

- Xác định sản lượng hợp đồng tháng phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện theo công thức sau:

$$Q_c(l, M) = Q_c^M(g) \times \frac{Q_{ptdk}(l, M)}{\sum_{l=1}^L Q_{ptdk}(l, M)}$$

Trong đó:

L : Tổng số đơn vị mua buôn điện;

$Q_c(l, M)$: Sản lượng hợp đồng tháng M phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện l (kWh);

$Q_c^M(g)$: Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện g với Tập đoàn Điện lực Việt Nam được xác định trong kế hoạch vận hành thị trường điện năm theo quy định tại Điều 27 Thông tư này (kWh);

$Q_{ptdk}(l, M)$: Sản lượng dự báo đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong

tháng M (kWh).

- Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện được xác định theo công thức sau:

$$Q_c(l, i) = Q_c(l, M) \times \frac{Q_{ptdk}(l, i)}{\sum_{i=1}^I Q_{ptdk}(l, i)}$$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

I : Tổng số chu kỳ giao dịch trong tháng;

$Q_c(l, i)$: Sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện l (kWh);

$Q_c(l, M)$: Sản lượng hợp đồng tháng M phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện l (kWh);

$Q_{ptdk}(l, i)$: Sản lượng dự báo đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

Mục 3

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH TUẦN TỚI

Điều 41. Giá trị nước tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật số liệu phụ tải dự báo, thủy văn và các số liệu có liên quan để tính toán giá trị nước tuần tới.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật thông tin, tính toán lại giá trị nước cho tuần tới và công bố các kết quả sau:

a) Giá thị trường điện dự kiến từng chu kỳ tuần tới áp dụng cho các đơn vị phát điện và các đơn vị mua điện;

b) Giá trị nước và sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;

c) Giá trị nước của các nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần;

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

đ) Mức nước giới hạn tuần của các hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết trên 01 tuần theo quy định tại 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.

Điều 42. Xác định sản lượng hợp đồng của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

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

toán và công bố sản lượng hợp đồng tuần và phân bổ sản lượng hợp đồng tuần cho từng chu kỳ giao dịch trong tuần của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi sản lượng hợp đồng tuần của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm ký xác nhận sản lượng hợp đồng hàng tuần của nhà máy làm cơ sở để thanh toán tiền điện.

Điều 43. Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện

1. Giá trần bản 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 được công bố theo quy định tại Điều 41 Thông tư này, cụ thể như sau:

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

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

b) Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá trung bình của các giá trần 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. Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần được xác định như sau:

a) 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 các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành tháng.

b) Trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần thì giá trần bản chào của nhà máy thủy điện này áp dụng cho tuần tiếp theo bằng 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 giá trần bản chào theo quy định tại Khoản 1 hoặc Khoản 2 Điều này từ thứ Ba tuần kế tiếp. 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;

c) 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 nhà máy thủy điện trong miền này của tuần đánh giá bằng chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện. Khi dự phòng

điện năng của miền bằng hoặc cao hơn 5%, nhà máy điện trong miền này tiếp tục áp dụng giá trần bản chào theo quy định tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều này.

3. Hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm:

a) Tính toán giá trần bản chào các tổ máy thủy điện của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều này;

b) Công bố kết quả tính toán giá trần bản chào của từng tổ máy thủy điện của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần tham gia thị trường điện áp dụng cho tuần tới và các thông số đầu vào phục vụ tính toán bao gồm: Giá trị nước, giá của tổ máy nhiệt điện dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện, giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành tháng.

4. Nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm:

a) Chào giá tuân thủ các quy định về giá trần bản chào và giá sàn bản chào;

b) Đáp ứng các yêu cầu về ràng buộc nhu cầu sử dụng nước phía hạ du và các ràng buộc về thủy văn khác.

Điều 44. Dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số trong kế hoạch vận hành tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện trong tuần tới theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lựa chọn, lập và công bố danh sách các tổ máy phát điện dự kiến dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số cho tuần tới. Tổ máy phát điện được lựa chọn có trách nhiệm cung cấp dịch vụ điều tần theo yêu cầu của 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 lập kế hoạch vận hành tuần tới đảm bảo ràng buộc về dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.

Chương V

VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1

VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI

Điều 45. Thông tin cho vận hành thị trường điện ngày tới

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:

1. Biểu đồ dự báo phụ tải ngày D của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam.

2. Công suất huy động dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch trong ngày tới của các nhà máy điện tại Khoản 3 Điều 4 Thông tư này và các nhà máy điện không trực tiếp chào giá trên thị trường điện.

3. Tổng sản lượng khí dự kiến ngày tới của các nhà máy nhiệt điện khí sử dụng chung một nguồn khí.

4. Công suất huy động dự kiến của các nguồn điện năng xuất khẩu, nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

5. 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.

6. Công suất huy động 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.

7. Nhu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

Điều 46. Bản chào giá

1. Bản chào giá tuân thủ các nguyên tắc sau:

a) Gồm 05 cặp giá chào (đồng/kWh) và công suất (MW) cho tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D. Khi đáp ứng đủ các điều kiện cần thiết, Cục Điều tiết điện lực xem xét tăng số cặp giá chào, công suất lên 10 cặp, đồng bộ với việc giảm chu kỳ giao dịch xuống còn 30 phút theo quy định tại Khoản 2 Điều 12 Thông tư này;

b) Công suất trong bản chào giá là công suất tại đầu cực máy phát điện;

c) Công suất chào của dải chào sau không được thấp hơn công suất của dải chào liền trước. Bước chào tối thiểu là 03 MW;

d) Có các thông tin về thông số kỹ thuật của tổ máy, bao gồm:

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

đ) 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 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 trừ trường hợp dừng máy sửa chữa đột xuất (việc dừng máy sửa chữa đột xuất phải được phê duyệt) hoặc sự cố kỹ thuật bất khả kháng. Nhà máy có trách nhiệm cập nhật công suất công bố khi giảm công suất khả dụng;

e) 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 nhà máy nhiệt điện trong quá trình khởi động và dừng máy được cập nhật bản chào giá cho chu kỳ giao dịch tới với công suất thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất;

g) Nhà máy thủy điện có thể chào các dải công suất đầu tiên trong từng chu kỳ giao dịch bằng 0 (không) MW. Đối với 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;

h) Đơn vị của giá chào là đồng/kWh, với số thập phân nhỏ nhất là 0,1;

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

2. Bản chào giá trong những trường hợp đặc biệt

a) Bản chào của nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được quy định như sau:

- Giá chào bằng 0 đồng/kWh cho các dải công suất chào;

- Công suất chào bằng công suất dự kiến phát của tổ máy trong chu kỳ giao dịch. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được nộp bản chào giá sửa đổi tăng công suất theo tình hình thủy văn thực tế của nhà máy;

- Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được nộp bản chào giá chu kỳ giao dịch tới sửa đổi công suất theo tình hình thủy văn thực tế của nhà máy.

b) Bản chào của nhà máy thủy điện có 02 tuần liên tiếp vi phạm mức nước giới hạn:

- Chào giá sàn cho sản lượng tương ứng với yêu cầu về lưu lượng cấp nước hạ du theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền;

- Chào giá trần cho phần sản lượng còn lại;

- Giá trần bản chào áp dụng cho nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn 02 tuần bằng giá của tổ máy nhiệt điện dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện.

c) Bản chào của tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động và dừng máy:

- Công suất chào được thấp hơn mức công suất phát ổn định thấp nhất;

- Giá chào bằng giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện cho toàn bộ dải công suất từ 0 MW đến công suất phát ổn định thấp nhất.

d) Đối với tổ máy thủy điện phải đảm bảo cung cấp nước hạ du theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền và đã được tính xét đến khi xác định sản lượng hợp đồng cho chu kỳ giao dịch trong kế hoạch vận hành tháng tới hoặc tuần tới: Đơn vị phát điện có trách nhiệm chào mức giá sàn bản chào cho sản lượng

tương ứng với yêu cầu về lưu lượng cấp nước hạ du đã được xét đến khi tính toán sản lượng hợp đồng trong kế hoạch vận hành tháng tới hoặc tuần tới.

Điều 47. Sửa đổi bản chào giá

1. Các trường hợp được sửa đổi bản chào giá

Bản chào giá sửa đổi của Đơn vị chào giá được áp dụng trong các trường hợp sau đây:

a) Tổ máy nhiệt điện đang trong quá trình khởi động, hòa lưới hoặc ngừng máy: Đơn vị chào giá cho tổ máy nhiệt điện được sửa đổi tăng hoặc giảm công suất và nộp lại bản chào giá cho tổ máy nhiệt điện này;

b) Tổ máy nhiệt điện hòa lưới sớm theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện: Đơn vị chào giá được sửa đổi tăng công suất công bố và nộp lại bản chào giá cho tổ máy nhiệt điện này;

c) Tổ máy phát điện bị sự cố gây ngừng máy hoặc giảm công suất khả dụng; hoặc 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 hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành: Đơn vị chào giá được sửa đổi giảm công suất công bố và nộp lại bản chào giá cho tổ máy nhiệt điện này;

d) Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày: Đơn vị chào giá được 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);

đ) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên, đơn vị chào giá được sửa đổi bản chào giá trong các trường hợp sau:

- Yêu cầu cấp nước hạ du trong ngày D của nhà máy thủy điện theo quy định tại quy trình vận hành hồ chứa (hoặc liên hồ chứa) hoặc văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền được xác định tại thời điểm sau 11h30 ngày D-1 (thời điểm kết thúc chào giá cho ngày D theo quy định tại Khoản 1 Điều 49 Thông tư này);

- Mức nước hồ của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước quy định tại quy trình vận hành hồ chứa hoặc đến ngưỡng xả tràn do lưu lượng nước về thực tế về hồ chứa trong ngày D cao hơn so với dự báo;

- Nhà máy thủy điện không đáp ứng được yêu cầu cấp nước hạ du trong ngày D theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền do tổ máy của nhà máy điện bị sự cố trong ngày D.

2. Nguyên tắc sửa đổi bản chào giá

a) Đối với các trường hợp quy định tại Điểm a, Điểm b, Điểm c Khoản 1 Điều này:

- Bản chào giá sửa đổi không được thay đổi giá chào so với bản chào ngày tới của đơn vị chào giá đó;

- Trong trường hợp quy định tại Điểm a Khoản 1 Điều này: Toàn bộ các dải công suất chào trong bản chào giá sửa đổi của tổ máy nhiệt điện phải bằng nhau và bằng công suất dự kiến phát trong quá trình hòa lưới hoặc ngừng máy;

- Trong trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này: 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 chu kỳ giao dịch tới trừ trường hợp vi phạm yêu cầu kỹ thuật của bản chào. 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 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.

b) Đối với các trường hợp quy định tại Điểm đ Khoản 1 Điều này

- Đơn vị phát điện chỉ được thay đổi mức công suất trong các dải chào của bản chào giá ngày tới;

- Đơn vị phát điện gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (thông qua hệ thống công nghệ thông tin phục vụ vận hành thị trường điện) bản chào giá sửa đổi cho các chu kỳ giao dịch còn lại của ngày D, đồng thời nêu rõ lý do và các thông tin, số liệu cần thiết làm căn cứ cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xem xét chấp thuận việc sử dụng bản chào giá sửa đổi;

- Bản chào giá sửa đổi phải tuân thủ các quy định tại Điều 46 Thông tư này.

3. Đơn vị chào giá được 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 30 phút trước chu kỳ giao dịch có thay đổi bản chào giá.

4. Sau khi nhận được bản chào giá sửa đổi của đơn vị chào giá, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện căn cứ tình hình thực tế của hệ thống điện thực hiện kiểm tra, xác nhận tính hợp lệ của bản chào giá sửa đổi:

a) Trường hợp bản chào giá sửa đổi không hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo lý do cho đơn vị phát điện;

b) Trường hợp bản chào giá hợp lệ

- Đối với các bản chào giá sửa đổi tăng công suất (trừ trường hợp quy định tại Điểm d và Điểm đ Khoản 1 Điều này): Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng bản chào giá sửa đổi này trong vận hành thị trường điện khi lịch công bố ngày tới, chu kỳ giao dịch tới có cảnh báo thiếu công suất hoặc trong các trường hợp cần thiết để đảm bảo an ninh cung cấp điện.

- Đối với các trường hợp còn lại: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng bản chào giá sửa đổi này trong quá trình vận hành thị trường điện.

Điều 48. 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 theo quy định tại Khoản 3 Điều 14 Thông tư này.

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 đăng ký đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố biểu đồ huy động cho các nhà máy thuộc nhóm này căn cứ theo 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 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 theo quy định tại Điều 18 Thông tư này.

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 từng chu kỳ giao dịch trong tuần tới của từng nhà máy điện trong nhóm nhà máy thủy điện bậc thang theo quy định tại Khoản 2 Điều 38 Thông tư này;

b) Khi sản lượng công bố của nhà máy thủy điện đa mục tiêu trong nhóm bị điều chỉnh theo quy định tại Điều 54 Thông tư này, 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 49. Nộp bản chào giá

1. Trước 11h30 ngày D-1, đơn vị chào giá có trách nhiệm nộp bản chào giá ngày D.

2. Các đơn vị chào giá nộp bản chào giá qua hệ thống thông tin thị trường điện. Trong trường hợp do sự cố không thể sử dụng hệ thống thông tin thị

trường điện, đơn vị chào giá có trách nhiệm thống nhất với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các phương thức khác cho việc nộp bản chào giá theo thứ tự ưu tiên sau:

a) Bằng thư điện tử vào địa chỉ do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định;

b) Bằng fax theo số fax do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cung cấp;

c) Nộp bản chào trực tiếp tại trụ sở Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 50. Kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá

1. Trước 11h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá đã nhận được từ các đơn vị chào giá theo quy định tại Điều 49 Thông tư này. Trường hợp đơn vị chào giá gửi nhiều bản chào giá thì chỉ xem xét bản chào giá nhận được cuối cùng.

2. Trong trường hợp bản chào giá không hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho đơn vị chào giá và yêu cầu nộp lại bản chào giá lần cuối trước thời điểm chấm dứt chào giá.

3. Sau khi nhận được thông báo của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về bản chào giá không hợp lệ, đơn vị chào giá có trách nhiệm sửa đổi và nộp lại bản chào giá trước thời điểm chấm dứt chào giá.

Điều 51. 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 theo quy định tại Điều 49 Thông tư này. 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 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.

3. Bản chào giá mặc định của các nhà máy điện được xác định như sau:

a) 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 28 hàng tháng;

b) Đối với nhà máy thủy điện và nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, bản

chào giá mặc định như sau:

- Áp dụng mức giá sàn bản chào cho sản lượng tương ứng với yêu cầu về lưu lượng cấp nước hạ du;

- Áp dụng mức giá trần bản chào của tổ máy quy định tại Điều 43 Thông tư này cho sản lượng còn lại.

c) Đối với nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần trong 02 tuần liên tiếp: Giá chào và sản lượng chào trong bản chào mặc định của nhà máy điện này theo quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều 46 Thông tư này.

Điều 52. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động ngày 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 ngày tới sau đây:

1. Biểu đồ phụ tải ngày của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam.

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

3. Công suất huy động dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới của các nhà máy điện quy định tại Khoản 2 Điều 45 Thông tư này.

4. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu quy định tại Điều 67 và Điều 68 Thông tư này.

5. Công suất các tổ máy của các nhà máy điện cung cấp dịch vụ phụ trợ.

6. Yêu cầu về công suất dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.

7. Thông tin về khả năng cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của các tổ máy.

8. Lịch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt.

9. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.

10. 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.

11. 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 điện và các đơn vị phát điện cung cấp.

Điều 53. Lập lịch huy động ngày tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động ngày tới. Lịch huy động ngày tới bao gồm:

1. Lịch huy động không ràng buộc, bao gồm:

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.

2. Lịch huy động ràng buộc, bao gồm:

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 nối 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);

đ) Lượng công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của tổ máy phát điện.

3. 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 giảm công suất dần về công suất phát ổn định thấp nhất hoặc ngừng và thay đổi thời gian khởi động lại các tổ máy trong trường hợp thừa công suất theo nguyên tắc sau:

a) Giảm công suất phát của các tổ máy phát điện có chi phí biến đổi theo thứ tự từ cao đến thấp;

b) Ngừng các tổ máy khởi động chậm có chi phí biến đổi theo thứ tự từ cao đến thấp; trường hợp các tổ máy khởi động chậm có cùng chi phí biến đổi, ngừng tổ máy theo thứ tự chi phí khởi động từ thấp đến cao;

c) Khi khởi động lại theo thứ tự các tổ máy khởi động chậm có chi phí biến đổi theo thứ tự từ thấp đến cao;

d) Tính toán thời gian ngừng các tổ máy để đáp ứng yêu cầu của hệ thống, hạn chế việc vận hành lên, xuống các tổ máy nhiều lần; đảm bảo khai thác tối ưu hồ chứa thủy điện.

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và công bố danh sách tổ máy theo thứ tự huy động để giảm công suất và ngừng máy trong trường hợp thừa nguồn theo nguyên tắc quy định tại Khoản này.

Điều 54. 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 áp dụng cho các đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện.

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.

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

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

a) Các chu kỳ giao dịch dự kiến thừa công suất;

b) Các tổ máy dự kiến sẽ dừng phát điện.

6. Thông tin về việc cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số

a) Nhu cầu công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện;

b) Danh sách các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

c) Công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của tổ máy phát điện trong danh sách tại Điểm b Khoản này.

7. Thông tin dự kiến về tình trạng thiếu nguồn nhiên liệu khí cung cấp cho nhà máy điện tuabin khí của đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch trong các chu kỳ giao dịch tới (khi tổng sản lượng điện dự kiến của nhà máy điện tương ứng với lượng khí được phân bổ thấp hơn tổng sản lượng hợp đồng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện này).

Điều 55. 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 chu kỳ giao dịch tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

3. Trong quá trình hoà lưới của các tổ máy nhiệt điện, đơn vị phát điện có trách nhiệm cập nhật công suất từng chu kỳ giao dịch vào bản chào giá của tổ máy và gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Điều 47 Thông tư này.

Điều 56. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sửa đổi công suất công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại Khoản 2 Điều 59 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng bản chào tăng công suất làm bản chào giá lập lịch để lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới và tính giá thị trường điện.

Điều 57. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động đảm bảo yêu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số trừ trường hợp thiếu công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sử dụng bản chào tăng công suất làm bản chào giá lập lịch để lập lịch huy động ngày tới.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thay đổi công suất công bố của các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện quy định tại Điều 45 Thông tư này để đảm bảo yêu cầu dự phòng điều chỉnh tần số.

Mục 2

VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CHU KỲ GIAO DỊCH TỚI

Điều 58. Dữ liệu lập lịch huy động chu kỳ giao dịch 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 chu kỳ giao dịch tới sau đây:

1. Biểu đồ phụ tải của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam dự báo cho chu kỳ giao dịch tới và 03 giờ tiếp theo.

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

3. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá cho chu kỳ giao dịch tới.

4. Công suất công bố theo lịch huy động ngày tới của các nhà máy điện không chào giá trực tiếp trên thị trường điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố theo quy định tại Điều 54 Thông tư này.

5. Nhu cầu công suất dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện và khả năng cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của các tổ máy phát điện cung cấp dịch vụ này.

6. Công suất dự phòng khởi động nhanh và vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện cho chu kỳ giao dịch tới.

7. 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.

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

9. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.

10. Sản lượng điện nhập khẩu.



Điều 59. Điều chỉnh sản lượng công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

1. Trước khi lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép điều chỉnh sản lượng của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu cho chu kỳ giao dịch tới đã được công bố theo quy định tại Khoản 2 Điều 60 Thông tư này 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 văn bản 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 công bố 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 60. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động chu kỳ giao dịch 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 chu kỳ giao dịch 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:

- Theo 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 để đảm bảo 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 điện.

3. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch 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 chu kỳ giao dịch tới thông qua các biện pháp theo thứ tự sau:



- a) Dừng các tổ máy tự nguyện ngừng phát điện;
- b) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay;
- c) Giảm dần công suất phát của các tổ máy theo thứ tự huy động tại danh sách tổ máy đã được lập theo quy định tại Điều 53 Thông tư này;
- d) Dừng các tổ máy khởi động chậm theo thứ tự huy động tại danh sách tổ máy đã được lập theo quy định tại Điều 53 Thông tư này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động cho chu kỳ giao dịch tới đảm bảo ràng buộc về nhu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.

5. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới trong trường hợp thiếu công suất dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động đảm bảo yêu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số trừ trường hợp thiếu công suất;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sử dụng bản chào tăng công suất làm bản chào giá lập lịch để lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới;

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thay đổi công suất công bố theo quy định tại Điều 54 Thông tư này cho các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện để đảm bảo yêu cầu dự phòng điều tần.

Điều 61. Công bố lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lịch huy động chu kỳ giao dịch tới 10 phút trước chu kỳ giao dịch, bao gồm các nội dung sau:

1. Phụ tải dự báo chu kỳ giao dịch 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 chu kỳ giao dịch tới và 03 giờ tiếp theo được lập theo quy định tại Điều 60 Thông tư này.
3. Giá thị trường dự kiến từng chu kỳ của ngày tới áp dụng cho các đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện.
4. 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.
5. 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 59 Thông tư này.
6. Lịch sa thải phụ tải dự kiến (nếu có).
7. Thông tin về cung cấp dự phòng điều chỉnh tần số

a) Nhu cầu công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện;

b) Danh sách các tổ máy phát điện được lựa chọn để cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

c) Công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của các tổ máy phát điện trong danh sách tại Điểm b Khoản này.

Mục 3 **VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC**

Điều 62. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

1. 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 chu kỳ giao dịch tối đã được công bố và tuân thủ quy định về vận hành hệ thống điện thời gian thực tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành. Trong trường hợp cần thiết, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được can thiệp để đảm bảo yêu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện (trừ trường hợp bất khả kháng).

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.

3. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện có trách nhiệm tuân thủ theo quy định về mức nước giới hạn tuần của nhà máy thủy điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố theo quy định tại Khoản 2 Điều 41 Thông tư này.

Điều 63. Xử lý trong 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 nhà máy điện 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 tuần tiếp theo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động nhà máy điện này căn cứ theo bản chào mặc định quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều 46 Thông tư này để đưa mực nước của hồ chứa về mức nước giới hạn tuần.

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

4. Trước 10h00 thứ Hai hàng tuần, 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 điện trong các trường hợp sau:

a) Nhà máy vi phạm mức nước hồ chứa tuần đầu tiên, nhà máy vi phạm mức nước tuần thứ hai;

b) Mức nước hồ chứa của nhà máy đã về mức nước giới hạn tuần, nhà máy được chào giá.

Điều 64. Can thiệp thị trường điện

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

a) Hệ thống đang vận hành trong chế độ khẩn cấp được quy định trong Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành;

b) Không thể đưa ra lịch huy động chu kỳ giao dịch tới 10 phút trước thời điểm bắt đầu chu kỳ giao dịch.

2. Trong trường hợp can thiệp 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 thị trường điện

a) Khi can thiệp 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 thị trường điện.

b) Trong thời hạn 24 giờ từ khi kết thúc can thiệp 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 thị trường điện;

- Các chu kỳ giao dịch can thiệp thị trường điện;

- Các biện pháp do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện áp dụng để can thiệp thị trường điện.

Điều 65. Dừng thị trường điện

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

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

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

- 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 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 và 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 hoặc của cơ quan có thẩm quyền.

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;

- Đảm bảo thực hiện các yêu cầu về cấp nước hạ du đối với các nhà máy thủy điện.

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 66. Khôi phục thị trường điện

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

a) Các nguyên nhân dẫn đến 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.

Mục 4

XUẤT KHẨU, NHẬP KHẨU ĐIỆN TRONG VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 67. Xử lý điện năng xuất khẩu trong lập lịch huy động

1. Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố sản lượng điện năng xuất khẩu dự kiến trong từng

chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. 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 chu kỳ giao dịch tới.

Điều 68. Xử lý điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động

1. Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố sản lượng điện năng nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

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 ngày tới.

Điều 69. Thanh toán cho lượng điện năng xuất khẩu và nhập khẩu

Lượng điện năng nhập khẩu hoặc xuất khẩu được thanh toán theo hợp đồng nhập khẩu hoặc xuất khẩu được ký kết giữa các bên.

Chương VI

ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 70. Vị trí đo đếm ranh giới trong thị trường bán buôn điện

1. Trong thị trường bán buôn điện, vị trí đo đếm ranh giới để xác định phạm vi mua bán buôn điện mà tại các vị trí đó phải có hệ thống đo đếm điện năng chính và dự phòng để đo đếm chính xác sản lượng điện năng mua - bán, giao - nhận giữa các đơn vị.

2. Vị trí đo đếm ranh giới trong thị trường bán buôn điện được định danh riêng trong cơ sở dữ liệu của hệ thống quản lý số liệu đo đếm điện năng theo quy định thống nhất áp dụng cho các thành viên trên thị trường, bao gồm:

a) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận điện giữa nhà máy điện với lưới điện truyền tải;

b) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận nhập khẩu điện, xuất khẩu điện với lưới điện truyền tải;

c) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận điện giữa lưới điện truyền tải với lưới điện phân phối;

d) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận điện giữa nhà máy điện với lưới điện phân phối;

đ) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận trên lưới điện phân phối giữa các đơn vị mua buôn điện.

Điều 71. Hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm

1. Hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm điện năng phải được thiết kế phù hợp với vị trí đo đếm ranh giới trong thị trường bán buôn điện quy định tại Điều 70 Thông tư này.

2. Các yêu cầu chi tiết về: Cấu hình tối thiểu, đặc tính kỹ thuật, đồng bộ thời gian, niêm phong kẹp chì và bảo mật, vận hành và bảo dưỡng, nghiệm thu, xử lý sự cố hệ thống đo đếm, kiểm định và kiểm toán được quy định tại Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

3. Trách nhiệm thỏa thuận vị trí đo đếm điện năng và thiết kế hệ thống đo đếm điện năng, trách nhiệm đầu tư hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm điện năng được quy định tại Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 72. Trách nhiệm thu thập, quản lý số liệu đo đếm trong thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện thu thập đầy đủ các số liệu đo đếm tại các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận quy định tại Khoản 2 Điều 70 Thông tư này (đối với các vị trí đo đếm ranh giới giữa nhà máy điện với lưới phân phối điện, thực hiện theo quy định tại Khoản 5 Điều này). Số liệu đo đếm do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thu thập và công bố là số liệu ưu tiên sử dụng cho mục đích tính toán, thanh toán trong thị trường điện.

2. Trừ các vị trí đo đếm giao nhận với các nhà máy điện, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm giao nhận trong phạm vi quản lý và gửi về kho số liệu đo đếm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

3. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm giao nhận trong phạm vi quản lý và gửi về kho số liệu đo đếm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

4. Các nhà máy điện có công suất đặt trên 30 MW và nhà máy điện có công suất đặt từ 30MW trở xuống là thành viên thị trường bán buôn điện cạnh tranh có trách nhiệm thực hiện thu thập số liệu đo đếm trong phạm vi quản lý và gửi về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để sử dụng làm nguồn số liệu dự phòng, so sánh đối chiếu với bộ số liệu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thu thập trực tiếp và phục vụ xác nhận số liệu đo đếm chính thức sử dụng cho mục đích tính toán, thanh toán trong thị trường điện.

5. Các nhà máy điện còn lại (có công suất đặt từ 30MW trở xuống không tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh)

a) Nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện việc thu thập số liệu đo đếm trực tiếp;

b) Nhà máy thủy điện nhỏ: Đơn vị mua buôn thu thập số liệu đo đếm từ nhà máy điện theo phạm vi quản lý và gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

6. Khi thay đổi vị trí đo đếm ranh giới giao nhận hoặc phương thức giao nhận điện năng đo đếm ranh giới trong phạm vi quản lý, đơn vị phát điện, đơn vị truyền tải điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm kịp thời thông báo, cập nhật về

thay đổi cho các bên liên quan phục vụ công tác thu thập và truyền số liệu đo đếm điện năng về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 73. Lưu trữ số liệu đo đếm

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh theo quy định tại Điều 2 Thông tư này 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 74. Phương thức, trình tự thu thập số liệu đo đếm

1. Việc đọc và gửi số liệu của các công tơ về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải tiến hành hàng ngày, thực hiện theo hai phương thức song song và độc lập với nhau, cụ thể bao gồm:

a) Phương thức 1: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện đồng bộ thời gian và thu thập số liệu đo đếm trực tiếp tới các công tơ đo đếm ranh giới của thị trường điện bán buôn theo quy định tại Điều 72 Thông tư này;

b) Phương thức 2: Đơn vị phát điện, đơn vị truyền tải điện và đơn vị mua buôn điện thực hiện thu thập số liệu đo đếm của các công tơ đo đếm trong phạm vi quản lý. Các số liệu do đơn vị truyền tải điện và đơn vị mua buôn điện thu thập được gửi về kho số liệu đo đếm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

2. Trình tự thu thập số liệu đo đếm được thực hiện theo thời gian biểu như sau:

a) Từ 00h15 đến 16h00 ngày D+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện, đơn vị truyền tải điện và đơn vị mua buôn điện thực hiện thu thập số liệu đo đếm ngày D thuộc phạm vi quản lý;

b) Trước 24h00 ngày D+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố số liệu đo đếm phục vụ công tác kiểm tra số liệu đo đếm;

c) Trước 12h00 ngày D+4, đơn vị truyền tải điện và đơn vị mua buôn điện thực hiện kiểm tra, đối chiếu số liệu đo đếm, phát hiện các phát sinh, sự kiện dẫn đến chênh lệch sản lượng gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ý kiến phản hồi xác nhận về đối soát số liệu đo đếm. Sau thời điểm này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không tiếp nhận phản hồi về phát sinh liên quan đến số liệu đo đếm của ngày D. Trường hợp không có phản hồi trên trang thông tin điện tử thị trường điện trước 12h00 ngày D+4, các đơn vị được xem đã xác nhận đồng ý và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có trách nhiệm xử lý những ý kiến phản hồi phát sinh;

d) Trước 12h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phối hợp với các đơn vị liên quan thực hiện kiểm tra, xác thực, xử lý sai lệch, ước tính số liệu đo đếm;

đ) Trước 16h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và công bố số liệu đo đếm điện năng và phụ tải

chính thức ngày D lên trang thông tin điện tử thị trường điện;

e) Trước ngày làm việc thứ 08 sau khi kết thúc chu kỳ thanh toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố biên bản chốt sản lượng chênh lệch trong chu kỳ thanh toán.

3. Yêu cầu về thu thập số liệu đo đếm

a) Các số liệu đo đếm được thu thập hàng ngày về đơn vị quản lý số liệu đo đếm bao gồm các giá trị điện năng tác dụng và phản kháng theo hai chiều nhận và phát của từng chu kỳ 30 phút trong ngày từ các công tơ đo đếm chính và dự phòng;

b) Số liệu đo đếm được chia sẻ công khai sau 24 giờ ngày D+1 (được cập nhật đầy đủ theo quá trình kiểm tra, xác định và ước tính số liệu) để các đơn vị mua điện và đơn vị bán điện có quyền truy cập và kiểm tra đầy đủ trong phạm vi mua bán điện của đơn vị mình;

c) Quy định về định dạng số liệu, phương thức quy đổi số liệu, quy trình kiểm tra, xác định và ước tính số liệu đo đếm điện năng được quy định tại Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành và các quy trình hướng dẫn thực hiện.

Điều 75. Kiểm tra số liệu đo đếm

1. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm có trách nhiệm kiểm tra số liệu đo đếm thu thập được tại trung tâm thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm đảm bảo tính chính xác và hợp lệ của các số liệu đo đếm.

2. Việc kiểm tra đối chiếu số liệu đo đếm được thực hiện theo các nguyên tắc sau:

a) Số liệu đo đếm của hệ thống đo đếm dự phòng được sử dụng để đối chiếu so sánh với số liệu của hệ thống đo đếm chính (sau khi đã quy đổi về cùng một vị trí) làm căn cứ khẳng định hệ thống đo đếm chính vận hành đảm bảo chính xác và tin cậy với sai số không lớn hơn 1%;

b) Số liệu của công tơ đo đếm do Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm điện năng đọc và gửi về đơn vị quản lý số liệu đo đếm phải được đối chiếu, so sánh với số liệu do đơn vị quản lý số liệu đo đếm đọc trực tiếp để làm căn cứ xác định tin cậy và chính xác của số liệu đo đếm;

c) Số liệu sản lượng điện năng thu thập hàng ngày từ hệ thống đo đếm chính và dự phòng phải được công bố và được các bên liên quan kiểm tra, xác nhận làm căn cứ để tính toán thanh toán.

3. Trường hợp phát hiện số liệu đo đếm có bất thường hoặc không chính xác, đơn vị quản lý số liệu đo đếm thực hiện thu thập lại (hoặc yêu cầu Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm thu thập lại) và thực hiện lại các bước kiểm tra số liệu đo đếm theo quy định tại Khoản 2 Điều này.

4. Trường hợp không thể thu thập được số liệu đo đếm hoặc kết quả kiểm tra, đối chiếu số liệu đo đếm phát hiện có sự chênh lệch giữa số liệu công tơ với

số liệu trong máy tính đặt tại chỗ hoặc số liệu trong cơ sở số liệu đo đếm, đơn vị quản lý số liệu đo đếm chủ trì, phối hợp với các đơn vị liên quan để điều tra nguyên nhân để xử lý, ước tính bù trừ các sai lệch (nếu có) theo quy định tại Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

5. Trường hợp không thống nhất về số liệu đo đếm được công bố, các đơn vị có quyền yêu cầu bảo lưu, kiểm toán bất thường hoặc thực hiện thủ tục khiếu nại với cơ quan có thẩm quyền.

Điều 76. Tính toán sản lượng điện năng đo đếm trong thị trường bán buôn điện

1. Số liệu đo đếm điện năng của đơn vị phát điện được xác định theo công thức giao nhận điện năng của đơn vị phát điện và được quy định trong thỏa thuận đo đếm điện năng.

2. Số liệu đo đếm điện năng của đơn vị mua buôn điện trong một chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

a) Bằng tổng các thành phần sau:

- Sản lượng nhận trên lưới điện truyền tải;
- Tổng sản lượng nhận từ các đơn vị mua buôn điện khác;
- Tổng sản lượng nhận từ các nguồn điện nối lưới điện phân phối;
- Tổng sản lượng từ các nguồn nhập khẩu nối lưới điện phân phối.

b) Trừ đi các thành phần sau:

- Tổng sản lượng giao lên lưới điện truyền tải;
- Tổng sản lượng giao đến các đơn vị mua buôn điện khác.

Điều 77. Ước tính số liệu đo đếm

1. Trường hợp không thể thu thập được số liệu đo đếm chính xác của ngày D theo quy định tại Điều 74, Điều 75 và Điều 76 Thông tư này cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện ước tính số liệu đo đếm theo quy định tại Quy trình thu thập, xử lý, quản lý số liệu đo đếm trong thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

2. Sau khi thực hiện việc ước tính số liệu đo đếm điện năng, các đơn vị liên quan phải có biện pháp thu thập lại, xác định số liệu đo đếm chính xác làm cơ sở cho việc truy thu, thoái hoàn cho các chu kỳ áp dụng ước tính số liệu đo đếm điện năng.

3. Trường hợp không thể xác định số liệu đo đếm chính xác, số liệu đo đếm ước tính được sử dụng làm căn cứ chính thức cho thanh toán tiền điện giữa các đơn vị.

Điều 78. Xác nhận sản lượng điện năng theo chỉ số chốt công tơ

Áp dụng chữ ký số để xác nhận số liệu đo đếm bao gồm:

1. Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện.
2. Sản lượng điện năng mua trên thị trường điện.
3. Sản lượng chênh lệch giữa chỉ số sản lượng chốt tháng.
4. Tổng sản lượng thu thập theo từng chu kỳ giao dịch trong tháng.

Chương VII **TÍNH TOÁN GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY**

Mục 1 **TÍNH TOÁN GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN** **ÁP DỤNG CHO CÁC ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN**

Điều 79. Xác định giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

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 cố định dưới phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống điện các sản lượng phát thực tế của các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện và các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện nhưng tách ra ngoài thị trường điện trong chu kỳ giao dịch;

- 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 áp dụng cho đơn vị phát điện 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 điện, giá điện năng thị trường được tính bằng giá trần thị trường điện.

Điều 80. Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện

Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo công thức sau:

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

Trong đó:

FMP(i): Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

SMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu

kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Điều 79 Thông tư này (đồng/kWh);

CAN (i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Điều 26 Thông tư này (đồng/kWh).

Điều 81. Xác định giá điện năng thị trường khi can thiệp thị trường điện

Trong trường hợp có phát sinh tình huống can thiệp thị trường điện theo quy định tại Điều 64 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không thực hiện tính toán giá điện năng thị trường cho khoảng thời gian thị trường điện bị can thiệp.

Mục 2

GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN

Điều 82. Giá điện năng thị trường áp dụng cho các đơn vị mua buôn điện

Giá điện năng thị trường áp dụng cho các đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán như sau:

1. Tính toán hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i theo công thức sau:

$$k(i) = \frac{Q_G(i)}{Q_L(i)}$$

Trong đó:

$k(i)$: Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i ;

$Q_G(i)$: Tổng sản lượng điện năng trong chu kỳ giao dịch i của các nhà máy điện nối lưới truyền tải, các nguồn nhập khẩu điện, các nhà máy điện đấu nối vào lưới phân phối điện có tham gia thị trường hoặc ký hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (kWh);

$Q_L(i)$: Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của các đơn vị mua điện trong chu kỳ giao dịch i , bao gồm sản lượng giao nhận của đơn vị mua điện (có đơn vị xuất khẩu điện) với lưới truyền tải điện và sản lượng giao nhận với các nhà máy điện đấu nối vào lưới phân phối điện có tham gia thị trường hoặc có ký hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (kWh).

2. Tính toán giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện

$$CSMP(i) = k(i) \times SMP(i)$$

Trong đó:

CSMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

SMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Điều 79 Thông tư này (đồng/kWh);

k(i): Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại Khoản 1 Điều này.

Điều 83. Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện

Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán như sau:

$$CCAN(i) = k(i) \times CAN(i)$$

Trong đó:

CCAN(i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

CAN(i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Điểm b Khoản 3 Điều 26 Thông tư này (đồng/kWh);

k(i): Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại Khoản 1 Điều 82 Thông tư này.

Điều 84. Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện

Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo công thức sau:

$$CFMP(i) = CSMP(i) + CCAN(i)$$

Trong đó:

CFMP(i): Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

CSMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

CCAN(i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

Điều 85. Công bố thông tin về giá thị trường điện giao ngay

1. 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, giá công suất thị trường và giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Trước 16h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá điện năng thị trường, giá công suất thị trường và giá thị trường điện toàn phần dự kiến áp dụng cho đơn vị mua buôn điện của từng chu kỳ giao dịch trong ngày D.

3. Trước 16h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá điện năng thị trường, giá công suất thị trường và giá thị trường điện toàn phần chính thức áp dụng cho đơn vị mua buôn điện của từng chu kỳ giao dịch trong ngày D.

Chương VIII THANH TOÁN

Mục 1

THANH TOÁN CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN TRỰC TIẾP GIAO DỊCH

Điều 86. Sản lượng điện năng của nhà máy điện 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 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 điện (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}) trong trường hợp nhà máy điện không vận hành qua hệ thống AGC;

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

2. Trong trường hợp tổ máy phát điện không vận hành qua hệ thống AGC, 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. Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo công thức sau:

$$Q_{dd_i} = \frac{1}{60} \times \left\{ P_{dd_i}^0 \times t_i^1 + \sum_{j=1}^J (P_{dd_i}^{j-1} + P_{dd_i}^j) \times \frac{t_i^{j+1} - t_i^j}{2} + \sum_{j=1}^{J-1} P_{dd_i}^j \times (t_i^{j+1} - t_i^j) + P_{dd_i}^J \times (\Delta T - t_i^J) \right\}$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

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

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

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

ΔT : Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút);

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

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} (MW);

Pdd_i^j : Công suất tổ máy đạt được tại thời điểm t_i^j (MW).

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

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

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 quy định 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 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 các đơn vị mua điện để làm căn cứ thanh toán;

b) Thực hiện quy đổi sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdd_i^j) tính toán theo quy định tại Điểm a Khoản này về vị trí đo đếm;

c) Tính toán chênh lệch giữa sản lượng điện năng đo đếm và sản lượng điện năng huy động theo lệnh điều độ theo công thức sau:

$$\Delta Q_i = Qmq_i - Qdd_i$$

Trong đó:

ΔQ_i : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qmq_i : Sản lượng điện năng đo đếm của tổ máy phát điện quy đổi về đầu cực tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qdd_i : Sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy phát điện trong

chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Điều a Khoản này (kWh).

Trường hợp không có lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i , Q_{dd} được xác định theo công thức:

$$Q_{dd_i} = P_{dd_i}^0 \times \frac{\Delta T}{60}$$

Trong đó:

Q_{dd_i} : Sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$P_{dd_i}^0$: 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^0 (MW);

ΔT : Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút).

d) Tính toán sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ của tổ máy phát điện theo nguyên tắc sau:

- Tính toán mức sai lệch cho phép theo công thức sau:

+ Đối với tổ máy phát điện có công suất đặt dưới 100 MW:

$$\varepsilon = \text{Max} \left\{ 5\% \times Q_{dd_i}; 1500 \times \frac{\Delta T}{60} \right\}$$

+ Đối với tổ máy phát điện có công suất đặt từ 100 MW trở lên:

$$\varepsilon = \text{Max} \left\{ 3\% \times Q_{dd_i}; 1500 \times \frac{\Delta T}{60} \right\}$$

Trong đó:

ε : Mức sai lệch cho phép đối với tổ máy phát điện theo từng chu kỳ giao dịch (kWh);

Q_{dd_i} : Sản lượng điện năng huy động theo lệnh điều độ tại đầu cực của tổ máy phát điện (kWh);

ΔT : Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút).

- Tính toán sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch của tổ máy phát điện theo công thức sau:

+ Trường hợp $\Delta Q_i \leq \varepsilon$: $Q_{du_i} = 0$

+ Trường hợp $\Delta Q_i > \varepsilon$: $Q_{du_i} = \Delta Q_i \times k_{qd}$

Trong đó:

Q_{du_i} : Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy phát điện (kWh);

ΔQ_i : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

k_{qd} : Hệ số quy đổi sản lượng từ đầu cực tổ máy về vị trí đo đếm.

- Tính toán sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo công thức sau:

$$Qdu_i = \sum_{g=1}^G Qdu_{i,g}$$

Trong đó:

Qdu_i : Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i của nhà máy điện (kWh);

$Qdu_{i,g}$: Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy phát điện g của nhà máy điện (kWh);

G : Tổng số tổ máy phát điện của nhà máy điện.

đ) Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng máy (không phải do sự cố) thì không xét đến sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong giai đoạn này. Trường hợp tổ máy này có ràng buộc kỹ thuật, gây ảnh hưởng đến công suất phát của tổ máy khác của nhà máy điện, không xét đến sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ của các tổ máy bị ảnh hưởng này;

e) Công tơ đo đếm đầu cực tổ máy và công tơ lắp tại các vị trí đo đếm tự dùng của tổ máy (nếu có) được ưu tiên sử dụng để xác định sản lượng thực phát đầu cực của tổ máy phát điện để so sánh với việc tuân thủ lệnh điều độ theo hệ thống quản lý lệnh điều độ.

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 điện trong chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

a) Xác định tổ máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường điện 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:

Trường hợp $Qmq_i^j - Qdu_i^j \geq Qbb_i^j$ và $Qdu_i^j \geq 0$:

$$Qbp_i^j = \min\{Qmq_i^j - Qdu_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\}$$

Trường hợp $Qmq_i^j \geq Qbb_i^j$ và $Qdu_i^j < 0$:

$$Qbp_i^j = \min\{Qmq_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\}$$

Trường hợp $Qmq_i^j < Qbb_i^j$: $Qbp_i^j = 0$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i ;

j : Vị trí 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 điện trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy đấu 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 điện và được xếp trong lịch tính giá thị trường trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy đấu 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 đấu 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 : Vị trí đo đếm thứ j của nhà máy nhiệt điện, xác định tại Điểm a Khoản này;

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

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

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

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 $Qdu > 0$:

$$Q_{con.dc}^{g,i} = \min\{Q_{mq.dc}^i, Q_{dd.dc}^i - Q_{litt}^i\}$$

Trường hợp $Qdu \leq 0$:

$$Q_{con.dc}^{g,i} = \min\{Q_{mq.dc}^i, \max[(Q_{dd.dc}^i - Q_{litt}^i + Q_{du.dc}^i), 0]\}$$

Trong đó:

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

$Q_{du,dc}^i$: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy phát điện quy đổi về đầu cực tổ máy (kWh);

Q_{lnt}^i : Sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{dd,dc}^i$: Sản lượng điện năng tương ứng với công suất điều độ của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch, được xác định theo công thức sau:

$$Q_{dd,dc}^i = \left\{ Pdd_i^0 \times t_1^1 + \sum_{j=1}^J (Pdd_i^{j-1} + Pdd_i^j) \times \frac{(t_i^j - t_i^{j-1})}{2} + \sum_{j=1}^{J-1} Pdd_i^j \times (t_i^{j+1} - t_i^j) + Pdd_i^J \times (\Delta T - t_i^J) \right\} \times \frac{1}{60}$$

Trong đó

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 mức công suất được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch (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 công suất của tổ máy phát điện thấp hơn công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (P_i^{lnt}) thì t_i^j được xác định là thời điểm tổ máy đạt mức công suất P_i^{lnt} ;

ΔT : Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút);

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 mức công suất được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch (P_i^{lnt}) thì công suất này được tính bằng công suất P_i^{lnt} (MW);

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

$t_i^j - t_i^{j-1}$: Khoảng thời gian từ thời điểm lệnh điều độ t_i^{j-1} công suất Pdd_i^{j-1}

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

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

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

Đối với trường hợp tổ máy phát điện tham gia cung cấp dịch vụ điều chỉnh tần số trong chu kỳ giao dịch thông qua hệ thống AGC, trong trường hợp không xác định được số liệu về các mức công suất theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, mức sản lượng này được tính bằng sản lượng điện năng đo đếm của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch quy đổi về đầu cực tổ máy.

Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng máy (không phải do sự cố) thì sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy phát điện này trong chu kỳ giao dịch bằng 0.

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

$$Q_{con}^i = \sum_{g=1}^G k \times Q_{con.dc}^{g,i}$$

Trong đó:

Q_{con}^i : Tổng sản lượng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về vị trí đo đếm (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 ;

k : Hệ số quy đổi sản lượng từ đầu cực tổ máy về vị trí đo đếm;

$Q_{con.dc}^{g,i}$: Sản lượng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i tại đầu cực tổ máy tính toán theo quy định tại Điểm a Khoản này (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:

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

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

Q_{bp_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 điện (kWh);

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

Q_{du_i} : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

Điều 87. Điều chỉnh sản lượng điện năng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. 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 điện năng đo đếm của nhà máy điện nhỏ hơn hoặc bằng sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó ($Q_{mq_i} \leq Q_c^i$);

b) Trường hợp trong chu kỳ giao dịch i sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện lớn hơn sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện ($Q_{mq_i} > Q_c^i$) đồng thời sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện nhỏ hơn sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó ($Q_{smp_i} < Q_c^i$).

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 quy định tại Khoản 1 Điều 86 Thông tư này căn cứ các thành phần sản lượng sau:

a) Sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện (Q_c^i) được xác định theo quy định tại Điều 38 Thông tư này;

b) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường (Q_{smp_i}) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Khoản 5 Điều 86 Thông tư này;

c) Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (Q_{mq_i}).

3. 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 nhà máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường điện (Q_{bp_i}) được điều chỉnh trong chu kỳ giao dịch này bằng 0 (không) ($Q_{con_i} = 0$; $Q_{bp_i} = 0$);

b) Trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này, sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện được điều chỉnh theo nguyên tắc đảm bảo không được làm thay đổi sản lượng điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch này và theo quy định tại Quy trình lập lịch huy động và vận hành thời gian thực do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 88. 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 nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường điện 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);

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

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

a) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch i 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 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:

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

Trong đó:

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

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

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

$P_{b_i}^{\max}$: Mức giá chào cao nhất trong các dải chào được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$Q_{bp_i^j}$: Sản lượng điện năng thanh toán theo công suất được chào với mức giá $P_{b_i^j}$ 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);

Q_{bp_i} : Sản lượng điện năng có giá chào cao hơn giá trần thị trường điện của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về vị trí đo đếm (kWh).

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

$$R_{bp} = \sum_{i=1}^I R_{bp_i}$$

Trong đó:

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

i : Chu kỳ giao dịch i trong đó nhà máy 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;

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

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:

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

$$R_{con_i} = \sum_{g=1}^G (Q_{con_i^g} \times P_{con_i^g})$$

Trong đó:

R_{con_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 ;

$Q_{con_i^g}$: Điện năng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về vị trí đo đếm, (kWh);

$P_{con_i^g}$: 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 nhà máy thủy điện nếu giá chào này lớn hơn giá trần thị trường điện thì lấy bằng giá trần thị trường điện.

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

$$R_{con} = \sum_{i=1}^I R_{con_i}$$

Trong đó:

R_{con} : 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 điện

phải phát tăng thêm theo lệnh điều độ;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy 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 điện hoặc được huy động công suất với dải chào giá cao hơn giá trần thị trường điện thì nhà máy được thanh toán cho phần sản lượng phát tương ứng trong chu kỳ đó bằng giá trần thị trường điện.

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:

$$Rdu_i = \sum_{g=1}^G (Qdu_i^g \times P_{bmin,i})$$

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);

P_{bmin,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:

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

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

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

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

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 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 độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Điều 89. Khoản thanh toán theo giá 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:

$$Rcan(i) = CAN(i) \times Qmq(i)$$

Trong đó:

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

$CAN(i)$: Giá công suất thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$Qmq(i)$: Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

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

$$Rcan = \sum_{i=1}^I Rcan(i)$$

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 90. Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện

Căn cứ 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 và gửi cho đơn vị mua điện theo quy định tại Điều 104 Thông tư này trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

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

$$Rc(i) = [Pc - FMP(i)] \times Qc(i)$$

Trong đó:

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

$Qc(i)$: Sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

FMP(i): Giá thị trường toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

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

$$Rc = \sum_{i=1}^I Rc(i)$$

Trong đó:

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

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

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

$Rc(i)$: Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Mục 2

THANH TOÁN ĐIỆN NĂNG ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA ĐIỆN

Điều 91. Tính toán khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch

1. Sản lượng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Khoản 2 Điều 76 Thông tư này.

2. Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính

toán, công bố tỷ lệ mua điện từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện tương ứng của các nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và được phân bổ cho đơn vị mua buôn điện:

$$X_1 = \frac{\sum_{g=1}^G Q_c(g,M)}{\sum_{l=1}^L Q_{ptdk}(l,M)}$$

Trong đó:

X_1 : Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng;

$Q_c(g,M)$: Sản lượng hợp đồng tháng M của nhà máy điện g được tính toán theo quy định tại Điều 27 Thông tư này (kWh);

$Q_{ptdk}(l,M)$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo tháng M do đơn vị mua buôn điện l cung cấp phục vụ lập kế hoạch vận hành năm tới (kWh);

G : Tổng số nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và được phân bổ cho đơn vị mua buôn điện;

L : Tổng số đơn vị mua buôn điện.

b) Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo công thức sau:

$$Q_{m1}(l,i) = X_1 \times Q(l,i)$$

Trong đó:

$Q_{m1}(l,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

X_1 : Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố theo quy định tại Điểm a Khoản này;

$Q(l,i)$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i , được xác định theo quy định tại Khoản 1 Điều này (kWh).

c) Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp được xác định theo công thức sau:

$$Q_{m2}(l,g,i) = X_2(g,i) \times Q(l,i)$$

Trong đó:

$Q_{m2}(l,g,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g ký hợp đồng trực tiếp (kWh);

$Q(l,i)$: Sản lượng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i , được xác định theo quy định tại Khoản 1 Điều này (kWh);

$X_2(g,i)$: Tỷ lệ sản lượng điện năng được tính toán theo công thức sau:

$$X_2(g,i) = \frac{Q_{mq}(g,i)}{k(i) \times \sum_{l=1}^L Q(l,i)}$$

Trong đó:

$Q_{mq}(g,i)$: Sản lượng điện năng giao tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch i trực tiếp tham gia thị trường điện của nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp với đơn vị mua buôn điện (kWh);

$Q(l,i)$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i , được xác định theo quy định tại Khoản 1 Điều này (kWh);

L : Tổng số đơn vị mua buôn điện;

$k(i)$: Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i , được xác định theo quy định tại Khoản 1 Điều 82 Thông tư này.

d) Tổng sản lượng điện năng mua từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo công thức sau:

$$Q_m(l,i) = Q_{m1}(l,i) + \sum_{g=1}^G Q_{m2}(l,g,i)$$

Trong đó:

$Q_m(l,i)$: Tổng sản lượng điện năng mua từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{m1}(l,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{m2}(l,g,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g ký hợp đồng trực tiếp (kWh);

G : Tổng số nhà máy điện ký hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện.

3. Tính toán khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định như sau:

a) Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ được xác định theo công thức sau:

$$C_{m1}(l,i) = CFMP(i) \times Q_{m1}(l,i)$$

Trong đó:

$C_{m1}(l,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng (đồng);

$CFMP(i)$: Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i , (đồng/kWh);

$Q_{m1}(l,i)$: Tổng sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng được tính toán theo quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều này (kWh).

b) Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện được xác định theo công thức sau:

$$C_{m2}(l,g,i) = CFMP(i) \times Q_{m2}(l,g,i)$$

Trong đó:

g : Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

$C_{m2}(l,g,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i cho nhà máy điện g (đồng);

$CFMP(i)$: Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$Q_{m2}(l,g,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được tính toán theo quy định tại Điểm c Khoản 2 Điều này (kWh).

c) Tổng chi phí mua điện từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo công thức sau:

$$C_m(l,i) = C_{m1}(l,i) + \sum_{g=1}^G C_{m2}(l,g,i)$$

Trong đó: $C_m(l,i)$: Tổng chi phí mua điện từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

$C_{m1}(l,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng (đồng);

g : Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

G : Tổng số nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

$C_{m2}(l,g,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g (đồng).

Điều 92. Tính toán khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán

Khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán được xác định như sau:

1. Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng được xác định theo công thức sau:

$$TC_{m1}(l, M) = \sum_{i=1}^I C_{m1}(l, i)$$

Trong đó:

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

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

$TC_{m1}(l, M)$: Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng (đồng);

$C_{m1}(l, i)$: Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng, xác định tại Điểm a Khoản 3 Điều 91 Thông tư này (đồng).

2. Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán cho nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện được xác định theo công thức sau:

$$TC_{m2}(l, g, M) = \sum_{i=1}^I C_{m2}(l, g, i) + \text{Uplift}_M(g) \times \sum_{i=1}^I Q_{m2}(l, g, i)$$

Trong đó:

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

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

g : Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

$TC_{m2}(l, g, M)$: Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện (đồng);

$C_{m2}(l, g, i)$: Tổng khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện (đồng);

$\text{Uplift}_M(g)$: Thành phần hiệu chỉnh giá thị trường điện giao ngay áp dụng cho đơn vị mua buôn điện của nhà máy điện g trong chu kỳ thanh toán M do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán trên cơ sở các số liệu do đơn vị phát điện cung cấp sau tháng vận hành theo công thức:

$$Uplift_M(g) = \frac{R_g(M) + R_{can}^g(M) - \sum_{i=1}^L C_{m2}(l,g,i)}{\sum_{l=1}^L \sum_{i=1}^L Q_{m2}(l,g,i)}$$

Trong đó:

g: Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

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

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán M;

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện;

$R_g(M)$: Tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán M của nhà máy điện g theo bảng kê thanh toán thị trường điện tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phát hành được xác định theo quy định tại Điều 88 Thông tư này (đồng);

$R_{can}^g(M)$: Tổng doanh thu theo giá công suất trong chu kỳ thanh toán M của nhà máy điện g theo bảng kê thanh toán thị trường điện tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phát hành được xác định theo quy định tại Điều 89 Thông tư này (đồng);

$C_{m2}(l,g,i)$ Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được xác định tại Điểm b Khoản 3 Điều 91 Thông tư này (đồng);

$Q(l,M)$: Tổng sản lượng điện năng đo đếm đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M (kWh);

$Q_{m2}(l, g, i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được xác định theo quy định tại Điểm c Khoản 2 Điều 91 Thông tư này (kWh).

3. Tổng các khoản chi phí mua điện của đơn vị mua buôn điện theo thị trường điện giao ngay trong chu kỳ thanh toán được xác định theo công thức sau:

$$TC(l, M) = TC_{m1}(l, M) + \sum_{g=1}^G TC_{m2}(l, g, M)$$

Trong đó:

$TC(l,M)$: Tổng các khoản chi phí mua điện của đơn vị mua buôn điện l theo thị trường điện giao ngay trong chu kỳ thanh toán M (đồng);

$TC_{m1}(l,M)$: Khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng, được xác định tại Khoản 1 Điều này (đồng);

g: Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

G: Tổng số nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

$TC_{m2}(l,g,M)$: Khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ nhà máy điện g được xác định tại Khoản 2 Điều này (đồng).

Điều 93. Tính toán khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện của đơn vị mua buôn điện

Bên bán điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

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

$$R_c(i) = [P_c - FMP(i)] \times Q_c(i)$$

Trong đó:

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

$Q_c(i)$: Sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

FMP_i : Giá thị trường toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

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

$$R_c^M = \sum_{i=1}^I R_c(i)$$

Trong đó:

R_c^M : Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ thanh toán M (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).

Mục 3

THANH TOÁN DỊCH VỤ PHỤ TRỢ VÀ THANH TOÁN KHÁC

Điều 94. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số

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 điều chỉnh tần số, bao gồm:

1. Đối với phần sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện cung cấp dịch vụ điều chỉnh tần số trong chu kỳ giao dịch: Tính toán thanh toán theo quy định tại Điều 88 và Điều 89 Thông tư này.

2. Khoản thanh toán theo giá công suất CAN cho phần sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều chỉnh tần số, cụ thể như sau:

$$R_{dt}(i) = CAN(i) \times Q_{dt}(i)$$



Trong đó:

$R_{dt}(i)$: Khoản thanh toán theo giá công suất CAN cho phần sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều chỉnh tần số trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

$CAN(i)$: Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{dt}(i)$: Sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều chỉnh tần số của tổ máy trong chu kỳ giao dịch i đã quy đổi về vị trí đo đếm (kWh) và được xác định theo công thức sau:

$$Q_{dt} = \text{Min} \{ [Q_{cb} - Q_{mq}], Q_{dtcb} \}$$

Q_{dtcb} : Sản lượng tương ứng với công suất dự phòng điều chỉnh tần số công bố cho ngày tới của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_{cb} : Sản lượng tương ứng với công suất công bố của tổ máy trong bản chào lập lịch của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_{mq} : Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

Điều 95. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen

Đơn vị cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen được thanh toán theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 96. Thanh toán cho nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày

Các khoản thanh cho nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trực tiếp giao dịch trên thị trường điện được tính toán như sau:

1. Các khoản thanh toán theo thị trường điện: Thực hiện theo các quy định tại Mục 1 Chương này.

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

a) Sản lượng hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện này được tính toán theo công thức sau:

$$Q_c(i) = Q_{hc}(i) \times \alpha$$

Trong đó:

$Q_c(i)$: Sản lượng hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

α : Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho nhà máy thủy điện có hồ điều tiết dưới 02 ngày do Cục Điều tiết điện lực quy định.

$Q_{hc}(i)$: 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 vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{du}(i)$: Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

b) Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện được tính toán căn cứ theo sản lượng hợp đồng theo quy định tại Điểm a Khoản này và theo công thức quy định tại Điều 90 Thông tư này.

Điều 97. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Trường hợp sản lượng đo đếm điện năng tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp theo quy định tại Khoản 2 Điều 76 Thông tư này có sai khác so với tổng điện năng đo đếm các ngày trong tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp theo quy định tại Khoản 1 Điều 76 Thông tư này, phần điện năng chênh lệch được thanh toán theo quy định hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị phát điện.

2. Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng theo quy định tại Điểm đ Khoản 3 Điều 60 Thông tư này hoặc phải ngừng 01 lò hơi để giảm công suất theo quy định tại Điểm b Khoản 3 Điều 60 Thông tư này được thanh toán chi phí khởi động theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị phát điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện này đối với tổ máy do đơn vị phát điện công bố để đơn vị mua điện làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động.

3. Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài 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 thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng.

4. 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 ngoài 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 hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

5. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách lưới phát độc lập 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 giao dịch có liên quan được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

6. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua 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) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày có kế hoạch đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài thì tách toàn bộ nhà máy điện này tham gia gián tiếp 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 Tập Đoàn Điện lực Việt Nam;

b) Trường hợp quy định tại Điểm a Khoản này, trường hợp trong năm vận hành nhà máy điện có tổ máy phát điện đấu 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 đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Tập Đoàn Điện lực Việt Nam.

7. Trường hợp tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch 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 trong hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

8. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tham gia thử nghiệm hệ thống 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 hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam. Trước ngày 01 tháng 12 năm N-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và công bố danh sách các tổ máy phát điện dự kiến tham gia thử nghiệm hệ thống AGC trong năm N cho các thành viên tham gia thị trường điện.

Điều 98. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với đơn vị mua buôn điện

1. Các khoản thanh toán khác cho nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với đơn vị mua buôn điện bao gồm:

a) Phần sản lượng chênh lệch giữa sản lượng đo đếm điện năng tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp theo quy định tại Khoản 2 Điều 76 Thông tư này với tổng sản lượng điện năng đo đếm các chu kỳ giao dịch trong tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp theo quy định tại Khoản 1 Điều 76 Thông tư này, được thanh toán theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện đã

ký giữa đơn vị mua buôn điện và đơn vị phát điện;

b) Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng phát điện theo quy định tại Điểm đ Khoản 3 Điều 60 Thông tư này hoặc phải ngừng 01 lò hơi để giảm công suất theo quy định tại Điểm b Khoản 3 Điều 60 Thông tư này được thanh toán chi phí khởi động theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa đơn vị mua buôn điện và đơn vị phát điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện này đối với tổ máy do đơn vị phát điện công bố để đơn vị mua điện làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động;

c) Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài 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 thỏa thuận tại các hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng;

d) Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tham gia thử nghiệm hệ thống 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 hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện. Trước ngày 01 tháng 12 năm N-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và công bố danh sách các tổ máy phát điện dự kiến tham gia thử nghiệm hệ thống AGC trong năm N cho các thành viên tham gia thị trường điện;

e) Các khoản thuế, phí thanh toán cho nhà máy điện có hợp đồng trực tiếp với các đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán M (thuế tài nguyên nước, phí môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải công nghiệp, tiền thuê đất, các khoản thuế phí khác nếu có).

2. Các khoản thanh toán khác quy định tại Khoản 1 Điều này được phân bổ cho các đơn vị mua buôn điện theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận trong chu kỳ thanh toán do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố và được xác định theo công thức sau:

$$R_{kh}(l, g, M) = R_{kh}(g, M) \times \frac{Q(l, M)}{\sum_{l=1}^L Q(l, M)}$$

Trong đó:

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện;

$R_{kh}(l, g, M)$: Khoản thanh toán khác phân bổ cho đơn vị mua buôn điện l từ nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp trong chu kỳ thanh toán M được thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện ký giữa hai bên (đồng);

$R_{kh}(g, M)$: Tổng các khoản thanh toán khác quy định tại Khoản 1 Điều này của các nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp với đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán M (đồng);

$Q(l, M)$: Sản lượng điện năng giao nhận của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M (kWh).

Điều 99. Thanh toán khi can thiệp thị trường điện

Trường hợp có phát sinh tình huống can thiệp thị trường điện được quy định tại Điều 64 Thông tư này, đơn vị mua điện có trách nhiệm thanh toán cho đơn vị phát điện có hợp đồng trực tiếp theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện liên quan để đơn vị phát điện có căn cứ hoàn chỉnh hồ sơ thanh toán gửi đơn vị mua điện.

Điều 100. Thanh toán khi dừng thị trường điện

Trong thời gian dừng thị trường điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm thanh toán cho đơn vị phát điện có hợp đồng trực tiếp theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện liên quan để đơn vị phát điện có căn cứ hoàn chỉnh hồ sơ thanh toán gửi đơn vị mua điện.

Mục 4

TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN

Điều 101. Số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện

1. Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp và cung cấp cho đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán cho từng nhà máy điện.

2. Trước 16h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp và cung cấp cho các đơn vị mua điện số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán.

Điều 102. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho ngày giao dịch

1. Trước 16h00 ngày D+4, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho 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 mẫu quy định tại Phụ lục 3 Thông tư này.

2. Trước 16h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và gửi cho các đơn vị mua điện bảng kê thanh toán thị trường điện giao ngay của ngày D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo mẫu quy định tại Phụ lục 3 Thông tư này.

3. Trước 12h00 ngày D+6, đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và đơn vị mua điện có trách nhiệm xác nhận bảng kê thanh toán thị trường điện theo quy định trên trang thông tin điện tử thị trường điện; 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).

4. Trước 16h00 ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho đơn vị mua điện 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 tại Phụ lục 3 Thông tư 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.

Điều 103. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp các số liệu thanh toán cho các ngày giao dịch trong chu kỳ thanh toán và kiểm tra, đối chiếu với biên bản tổng hợp sản lượng điện năng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp.

2. Trong thời hạn 10 ngày làm việc tính 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 công bố:

a) Biên bản chốt sản lượng chênh lệch giữa tổng sản lượng trong từng chu kỳ giao dịch và sản lượng chốt cho chu kỳ thanh toán;

b) Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của từng đơn vị mua buôn điện và tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện tính toán theo quy định tại Khoản 2 Điều 98 Thông tư này.

3. Trong thời hạn 13 ngày làm việc tính 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 của chu kỳ thanh toán cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

4. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán bao gồm bảng tổng hợp theo mẫu quy định tại Phụ lục 4 Thông tư này và biên bản xác nhận chỉ số công tơ và sản lượng điện năng.

5. Hình thức xác nhận bảng kê thanh toán và sự kiện thị trường điện: Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch, đơn vị mua điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng chữ ký số để phục vụ công tác xác nhận, phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện và xác nhận các sự kiện thị trường điện. Trong trường hợp chữ ký số bị sự cố, đơn vị mua điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận, phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện và xác nhận các sự kiện thị trường điện trực tiếp và xác nhận lại sau khi sự cố được khắc phục.

Điều 104. Hồ sơ thanh toán

1. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi chứng từ thanh toán thị trường điện cho đơn vị mua điện 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 điện theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện đã ký giữa đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

3. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi hóa đơn thanh toán cho đơn vị mua điện theo thỏa thuận tại Hợp đồng mua bán điện. Hóa đơn thanh toán bao gồm các khoản thanh toán thị trường điện và thanh toán hợp đồng trong

chu kỳ thanh toán.

Điều 105. 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.

Điều 106. Hiệu chỉnh hóa đơn

1. Trong trường hợp hóa đơn có sai sót, đơn vị phát điện hoặc đơn vị mua điện có quyền đề nghị xử lý theo các quy định có liên quan trong thời hạn 01 tháng tính 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 107. Thanh toán

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm thực hiện thanh toán theo hoá đơn của đơn vị phát điện, thời hạn thanh toán căn cứ theo quy định tại hợp đồng mua bán điện ký kết giữa hai bên.

2. Đơn vị phát điện và đơn vị mua điện có trách nhiệm thống nhất phương thức thanh toán trong thị trường điện phù hợp với quy định tại Thông tư này và các quy định có liên quan.

3. Đến ngày 20 hàng tháng, trường hợp 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, gửi hồ sơ tạm và hóa đơn thanh toán căn cứ theo sản lượng điện phát và giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký. 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 được bù trừ vào tháng kế tiếp.

4. Trường hợp bên mua điện chậm thanh toán khi đến hạn thanh toán, áp dụng tính lãi cho khoản tiền điện chậm trả theo mức lãi suất do hai bên thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện đã ký kết.

Điều 108. 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 thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện hoặc hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ đã ký kết.

Điều 109. Thanh toán hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị mua buôn điện

Thanh toán hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị mua buôn bao gồm:

1. Khoản thanh toán thị trường điện giao ngay giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam với đơn vị mua buôn điện đối với các nhà máy điện phân bổ hợp đồng được quy định tại Khoản 1 Điều 92 Thông tư này.

2. Khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn

Điện lực Việt Nam với đơn vị mua buôn điện đối với các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng tính toán theo quy định tại Điều 93 Thông tư này.

3. Khoản thanh toán theo giá bán buôn điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện đối với phần sản lượng giao nhận đầu nguồn còn lại sau khi đã trừ phần sản lượng mua từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện.

4. Các khoản thanh toán khác theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện.

Chương IX **HỆ THỐNG CÔNG NGHỆ THÔNG TIN** **PHỤC VỤ VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

Điều 110. Phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện bao gồm:

- a) Phần mềm mô phỏng thị trường;
- b) Phần mềm tính toán giá trị nước;
- c) Phần mềm lập lịch huy động và điều độ;
- d) Phần mềm phục vụ tính toán thanh toán;
- đ) Các phần mềm khác phục vụ hoạt động thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phát triển và vận hành các phần mềm phục vụ thị trường điện.

Điều 111. Yêu cầu đối với phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Đảm bảo tính chính xác, độ tin cậy, tính bảo mật và đáp ứng được các tiêu chuẩn do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xây dựng.

2. Có đầy đủ các hướng dẫn kỹ thuật, quy trình vận hành kèm theo.

Điều 112. Xây dựng và phát triển các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Các phần mềm cho hoạt động thị trường điện phải được xây dựng, phát triển để hỗ trợ thực hiện các tính toán và giao dịch được quy định tại Thông tư này và các quy trình vận hành của thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm

a) Xây dựng các tiêu chuẩn đối với các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện;

b) Thẩm định, kiểm tra khả năng đáp ứng của phần mềm đối với các tiêu chuẩn quy định tại Điểm a Khoản này trước khi áp dụng;

c) Công bố danh sách, các thuật toán và quy trình sử dụng các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện.

Điều 113. Kiểm toán phần mềm

1. Các phần mềm phục vụ thị trường phải được kiểm toán trong các trường hợp sau:

- a) Trước khi thị trường điện chính thức vận hành;
- b) Trước khi đưa phần mềm mới vào sử dụng;
- c) Sau khi hiệu chỉnh, nâng cấp có ảnh hưởng đến việc tính toán;
- d) Kiểm toán định kỳ.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập có năng lực để thực hiện kiểm toán, báo cáo Cục Điều tiết điện lực trước khi thực hiện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố kết quả kiểm toán cho các thành viên tham gia thị trường điện.

Điều 114. Cấu trúc hệ thống thông tin thị trường điện

Hệ thống thông tin thị trường điện bao gồm các thành phần cơ bản sau:

1. Hệ thống phần cứng và phần mềm phục vụ quản lý, trao đổi và bảo mật thông tin thị trường điện.
2. Hệ thống cơ sở dữ liệu và lưu trữ.
3. Cổng thông tin điện tử phục vụ thị trường điện, bao gồm cả trang thông tin điện tử nội bộ và trang thông tin điện tử công cộng.

Điều 115. Quản lý và vận hành hệ thống thông tin thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm quản lý và vận hành Hệ thống thông tin thị trường điện.

2. Các thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm đầu tư các trang thiết bị trong phạm vi quản lý đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định, đảm bảo việc kết nối với Hệ thống thông tin thị trường điện.

3. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm phát triển, quản lý và vận hành mạng đường truyền kết nối giữa Hệ thống thông tin thị trường điện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với các thiết bị của các thành viên tham gia thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chỉ được vận hành hoặc thay đổi Hệ thống thông tin thị trường điện hiện có sau khi đã nghiệm thu hoàn chỉnh và được Cục Điều tiết điện lực thông qua.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trang bị thiết bị dự phòng cho hệ thống thông tin thị trường điện để đảm bảo có thể thu thập, truyền và công bố thông tin thị trường trong trường hợp Hệ thống thông tin thị trường điện chính bị sự cố hoặc không thể vận hành.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây

dụng, quản lý hệ thống bảo mật thông tin đảm bảo an toàn, bảo mật các thông tin thị trường điện.

Điều 116. Cung cấp và công bố thông tin thị trường điện

1. Đơn vị phát điện, đơn vị mua buôn điện, Đơn vị truyền tải điện, đơn vị phân phối điện và đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin, số liệu phục vụ tính toán phân bổ sản lượng hợp đồng, dự báo phụ tải năm, lập kế hoạch vận hành, lập lịch huy động và tính toán thanh toán theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp và công bố thông tin, số liệu và các báo cáo vận hành thị trường điện cho các thành viên tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

3. Mức độ phân quyền truy cập thông tin được xác định theo chức năng của các đơn vị và được quy định tại Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố công khai trên trang thông tin điện tử công cộng các thông tin sau:

a) Thông tin về các thành viên tham gia thị trường điện;

b) Dữ liệu về phụ tải hệ thống;

c) Số liệu thống kê về giá thị trường;

d) Các thông tin khác được quy định trong 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.

Điều 117. Trách nhiệm đảm bảo tính chính xác của thông tin thị trường điện

1. Thành viên tham gia thị trường có trách nhiệm đảm bảo tính chính xác và đầy đủ của thông tin thị trường điện tại thời điểm cung cấp.

2. Trường hợp phát hiện các thông tin đã cung cấp, công bố không chính xác và đầy đủ, thành viên tham gia thị trường có trách nhiệm cải chính và cung cấp lại thông tin chính xác cho đơn vị có liên quan.

Điều 118. Bảo mật thông tin thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không được tiết lộ các thông tin do thành viên tham gia thị trường điện cung cấp, bao gồm:

a) Thông tin về hợp đồng mua bán điện;

b) Bản chào giá của đơn vị phát điện trước khi kết thúc ngày giao dịch;

c) Các thông tin khác ngoài thẩm quyền.

2. Thành viên tham gia thị trường điện không được tiết lộ các thông tin

ngoài phạm vi được phân quyền cung cấp và công bố.

Điều 119. Các trường hợp miễn trừ bảo mật thông tin

1. Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực hoặc cơ quan có thẩm quyền theo quy định của pháp luật.

2. Các thông tin tự tổng hợp, phân tích từ các thông tin công bố trên thị trường điện, không phải do các thành viên tham gia thị trường điện khác cung cấp sai quy định tại Điều 118 Thông tư này.

Điều 120. Lưu trữ thông tin thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu lại toàn bộ hoạt động trao đổi thông tin được thực hiện qua Hệ thống thông tin thị trường điện. Thời hạn lưu trữ thông tin ít nhất là 05 năm.

Chương X

GIÁM SÁT VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 121. Trách nhiệm thực hiện giám sát thị trường điện

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thực hiện giám sát thường xuyên, định kỳ công tác vận hành thị trường điện thông qua tổng hợp, đánh giá kết quả vận hành căn cứ trên các dữ liệu thu thập và kiểm tra thực tế tại các đơn vị thành viên thị trường điện. Nội dung giám sát thị trường điện bao gồm:

a) Kết quả vận hành thị trường điện;

b) Đánh giá tuân thủ quy định thị trường điện của các đơn vị thành viên tham gia thị trường điện.

2. Đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với Cục Điều tiết điện lực trong giám sát thị trường điện; phát hiện và báo cáo Cục Điều tiết điện lực các vấn đề phát sinh, các hành vi có dấu hiệu vi phạm trong quá trình vận hành thị trường điện.

Điều 122. Công bố thông tin vận hành thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm định kỳ công bố thông tin vận hành thị trường điện theo quy định tại Quy trình quản lý, vận hành hệ thống thông tin thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành, cụ thể như sau:

1. Trước 15h00 hàng ngày, công bố báo cáo vận hành thị trường điện ngày hôm trước.

2. Trước 16h00 thứ Ba hàng tuần, công bố báo cáo vận hành thị trường điện tuần trước.

3. Trước ngày 20 hàng tháng, công bố báo cáo vận hành thị trường điện tháng trước.

4. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, công bố báo cáo vận hành thị trường điện năm trước.

Điều 123. Cung cấp dữ liệu phục vụ giám sát vận hành thị trường điện

1. Cung cấp dữ liệu phục vụ giám sát vận hành thị trường điện

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp cho Cục Điều tiết điện lực các thông tin, dữ liệu về vận hành thị trường điện, bao gồm:

- Các số liệu, kết quả tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện năm, tháng, tuần;
- Các số liệu, kết quả vận hành thị trường điện ngày tới, giờ tới, thời gian thực và tính toán thanh toán;
- Các thông tin, số liệu cần thiết khác theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực để giám sát thị trường điện.

b) Đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin, số liệu liên quan đến hoạt động của đơn vị đó trên thị trường điện theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực để giám sát thị trường điện.

2. Phương thức cung cấp số liệu

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp thông tin cho Cục Điều tiết điện lực theo các phương thức sau:

- Tự động đồng bộ hóa trực tuyến giữa Cơ sở dữ liệu thị trường điện tại Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với Cơ sở dữ liệu giám sát thị trường điện tại Cục Điều tiết điện lực. Danh mục các thông tin, dữ liệu thị trường điện đồng bộ hóa do Cục Điều tiết điện lực quy định;

- Trường hợp chưa áp dụng được phương thức cung cấp dữ liệu theo quy định tại Điểm a Khoản này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và gửi các file số liệu thị trường điện theo định dạng, biểu mẫu và theo thời gian biểu do Cục Điều tiết điện lực quy định.

b) Đơn vị thành viên thị trường điện cung cấp thông tin, dữ liệu dưới dạng văn bản hoặc file số liệu theo biểu mẫu khi Cục Điều tiết điện lực yêu cầu.

3. Đảm bảo chất lượng dữ liệu

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đảm bảo chất lượng dữ liệu cung cấp cho Cục Điều tiết điện lực bao gồm các báo cáo hàng ngày, báo cáo hàng tuần và nội dung của cơ sở dữ liệu thị trường điện;

b) Đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm đảm bảo chất lượng dữ liệu cung cấp cho Cục Điều tiết điện lực phục vụ điều tra và có xác nhận đảm bảo chính xác của đơn vị cấp dữ liệu.

Điều 124. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện

1. Báo cáo vận hành thị trường điện hàng tháng: Trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực báo cáo vận hành hệ thống điện và thị trường điện của tháng

trước theo mẫu do Cục Điều tiết điện lực quy định.

2. Báo cáo vận hành thị trường điện hàng năm

a) Trước ngày 01 tháng 3 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực các báo cáo vận hành hệ thống điện và thị trường điện của năm trước theo mẫu do Cục Điều tiết điện lực quy định;

b) Trước ngày 01 tháng 3 hàng năm, đơn vị phát điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực các báo cáo công tác tham gia thị trường điện của đơn vị trong năm trước theo mẫu do Cục Điều tiết điện lực quy định.

3. Báo cáo đột xuất

a) Trong thời hạn 24 giờ tính từ khi kết thúc can thiệp thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực về can thiệp thị trường điện;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện và đơn vị mua điện có trách nhiệm báo cáo đột xuất về vận hành thị trường điện theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Điều 125. Kiểm toán số liệu và tuân thủ thị trường điện

1. Kiểm toán định kỳ

Trước ngày 31 tháng 3 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổ chức thực hiện và hoàn thành việc kiểm toán số liệu và tuân thủ thị trường điện của năm trước. Nội dung kiểm toán hàng năm bao gồm:

a) Kiểm toán số liệu, quá trình thực hiện tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong thị trường điện, bao gồm:

a) Số liệu cho tính toán trong thị trường điện;

b) Các bước thực hiện tính toán;

c) Kết quả tính toán.

d) Tuân thủ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đối với các trình tự quy định tại Thông tư này.

2. Kiểm toán đột xuất

Cục Điều tiết điện lực có quyền yêu cầu Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tổ chức thực hiện kiểm toán đột xuất theo các nội dung và phạm vi kiểm toán cụ thể trong các trường hợp sau:

a) Khi phát hiện dấu hiệu bất thường trong vận hành thị trường điện;

b) Theo đề nghị bằng văn bản của thành viên tham gia thị trường điện trong đó nêu rõ nội dung và lý do hợp lý để yêu cầu kiểm toán đột xuất.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập đủ năng lực thực hiện các nội dung kiểm toán thị

trường điện trình Cục Điều tiết điện lực thông qua.

4. Đơn vị thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm hợp tác trong quá trình thực hiện kiểm toán thị trường điện.

5. Chi phí kiểm toán

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chi trả trong các trường hợp kiểm toán quy định tại Khoản 1 và Điểm a Khoản 2 Điều này;

b) Đơn vị đề nghị kiểm toán chi trả trong trường hợp kiểm toán quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều này.

6. Trong thời hạn 10 ngày tính từ ngày nhận được báo cáo kiểm toán do đơn vị kiểm toán gửi, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi báo cáo kiểm toán cho Cục Điều tiết điện lực và các đơn vị liên quan.

Chương XI **GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM**

Điều 126. Giải quyết tranh chấp trong thị trường điện

Các tranh chấp phát sinh trong thị trường điện được giải quyết theo Quy định về trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp trên thị trường điện lực do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 127. Phát hiện và trình báo vi phạm

1. Các hành vi vi phạm trong thị trường điện bị phát hiện phải được trình báo Cục Điều tiết điện lực bằng văn bản.

2. Nội dung trình báo hành vi vi phạm bao gồm:

a) Ngày, tháng, năm trình báo;

b) Tên, địa chỉ tổ chức, cá nhân trình báo;

c) Tên, địa chỉ tổ chức, cá nhân thực hiện hành vi có dấu hiệu vi phạm;

d) Mô tả hành vi có dấu hiệu vi phạm;

đ) Thời gian, địa điểm xảy ra hành vi có dấu hiệu vi phạm;

e) Lý do phát hiện hành vi có dấu hiệu vi phạm (nếu có).

Điều 128. Xác minh hành vi vi phạm

1. Trong thời hạn 05 ngày tính từ ngày tiếp nhận vụ việc về hành vi có dấu hiệu phạm, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thụ lý vụ việc. Trường hợp không thụ lý thì phải thông báo bằng văn bản cho tổ chức, cá nhân trình báo.

2. Sau khi thụ lý vụ việc, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xác minh hành vi có dấu hiệu vi phạm. Trong quá trình xác minh hành vi vi phạm, Cục Điều tiết điện lực có quyền:

a) Yêu cầu đơn vị có dấu hiệu vi phạm, các đơn vị liên quan cung cấp thông tin, tài liệu cần thiết phục vụ cho xác minh;

- b) Yêu cầu đơn vị có dấu hiệu vi phạm giải trình;
- c) Trưng cầu giám định, lấy ý kiến chuyên gia hoặc ý kiến của cơ quan, đơn vị có liên quan;
- d) Triệu tập đơn vị có dấu hiệu vi phạm, các đơn vị bị ảnh hưởng do hành vi vi phạm để lấy ý kiến về hướng giải quyết và khắc phục hành vi vi phạm.

3. Trong quá trình xác minh, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm giữ bí mật các thông tin, tài liệu được cung cấp theo quy định về bảo mật thông tin quy định tại Thông tư này và các quy định pháp luật khác liên quan đến bảo mật thông tin.

Điều 129. Lập Biên bản vi phạm hành chính

1. Trong thời hạn 60 ngày làm việc tính từ ngày tiến hành xác minh, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm kết thúc xác minh và lập Biên bản vi phạm hành chính đối với hành vi vi phạm quy định vận hành thị trường điện. Trường hợp vụ việc có nhiều tình tiết phức tạp, thời hạn xác minh có thể kéo dài nhưng không quá 30 ngày làm việc tính từ ngày hết hạn xác minh.

2. Biên bản vi phạm hành chính được lập theo quy định về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực.

3. Trường hợp kết quả xác minh cho thấy hành vi bị trình báo không vi phạm quy định vận hành thị trường điện, Cục Điều tiết điện lực dừng xác minh, thông báo cho tổ chức, cá nhân trình báo và cho tổ chức, cá nhân bị xác minh.

Điều 130. Xử lý vi phạm

1. Đơn vị vi phạm phải chịu một trong các hình thức, mức độ xử phạt đối với từng hành vi vi phạm theo quy định tại Nghị định số 134/2013/NĐ-CP ngày 17 tháng 10 năm 2013 quy định về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực, an toàn đập thủy điện, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (viết tắt là Nghị định số 134/2013/NĐ-CP).

2. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện có hành vi vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực ngoài việc bị xử phạt vi phạm hành chính theo quy định tại Nghị định số 134/2013/NĐ-CP còn bị đình chỉ tham gia thị trường điện, cụ thể như sau:

a) Nhà máy điện bị đình chỉ tham gia thị trường điện khi có một trong các hành vi vi phạm sau đây:

- Không cung cấp thông tin hoặc cung cấp thông tin không chính xác cho việc lập kế hoạch vận hành thị trường điện và lịch huy động các tổ máy trong hệ thống điện;

- Không cung cấp thông tin hoặc cung cấp thông tin không chính xác cho việc giải quyết tranh chấp và xử lý vi phạm trên thị trường điện cạnh tranh theo quy định của pháp luật;

- Thỏa thuận trực tiếp hoặc gián tiếp với các đơn vị khác trong việc hạn

chế hoặc kiểm soát công suất chào bán trên thị trường nhằm tăng giá điện năng thị trường điện giao ngay và làm ảnh hưởng đến an ninh cung cấp điện;

- Thỏa thuận với các đơn vị phát điện khác trong việc chào giá để được lập lịch huy động;

- Thỏa thuận với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong việc chào giá để được lập lịch huy động không đúng quy định;

- Các hành vi vi phạm khác gây hậu quả nghiêm trọng về đảm bảo an ninh cung cấp điện hoặc về tài chính cho các đơn vị khác trong thị trường điện.

b) Trong thời gian nhà máy điện bị đình chỉ tham gia thị trường điện:

- Nhà máy điện không được chào giá trên thị trường điện, nhưng phải tuân thủ các quy định khác áp dụng cho các nhà máy không 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 tham gia thị trường điện theo quy định tại Điểm a, Điểm b và Điểm c Khoản 1 Điều 11 Thông tư này.

3. Nhà máy điện bị đình chỉ tham gia thị trường điện được khôi phục tham gia thị trường điện khi đã hoàn thành các nghĩa vụ quy định trong Quyết định đình chỉ tham gia thị trường điện. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện này có trách nhiệm gửi tài liệu chứng minh việc hoàn thành các nghĩa vụ quy định trong Quyết định đình chỉ tham gia thị trường điện về Cục Điều tiết điện lực để xem xét khôi phục tham gia thị trường điện cho nhà máy điện.

Chương XII **TỔ CHỨC THỰC HIỆN**

Điều 131. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực

1. Phổ biến, kiểm tra và giám sát việc thực hiện Thông tư này.

2. Ban hành các quy trình hướng dẫn thực hiện Thông tư này.

3. Ban hành hoặc trình Lãnh đạo Bộ ban hành văn bản hướng dẫn thực hiện chuyển đổi từ thị trường phát điện cạnh tranh sang thị trường bán buôn điện cạnh tranh, thực hiện hợp đồng mua bán điện mẫu đối với hợp đồng mua bán điện đã ký kết hoặc đang trong quá trình thực hiện đàm phán trước ngày Thông tư này có hiệu lực thi hành.

4. Ban hành hoặc trình Lãnh đạo Bộ ban hành văn bản hướng dẫn các nội dung mới phát sinh, vướng mắc trong quá trình thực hiện, hướng dẫn về việc tham gia thị trường điện của các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện.

Điều 132. Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Trong thời hạn 30 ngày tính từ ngày ban hành Thông tư này, chỉ đạo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị có liên quan xây

dụng và trình Cục Điều tiết điện lực ban hành các quy trình hướng dẫn thực hiện các nội dung sau:

- a) Lập kế hoạch vận hành thị trường điện;
- b) Lập lịch huy động và vận hành thời gian thực;
- c) Tính toán thanh toán trong thị trường điện;
- d) Quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện;
- đ) Phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện và đơn vị mua điện.

2. Đầu tư, xây dựng, lắp đặt và nâng cấp Hệ thống thông tin thị trường điện và các phần mềm phục vụ thị trường điện phù hợp với yêu cầu quy định tại Thông tư này.

3. Thực hiện kiểm tra và công nhận các chức danh tham gia công tác vận hành thị trường điện cho Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia đáp ứng yêu cầu vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh theo các quy định có liên quan.

Điều 133. Trách nhiệm của các đơn vị liên quan

1. Đơn vị tham gia thị trường điện có trách nhiệm hoàn thiện các trang thiết bị thông tin phù hợp với Hệ thống thông tin thị trường điện theo quy định tại Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm ký hợp đồng mua bán điện theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành áp dụng cho thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hướng dẫn các đơn vị thành viên thị trường điện về trình tự, thủ tục đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này và nâng cấp Trang thông tin điện tử thị trường điện để các đơn vị phát điện nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện theo hình thức trực tuyến.

Điều 134. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện như sau:

1. Sửa đổi Khoản 10 Điều 2 như sau:

“10. Bên mua là Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tổng công ty Điện lực miền Bắc, Tổng công ty Điện lực miền Trung, Tổng công ty Điện lực miền Nam, Tổng công ty Điện lực Thành phố Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh.”

2. Sửa đổi Điều 19 như sau:

“Điều 19. Áp dụng hợp đồng mua bán điện mẫu

1. Sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện ban hành kèm theo Phụ lục 3 Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện và đơn vị mua điện có trách nhiệm đàm phán, ký kết hợp đồng theo hợp đồng mua bán điện mẫu quy định tại Phụ lục 3 Thông tư này. Bên mua có trách nhiệm trình Cục Điều tiết điện lực hợp đồng mua bán điện theo trình tự quy định tại Điều 23 và Điều 26 Thông tư này.”

Điều 135. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 01 tháng 01 năm 2019 .

2. Bãi bỏ 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.

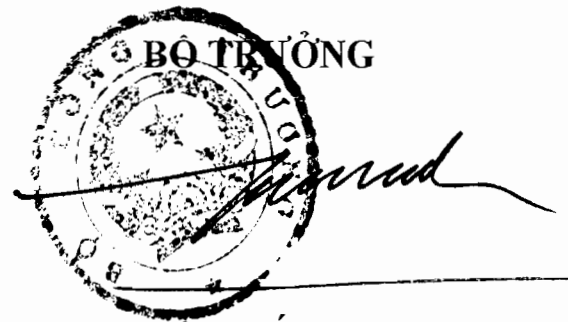
3. Bãi bỏ Thông tư số 18/2012/TT-BCT ngày 29 tháng 6 năm 2012 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định giám sát thị trường phát điện cạnh tranh.

4. Bãi bỏ Thông tư số 28/2018/TT-BCT ngày 27 tháng 9 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh.

5. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, tổ chức, cá nhân có trách nhiệm phản ánh về Bộ Công Thương để bổ sung, sửa đổi cho phù hợp./.

Nơi nhận:

- Văn phòng Tổng Bí thư;
- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng;
- Các Bộ, Cơ quan ngang Bộ, Cơ quan thuộc Chính phủ;
- UBND các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Viện Kiểm sát Nhân dân Tối cao, Toà án Nhân dân Tối cao;
- Kiểm toán Nhà nước;
- Lãnh đạo Bộ;
- Cục Kiểm tra văn bản QPPL (Bộ Tư pháp);
- Công báo;
- Website Chính phủ, Bộ Công Thương;
- Các Tập đoàn: Điện lực Việt Nam, Dầu khí Quốc gia Việt Nam; Công nghiệp Than-Khoáng sản Việt Nam;
- Các Tổng công ty Phát điện;
- Các Tổng công ty Điện lực;
- Lưu: VT, PC, ĐTĐL.



Trần Tuấn Anh

Phụ lục 1
MẪU BẢNG GIÁ TRẦN BẢN CHÀO CỦA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45 /2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

1. Tên nhà máy điện:.....

2. Thời gian áp dụng: trong tháng.....năm.....

Tổ máy	Chi phí nhiên liệu, VNĐ/BTU	Hệ số chi phí phụ, %	Suất hao nhiệt, BTU/kWh	Hệ số suy giảm hiệu suất, %	K _{DC}		Giá trần bản chào, Đồng/kWh
					Phân loại tổ máy	K _{DC}	
Tổ máy 1	Chạy nền		..
Tổ máy 2	Chạy lưng		..
Tổ máy 3	Chạy đỉnh		..

Phụ lục 2
MẪU BẢN CHÀO

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45 /2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

Chu kỳ giao dịch	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMD)	(Tên tổ máy điện)	(Nhiên liệu)	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMD)	(Tên tổ máy điện)	(Nhiên liệu)		
	Giá chào (Đồng/kWh)						Giá chào (Đồng/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														
..														
..														
..														
..														
..														
..														
..														
..														
..														
Tốc độ tăng công suất tối đa:							Tốc độ tăng công suất tối đa:							
Tốc độ giảm công suất tối đa:							Tốc độ giảm công suất tối đa:							

Phụ lục 3
MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN NGÀY

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45 /2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

I. BẢNG KÊ ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ PHÁT 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 (Đồng)
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 khác	
	Tổng cộng (= I + II + III)	

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

Chu kỳ giao dịch	Sản lượng (MWh)	Giá điện năng thị trường (Đồng/kWh)	Thành tiền (Đồng)
1			
2			
....			
24 (48)			
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, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ
1	ΔQ1	P1							
	ΔQ2	P2							
....									
24 (48)									
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, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, Đồng/kWh	Thành tiền, Đồng
1									
....									
24 (48)									
Tổng cộng									

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

Chu kỳ giao dịch	Sản lượng thanh toán theo giá công suất (MWh)	Giá công suất thị trường (Đồng/kWh)	Thành tiền Đồng
1			
2			
...			
....			
....			
Tổng cộng			

II. BẢNG KÊ ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN

Bảng 6. BẢNG KÊ NGÀY THANH TOÁN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN / TỪ CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN ĐƯỢC PHÂN BỐ HỢP ĐỒNG GIỮA TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM VÀ CÁC ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN

Chu kỳ giao dịch	Sản lượng điện $Q_{m1}(l,i)$ (kWh)	Giá CFMP(i) (Đồng/kWh)	Thành tiền $C_{m1}(l,i)$ Đồng
1			
2			
...			
....			
....			
Tổng cộng	$Q_{m1}(l,D) =$ $\Sigma Q_{m1}(l,i)$		$TC_{m1}(l,D) =$ $\Sigma C_{m1}(l,i)$



Bảng 7. BẢNG KÊ NGÀY THANH TOÁN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN / NHÀ MÁY ĐIỆN g KÝ HỢP ĐỒNG TRỰC TIẾP

Chu kỳ giao dịch	Sản lượng điện $Q_{m2}(l,g,i)$ (kWh)	Giá CFMP(i) (Đồng/kWh)	Thành tiền $C_{m2}(l,g,i)$ Đồng
1			
2			
...			
....			
...			
Tổng cộng	$Q_{m2}(l,g,D) = \Sigma Q_{m2}(l,g,i)$		$C_{m2}(l,g,D) = \Sigma C_{m2}(l,g,i)$

Phụ lục 4
MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN THÁNG

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45 /2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

I. BẢNG KÊ ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ PHÁT 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 Đồng
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 phân 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 khác	
	Tổng cộng (= I + II + III)	

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

Ngày giao dịch	Thanh toán điện năng thị trường (Đồng)				Tổng
	Thanh toán tính theo giá SMP	Thanh toán tính theo giá chào	Thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm	Khoản thanh toán do phát sai lệnh điều độ	
1					
2					
...					
....					
30					
31					

Bảng 3. BẢNG KÊ THANH TOÁN SẢN LƯỢNG THEO GIÁ CÔNG SUẤT THỊ TRƯỜNG TRONG THÁNG

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

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

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

II. BẢNG KÊ THANH TOÁN THÁNG TRÊN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN

Bảng 4. BẢNG KÊ THÁNG THANH TOÁN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN / TỪ CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN ĐƯỢC PHÂN BỐ HỢP ĐỒNG

Ngày giao dịch	Khoản thanh toán thị trường giao điện ngay mua từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng $C_{m1}(l,D)$ (Đồng)
1	
2	
...	
...	
31	
Tổng cộng	$TC_{m1}(l,M)=$ $\Sigma C_{m1}(l,D)$

Bảng 5. BẢNG KÊ THÁNG THANH TOÁN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN / NHÀ MÁY ĐIỆN g KÝ HỢP ĐỒNG TRỰC TIẾP

Ngày giao dịch	Khoản thanh toán thị trường điện giao ngay mua từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng $C_{m2}(l,g,D)$ (Đồng)	Sản lượng điện mua theo giá thị trường từ nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp $Q_{m2}(l,g,D)$ (kWh)	Thành phần hiệu chỉnh giá thị trường điện giao ngay áp dụng cho đơn vị mua buôn điện của nhà máy điện g $Uplift_M(g)$ (Đồng/kWh)	Tổng chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của ĐVMB l từ NMD g - $TC_{m2}(l,g,M)$ (Đồng)
1				
2				
...				
....				
31				
Tổng cộng	$\Sigma C_{m2}(l,g,D)$	$Q_{m2}(l,g,M) = \Sigma Q_{m2}(l,g,D)$	$Uplift_M(g)$	$TC_{m2}(l,g,M) = \Sigma C_{m2}(l,g,D) + Q_{m2}(l,g,M) * Uplift_M(g)$

Phụ lục 5

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45 /2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

Sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện mẫu ban hành kèm theo Phụ lục 3 Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện như sau:

“Phụ lục 3

HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN MẪU

(Ban hành kèm theo Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM

Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN
NHÀ MÁY ĐIỆN

Giữa

CÔNG TY (tên công ty)
(BÊN BÁN)

- và -

(tên công ty)
(BÊN MUA)

HỢP ĐỒNG SỐ:/20.../HD-NMĐ-[tên Nhà máy điện]

(Địa danh)....., tháng .../20.....

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004 và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012;

Căn cứ Luật Thương mại ngày 14 tháng 6 năm 2005;

Căn cứ Bộ luật Dân sự ngày 24 tháng 11 năm 2015;

Căn cứ Nghị định số 137/2013/NĐ-CP ngày 21 tháng 10 năm 2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực;

Căn cứ Thông tư số ... của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh;

Căn cứ Thông tư số ... 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 nhu cầu mua, bán điện của hai bên,

Hôm nay, ngày tháng năm, tại

Chúng tôi gồm:

Bên bán: _____

Địa chỉ: _____

Điện thoại: _____ Fax: _____

Mã số thuế: _____

Tài khoản: _____ Ngân hàng _____

Đại diện: _____

Chức vụ: _____ được sự ủy quyền của _____
theo văn bản ủy quyền

số _____, ngày _____ tháng _____ năm _____

Bên mua:(tên công ty)

Địa chỉ: _____

Điện thoại: _____ Fax: _____

Mã số thuế: _____

Tài khoản: _____ Ngân hàng _____

Đại diện: _____

Chức vụ: _____ được sự ủy quyền của _____
_____ theo văn bản ủy quyền

số _____, ngày _____ tháng _____ năm _____

Cùng nhau thống nhất Hợp đồng mua bán điện cho Nhà máy điện... (*Tên nhà máy*) theo các nội dung sau:

Điều 1. Định nghĩa

Trong Hợp đồng này, các thuật ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. *Bên bán* là Công ty (...) sở hữu Nhà máy điện.
2. *Bên mua* là (...).
3. *Điểm đấu nối* là điểm nối trang thiết bị, lưới điện và Nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia.
4. *Điểm giao nhận điện* là (...).
5. *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.
6. *Hệ thống điện quốc gia* là hệ thống các trang thiết bị phát điện, lưới điện và các trang thiết bị phụ trợ được liên kết với nhau và được chỉ huy thống nhất trong phạm vi cả nước.
7. *Hệ thống đo đếm chính* là hệ thống bao gồm tất cả các thiết bị đo đếm (công tơ, máy biến dòng điện đo lường, máy biến điện áp đo lường) và mạch điện nhị thứ đấu nối giữa các thiết bị này, được lắp đặt tại các vị trí theo sự thỏa thuận của hai bên dùng làm căn cứ chính để xác định sản lượng điện năng giao nhận.
8. *Hệ thống đo đếm dự phòng* là hệ thống bao gồm tất cả các thiết bị đo đếm (công tơ, máy biến dòng điện đo lường, máy biến điện áp đo lường) và mạch điện nhị thứ đấu nối giữa các thiết bị này, được lắp đặt tại các vị trí theo sự thỏa thuận của hai bên với mục đích kiểm tra và dự phòng cho hệ thống đo đếm chính, gồm các thiết bị độc lập với hệ thống đo đếm chính nhưng có tính năng và tiêu chuẩn kỹ thuật tương đương với các thiết bị của hệ thống đo đếm chính.

các Hợp đồng sửa đổi, bổ sung sau này.

10. *Hợp đồng mua bán (vận chuyển) nhiên liệu (đối với nhà máy nhiệt điện than, khí) là*

11. *Lệnh điều độ là lệnh chỉ huy, điều khiển chế độ vận hành hệ thống điện trong thời gian thực.*

12. *Ngày là ngày dương lịch.*

13. *Ngày vận hành thương mại của tổ máy là ngày tổ máy của Nhà máy điện sẵn sàng bán điện cho Bên mua và đáp ứng các quy định của pháp luật có liên quan.*

14. *Ngày vận hành thương mại của Nhà máy điện là ngày vận hành thương mại tổ máy phát điện cuối cùng và đáp ứng các quy định của pháp luật có liên quan.*

(Đối với trường hợp hợp đồng mua bán điện ký với cụm nhà máy, Ngày vận hành thương mại được quy định cho từng Nhà máy điện).

15. *Nhà máy điện là Nhà máy điện (tên Nhà máy điện) có tổng công suất lắp đặt là (...) MW, bao gồm (...) tổ máy, công suất mỗi tổ máy là (...) MW được xây dựng tại (địa điểm của nhà máy).*

16. *Quy chuẩn và tiêu chuẩn kỹ thuật ngành điện là những quy chuẩn kỹ thuật ngành điện bắt buộc thực hiện do cơ quan nhà nước có thẩm quyền của Việt Nam ban hành và các quy định, tiêu chuẩn, thông lệ được áp dụng trong ngành điện của các tổ chức quốc tế, các nước khác ban hành phù hợp với quy định pháp luật Việt Nam.*

17. *Thiết bị đấu nối là đường dây tải điện, hệ thống thiết bị đo đếm, điều khiển, rơ le bảo vệ, thiết bị đóng cắt, hệ thống thông tin liên lạc và công trình xây dựng đồng bộ cho việc đấu nối Nhà máy điện đến điểm đấu nối.*

18. *Quy định thị trường điện cạnh tranh là quy định vận hành thị trường điện cạnh tranh theo các cấp độ do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quyết định.*

Điều 2. Hiệu lực và thời hạn Hợp đồng

1. Hiệu lực Hợp đồng

Hợp đồng có hiệu lực từ ngày được đại diện có thẩm quyền của hai bên ký chính thức, trừ trường hợp các bên có thỏa thuận khác.

2. Thời hạn Hợp đồng

Trừ trường hợp gia hạn hoặc chấm dứt Hợp đồng trước thời hạn, thời hạn hợp đồng được tính từ ngày hợp đồng có hiệu lực đến hết 25 năm kể từ Ngày vận hành thương mại Nhà máy điện.



Điều 3. Mua bán điện năng

1. Giá Hợp đồng: Theo Phụ lục 5 của Hợp đồng.
2. Sản lượng hợp đồng: Theo Phụ lục 5 của Hợp đồng.
3. Tiền điện thanh toán: Hàng tháng, Bên mua có nghĩa vụ thanh toán cho Bên bán các khoản tiền bao gồm:
 - a) Tổng số tiền thanh toán sai khác;
 - b) Tổng các khoản thanh toán thị trường điện;
 - c) Tổng các khoản thanh toán khác;
 - d) Các khoản thuế, phí, bằng tiền theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền (nếu có).

Hai bên thỏa thuận, thống nhất thực hiện các khoản thanh toán phát sinh do giải quyết tranh chấp theo quy định tại Điều 8 của Hợp đồng.

(Đối với các nhà máy điện có quy định về giá nhiên liệu và sản lượng bao tiêu nhiên liệu được cơ quan nhà nước có thẩm quyền cho phép bổ sung vào hợp đồng mua điện, bên mua và bên bán bổ sung các nội dung cho phù hợp).

Điều 4. Cam kết thực hiện

Hai bên cam kết như sau:

1. Mỗi bên được thành lập hợp pháp để hoạt động theo pháp luật Việt Nam và có đủ thẩm quyền tham gia ký kết và thực hiện Hợp đồng, có đủ năng lực hoạt động kinh doanh, sở hữu tài sản và thực hiện các nghĩa vụ trong Hợp đồng.
2. Việc ký kết và thực hiện Hợp đồng của một bên không vi phạm các quy định trong điều lệ doanh nghiệp của bên đó, không vi phạm các quy định của pháp luật và quyết định, bản án của tòa án mà bên đó là đối tượng áp dụng hoặc hợp đồng, thỏa thuận khác mà bên đó là một bên tham gia.
3. Việc ký kết và thực hiện Hợp đồng của các bên được thực hiện đúng theo điều kiện và nội dung của Giấy phép hoạt động điện lực được cơ quan có thẩm quyền cấp và các quy định của pháp luật có liên quan.
4. Hai bên không phải là đối tượng bị kiện trong vụ kiện tại tòa án hoặc trọng tài thương mại hoặc cơ quan nhà nước có thẩm quyền, mà kết quả của vụ kiện này có thể làm thay đổi đáng kể khả năng tài chính hoặc khả năng thực hiện nghĩa vụ của các bên theo Hợp đồng, hoặc có thể gây ảnh hưởng tới giá trị và hiệu lực của Hợp đồng.
5. Hai bên cam kết thực hiện đúng các nghĩa vụ và nội dung quy định tại Hợp đồng.

Điều 5. Nghĩa vụ của Bên bán trước ngày vận hành thương mại

1. Yêu cầu về các loại giấy phép và văn bản phê duyệt

a) Bên bán có nghĩa vụ thực hiện các thủ tục theo quy định để được cấp các loại giấy phép và văn bản phê duyệt cần thiết của cơ quan có thẩm quyền cho quá trình xây dựng, vận hành Nhà máy điện; cam kết tuân thủ và duy trì các điều kiện hiệu lực của các loại giấy phép đó theo quy định của pháp luật trong thời hạn Hợp đồng;

b) Trong thời hạn (...) ngày sau ngày vận hành thương mại của tổ máy và của Nhà máy điện, Bên bán có nghĩa vụ cung cấp cho Bên mua bản sao hợp lệ các tài liệu quy định tại mục II Phụ lục VII của Hợp đồng.

2. Báo cáo các mốc thời gian thực hiện dự án

a) Bên bán cam kết đảm bảo các mốc thời gian thực hiện dự án tại Mục I Phụ lục VII của Hợp đồng;

b) Trước ngày (...) tháng đầu tiên hàng quý, Bên bán có nghĩa vụ lập và gửi cho Bên mua báo cáo tiến độ xây dựng Nhà máy điện kèm theo bản sao hợp lệ các tài liệu có liên quan để chứng minh tiến độ thực hiện của dự án, đánh giá tiến độ so với các cam kết trước đó và đề xuất giải pháp để đảm bảo các mốc thời gian thực hiện dự án.

3. Đấu nối, thử nghiệm và vận hành

Trước Ngày vận hành thương mại, Bên bán có nghĩa vụ thực hiện đấu nối, thử nghiệm, vận hành Nhà máy điện và các thiết bị đấu nối theo Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành, Quy chuẩn và tiêu chuẩn kỹ thuật ngành điện và cung cấp cho Bên mua bản sao hợp lệ các kết quả thử nghiệm của Nhà máy điện.

4. Ngày vận hành thương mại

a) Bên bán có nghĩa vụ đạt được ngày vận hành thương mại theo mốc thời gian thực hiện dự án được hai bên thỏa thuận tại Phụ lục VII của Hợp đồng hoặc các hiệu chỉnh sau đó. Chậm nhất (...) tháng trước ngày vận hành thương mại của từng tổ máy, Bên bán có nghĩa vụ thông báo bằng văn bản chính thức cho Bên mua về khả năng đạt được ngày vận hành thương mại. Bên bán phải gửi thông báo về việc đạt được ngày vận hành thương mại cho Bên mua; Bên bán xem như chưa đạt được ngày vận hành thương mại nếu không gửi thông báo cho Bên mua về việc đạt được ngày vận hành thương mại và cung cấp các tài liệu theo quy định tại Phụ lục VII của Hợp đồng;

b) Trường hợp không đạt được ngày vận hành thương mại cho từng tổ máy, Bên bán có quyền gửi văn bản cho Bên mua đề nghị hiệu chỉnh ngày vận hành thương mại, trong đó phải nêu rõ lý do đề nghị hiệu chỉnh. Chậm nhất (...) ngày tính từ ngày nhận được văn bản đề nghị hiệu chỉnh ngày vận hành thương mại của Bên bán, Bên mua phải có văn bản trả lời về việc hiệu chỉnh. Trường hợp không chấp thuận đề nghị hiệu chỉnh ngày vận hành thương mại của Bên bán, Bên mua phải nêu rõ lý do.

Điều 6. Trách nhiệm đấu nối và hệ thống đo đếm

1. Trách nhiệm đấu nối

Bên bán có trách nhiệm:

a) Thỏa thuận, đầu tư, quản lý, vận hành các trang thiết bị để đấu nối, truyền tải và giao điện cho Bên mua đến điểm giao nhận điện theo Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành, Quy chuẩn và tiêu chuẩn kỹ thuật ngành điện có liên quan;

b) Thỏa thuận, đầu tư, lắp đặt, quản lý, vận hành và bảo dưỡng thiết bị thuộc hệ thống thu thập, truyền số liệu, hệ thống rơ le bảo vệ và tự động điều khiển của Nhà máy điện để ghép nối với hệ thống SCADA/EMS giữa Nhà máy điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia phục vụ cho vận hành Nhà máy điện trong thị trường điện.

2. Hệ thống đo đếm

a) Bên bán có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, quản lý, vận hành, bảo dưỡng và kiểm định định kỳ hàng năm thiết bị của hệ thống đo đếm chính và hệ thống đo đếm dự phòng phù hợp với Quy định đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành. Việc kiểm tra, kiểm định thiết bị đo đếm hoặc xác nhận độ chính xác của thiết bị đo đếm phải do tổ chức có thẩm quyền hoặc được uỷ quyền thực hiện. Các thiết bị đo đếm phải được niêm phong, kẹp chì sau khi kiểm định;

b) Trường hợp cần thiết, một bên có quyền yêu cầu kiểm tra bổ sung hoặc kiểm định bất thường thiết bị và hệ thống đo đếm. Bên bán có trách nhiệm tổ chức kiểm tra, kiểm định khi nhận được yêu cầu của Bên mua. Trường hợp sai số của thiết bị đo đếm được kiểm tra, kiểm định bất thường lớn hơn giới hạn cho phép thì Bên bán phải trả chi phí cho việc kiểm tra, kiểm định bất thường. Trường hợp sai số của thiết bị đo đếm được kiểm tra, kiểm định bất thường trong phạm vi giới hạn cho phép thì chi phí kiểm định do bên đề nghị thanh toán;

c) Bên bán có nghĩa vụ thông báo cho Bên mua kết quả kiểm định thiết bị đo đếm. Bên bán có nghĩa vụ thông báo trước cho Bên mua việc kiểm tra, kiểm định hệ thống đo đếm. Bên mua có trách nhiệm cử người tham gia chứng kiến quá trình kiểm tra, kiểm định, dỡ niêm phong, niêm phong và kẹp chì công tơ;

d) Trường hợp thiết bị đo đếm có sai số lớn hơn mức cho phép theo Quy định đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành, Bên bán có trách nhiệm hiệu chỉnh hoặc thay thế thiết bị đo đếm đó. Trường hợp một bên cho rằng công tơ bị hỏng hoặc không hoạt động thì bên đó phải thông báo ngay cho bên kia, Bên bán có nghĩa vụ kiểm tra và sửa chữa;

đ) Sản lượng điện được xác định theo phương thức giao nhận điện năng

tại Phụ lục II của Hợp đồng.

Trường hợp Hệ thống đo đếm chính bị sự cố hoặc kết quả kiểm định cho thấy Hệ thống đo đếm chính có mức sai số cao hơn cấp chính xác quy định thì sản lượng điện năng mua bán giữa hai bên trong thời gian Hệ thống đo đếm chính bị sự cố hoặc có sai số vượt quá quy định được xác định bằng kết quả đo đếm của Hệ thống đo đếm dự phòng. Trường hợp Hệ thống đo đếm dự phòng cũng bị sự cố hoặc kết quả kiểm định cho thấy Hệ thống đo đếm dự phòng có sai số vượt quá mức cho phép thì lượng điện mua bán giữa hai bên được xác định như sau:

(i) Trường hợp Hệ thống đo đếm chính có hoạt động nhưng có mức sai số cao hơn cấp chính xác quy định thì sản lượng điện mua bán giữa hai bên được xác định bằng kết quả đo đếm của Hệ thống đo đếm chính được quy đổi về giá trị điện năng tương ứng với mức sai số bằng 0%. Trên cơ sở kết quả đo đếm hiệu chỉnh được hai bên thống nhất, Bên bán có nghĩa vụ tính toán xác định khoản tiền mà một bên phải trả cho bên kia trong thời gian Hệ thống đo đếm không chính xác;

(ii) Trường hợp Hệ thống đo đếm chính bị sự cố không hoạt động, hai bên căn cứ vào tình trạng sự cố và sai số thực tế của các hệ thống đo đếm trên cơ sở các biên bản của đơn vị kiểm định và số liệu được hai bên công nhận để thống nhất phương pháp tính toán và xác định sản lượng điện năng cần hiệu chỉnh trong thời gian đo đếm không chính xác. Nếu không thống nhất về phương pháp và kết quả sản lượng điện năng mua bán cần hiệu chỉnh thì hai bên có trách nhiệm thực hiện thủ tục giải quyết tranh chấp tại Điều 13 của Hợp đồng.

e) Trường hợp thiết bị đo đếm bị cháy hoặc hư hỏng, Bên bán có nghĩa vụ thay thế hoặc sửa chữa trong thời gian ngắn nhất để các thiết bị đo đếm đảm bảo yêu cầu kỹ thuật và hoạt động trở lại bình thường. Các thiết bị được sửa chữa hoặc thay thế phải được kiểm định theo quy định trước khi sử dụng.

Điều 7. Điều độ và vận hành Nhà máy điện

1. Bên bán có trách nhiệm tuân thủ các quy định về điều độ và vận hành Nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia theo Quy định hệ thống điện truyền tải, Quy định thị trường điện cạnh tranh và Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành; Quy chuẩn và tiêu chuẩn kỹ thuật ngành điện và các văn bản có liên quan khác. Bên bán có nghĩa vụ bảo dưỡng, vận hành các tổ máy của Nhà máy điện theo đặc tính kỹ thuật tại Phụ lục I và Phụ lục III của Hợp đồng.

2. Bên bán có nghĩa vụ lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng các thiết bị để hoà đồng bộ Nhà máy điện với hệ thống điện quốc gia. Bên bán có trách nhiệm tuân thủ Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành, Quy chuẩn và tiêu chuẩn kỹ thuật ngành điện và các quy định khác có

liên quan khi hoà đồng bộ Nhà máy điện với hệ thống điện quốc gia.

3. Trường hợp phương thức vận hành hệ thống điện quốc gia đe dọa gây sự cố các thiết bị chính của Nhà máy điện, gây thương tích hoặc thiệt hại về người và thiết bị, Bên bán có quyền tách các tổ máy ra ngoài Hệ thống điện quốc gia.

Điều 8. Lập hoá đơn và thanh toán

1. Lập hóa đơn và thanh toán tiền điện

- Giai đoạn Nhà máy điện chưa tham gia thị trường điện cạnh tranh [...];
- Giai đoạn Nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện cạnh tranh:

Bên bán gửi thông báo thanh toán tiền điện kèm theo hồ sơ thanh toán của tháng trước liền kề cho Bên mua theo trình tự, thủ tục thanh toán quy định tại Quy định thị trường điện cạnh tranh.

a) Trước ngày (...) hàng tháng, Bên bán gửi thông báo thanh toán tiền điện kèm theo hồ sơ thanh toán của tháng trước liền kề cho Bên mua.

b) Trong thời hạn (...) ngày tính từ ngày nhận được hồ sơ thanh toán, Bên mua kiểm tra tính chính xác của hồ sơ thanh toán. Trường hợp phát hiện có sai sót, Bên mua thông báo bằng văn bản cho Bên bán để hoàn chỉnh hồ sơ thanh toán. Sau khi kiểm tra hồ sơ thanh toán, Bên mua gửi thông báo xác nhận hồ sơ thanh toán cho Bên bán;

c) Trước ngày (...) hàng tháng, Bên bán phát hành và gửi hoá đơn thanh toán cho Bên mua. Hóa đơn thanh toán được lập theo quy định của Bộ Tài chính;

d) Đến ngày thanh toán do hai bên thỏa thuận, Bên mua có nghĩa vụ thanh toán toàn bộ khoản tiền ghi trong hóa đơn thanh toán tiền điện của tháng trước liền kề bằng phương thức chuyển khoản. Phí chuyển khoản do Bên mua chịu;

đ) Trường hợp tại thời điểm phát hành hóa đơn thanh toán mà không có đủ số liệu để lập hóa đơn, Bên bán có quyền tạm tính tiền điện thanh toán trên cơ sở ước tính hợp lý các số liệu còn thiếu. Khoản tiền thanh toán hiệu chỉnh được bù trừ vào tiền điện thanh toán của tháng có số liệu chính thức.

2. Tranh chấp trong thanh toán

a) Trường hợp không đồng ý với một phần hoặc toàn bộ khoản tiền ghi trong hóa đơn thanh toán, Bên mua phải thông báo bằng văn bản trước ngày đến hạn thanh toán về khoản tiền ghi trong hóa đơn và lý do không đồng ý. Bên mua có nghĩa vụ thanh toán toàn bộ khoản tiền không tranh chấp trước hoặc trong ngày đến hạn thanh toán;

b) Trong thời hạn 15 ngày tính từ ngày nhận được thông báo về khoản

tiền tranh chấp, Bên bán phải gửi văn bản trả lời cho Bên mua. Trường hợp hai bên không thống nhất về khoản tiền tranh chấp, một trong hai bên có quyền thực hiện các quy định giải quyết tranh chấp tại Điều 13 của Hợp đồng.

Trường hợp tranh chấp phát sinh từ thông tin trong bản kê thanh toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia, các bên phải áp dụng các quy định giải quyết tranh chấp trong thị trường điện quy định tại Quy định thị trường điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

c) Trường hợp một bên không có văn bản thông báo tranh chấp về khoản tiền thanh toán trong thời hạn 30 ngày tính từ ngày phát hành hóa đơn thì bên đó được xem là từ bỏ quyền khiếu nại về khoản tiền phải thanh toán trong hóa đơn đã phát hành.

3. Xác định tiền lãi

Việc tính lãi được áp dụng cho:

a) Khoản tiền điện hàng tháng chậm trả khi đến hạn thanh toán quy định tại Điểm d Khoản 1 Điều này;

b) Khoản tiền phải trả theo quyết định giải quyết tranh chấp quy định tại Điều 13 của Hợp đồng;

c) Khoản hiệu chỉnh tiền điện phải thanh toán hàng tháng theo quy định tại Điểm đ Khoản 1 Điều này.

Tiền lãi được ghép lãi hàng tháng từ ngày ngay sau ngày đến hạn thanh toán đến ngày thanh toán thực tế với lãi suất được tính bằng trung bình của lãi suất tiền gửi bằng đồng Việt Nam vào ngày đến hạn thanh toán tại hóa đơn, kỳ hạn 12 tháng trả sau dành cho khách hàng cá nhân của bốn ngân hàng thương mại gồm Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam, Ngân hàng thương mại cổ phần Công thương Việt Nam, Ngân hàng thương mại cổ phần Đầu tư và Phát triển Việt Nam, Ngân hàng Nông nghiệp và phát triển nông thôn Việt Nam hoặc đơn vị kế thừa hợp pháp của các ngân hàng này cộng biên lãi suất 3%/năm.

4. Bù trừ

Các bên có thể bù trừ khoản nợ, các khoản tiền tranh chấp đã được giải quyết, các khoản tiền hiệu chỉnh và tiền lãi vào tiền điện thanh toán hàng tháng khi lập hóa đơn cho tháng thanh toán gần nhất.

Điều 9. Sự kiện ảnh hưởng việc thực hiện Hợp đồng và chế tài áp dụng

1. Các sự kiện ảnh hưởng việc thực hiện Hợp đồng của Bên mua

a) Các sự kiện liên quan đến giải thể, phá sản của Bên bán gồm:

(i) Bên bán bị giải thể (từ khi việc giải thể là để sáp nhập hoặc hợp

nhất);

(ii) Bên bán không có khả năng thanh toán các khoản nợ đến hạn;

(iii) Bên bán thực hiện việc chuyển nhượng hoặc sáp nhập toàn bộ công ty với bên chủ nợ hoặc sáp nhập vì lợi ích của bên chủ nợ;

(iv) Bên bán có quyết định của tòa án về việc mở thủ tục phá sản đối với Bên bán.

b) Bên bán vi phạm nghiêm trọng các nghĩa vụ theo quy định của Hợp đồng và vi phạm này không được khắc phục trong thời hạn 90 ngày tính từ ngày có thông báo của Bên mua về hành vi vi phạm đó;

c) Bên bán bị đình chỉ hoạt động theo quyết định của cơ quan có thẩm quyền.

2. Các sự kiện ảnh hưởng việc thực hiện Hợp đồng của Bên bán

a) Các sự kiện liên quan đến giải thể, phá sản của Bên mua gồm:

(i) Bên mua bị giải thể (trừ khi việc giải thể là để sáp nhập hoặc hợp nhất);

(ii) Bên mua không có khả năng thanh toán các khoản nợ đến hạn;

(iii) Bên mua thực hiện việc chuyển nhượng hoặc sáp nhập toàn bộ công ty với bên chủ nợ hoặc sáp nhập vì lợi ích của bên chủ nợ;

(iv) Bên mua có quyết định của tòa án về việc mở thủ tục phá sản đối với Bên mua.

b) Bên mua vi phạm nghiêm trọng các nghĩa vụ theo quy định Hợp đồng và vi phạm này không được khắc phục trong thời hạn 90 ngày tính từ ngày có thông báo của Bên bán về hành vi vi phạm đó;

c) Bên mua bị đình chỉ hoạt động theo quyết định của cơ quan có thẩm quyền.

3. Chế tài áp dụng

a) Trường hợp xảy ra sự kiện ảnh hưởng việc thực hiện Hợp đồng của một bên, bên bị ảnh hưởng có quyền áp dụng các chế tài được quy định tại Điều 10 của Hợp đồng đối với bên gây ra ảnh hưởng;

b) Chế tài áp dụng trong Hợp đồng này không loại trừ lẫn nhau và không làm ảnh hưởng tới việc thực hiện các chế tài khác.

Điều 10. Chấm dứt Hợp đồng

1. Chấm dứt Hợp đồng theo thỏa thuận

Các bên có quyền thỏa thuận bằng văn bản để chấm dứt Hợp đồng trước thời hạn. Đối với nhà máy điện tham gia thị trường điện cạnh tranh, phù hợp với thiết kế thị trường điện, các bên có quyền thỏa thuận để chấm dứt hợp

đồng trước thời hạn theo văn bản của cơ quan nhà nước để ký hợp đồng mua bán điện theo quy định mới.

2. Đơn phương chấm dứt Hợp đồng

a) Trường hợp xảy ra sự kiện ảnh hưởng việc thực hiện Hợp đồng theo quy định tại Điểm a, Điểm c Khoản 1; Điểm a, Điểm c Khoản 2 Điều 9 Hợp đồng và sự kiện này kéo dài làm ảnh hưởng tới một bên trong Hợp đồng, bên bị ảnh hưởng có quyền đơn phương chấm dứt Hợp đồng sau 90 ngày tính từ ngày gửi thông báo cho bên kia;

b) Trường hợp xảy ra sự kiện bất khả kháng đối với một bên và sự kiện này kéo dài từ 180 ngày trở lên, bên kia có quyền đơn phương chấm dứt Hợp đồng sau 30 ngày tính từ ngày gửi thông báo;

c) Trường hợp xảy ra sự kiện ảnh hưởng việc thực hiện Hợp đồng của một bên theo quy định tại Điểm b Khoản 1, Điểm b Khoản 2 Điều 9 Hợp đồng, bên bị ảnh hưởng có quyền đơn phương chấm dứt Hợp đồng sau 30 ngày tính từ ngày gửi thông báo.

Điều 11. Bồi thường thiệt hại

1. Bên vi phạm có trách nhiệm bồi thường thiệt hại do hành vi vi phạm gây ra cho Bên bị vi phạm về những tổn thất, thiệt hại hay các chi phí mà Bên bị vi phạm phải chịu trong quá trình thực hiện các quyền và nghĩa vụ của mình theo Hợp đồng. Cách tính toán giá trị thiệt hại thực hiện theo quy định tại Bộ luật Dân sự.

2. Trong trường hợp có yêu cầu bồi thường, bên được bồi thường thông báo ngay bằng văn bản cho bên bồi thường xác định tính chất của sự việc yêu cầu được bồi thường. Sự chậm trễ của bên được bồi thường trong việc gửi thông báo không ảnh hưởng đến nghĩa vụ bồi thường của bên bồi thường, trừ trường hợp bên bồi thường thực sự bị thiệt hại vì sự chậm trễ thông báo của bên được bồi thường.

Điều 12. Các trường hợp miễn trách nhiệm đối với hành vi vi phạm

1. Bên vi phạm hợp đồng được miễn trách nhiệm trong các trường hợp sau đây:

a) Xảy ra trường hợp miễn trách nhiệm mà các bên đã thỏa thuận;

b) Hành vi vi phạm của một bên hoàn toàn do lỗi của bên kia;

c) Hành vi vi phạm của một bên do thực hiện quyết định của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền mà các bên không thể biết được vào thời điểm giao kết hợp đồng;

d) Xảy ra trường hợp bất khả kháng

Bất khả kháng là các sự kiện, các tình huống xảy ra không thể tránh

được, ngoài khả năng kiểm soát của một bên làm ngăn cản hoặc gây trì hoãn việc thực hiện một phần hoặc toàn bộ nghĩa vụ theo Hợp đồng của bên đó mặc dù đã thực hiện các biện pháp hợp lý, bao gồm nhưng không giới hạn các sự kiện hoặc tình huống sau:

i) Quyết định của tòa án hoặc cơ quan có thẩm quyền ảnh hưởng bất lợi đến khả năng thực hiện nghĩa vụ theo Hợp đồng của một bên;

ii) Các sự kiện do thiên tai như cháy, nổ, hạn hán, lũ lụt, núi lửa phun trào, động đất, lở đất, triều cường, bão, lốc xoáy, bão lớn hoặc các sự kiện tương tự;

iii) Bạo động, biểu tình, nổi loạn, phiến loạn, các hoạt động của chiến tranh dù chiến tranh có được tuyên bố hay không, các hoạt động chống đối, khủng bố, phá hoại, cấm vận, phong tỏa, kiểm dịch hoặc các sự kiện tương tự;

iv) Nhà máy điện hoặc các tài sản của Bên bán bị quốc hữu hóa, tước quyền sở hữu hoặc tịch thu theo quyết định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền;

v) Bên bán không được các cơ quan có thẩm quyền cấp các văn bản cho phép, các văn bản phê duyệt cần thiết mặc dù Bên bán đã tuân thủ các nghĩa vụ được quy định theo pháp luật liên quan đến việc cấp các văn bản cho phép, văn bản phê duyệt đó.

2. Thông báo và xác nhận trường hợp miễn trách nhiệm

a) Bên vi phạm hợp đồng phải thông báo ngay bằng văn bản cho bên kia về trường hợp được miễn trách nhiệm và những hậu quả có thể xảy ra;

b) Khi trường hợp miễn trách nhiệm chấm dứt, bên vi phạm hợp đồng phải thông báo ngay cho bên kia biết; nếu bên vi phạm không thông báo hoặc thông báo không kịp thời cho bên kia thì phải bồi thường thiệt hại;

c) Bên vi phạm có nghĩa vụ chứng minh với bên bị vi phạm về trường hợp miễn trách nhiệm của mình.

3. Miễn trách nhiệm do sự kiện bất khả kháng, từ chối thực hiện hợp đồng trong trường hợp bất khả kháng

a) Bên vi phạm hợp đồng do sự kiện bất khả kháng có trách nhiệm thường xuyên cung cấp các báo cáo cho bên kia về quá trình thực hiện các biện pháp khắc phục sự kiện bất khả kháng hoặc các thông tin khác theo yêu cầu hợp lý của bên kia để chứng minh việc vi phạm do sự kiện bất khả kháng; thông báo cho bên kia về thời điểm kết thúc sự kiện bất khả kháng trong thời hạn 48 giờ từ thời điểm kết thúc, trừ trường hợp mất thông tin liên lạc;

b) Bên bị ảnh hưởng vì sự kiện bất khả kháng chỉ được miễn trách nhiệm liên quan tới việc không thực hiện hoặc chậm thực hiện các nghĩa vụ theo Hợp đồng do sự kiện bất khả kháng gây ra sau khi đã có thông báo và thực

hiện trách nhiệm khắc phục theo quy định tại Điểm a Khoản này;

c) Trong trường hợp bất khả kháng, nếu một bên bị cản trở thực hiện nghĩa vụ theo Hợp đồng trong thời hạn 180 ngày hoặc trong thời hạn dài hơn, một trong hai bên có quyền đơn phương chấm dứt Hợp đồng theo quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều 10 Hợp đồng.

Điều 13. Giải quyết tranh chấp

1. Trường hợp xảy ra tranh chấp giữa các bên trong Hợp đồng, bên tranh chấp phải thông báo bằng văn bản cho bên kia về nội dung tranh chấp. Các bên có trách nhiệm trao đổi để giải quyết tranh chấp trong thời hạn 60 ngày tính từ ngày có thông báo của bên đưa ra tranh chấp. Đối với các tranh chấp về thanh toán các khoản chi phí, các bên có trách nhiệm trao đổi trong thời hạn 15 ngày. Các bên có quyền thỏa thuận bằng văn bản về việc kéo dài thời hạn trao đổi để giải quyết tranh chấp.

2. Trường hợp hai bên không thể giải quyết tranh chấp thông qua trao đổi trong thời hạn quy định tại Khoản 1 Điều này, hai bên thống nhất chuyển vụ việc tranh chấp đến Cục Điều tiết điện lực hoặc cơ quan giải quyết tranh chấp khác do hai bên thống nhất lựa chọn để giải quyết hoặc do một trong hai bên khởi kiện tranh chấp theo quy định của pháp luật có liên quan.

Điều 14. Tái cơ cấu ngành điện và chuyển giao quyền và nghĩa vụ

1. Tái cơ cấu ngành điện và chuyển giao quyền và nghĩa vụ tại Bên mua

Hai bên thống nhất chấp nhận trường hợp Bên mua có thể phải tổ chức lại, tái cơ cấu hoặc giải thể hoặc bị loại bỏ dần chức năng mua điện để thực hiện kế hoạch chuyển đổi mô hình hoạt động của ngành điện trong các cấp độ thị trường điện cạnh tranh theo lộ trình đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt hoặc các văn bản thay thế sau này. Khi cơ quan nhà nước có thẩm quyền có quyết định về việc tổ chức lại, tái cơ cấu hoặc giải thể, Bên mua có quyền chuyển giao toàn bộ hay một phần các quyền và nghĩa vụ của mình theo Hợp đồng mà không cần có sự chấp thuận của Bên bán cho một hoặc nhiều đơn vị kế thừa do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quyết định và các đơn vị này có trách nhiệm thực hiện các quyền, nghĩa vụ pháp lý của Bên mua theo quy định của pháp luật.

Bên bán phải có văn bản chấp thuận mọi sự chuyển giao hoặc ủy quyền thực hiện các quyền, nghĩa vụ theo Hợp đồng này của Bên mua.

2. Chuyển giao quyền và nghĩa vụ của Bên bán

Bên bán chỉ có quyền chuyển giao quyền và nghĩa vụ của mình theo Hợp đồng cho một hoặc nhiều đơn vị kế thừa khi có sự thỏa thuận trước bằng văn bản của Bên mua. Văn bản thỏa thuận của Bên mua không được từ chối không có lý do việc thực hiện chuyển giao hoặc ủy quyền này của Bên bán, trừ trường hợp Bên bán có thể ủy quyền hay chuyển nhượng mà không cần có

thỏa thuận với Bên mua về một số hoặc tất cả các quyền và nghĩa vụ theo Hợp đồng của Bên bán liên quan đến cấp vốn hoặc các thu xếp tài chính khác cho Nhà máy điện. Hợp đồng này tiếp tục có hiệu lực để mang lại lợi ích và việc thực hiện các nghĩa vụ của các đơn vị kế thừa hoặc đơn vị được ủy thác hoặc đơn vị được chuyển giao của Bên bán.

3. Giai đoạn chuyên tiếp của thị trường điện cạnh tranh

Trong thời hạn Hợp đồng, trường hợp thị trường bán buôn điện cạnh tranh được thay thế bằng loại hình thị trường khác do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quyết định, trong trường hợp cần thiết các bên có nghĩa vụ đàm phán để sửa đổi hoặc thay thế Hợp đồng này phù hợp với cấu trúc thị trường điện mới với điều kiện giá điện của Hợp đồng đối với các bên không thay đổi.

Điều 15. Lưu giữ hồ sơ và cung cấp thông tin

1. Lưu giữ hồ sơ

Các bên có nghĩa vụ lưu giữ các hồ sơ, dữ liệu, tài liệu hoặc các thông tin cần thiết để xác minh tính chính xác của hóa đơn, các loại giá hoặc các tính toán theo Hợp đồng hoặc để xác minh các bên đã tuân thủ các nội dung của Hợp đồng.

2. Cung cấp thông tin

Mỗi bên có trách nhiệm cung cấp số liệu, tài liệu hoặc các chứng từ cần thiết trong mức độ hợp lý cho bên kia để xác minh tính chính xác của các hóa đơn thanh toán, cách tính giá hoặc các tính toán theo Hợp đồng hoặc để xác minh các bên đã tuân thủ các nội dung của Hợp đồng.

Điều 16. Các chi phí khác

Mỗi bên có trách nhiệm nộp các khoản thuế và phí hoặc thanh toán các khoản nợ phát sinh của mình khi thực hiện Hợp đồng. Hai bên thống nhất Hợp đồng này không bao gồm chi phí truyền tải điện, chi phí phân phối điện, chi phí đầu nối hoặc các chi phí tương tự khác và mỗi bên phải có trách nhiệm thanh toán các loại chi phí đó theo quy định của pháp luật.

Điều 17. Đại diện có thẩm quyền và trao đổi thông tin

1. Đại diện có thẩm quyền

Đại diện có thẩm quyền của hai bên trong Hợp đồng là:

Bên bán:

Bên mua:

2. Trao đổi thông tin

a) Các thông báo, hoá đơn hoặc các trao đổi thông tin cần thiết khác trong quá trình thực hiện Hợp đồng phải được lập thành văn bản, nêu rõ ngày

lập, sự liên quan đến Hợp đồng. Trường hợp gửi bằng fax thì phải gửi bản gốc đến sau bằng dịch vụ bưu điện với bưu phí đã được trả trước. Thông báo, hoá đơn hoặc các trao đổi thông tin phải được gửi theo các địa chỉ sau:

Bên bán: _____

Bên mua: _____

b) Thông báo, hoá đơn hoặc các trao đổi thông tin khác được gửi theo các hình thức quy định tại Điểm a Khoản này được xem là đã được giao và nhận tại thời điểm:

(i) Khi giao, trong trường hợp giao tận tay; hoặc:

(ii) Khi ký nhận thư bảo đảm, trong trường hợp gửi bằng thư bảo đảm; hoặc:

(iii) Tại thời điểm thực tế nhận được fax, trong trường hợp truyền bằng fax, với điều kiện là người gửi đã nhận được xác nhận việc truyền không bị lỗi; hoặc:

(iv) Tại thời điểm văn thư của cơ quan xác nhận công văn đến, trong trường hợp gửi bằng thư thường.

Điều 18. Bảo mật thông tin

Mỗi bên có nghĩa vụ bảo mật thông tin, tài liệu do bên kia cung cấp theo Hợp đồng và không công bố, công khai hay sử dụng các tài liệu, thông tin đó cho các mục đích khác ngoài mục đích thực hiện nghĩa vụ của bên đó theo Hợp đồng, trừ các trường hợp:

1. Công bố hoặc sử dụng các thông tin, tài liệu theo quy định của pháp luật.

2. Các tài liệu, thông tin được yêu cầu cung cấp cho các cơ quan có thẩm quyền.

3. Các tài liệu, thông tin đó đã được công bố công khai không phải từ các bên trong Hợp đồng.

Điều 19. Các thoả thuận khác

1. Sửa đổi, bổ sung Hợp đồng

Mọi sửa đổi, bổ sung Hợp đồng phải được các bên thoả thuận bằng văn bản và được Cục Điều tiết điện lực kiểm tra, có ý kiến bằng văn bản.

2. Hợp đồng hoàn chỉnh

Hợp đồng này là thoả thuận hoàn chỉnh cuối cùng giữa các bên tham gia và thay thế các nội dung đã thảo luận, thông tin, thư tín trao đổi liên quan

trước khi ký kết Hợp đồng.

3. Bên thứ ba

Hợp đồng này chỉ phục vụ cho lợi ích của hai bên và không tạo ra quyền lợi hay nghĩa vụ cho bên thứ ba.

4. Không liên doanh

Hợp đồng này không phải hợp đồng liên doanh, liên kết giữa các bên hay áp đặt nghĩa vụ hoặc trách nhiệm pháp lý mang tính chất liên doanh, liên kết lên một trong hai bên. Không bên nào có quyền tham gia ký kết hợp đồng hoặc thay mặt bên kia với vai trò là một đại lý hoặc người đại diện để thực hiện các nghĩa vụ với bên kia.

5. Từ bỏ thực hiện quyền

Việc từ bỏ thực hiện quyền theo Hợp đồng của một bên phải được lập thành văn bản và do đại diện có thẩm quyền của bên đó ký. Việc không thực hiện hay chậm thực hiện quyền của một bên theo Hợp đồng này không được hiểu là sự từ bỏ các quyền đó.

6. Thực hiện nghĩa vụ còn lại

Việc hủy bỏ, chấm dứt hoặc hết thời hạn Hợp đồng không làm chấm dứt thực hiện nghĩa vụ còn lại của các bên theo Hợp đồng.

7. Luật áp dụng

Việc giải thích và thực hiện Hợp đồng này được thực hiện theo quy định của pháp luật Việt Nam.

8. Tính độc lập của các nội dung Hợp đồng

Trường hợp một phần nội dung trong Hợp đồng không phù hợp với quy định của pháp luật hoặc vô hiệu theo quyết định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền thì các nội dung khác của Hợp đồng vẫn có hiệu lực nếu phần còn lại thể hiện đầy đủ nội dung mà không liên quan tới phần bị vô hiệu.

Hợp đồng được lập thành 09 bản có giá trị như nhau, mỗi bên giữ 04 bản. Bên bán có trách nhiệm gửi một bản tới Cục Điều tiết điện lực.

ĐẠI DIỆN BÊN MUA
(Chức danh)

(Đóng dấu và chữ ký)

(Họ tên đầy đủ)

ĐẠI DIỆN BÊN BÁN
(Chức danh)

(Đóng dấu và chữ ký)

(Họ tên đầy đủ)

Phụ lục I

CÁC THÔNG SỐ CHÍNH CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN

(Kèm theo Hợp đồng số ...ngày ... tháng ... năm...)

Bao gồm các mô tả, biểu đồ và đặc điểm kỹ thuật của Nhà máy điện

Phụ lục II

HỆ THỐNG ĐO ĐẾM VÀ THU THẬP SỐ LIỆU

(Kèm theo Hợp đồng số ...ngày ... tháng ... năm...)

I. VỊ TRÍ LẮP ĐẶT VÀ TÍNH NĂNG CỦA HỆ THỐNG ĐO ĐẾM

1. Vị trí lắp đặt hệ thống đo đếm:
2. Tính năng của hệ thống đo đếm phải phù hợp với quy định tại Thông tư quy định đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

II. YÊU CẦU KỸ THUẬT CỦA HỆ THỐNG ĐO ĐẾM

Các yêu cầu kỹ thuật của thiết bị đo đếm, yêu cầu kỹ thuật mạch đo đếm, biện pháp niêm phong kẹp chì và yêu cầu về hệ thống thu thập và đọc số liệu công tơ phải phù hợp với Quy định đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

III. VỊ TRÍ ĐO ĐẾM

Hai bên thống nhất sử dụng các vị trí đo đếm hiện tại của Nhà máy điện như sau:

Vị trí đo đếm chính:

Vị trí đo đếm dự phòng 1:

Vị trí đo đếm dự phòng 2:

Vị trí đo đếm phục vụ vận hành và đối soát số liệu thị trường điện:

IV. PHƯƠNG THỨC XÁC ĐỊNH SẢN LƯỢNG ĐIỆN NĂNG GIAO NHẬN

1. Sản lượng điện giao nhận

a) Sản lượng điện Bên bán trong tháng thanh toán được tính theo công thức:

$$A_G =$$

A_G : Lượng điện năng Bên mua thanh toán cho Bên bán trong tháng thanh toán, (kWh).

b) Sản lượng điện Bên bán nhận từ hệ thống điện quốc gia trong tháng thanh toán được tính theo công thức:

$$A_N =$$

Trong đó:

A_N : Lượng điện năng nhận từ lưới của các điểm đo trong tháng (kWh).

2. Trong giai đoạn thị trường điện cạnh tranh, phương thức giao nhận điện năng hàng tháng phải phù hợp với quy định đo đếm điện năng trong thị trường điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

Phụ lục III
THỎA THUẬN CÁC ĐẶC TÍNH VẬN HÀNH
(Kèm theo Hợp đồng số ...ngày ... tháng ... năm...)

Phụ lục IV
THỎA THUẬN HỆ THỐNG SCADA/EMS,
THÔNG TIN LIÊN LẠC, RƠ LE BẢO VỆ VÀ TỰ ĐỘNG
(Kèm theo Hợp đồng số ...ngày ... tháng ... năm...)

Phụ lục V
GIÁ MUA BÁN ĐIỆN, TIỀN ĐIỆN THANH TOÁN

(Kèm theo Hợp đồng số ...ngày ... tháng ... năm...)

I. GIÁ HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

1. Giá Hợp đồng của nhà máy nhiệt điện

1.1. Quy định chung

Giá Hợp đồng của Nhà máy điện tại thời điểm thanh toán tiền điện tháng t, năm j ($P_{C,j,t}$) được xác định theo công thức sau:

$$P_{C,j,t} = FC_j + FOMC_{j,t} + VC_{j,t} + P_{j,t}^{VC}$$

Trong đó:

FC_j : Giá cố định năm j (đồng/kWh);

$FOMC_{j,t}$: Giá vận hành và bảo dưỡng cố định tháng t, năm j (đồng/kWh);

$VC_{j,t}$: Giá biến đổi tháng t, năm j (đồng/kWh);

$P_{j,t}^{VC}$: Giá vận chuyển nhiên liệu chính tháng t, năm j (đồng/kWh).

1.2. Giá cố định:

Giá cố định bình quân nhiều năm (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) là ... (đồng/kWh);

Giá cố định từng năm FC_j (đồng/kWh) từ ngày vận hành thương mại đến hết đời sống kinh tế nhà máy điện (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) áp dụng theo bảng sau:

Năm thứ	1	2	3	4
Giá cố định (đồng/kWh)						

1.3. Giá vận hành và bảo dưỡng cố định:

Giá vận hành và bảo dưỡng cố định tháng t, năm j (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, thuế tài nguyên sử dụng nước mặt, phí bảo vệ môi trường đối với chất thải rắn) được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_{j,t} = FOMC_j^{scf} + FOMC_{j,t}^{nc}$$

Trong đó:

FOMC_j^{scl}: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng cố định theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác năm j (đồng/kWh);

FOMC_{j,t}^{nc}: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng cố định theo chi phí nhân công tháng t, năm j (đồng/kWh).

a) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng cố định theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác năm j (FOMC_j^{scl}) được xác định theo công thức sau (đồng/kWh):

$$FOMC_j^{scl} = FOMC_b^{scl} \times (1+i)^{l-1}$$

Trong đó:

FOMC_b^{scl}: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng cố định theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác Năm cơ sở là ... (đồng/kWh);

i: Tỷ lệ trượt thành phần giá vận hành và bảo dưỡng cố định theo chi phí khác là 2,5%/năm (hoặc theo quy định tại Thông tư quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện);

l: Số thứ tự năm thanh toán tính từ năm cơ sở (đối với năm cơ sở l=1).

b) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công tháng t, năm j (FOMC_{j,t}^{nc}) được xác định theo công thức sau (đồng/kWh):

- Trường hợp mức lương tính toán trong phương án giá điện bằng mức lương tối thiểu vùng thì:

$$FOMC_{j,t}^{nc} = FOMC_b^{nc} \times \frac{L_{\min,j,t}}{L_{\min,b}}$$

Trong đó:

FOMC_b^{nc}: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công năm cơ sở là ... (đồng/kWh);

L_{min,j,t}: Mức lương tối thiểu vùng tại thời điểm thanh toán tháng t, năm thứ j (đồng/người/tháng);

L_{min,b}: Mức lương tối thiểu vùng năm cơ sở là... (đồng/người/tháng).

- Trường hợp mức lương tối thiểu tính trong phương án giá điện cao hơn mức tối thiểu vùng hoặc tổng chi phí nhân công TCnc được tính toán theo tỷ lệ chi phí nhân công của nhà máy điện thì thành phần giá vận hành và bảo

dưỡng theo chi phí nhân công tháng t, năm j ($FOMC_{j,t}^{nc}$) được xác định theo công thức sau (đồng/kWh):

$$FOMC_{j,t}^{nc} = FOMC_b^{nc} \times \prod_{l=1}^L (1 + i_l)$$

Trong đó:

$FOMC_b^{nc}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công năm cơ sở là: (đồng/kWh);

i : Tỷ lệ trượt thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo Chỉ số giá tiêu dùng cả nước của Việt Nam (CPI) năm (l-1) so với năm (l-2) nhưng không vượt quá 2,5%/năm, được nêu tại chỉ số giá tiêu dùng cả nước tháng 12 của năm liền kề trước năm j, công bố trên Trang thông tin điện tử thống kê của Tổng cục Thống kê;

l : Số thứ tự năm thanh toán tính từ năm cơ sở (đối với năm cơ sở $l = 1, i_l = 0$).

1.4. Giá biến đổi:

Giá biến đổi tháng t, năm j $VC_{CN,j,t}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$VC_{j,t} = VC_{j,t}^{nlc} + VC_{j,t}^{nlp} + VC_j^k$$

Trong đó:

$VC_{j,t}^{nlc}$: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính (than, khí) của nhà máy điện tháng t, năm j (đồng/kWh);

$VC_{j,t}^{nlp}$: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện tháng t, năm j (đồng/kWh);

VC_j^k : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện năm j (đồng/kWh).

a) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính:

Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính (than, khí) của nhà máy điện tháng t, năm j $VC_{j,t}^{nlc}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$VC_{j,t}^{nlc} = VC_b^{nlc} \times (1 + (l-1) \times k_{HS}) \times \frac{P_{j,t}^{nlc}}{P_b^{nlc}}$$

Trong đó:

VC_b^{nlc} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính (than, khí) của nhà máy điện năm cơ sở là ... (đồng/kWh);

k_{HS} : Hệ số suy giảm hiệu suất (%);

l : Thứ tự năm vận hành thương mại, tính tròn năm kể từ thời điểm vận hành thương mại toàn nhà máy;

$P_{j,t}^{nlc}$: Giá nhiên liệu chính (than, khí) cho phát điện tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j là ... (đồng/tấn) đối với nhiên liệu than; hoặc là ... (đồng/BTU) đối với nhiên liệu khí;

P_b^{nlc} : Giá nhiên liệu chính (than, khí) cho phát điện tại Năm cơ sở là ... (đồng/tấn) đối với nhiên liệu than; hoặc là (đồng/BTU) đối với nhiên liệu khí.

b) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ:

Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện tháng t, năm j $VC_{j,t}^{nlp}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$VC_{j,t}^{nlp} = VC_b^{nlp} \times (1 + (l-1) \times k_{HS}) \times \frac{P_{j,t}^{nlp}}{P_b^{nlp}}$$

Trong đó:

VC_b^{nlp} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện Năm cơ sở là ... (đồng/kWh);

k_{HS} : Hệ số suy giảm hiệu suất (%);

l : Thứ tự năm vận hành thương mại, tính tròn năm kể từ thời điểm vận hành thương mại toàn nhà máy;

$P_{j,t}^{nlp}$: Giá nhiên liệu phụ (dầu) cho phát điện tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j là ... (đồng/kg);

P_b^{nlp} : Giá nhiên liệu phụ (dầu) cho phát điện tại Năm cơ sở là ...

(đồng/kg).

c) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác:

Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện năm j VC_j^k (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$VC_j^k = VC_b^k \times (1 + (l-1) \times k_{HS}) \times (1+i)^{j-1}$$

Trong đó:

VC_b^k : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện Năm cơ sở là ... (đồng/kWh);

k_{HS} : Hệ số suy giảm hiệu suất (%);

l : Thứ tự năm vận hành thương mại, tính tròn năm kể từ thời điểm vận hành thương mại toàn nhà máy;

i : Tỷ lệ trượt thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác là 2,5%/năm (hoặc theo quy định tại Thông tư quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện).

1.5. Giá vận chuyển nhiên liệu chính:

Giá vận chuyển nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t , năm j $P_{j,t}^{VC}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_{j,t}^{VC} = P_b^{VC} \times (1 + (l-1) \times k_{HS}) \times \frac{P_{j,t}^{v/c}}{P_b^{v/c}}$$

Trong đó:

P_b^{VC} : Giá biến đổi đặc thù của nhà máy điện Năm cơ sở là ... (đồng/kWh);

$P_{j,t}^{v/c}$: Cước phí vận chuyển nhiên liệu chính (than, khí) và chi phí khác cho phát điện tại thời điểm thanh toán tháng t , năm j là ... (đồng/tấn) đối với nhiên liệu than; hoặc là ... (đồng/BTU) đối với nhiên liệu khí, trên cơ sở có ý kiến của bên mua điện;

$P_b^{v/c}$: Cước phí vận chuyển nhiên liệu chính (than, khí) và chi phí khác cho phát điện tại Năm cơ sở là ... (đồng/tấn) đối với nhiên liệu than; hoặc là ... (đồng/BTU) đối với nhiên liệu khí;

k_{HS} : Hệ số suy giảm hiệu suất (%);

l : Thứ tự năm vận hành thương mại, tính tròn năm kể từ thời

điểm vận hành thương mại toàn nhà máy.

Trước khi ký kết mới hợp đồng vận chuyển than (than trong nước và nhập khẩu) hoặc cước phí vận chuyển than khác theo hợp đồng mua bán than, bên bán điện cung cấp các hồ sơ tài liệu để bên mua điện có ý kiến về giá vận chuyển than trong quá trình thực hiện thanh toán chi phí nhiên liệu than, đảm bảo hợp đồng vận chuyển than được ký kết theo quy định hiện hành, đảm bảo giá cạnh tranh, minh bạch.

(Đối với nhiều liệu than của hợp đồng nhập khẩu than hoặc than được cấp từ nhiều hợp đồng: cước phí vận chuyển than áp dụng tính toán giá hợp đồng mua bán điện theo hướng dẫn tại Thông tư số 13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017).

2. Giá Hợp đồng của nhà máy thủy điện

2.1. Quy định chung:

Giá Hợp đồng của Nhà máy điện tại thời điểm thanh toán tiền điện tháng t , năm j ($P_{C,j,t}$) được xác định theo công thức sau:

$$P_{C,j,t} = FC_j + FOMC_{j,t}$$

Trong đó:

FC_j : Giá cố định năm j (đồng/kWh);

$FOMC_{j,t}$: Giá vận hành và bảo dưỡng tháng t , năm j (đồng/kWh);

2.2. Giá cố định:

Giá cố định bình quân nhiều năm (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) là ... (đồng/kWh);

Giá cố định từng năm FC_j (đồng/kWh) từ ngày vận hành thương mại đến hết đời sống kinh tế nhà máy điện (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) áp dụng theo bảng sau:

Năm thứ	1	2	3	4
Giá cố định (đồng/kWh)						

2.3. Giá vận hành và bảo dưỡng:

Giá vận hành và bảo dưỡng tháng t , năm j ($FOMC_{j,t}$) (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, thuế tài nguyên nước, mức chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng) được xác định theo công thức sau:

Trong đó:

$FOMC_j^{scl}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác năm j (đồng/kWh);

$FOMC_{j,t}^{nc}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công tháng t , năm j (đồng/kWh).

a) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác năm j ($FOMC_j^{scl}$) được xác định theo công thức sau (đồng/kWh):

$$FOMC_j^{scl} = FOMC_b^{scl} \times (1 + i)^{l-1}$$

Trong đó:

$FOMC_b^{scl}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác Năm cơ sở là ... (đồng/kWh);

i : Tỷ lệ trượt thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí khác là 2,5%/năm (hoặc theo quy định tại Thông tư quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện);

l : Số thứ tự năm thanh toán tính từ Năm cơ sở (đối với Năm cơ sở $l=1$).

b) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công tháng t , năm j ($FOMC_{j,t}^{nc}$) được xác định theo công thức sau (đồng/kWh):

- Trường hợp mức lương tính toán trong phương án giá điện bằng mức lương tối thiểu vùng thì:

$$FOMC_{j,t}^{nc} = FOMC_b^{nc} \times \frac{L_{\min,j,t}}{L_{\min,b}}$$

Trong đó:

$FOMC_b^{nc}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công năm cơ sở là ... (đồng/kWh);

$L_{\min,j,t}$: Mức lương tối thiểu vùng tại thời điểm thanh toán tháng t , năm thứ j (đồng/người/tháng);

$L_{\min,b}$: Mức lương tối thiểu vùng năm cơ sở là... (đồng/người/tháng).

- Trường hợp mức lương tối thiểu tính trong phương án giá điện cao hơn mức tối thiểu vùng hoặc tổng chi phí nhân công TC_{nc} được tính toán theo tỷ

lệ chi phí nhân công của nhà máy điện thì thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công tháng t, năm j ($FOMC_{j,t}^{nc}$) được xác định theo công thức sau (đồng/kWh):

$$FOMC_{j,t}^{nc} = FOMC_b^{nc} \times \prod_{l=1}^L (1 + i_l)$$

Trong đó:

$FOMC_b^{nc}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công Năm cơ sở là: (đồng/kWh);

i: Tỷ lệ trượt thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo Chỉ số giá tiêu dùng cả nước của Việt Nam (CPI) năm (l-1) so với năm (l-2) nhưng không vượt quá 2,5%/năm, được nêu tại Chỉ số giá tiêu dùng cả nước tháng 12 của năm liền kề trước năm j, công bố trên Trang thông tin điện tử thống kê của Tổng cục Thống kê;

l: Số thứ tự năm thanh toán tính từ Năm cơ sở (đối với Năm cơ sở l = 1, $i_l = 0$).

II. SẢN LƯỢNG ĐIỆN NĂNG THEO HỢP ĐỒNG

1. Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm [tại điểm giao nhận điện của nhà máy] theo thời hạn Hợp đồng của Nhà máy điện là [...] (tr.kWh).

2. Sản lượng Hợp đồng năm, tháng do Bên Mua và Bên Bán ký xác nhận theo Quy định thị trường điện cạnh tranh.

III. THANH TOÁN TIỀN ĐIỆN THEO HỢP ĐỒNG

- **Giai đoạn trước ngày vận hành thương mại (nhà máy nhiệt điện)**

Đối với chi phí chạy thử nghiệm thu trước giai đoạn nhà máy nhiệt điện vận hành thương mại: Hai bên thỏa thuận theo hướng dẫn tại Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương và các Thông tư sửa đổi, bổ sung thay thế.

- **Giai đoạn sau ngày vận hành thương mại**

1. Trường hợp Nhà máy điện:

- Chưa tham gia thị trường điện cạnh tranh hoặc gián tiếp tham gia thị trường điện cạnh tranh;

- Đã tham gia thị trường điện cạnh tranh nhưng có giai đoạn dừng tham gia thị trường điện theo quyết định của cơ quan có thẩm quyền hoặc can thiệp thị trường:

Tiền điện thanh toán (R_{tt}) của Nhà máy điện được tính toán cụ thể như

sau:

$$R_{tt} = R_t \times (1 + \text{VAT})$$

Trong đó:

R_t Tiền điện thanh toán cho tháng t năm j , chưa bao gồm thuế VAT (đồng);

$$R_t = (P_{c,j,t} \times Q_{m,j,t} + R_k + R_{Th})$$

$P_{c,j,t}$ Giá Hợp đồng quy định tại mục I Phụ lục này (đồng/kWh);

$Q_{m,j,t}$ Sản lượng điện tại điểm giao nhận của Nhà máy điện (kWh);

R_k Các chi phí khác (đồng), gồm có:

+ Chi phí thanh toán cho tổ máy thí nghiệm phù hợp với lịch thử nghiệm đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt, được xác định bằng: (i) Phần sản lượng điện đo đếm của tổ máy thí nghiệm trong thời gian thí nghiệm và (ii) Giá biến đổi được quy định tại mục I Phụ lục này.

+ Các khoản thanh toán hiệu chỉnh (nếu có) (đồng).

R_{Th} Tổng các khoản thuế, phí, các khoản tiền phải nộp trong tháng theo quy định pháp luật có liên quan được Bên bán và Bên mua thống nhất (kèm theo các chứng từ hợp lệ) (đồng);

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

Trường hợp Nhà máy điện được Bên bán ký nhiều Hợp đồng với các bên mua, khoản tiền điện thanh toán R_t (chưa bao gồm thuế VAT) được Bên bán tính toán, phân bổ cho các Bên mua theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận trong tháng (chu kỳ thanh toán) do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

2. Khi Nhà máy điện chính thức tham gia Thị trường điện cạnh tranh,

2.1. Tổng số tiền thanh toán sai khác theo Hợp đồng trong tháng t được xác định theo công thức sau:

$$R_{C_t} = \sum_{d=1}^D \sum_{i=1}^I (P_{C_{j,t}} - FMP_{d,j}) \times Q_{C_{di}}$$

Trong đó:

R_{C_t} : Tổng số tiền điện thanh toán sai khác theo Hợp đồng trong tháng t (đồng) chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng;

D : Tổng số ngày trong tháng t ;

d : Ngày giao dịch trong tháng t ;

I : Tổng số chu kỳ giao dịch của ngày giao dịch d ;

i : Chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch d ;

$P_{C,j,t}$: Giá Hợp đồng quy định tại mục I Phụ lục 5 của Hợp đồng;

$FMP_{d,i}$: Giá thị trường toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện của chu kỳ giao dịch i , ngày d trong tháng t (đồng/kWh);

$Q_{C_{d,i}}$: Sản lượng Hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i , ngày d trong tháng t (kWh).

2.2. Tổng các khoản thanh toán khác theo quy định của Hợp đồng gồm có:

a) Chi phí thanh toán lãi suất phạt trả chậm theo quy định tại Điều 8 của Hợp đồng;

b) Các khoản thanh toán hiệu chỉnh (nếu có);

c) Các chi phí khác do hai bên thỏa thuận.

2.3. Các khoản thanh toán khác của Nhà máy điện [ký hợp đồng mua bán điện với Bên mua điện] được xác định như sau:

a) Phần sản lượng điện năng do chênh lệch giữa sản lượng đo đếm điện năng tháng với tổng sản lượng điện năng đo đếm các chu kỳ giao dịch trong tháng theo Quy định thị trường điện cạnh tranh được thanh toán theo giá Hợp đồng ($P_{C,j,t}$) được quy định tại mục I Phụ lục 5 của Hợp đồng;

b) Trong trường hợp tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng hoặc phải ngừng 01 lò hơi để giảm công suất theo Quy định thị trường điện cạnh tranh:

Khoản thanh toán trong trường hợp này được xác định bằng tổng chi phí khởi động ứng với các trạng thái khởi động.

Chi phí khởi động ứng với các trạng thái khởi động được Bên bán và Bên mua thỏa thuận từ định mức nhiên liệu, vật liệu phụ,.. như sau [...].

c) Trường hợp Nhà máy điện có tổ máy thí nghiệm phù hợp với lịch thử nghiệm đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt, khoản thanh toán đối với sản lượng điện phát ra của Nhà máy điện theo Quy định thị trường điện cạnh tranh được xác định như sau:

- Tổ máy thí nghiệm: Được tính bằng giá biến đổi được quy định tại Mục I Phụ lục 5 của Hợp đồng;

- Tổ máy không thí nghiệm: Được tính bằng giá Hợp đồng được quy định tại Mục I Phụ lục 5 của Hợp đồng.

d) Trường hợp nhà máy điện có tổ máy tham gia thử nghiệm AGC theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt: Khoản thanh toán đối với sản lượng điện của nhà máy điện theo Quy định thị trường điện cạnh tranh được xác định theo giá Hợp đồng được quy định tại Mục I Phụ lục 5 của Hợp đồng;

đ) Các khoản thanh toán khác theo Quy định thị trường điện cạnh tranh.

Các khoản thanh toán khác theo Quy định thị trường điện cạnh tranh tại mục 2.3 này được Bên bán tính toán, phân bổ cho các Bên mua theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận trong tháng (chu kỳ thanh toán) do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

2.4. Tổng số tiền điện thanh toán hàng tháng theo Hợp đồng (R_t) được xác định như sau:

$$R_{tt} = (R_{TT,t} + R_{C,t} + R_{C,k,HD} + R_{C,k,TT} + R_{Th}) \times (1+VAT)$$

Trong đó:

$R_{TT,t}$ Tổng các khoản thanh toán thị trường theo bảng kê thanh toán tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia cung cấp (đồng);

$R_{C,t}$ Tổng số tiền điện thanh toán sai khác theo Hợp đồng trong tháng t (đồng) được xác định tại khoản 2.1 mục này (đồng);

$R_{C,k,HD}$ Tổng các khoản thanh toán khác theo quy định của Hợp đồng (đồng) được xác định tại Khoản 2.2 Mục này;

$R_{C,k,TT}$ Tổng số tiền điện thanh toán khác theo quy định thị trường điện cạnh tranh (đồng) được xác định tại Khoản 2.3 Mục này;

R_{Th} Tổng các khoản thuế, phí, các khoản tiền phải nộp trong tháng theo quy định pháp luật có liên quan được Bên bán tính toán, phân bổ cho các Bên mua theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận trong tháng (chu kỳ thanh toán) do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố (kèm theo các chứng từ hợp lệ) (đồng);

VAT Thuế suất thuế giá trị gia tăng được xác định theo quy định hiện hành (%).

2.5. Chênh lệch tỷ giá (FED): Hàng năm, hai bên báo cáo Bộ Công Thương, Cục Điều tiết điện lực kết quả tính toán chênh lệch tỷ giá VND/USD của năm trước liền kề, đề xuất phương án thanh toán. Chênh lệch tỷ giá (đồng) được tính toán theo công thức sau:

$$FED = \sum_{j=1}^n [D_j \times (\lambda_j - \lambda_b)]$$

Trong đó:

n Số lần thanh toán ngoại tệ USD trong năm tính toán (lần);

D_j Số nợ gốc bằng USD đã trả thực tế lần j trong năm tính toán. Tổng nợ gốc bằng USD đã trả thực tế trong năm tính toán không lớn hơn tổng nợ gốc bằng USD tại năm tương ứng trong phương án giá điện hai bên thống nhất theo bảng sau:

Năm 1	Năm 2	Năm 3	Năm 4	Năm 5	Năm ...

λ_j : Tỷ giá quy đổi VNĐ/USD lần thanh toán j trong năm của khoản D_j ;

λ_b : Tỷ giá VNĐ/USD cơ sở hai bên thống nhất trong phương án giá điện
(..... VNĐ/USD)

Phụ lục VI
CÁC THÔNG SỐ CHÍNH TRONG TÍNH TOÁN GIÁ ĐIỆN

Phụ lục VII
CÁC MỐC TIẾN ĐỘ DỰ ÁN

(Kèm theo Hợp đồng số ...ngày ... tháng ... năm...)

I. CÁC MỐC TIẾN ĐỘ DỰ ÁN

1. Ngày khởi công chính thức xây dựng Nhà máy điện: [...]
2. Ngày bắt đầu tiến hành thí nghiệm liên động: [...]
3. Ngày đóng điện lần đầu: [...]
4. Ngày thử nghiệm: [...]
5. Ngày vận hành thương mại của tổ máy i: [...]
6. Ngày vận hành thương mại Nhà máy điện: [...]

II. CÁC TÀI LIỆU BÊN BÁN PHẢI CUNG CẤP CHO BÊN MUA

Bên bán có nghĩa vụ cung cấp cho Bên mua bản sao hợp lệ các tài liệu để công nhận Ngày vận hành thương mại như sau: [...].

Phụ lục VIII
QUY TRÌNH THỬ NGHIỆM
(Kèm theo Hợp đồng số ...ngày ... tháng ... năm...)

Phụ lục IX
MẪU BIỂU BÁO CÁO TÌNH HÌNH THANH TOÁN TIỀN ĐIỆN
Quý ... năm ...

(Kèm theo Hợp đồng số ...ngày ... tháng ... năm...)

TT	Nội dung	Đơn vị tính	Tháng ...	Tháng ...	Tháng ...
A	Tình hình thanh toán tiền điện (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng)				
1	Tổng tiền thanh toán theo hợp đồng	Triệu đồng			
2	Tổng khoản thanh toán thị trường điện	Triệu đồng			
3	Tổng khoản thanh toán khác	Triệu đồng			
4	Tổng chi phí khởi động	Triệu đồng			
5	Tổng các khoản thuế, phí, khoản bằng tiền (chi tiết các khoản)	Triệu đồng			
6	Sản lượng hợp đồng Qc theo từng tháng	Triệu kWh			
B	Thông số tính toán thực tế từng tháng				
1	Giá cố định năm	Đồng/kWh			
2	Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác	Đồng/kWh			
3	Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công	Đồng/kWh			
4	Giá biến đổi của nhà máy điện	Đồng/kWh			
5	Giá vận chuyển theo nhiên liệu chính	Đồng/kWh			
6	Giá nhiên liệu than/khí (chưa có cước vận chuyển)	Đồng/tấn, USD/BTU			
7	Cước phí vận chuyển than	Đồng/tấn, USD/BTU			
8	Giá nhiên liệu dầu	Đồng/tấn			
9	Lương tối thiểu vùng	Đồng/người /tháng			

TT	Nội dung	Đơn vị tính	Tháng ...	Tháng ...	Tháng ...
10	Số lần khởi động (ứng với các trạng thái khởi động)	lần			
11	Tỷ giá ngoại tệ trong thanh toán nhiên liệu khí, nhiên liệu than	Đồng/USD			
12	Tỷ giá ngoại tệ thực hiện trong thanh toán các hợp đồng vay thực tế với Ngân hàng, tổ chức tín dụng (nếu có)	Đồng/USD			