

THÔNG TƯ
Quy định hệ thống điện truyền tải

Căn cứ Nghị định số 189/2007/NĐ-CP ngày 27 tháng 12 năm 2007 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;

Căn cứ Nghị định số 105/2005/NĐ-CP ngày 17 tháng 8 năm 2005 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Điện lực;

Căn cứ Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26 tháng 01 năm 2006 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt lộ trình, các điều kiện 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 quy định hệ thống điện truyền tải như sau:

Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về:

1. Các tiêu chuẩn vận hành hệ thống điện truyền tải.
2. Đầu tư phát triển lưới điện truyền tải.
3. Dự báo nhu cầu phụ tải điện.
4. Điều kiện và thủ tục đấu nối vào lưới điện truyền tải.
5. Điều độ và vận hành hệ thống điện truyền tải.
6. Đo đếm điện năng tại các điểm giao nhận giữa lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối, nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải không tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh và khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Thông tư này áp dụng cho các đối tượng sau đây:

1. Đơn vị truyền tải điện.
2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
3. Đơn vị bán buôn điện.
4. Đơn vị phân phối điện.
5. Đơn vị phát điện có nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải.
6. Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.
7. Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

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

1. *An ninh hệ thống điện* là khả năng nguồn điện đảm bảo cung cấp điện đáp ứng nhu cầu phụ tải điện tại một thời điểm hoặc một khoảng thời gian xác định có xét đến các ràng buộc trong hệ thống điện.

2. *Cấp điện áp* là một trong những giá trị của điện áp danh định được sử dụng trong hệ thống điện, bao gồm:

- a) Hạ áp là cấp điện áp dưới 1000V;
- b) Trung áp là cấp điện áp từ 1000V đến 35kV;
- c) Cao áp là cấp điện áp danh định trên 35kV đến 220kV;
- d) Siêu cao áp là cấp điện áp danh định trên 220kV.

3. *Cấp điều độ có quyền điều khiển* là cấp điều độ có quyền chỉ huy, điều độ hệ thống điện trong phạm vi quản lý của mình, bao gồm điều độ hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện miền và hệ thống điện phân phối.

4. *Công suất khả dụng của tổ máy* là công suất phát thực tế cực đại của tổ máy phát điện có thể phát ổn định, liên tục trong một khoảng thời gian xác định.

5. *Công tơ* là thiết bị đo đếm điện năng thực hiện tích phân công suất theo thời gian, lưu và hiển thị giá trị điện năng đo đếm được.

6. *Dự phòng quay* là lượng công suất dự trữ của các tổ máy phát điện đang vận hành trong hệ thống điện quốc gia sẵn sàng cho huy động đáp ứng yêu cầu huy động của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

7. *Điều chỉnh tự động công suất phát nhà máy điện AGC* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Generation Control) là 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.

8. *Điều chỉnh tự động tần số của hệ thống điện AFC* (viết tắt theo tiếng

Anh: Automatic Frequency Control) là cơ chế điều khiển sự thay đổi công suất tác dụng của các tổ máy phát điện thông qua hệ thống thiết bị tự động để đảm bảo cho tần số của hệ thống điện ổn định trong phạm vi cho phép.

9. *Điều chỉnh điện áp tự động AVR của tổ máy phát điện* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Voltage Regulator) là thiết bị tự động điều khiển điện áp đầu cực máy phát thông qua tác động vào hệ thống kích từ của máy phát để đảm bảo điện áp tại đầu cực máy phát trong giới hạn cho phép.

10. *Điều chỉnh tần số sơ cấp* là quá trình điều chỉnh tức thời được thực hiện bởi số lượng lớn các tổ máy có bộ phận điều chỉnh công suất tua bin theo sự biến đổi của tần số.

11. *Điều chỉnh tần số thứ cấp* là quá trình điều chỉnh tiếp theo của điều chỉnh tần số sơ cấp thực hiện thông qua tác động của hệ thống AGC đối với một số các tổ máy được quy định cụ thể trong hệ thống, hệ thống sa thải phụ tải theo tần số hoặc lệnh của điều độ hệ thống điện.

12. *Điều độ hệ thống điện* là hoạt động chỉ huy, điều khiển quá trình phát điện, truyền tải điện, phân phối điện trong hệ thống điện quốc gia theo quy trình, quy phạm kỹ thuật và phương thức vận hành đã được xác định.

13. *Đơn vị bán buôn điện* là đơn vị được cấp phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán buôn điện và xuất nhập khẩu điện, có nghĩa vụ mua toàn bộ điện năng từ các Đơn vị phát điện để bán buôn điện cho các Đơn vị phân phối điện và xuất nhập khẩu điện thông qua lưới điện truyền tải trong giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh.

14. *Đơn vị phát điện* là đơn vị điện lực sở hữu các nhà máy điện đấu nối với lưới điện truyền tải hoặc các nhà máy điện có công suất đặt trên 30MW đấu nối vào lưới điện phân phối.

15. *Đơn vị phân phối điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phân phối và bán lẻ điện, nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải để bán lẻ tới các khách hàng sử dụng điện hoặc các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện khác.

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

17. *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; quản lý, điều phối các giao dịch mua bán điện và dịch vụ phụ trợ trên thị trường điện.

18. *Độ tin cậy của hệ thống điện* là chỉ số xác định khả năng của hệ thống điện đảm bảo cung cấp điện liên tục cho phụ tải điện.

19. *Độ tin cậy tác động của hệ thống bảo vệ* là chỉ số xác định khả năng sẵn sàng và chọn lọc của hệ thống bảo vệ để gửi lệnh bảo vệ tới các máy cắt liên quan trực tiếp đến phần tử hệ thống điện bị sự cố.

20. *Hệ thống quản lý năng lượng EMS* (viết tắt theo tiếng Anh: Energy Management System) là hệ thống phần mềm tự động vận hành tối ưu hệ thống điện.

21. *Hệ thống điều khiển phân tán DCS* (viết tắt theo tiếng Anh: Distributed Control System) là hệ thống các thiết bị điều khiển trong nhà máy điện hoặc trạm điện được kết nối mạng theo nguyên tắc điều khiển phân tán để tăng độ tin cậy và hạn chế các ảnh hưởng do sự cố phần tử điều khiển trong nhà máy điện hoặc trạm điện.

22. *Hệ thống đo đếm* là hệ thống bao gồm các thiết bị đo đếm và mạch điện được tích hợp để đo đếm và xác định lượng điện năng truyền tải qua một vị trí đo đếm.

23. *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.

24. *Hệ thống điện truyền tải* là hệ thống bao gồm lưới điện truyền tải và các nhà máy điện đầu nối vào lưới điện truyền tải.

25. *Hệ thống SCADA* (viết tắt theo tiếng Anh: Supervisory Control And Data Acquisition) là hệ thống thu thập số liệu để phục vụ việc giám sát, điều khiển và vận hành hệ thống điện.

26. *Hệ số chạm đất* là tỷ số giữa giá trị điện áp của pha không bị sự cố sau khi xảy ra ngắn mạch chạm đất với giá trị điện áp của pha đó trước khi xảy ra ngắn mạch chạm đất (áp dụng cho trường hợp ngắn mạch một pha hoặc ngắn mạch hai pha chạm đất).

27. *Hòa đồng bộ* là thao tác nối tổ máy phát điện vào hệ thống điện hoặc nối hai phần của hệ thống điện với nhau.

28. *Khả năng khởi động đen* là khả năng của một nhà máy có thể khởi động ít nhất một tổ máy từ trạng thái dừng hoàn toàn và hòa đồng bộ vào lưới mà không cần nhận điện từ lưới điện truyền tải hoặc lưới điện phân phối khu vực.

29. *Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải* là tổ chức, cá nhân có trang thiết bị điện, lưới điện đầu nối vào lưới điện truyền tải để sử dụng dịch vụ truyền tải điện, bao gồm:

- a) Đơn vị phát điện có nhà máy điện đầu nối vào lưới điện truyền tải;
- b) Đơn vị phân phối điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;
- c) Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.

30. *Khởi động nguội* là thực hiện các thao tác từ đầu để đưa tổ máy phát điện đã ngừng đến trạng thái nguội vào vận hành.

31. *Lệnh điều độ* là lệnh chỉ huy điều khiển chế độ vận hành hệ thống điện từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông qua hệ thống thông tin điều độ.

32. *Lưới điện* là hệ thống đường dây tải điện, máy biến áp và trang thiết bị đồng bộ để truyền dẫn điện.

33. *Lưới điện phân phối* là phần lưới điện bao gồm toàn bộ các đường dây và trạm biến áp có cấp điện áp từ 35kV trở xuống, các đường dây và trạm biến áp có điện áp 110kV để thực hiện chức năng phân phối điện đến khách hàng sử dụng điện.

34. *Lưới điện truyền tải* là phần lưới điện bao gồm toàn bộ các đường dây và trạm biến áp có cấp điện áp từ 220kV trở lên, các đường dây và trạm biến áp có điện áp 110kV mang chức năng truyền tải để tiếp nhận công suất từ các nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia.

35. *Máy biến dòng điện* (viết tắt theo tiếng Anh: Current Transformer) là thiết bị biến đổi dòng điện, mở rộng phạm vi đo dòng điện và điện năng cho hệ thống đo đếm.

36. *Máy biến điện áp* (viết tắt theo tiếng Anh: Voltage Transformer) là thiết bị biến đổi điện áp, mở rộng phạm vi đo điện áp và điện năng cho hệ thống đo đếm.

37. *Mức nhấp nháy điện áp ngắn hạn* P_{st} là giá trị đo được trong khoảng thời gian mười (10) phút bằng thiết bị đo theo tiêu chuẩn IEC868.

38. *Mức nhấp nháy điện áp dài hạn* P_{lt} được tính từ mười hai (12) kết quả đo P_{st} liên tiếp sau khoảng thời gian hai (02) giờ, theo công thức:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} * \sum_{j=1}^{12} P_{stj}^3}$$

39. *Ngày điển hình* là ngày được chọn có chế độ tiêu thụ điện điển hình của phụ tải điện. Ngày điển hình bao gồm ngày điển hình của ngày làm việc và ngày cuối tuần cho năm, tháng và tuần.

40. *Ngừng, giảm cung cấp điện theo kế hoạch* là việc ngừng cung cấp điện cho các khách hàng sử dụng điện để thực hiện kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa, đại tu, xây lắp các công trình điện; điều hòa, hạn chế phụ tải do thiếu điện theo kế hoạch hạn chế phụ tải do đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông báo.

41. *Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh* là quy định do Bộ Công Thương ban hành để điều chỉnh hoạt động của các đối tượng tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

42. *Sa thải phụ tải* là quá trình cắt phụ tải ra khỏi lưới điện do tác động của hệ thống sa thải phụ tải tự động hoặc theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

43. *Sai số điều độ* là sai số cho phép giữa công suất phát thực tế của tổ máy được huy động và công suất được huy động theo lệnh điều độ.

44. *Sự cố đơn lẻ* là sự cố một phần tử trong hệ thống điện truyền tải khi hệ thống đang ở trạng thái vận hành bình thường, bao gồm các trường hợp sự cố

một đường dây truyền tải, một máy biến áp hoặc một tổ máy phát điện bất kỳ.

45. *Sự cố hệ thống điện* là sự kiện một hoặc nhiều trang thiết bị trong hệ thống điện do tác động từ nhiều nguyên nhân dẫn đến hoạt động không bình thường, gây ngừng cung cấp điện hoặc mất ổn định, mất an toàn và không đảm bảo chất lượng điện năng của hệ thống điện.

46. *Sự cố nhiều phần tử* là trường hợp xảy ra hai sự cố đơn lẻ trở lên tại cùng một thời điểm.

47. *Sự cố nghiêm trọng* là sự cố gây mất điện trên diện rộng hoặc toàn bộ lưới điện truyền tải hoặc gây cháy, nổ làm tổn hại đến người và tài sản.

48. *Sup đổ hệ thống điện* là tình huống mà toàn bộ các phần tử trong hệ thống điện bị mất điện do sự cố.

49. *Tách lưới* là các thao tác đưa một trong các phần tử của hệ thống điện ra khỏi vận hành.

50. *Tan rã hệ thống điện* là tình huống hệ thống điện quốc gia bị chia tách thành nhiều hệ thống điện nhỏ tách rời do sự cố.

51. *Thiết bị đo đếm* là các thiết bị bao gồm công tơ, máy biến dòng điện, máy biến điện áp và các thiết bị phụ trợ phục vụ đo đếm điện năng.

52. *Thiết bị đầu cuối RTU* (viết tắt theo tiếng Anh: Remote Terminal Unit) là thiết bị đặt tại trạm điện hoặc nhà máy điện phục vụ việc thu thập và biến đổi dữ liệu để truyền về máy tính trung tâm của hệ thống SCADA/EMS.

53. *Thiết bị ổn định hệ thống điện PSS* (viết tắt theo tiếng Anh: Power System Stabilizer) là thiết bị đưa tín hiệu bổ sung tác động vào bộ tự động điều chỉnh điện áp (AVR) để giảm mức dao động điện áp trong hệ thống điện.

54. *Thời gian khởi động* là khoảng thời gian ngắn nhất cần có để khởi động một tổ máy phát điện tính từ khi Đơn vị phát điện nhận được lệnh khởi động từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đến khi tổ máy phát điện được hoà đồng bộ vào hệ thống điện quốc gia.

55. *Tiêu chuẩn IEC* là tiêu chuẩn về kỹ thuật điện do Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế ban hành.

56. *Tự động sa thải phụ tải khi tần số thấp* là tác động cắt tải tự động của rơ le tần số khi tần số của hệ thống điện xuống dưới ngưỡng cho phép.

57. *Trang Web chính thức của thị trường điện* là trang thông tin điện tử do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chịu trách nhiệm quản lý để đăng tải các thông tin về hệ thống điện và thị trường điện.

58. *Vị trí đo đếm* là vị trí vật lý trên mạch điện nhất thứ, tại đó điện năng mua bán được đo đếm và xác định.

Chương II

TIÊU CHUẨN VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 4. Tần số

1. Tần số danh định của hệ thống điện quốc gia Việt Nam là 50Hz. Ở các chế độ vận hành của hệ thống điện, tần số được phép dao động trong các phạm vi được quy định tại Bảng 1.

Bảng 1. Phạm vi dao động tần số của hệ thống điện quốc gia

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

2. Trong trường hợp hệ thống điện quốc gia bị sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc trong trạng thái khẩn cấp, cho phép tần số hệ thống điện dao động trong khoảng từ 47Hz cho đến 52Hz. Dải tần số cho phép và số lần cho phép xuất hiện được xác định theo chu kỳ một (01) năm hoặc hai (02) năm được quy định tại Bảng 2.

Bảng 2. Dải tần số cho phép và số lần cho phép trong trường hợp sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc trạng thái khẩn cấp

Dải tần số cho phép (Hz) (“f” là tần số hệ thống điện)	Số lần cho phép theo chu kỳ thời gian (tính từ thời điểm bắt đầu chu kỳ)
$52 \geq f \geq 51,25$	7 lần trong 01 năm
$51,25 > f > 50,5$	50 lần trong 01 năm
$49,5 > f > 48,75$	60 lần trong 01 năm
$48,75 \geq f > 48$	12 lần trong 01 năm
$48 \geq f \geq 47$	01 lần trong 02 năm

Điều 5. Điện áp

1. Các cấp điện áp danh định trong lưới điện truyền tải bao gồm 500kV, 220kV và 110kV.

2. Trong điều kiện làm việc bình thường hoặc khi có sự cố đơn lẻ xảy ra trong lưới điện truyền tải, điện áp tại thanh cái cho phép vận hành trên lưới được quy định tại Bảng 3:

Bảng 3. Điện áp tại thanh cái cho phép vận hành trên lưới điện truyền tải

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

3. Trong trường hợp hệ thống điện truyền tải bị sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng, trong trạng thái khẩn cấp hoặc trong quá trình khôi phục hệ thống, cho phép mức dao động điện áp trên lưới điện tạm thời lớn hơn $\pm 10\%$ so với điện áp danh định nhưng không được vượt quá $\pm 20\%$ so với điện áp danh định.

4. Trong thời gian sự cố, điện áp tại nơi xảy ra sự cố và vùng lân cận có thể giảm quá độ đến giá trị bằng 0 ở pha bị sự cố hoặc tăng quá 110% điện áp danh định ở các pha không bị sự cố cho đến khi sự cố được loại trừ.

Điều 6. Cân bằng pha

Trong chế độ làm việc bình thường, thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha không được vượt quá 3% điện áp danh định đối với các cấp điện áp danh định trong lưới điện truyền tải.

Điều 7. Sóng hài

1. Giá trị cực đại cho phép của tổng mức biến dạng điện áp (tính theo % điện áp danh định) do các thành phần sóng hài bậc cao gây ra đối với các cấp điện áp 110kV, 220kV và 500kV phải nhỏ hơn hoặc bằng 3%.

2. Giá trị cực đại cho phép của tổng mức biến dạng phía phụ tải (tính theo % dòng điện danh định) đối với các cấp điện áp 110kV, 220kV và 500kV phải nhỏ hơn hoặc bằng 3%.

3. Trong điều kiện vận hành bình thường, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đảm bảo tổng mức biến dạng do sóng hài trên lưới điện truyền tải không vượt quá các giá trị quy định khoản 1 Điều này.

4. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo thiết bị đầu nối của mình không phát thêm sóng hài lên lưới điện vượt quá giá trị quy định tại khoản 2 Điều này.

5. Trường hợp tổng mức biến dạng sóng hài phía phụ tải có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại khoản 2 Điều này, Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra giá trị sóng hài và điều tra nguyên nhân nếu có vi phạm. Trường hợp tổng mức biến dạng sóng hài phía phụ tải vi phạm quy định, bên vi phạm phải trả toàn bộ chi phí kiểm tra, điều tra và các thiệt hại gây ra cho Đơn vị truyền tải điện. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy phụ tải không vi phạm tiêu chuẩn, Đơn vị truyền tải điện phải tự chịu toàn bộ chi phí kiểm tra.

6. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải cho rằng tổng mức biến dạng điện áp có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại khoản 1 Điều này, khách hàng có quyền yêu cầu Đơn vị truyền tải điện kiểm tra các giá trị sóng hài. Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra giá trị sóng hài và điều tra nguyên nhân nếu có vi phạm. Trường hợp tổng mức biến dạng điện áp vi phạm quy định, Đơn vị truyền tải điện phải chịu toàn bộ chi phí kiểm tra, điều tra và các thiệt hại gây ra. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy không vi phạm tiêu chuẩn, khách hàng đề nghị kiểm tra phải trả cho Đơn vị truyền tải toàn bộ chi phí kiểm tra.

Điều 8. Mức nhấp nháy điện áp

1. Mức nhấp nháy điện áp tối đa cho phép trong lưới điện truyền tải được quy định tại Bảng 4.

Bảng 4. Mức nhấp nháy điện áp

Cấp điện áp	$P_{lt95\%}$	$P_{st95\%}$
110, 220, 500kV	0,6	0,8

2. Trong đó $P_{lt95\%}$ là ngưỡng giá trị của P_{lt} sao cho trong khoảng 95% thời gian đo (ít nhất một tuần) và 95% số vị trí đo P_{lt} không vượt quá giá trị này.

3. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm kiểm soát mức nhấp nháy điện áp trên lưới điện truyền tải đảm bảo mức nhấp nháy điện áp tại điểm đấu nối không vượt quá các giá trị quy định tại Bảng 4 trong chế độ vận hành bình thường. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo thiết bị đấu nối của mình không gây ra mức nhấp nháy điện áp trên lưới điện vượt quá giá trị quy định tại Bảng 4.

4. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải cho rằng mức nhấp nháy điện áp có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại khoản 1 Điều này, khách hàng có quyền yêu cầu Đơn vị truyền tải điện kiểm tra mức nhấp nháy điện áp. Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra mức nhấp nháy điện áp và điều tra nguyên nhân nếu có vi phạm. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy mức nhấp nháy điện áp vi phạm quy định, Đơn vị truyền tải điện phải chịu toàn bộ chi phí kiểm tra, điều tra và các thiệt hại gây ra; trường hợp không vi phạm tiêu chuẩn, khách hàng đề nghị kiểm tra phải trả cho đơn vị truyền tải toàn bộ chi phí kiểm tra.

5. Trường hợp cho rằng Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải gây ra mức nhấp nháy điện áp vượt quá giá trị cho phép, Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra mức nhấp nháy điện áp và xác định nguyên nhân gây ra vi phạm. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy mức nhấp nháy điện áp do khách hàng vi phạm quy định thì bên vi phạm phải trả toàn bộ chi phí kiểm tra, điều tra và các thiệt hại gây ra cho Đơn vị truyền tải điện; trường hợp không vi phạm tiêu chuẩn, Đơn vị truyền tải điện phải tự chịu toàn bộ chi phí kiểm tra.

Điều 9. Dao động điện áp

1. Dao động điện áp tại điểm đấu nối trên lưới điện truyền tải do phụ tải dao động gây ra không được vượt quá 2,5% của điện áp danh định và phải nằm trong phạm vi giá trị điện áp vận hành cho phép đối với từng cấp điện áp được quy định tại Điều 5 Thông tư này.

2. Trong trường hợp chuyển nấc phân áp dưới tải bằng tay, dao động điện áp tại điểm đấu nối với phụ tải không được vượt quá giá trị điều chỉnh điện áp của nấc phân áp máy biến áp điều áp dưới tải.

3. Cho phép mức điều chỉnh điện áp mỗi lần tối đa lên đến 5% giá trị điện áp danh định, với điều kiện việc điều chỉnh điện áp không được gây ra hỏng hóc thiết bị trên hệ thống điện truyền tải và thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

Điều 10. Chế độ nối đất trung tính

Chế độ nối đất trung tính của lưới điện truyền tải là chế độ nối đất trực tiếp.

Điều 11. Dòng điện ngắn mạch và thời gian loại trừ ngắn mạch

1. Trị số dòng ngắn mạch lớn nhất cho phép và thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch bằng bảo vệ chính trên hệ thống điện truyền tải được quy định tại Bảng 5.

Bảng 5. Dòng điện ngắn mạch và thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch

Cấp điện áp	Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép (kA)	Thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch bằng bảo vệ chính (ms)	Thời gian chịu đựng của bảo vệ chính (s)
500kV	40	80	3
220kV	40	100	3
110kV	31,5	150	3

2. Trong một số trường hợp đặc biệt, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đề xuất để được phép áp dụng mức dòng ngắn mạch lớn nhất cho một số khu vực trong hệ thống điện truyền tải khác với mức quy định tại Bảng 5.

3. Cục Điều tiết điện lực phê duyệt cho phép áp dụng mức dòng điện ngắn mạch lớn nhất khác với quy định tại Bảng 5 sau khi xem xét các đề xuất, giải trình của Đơn vị truyền tải điện và ý kiến của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bị ảnh hưởng trực tiếp.

Điều 12. Hệ số chạm đất

Hệ số chạm đất của lưới điện truyền tải ở các cấp điện áp không được vượt quá 1,4.

Điều 13. Độ tin cậy của lưới điện truyền tải

1. Độ tin cậy của lưới điện truyền tải được xác định bằng lượng điện năng không cung cấp được hàng năm do ngừng, giảm cung cấp điện không theo kế hoạch, ngừng, giảm cung cấp điện có kế hoạch và sự cố trên lưới điện truyền tải gây mất điện cho khách hàng.

2. Điện năng không cung cấp được được tính bằng tích số giữa công suất phụ tải bị mất điện với thời gian phụ tải bị mất điện trong các trường hợp mất điện kéo dài trên một (01) phút, trừ các trường hợp sau:

a) Ngừng, giảm cung cấp điện do hệ thống điện quốc gia thiếu nguồn;

b) Ngừng, giảm mức cung cấp điện do sự kiện bất khả kháng (sự kiện xảy ra một cách khách quan không thể kiểm soát được, không thể lường trước được và không thể tránh được mặc dù đã áp dụng mọi biện pháp cần thiết trong khả năng cho phép).

3. Lượng điện năng không cung cấp được hàng năm của lưới điện truyền tải bằng tổng lượng điện năng không cung cấp được trong năm đối với các trường hợp theo quy định tại khoản 2 Điều này.

4. Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện xây dựng chỉ tiêu độ tin cậy của lưới điện truyền tải trình Tập đoàn điện lực Việt Nam thông qua, trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

Điều 14. Tổn thất điện năng của lưới điện truyền tải

1. Tổn thất điện năng hàng năm trên lưới điện truyền tải được xác định theo công thức sau:

$$\Delta A = \frac{A_{\text{nhận}}^{\text{tt}} - A_{\text{giao}}^{\text{tt}}}{A_{\text{nhận}}^{\text{tt}}}$$

Trong đó:

- ΔA : Tổn thất hàng năm trên lưới điện truyền tải;

- $A_{\text{nhận}}^{\text{tt}}$: Tổng lượng điện năng nhận vào lưới điện truyền tải trong năm là lượng điện năng nhận từ tất cả các Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cộng với tổng điện năng nhập khẩu bằng lưới điện truyền tải;

- $A_{\text{giao}}^{\text{tt}}$: Tổng lượng điện năng giao từ lưới điện truyền tải trong năm là lượng điện năng mà các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải tiếp nhận từ các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cộng với tổng điện năng xuất khẩu. Tổng điện năng giao từ lưới

điện truyền tải đã bao gồm tổng điện năng tự dùng của các trạm biến áp truyền tải.

2. Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện xây dựng mức tổn thất điện năng trên lưới điện truyền tải trình Tập đoàn điện lực Việt Nam thông qua, trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

Chương III

DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA

Điều 15. Quy định chung về dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia

1. Dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia là dự báo cho toàn bộ phụ tải điện được cung cấp điện từ hệ thống điện quốc gia, trừ các phụ tải có nguồn cung cấp điện riêng. Dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia là cơ sở để lập kế hoạch đầu tư phát triển hệ thống điện hàng năm, kế hoạch, phương thức vận hành hệ thống điện và vận hành thị trường điện.

2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia bao gồm dự báo nhu cầu phụ tải điện năm, tháng, tuần, ngày và giờ tới.

3. Trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền (Bắc, Trung, Nam) và phụ tải điện tại tất cả các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

b) Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình, trong đó bao gồm dự báo nhu cầu phụ tải điện tổng hợp toàn đơn vị và nhu cầu phụ tải tại từng điểm đấu nối;

c) Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu dự báo nhu cầu xuất nhập khẩu điện thông qua lưới điện truyền tải, trong đó bao gồm dự báo nhu cầu xuất nhập khẩu điện tổng hợp và tại từng điểm đấu nối phục vụ xuất nhập khẩu điện.

4. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm ban hành Quy định về phương pháp lập dự báo phụ tải điện hệ thống điện quốc gia.

Điều 16. Dự báo nhu cầu phụ tải điện năm

1. Số liệu phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện năm bao gồm:

a) Cho năm đầu tiên:

- Số liệu dự báo từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực

tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đầu nối;

- Số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày diễn hình của Đơn vị bán buôn điện và tại các điểm đầu nối.

b) Cho bốn (04) năm tiếp theo:

- Số liệu dự báo năm về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày diễn hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đầu nối;

- Số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện năm về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày diễn hình của Đơn vị bán buôn điện và tại các điểm đầu nối.

Chi tiết các số liệu sử dụng cho dự báo nhu cầu phụ tải điện năm tới quy định tại Phụ lục 1A ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Các yếu tố cần xem xét khi dự báo phụ tải điện năm tới bao gồm:

a) Tốc độ tăng trưởng kinh tế (GDP) năm tới được Chính phủ công bố;

b) Số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện và hệ số phụ tải hàng năm theo quy hoạch phát triển điện lực đã được phê duyệt;

c) Các số liệu thống kê về công suất, điện năng tiêu thụ trong ít nhất năm (05) năm trước gần nhất của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

d) Các số liệu thống kê xuất nhập khẩu điện về công suất, điện năng tiêu thụ trong ít nhất năm (05) năm trước gần nhất của Đơn vị bán buôn điện;

đ) Các số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện về công suất, điện năng của Đơn vị bán buôn điện;

e) Các giải pháp về tiết kiệm năng lượng và quản lý nhu cầu điện;

g) Những thông tin cần thiết khác.

3. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia năm bao gồm:

a) Cho năm đầu tiên: Công suất cực đại, điện năng, biểu đồ ngày diễn hình từng tháng của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đầu nối với lưới điện truyền tải;

b) Cho bốn (04) năm tiếp theo: Số liệu dự báo năm về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày diễn hình của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đầu nối với lưới điện truyền tải.

4. Trình tự thực hiện:

a) Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình theo quy định tại khoản 1 Điều này.

Trường hợp Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải không cung cấp số liệu đúng thời hạn quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền sử dụng số liệu dự báo của năm trước để dự báo phụ tải;

b) Trước ngày 01 tháng 9 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia cho năm tới và cho bốn (04) năm tiếp theo theo quy định tại khoản 3 Điều này và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện.

Điều 17. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng

1. Số liệu phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng bao gồm:

a) Số liệu dự báo từng tuần về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối;

b) Số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện từng tuần về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và tại các điểm đấu nối.

Chi tiết các số liệu sử dụng cho dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng tới quy định tại Phụ lục 1B ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Các yếu tố cần xem xét khi dự báo phụ tải điện tháng tới bao gồm:

a) Số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng trong số liệu dự báo năm đã công bố;

b) Các số liệu thống kê về công suất và điện năng tiêu thụ, phụ tải cực đại ban ngày và buổi tối của tháng cùng kỳ năm trước và ba (03) tháng trước gần nhất của các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

c) Các số liệu thống kê xuất nhập khẩu điện về công suất và điện năng tiêu thụ, phụ tải cực đại ban ngày và buổi tối trong ba (03) tháng trước gần nhất; các số liệu cam kết trong hợp đồng xuất nhập khẩu điện của Đơn vị bán buôn điện;

d) Các sự kiện có thể gây biến động lớn đến nhu cầu phụ tải điện và các thông tin cần thiết khác.

3. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia tháng tới bao gồm các số liệu sau: Công suất cực đại, điện năng, biểu đồ ngày điển hình từng tuần của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải.

4. Trình tự thực hiện:

a) Trước mười (10) ngày làm việc cuối cùng hàng tháng, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình theo quy định tại khoản 1 Điều này.

Trường hợp Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải không cung cấp số liệu đúng thời hạn quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền sử dụng số liệu dự báo của năm trước để dự báo phụ tải.

b) Trước ngày 25 hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành tính toán và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả dự báo phụ tải điện tháng tới.

Điều 18. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần

1. Số liệu phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần bao gồm số liệu dự báo điện năng, công suất cực đại từng ngày, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đầu nối.

Chi tiết các số liệu sử dụng cho dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần tới theo mẫu quy định tại Phụ lục 1C ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Các yếu tố xem xét khi dự báo phụ tải điện tuần tới bao gồm:

a) Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần của dự báo tháng đã công bố;

b) Các số liệu thống kê về công suất và điện năng tiêu thụ, phụ tải cực đại ban ngày và buổi tối trong bốn (04) tuần trước gần nhất của các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

c) Dự báo thời tiết của ngày trong tuần tới, các ngày lễ, tết và các sự kiện có thể gây biến động lớn đến nhu cầu phụ tải điện.

3. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia tuần tới bao gồm các số liệu sau: Điện năng, công suất cực đại từng ngày, biểu đồ ngày điển hình của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đầu nối với lưới điện truyền tải.

4. Trình tự thực hiện:

a) Trước 8h00 ngày thứ Ba hàng tuần, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình theo quy định tại khoản 1 Điều này.

Trường hợp Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải không cung cấp số liệu đúng thời hạn quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền sử dụng số liệu dự báo của tuần trước để dự báo phụ tải;

b) Trước 15h00 ngày thứ Năm hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành tính toán và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả dự báo phụ tải điện tuần tới.

Điều 19. Dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày

1. Các yếu tố xem xét khi dự báo phụ tải điện ngày tới bao gồm:

a) Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày của dự báo tuần đã công bố;

b) Các số liệu công suất, điện năng thực tế của hệ thống điện trong bảy (07) ngày trước; trường hợp ngày lễ, tết phải sử dụng các số liệu của các ngày lễ, tết năm trước;

c) Dự báo thời tiết của ngày tới và các thông tin cần thiết khác.

2. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia ngày tới bao gồm các số liệu sau: Công suất từng giờ của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối giữa lưới điện truyền tải.

3. Trình tự thực hiện: Trước 9h00 hàng ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành tính toán và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả dự báo phụ tải điện ngày tới.

Điều 20. Dự báo nhu cầu phụ tải điện giờ

1. Các yếu tố xem xét khi dự báo phụ tải điện giờ tới bao gồm:

a) Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện giờ của dự báo ngày đã công bố;

b) Các số liệu công suất, điện năng thực tế của hệ thống điện trong bốn mươi tám (48) giờ cùng kỳ tuần trước;

c) Dự báo thời tiết tại thời điểm gần nhất;

d) Các thông tin cần thiết khác.

2. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện giờ tới bao gồm:

a) Công suất cực đại của hệ thống điện quốc gia và hệ thống điện của ba miền Bắc, Trung, Nam cho giờ tới và ba (03) giờ tiếp theo;

b) Công suất cực đại tại từng điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cho giờ tới và ba (03) giờ tiếp theo.

3. Trình tự thực hiện: Trước phút thứ năm mươi (50), Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành tính toán và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả dự báo phụ tải điện của giờ tới và ba (03) giờ tiếp theo.

Chương IV

LẬP KẾ HOẠCH ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 21. Nguyên tắc chung

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm lập kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải của năm tới, có xét đến bốn (04) năm tiếp theo.

2. Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải hàng năm được lập trên các cơ sở sau đây:

a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải đã được công bố;

b) Phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, quy hoạch phát triển điện lực tỉnh đã được phê duyệt và các thỏa thuận đầu nối đã ký;

c) Đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành lưới điện quy định tại Chương II Thông tư này.

Điều 22. Nội dung kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải

Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải bao gồm các nội dung chính sau:

1. Đánh giá tình hình thực tế vận hành lưới điện truyền tải đến hết ngày 30 tháng 6 của năm hiện tại.

2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tại từng điểm giao nhận với lưới điện truyền tải cho năm tới và bốn (04) năm tiếp theo.

3. Đánh giá tình hình thực hiện đầu tư các hạng mục lưới điện truyền tải thuộc kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải được duyệt đến hết ngày 31 tháng 12 năm hiện tại.

4. Danh mục các dự án nguồn điện sẽ đầu nối vào lưới điện truyền tải trong năm tới và bốn (04) năm tiếp theo, kèm theo dự kiến điểm đầu nối, thỏa thuận đầu nối của những dự án nguồn điện này.

5. Danh mục các công trình hệ thống thông tin truyền dữ liệu phục vụ công tác vận hành hệ thống điện.

6. Kết quả tính toán các chế độ xác lập hệ thống điện truyền tải cho từng tháng của năm tới và cho mùa khô và mùa mưa của bốn (04) năm tiếp theo.

7. Kết quả tính toán dòng điện ngắn mạch tại các thanh cái 500kV, 220kV và 110kV trong lưới điện truyền tải.

8. Kết quả phân tích ổn định động, ổn định tĩnh của hệ thống điện truyền tải.

9. Kết quả tính toán bù công suất phản kháng trên lưới điện truyền tải.

10. Phân tích khả năng đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành của hệ thống điện truyền tải theo các quy định tại Chương II Thông tư này và các giải pháp thực hiện để đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành quy định.

11. Phân tích và lựa chọn phương án đầu tư lưới điện truyền tải đảm bảo truyền tải hết công suất của các nhà máy điện, đảm bảo cung cấp cho phụ tải, thỏa mãn các tiêu chí, tiêu chuẩn kỹ thuật và có chi phí nhỏ nhất.

12. Danh mục các hạng mục lưới điện truyền tải cần xây dựng năm tới và cho từng năm của giai đoạn bốn (04) năm tiếp theo. Kế hoạch thu xếp vốn cho thực hiện từng công trình.

13. Các kiến nghị.

Điều 23. Trách nhiệm cung cấp thông tin cho lập kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải

1. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin sau:

a) Danh sách các nhà máy điện mới dự kiến đầu nối vào lưới điện truyền tải trong năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo;

b) Tiến độ thực hiện đầu nối và ngày dự kiến vận hành của các nhà máy điện đó;

c) Các thông số chính của các nhà máy điện sẽ đầu nối vào hệ thống điện truyền tải và thông số điểm đầu nối theo quy định trong Phụ lục 2B ban hành kèm theo Thông tư này;

d) Các thay đổi liên quan đến đầu nối các nhà máy điện hiện có trong năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo.

2. Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp các thông tin sau:

a) Danh sách các điểm đầu nối dự kiến với lưới điện truyền tải năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo;

b) Tiến độ dự kiến đóng điện của các điểm đầu nối mới;

c) Công suất phụ tải cực đại tại các điểm đầu nối mới và các thông tin về đầu nối được quy định tại Phụ lục 2C ban hành kèm theo Thông tư này;

d) Dự kiến đề xuất thay đổi (nếu có) của điểm đầu nối hiện tại trong năm (05) năm tới, bao gồm cả các dự kiến thay đổi chi tiết.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải cung cấp các thông tin sau:

a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện hàng năm có xét đến bốn (04) năm tiếp theo phải phù hợp với quy định tại Điều 16 Thông tư này;

b) Dự kiến nhu cầu dịch vụ phụ trợ hàng năm có xét đến bốn (04) năm tiếp theo;

c) Kế hoạch huy động nguồn điện cho năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo được duyệt.

4. Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin sau:

a) Công suất, điện năng xuất nhập khẩu;

b) Tiến độ đưa vào vận hành các công trình nguồn điện mới năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo.

Điều 24. Trình tự lập, phê duyệt và công bố kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải

1. Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm gửi các yêu cầu về cung cấp thông tin và thời hạn cung cấp thông tin đến Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.

2. Trước ngày 01 tháng 9 hàng năm, các đơn vị phải cung cấp đầy đủ thông tin theo các nội dung yêu cầu quy định tại Điều 23 Thông tư này cho Đơn vị truyền tải điện.

3. Trước ngày 15 tháng 9 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện phải hoàn thành Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải cho năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam thông qua, trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

4. Trong thời hạn mười lăm (15) ngày kể từ ngày nhận được kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải cho năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thẩm định, phê duyệt.

5. Trong thời hạn mười lăm (15) ngày kể từ ngày kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải được Cục Điều tiết điện lực phê duyệt, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm công bố trên trang thông tin điện tử của đơn vị kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải đã được phê duyệt.

Chương V

ĐẤU NÓI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Mục 1

ĐIỂM ĐẤU NÓI VÀ RANH GIỚI PHÂN ĐỊNH TÀI SẢN, VẬN HÀNH

Điều 25. Điểm đấu nối

1. Điểm đấu nối là điểm nối trang thiết bị, lưới điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vào lưới điện truyền tải.

2. Vị trí điểm đấu nối được xác định như sau:

a) Đầu nối nhà máy điện: Điểm đầu nối được xác định tại dao cách ly đầu vào của ngăn lộ đầu vào thanh cái của sân phân phối nhà máy điện. Trường hợp sân phân phối nhà máy điện có đầu nối với nhà máy điện khác hoặc với lưới điện của Đơn vị phân phối điện, điểm đầu nối là dao cách ly phía cao áp của máy biến áp tăng áp của nhà máy điện;

b) Đầu nối lưới điện, thiết bị điện của Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải: trường hợp trạm biến áp thuộc sở hữu của Đơn vị truyền tải thì điểm đầu nối được xác định tại dao cách ly đường dây phía điện áp thứ cấp; trường hợp trạm biến áp thuộc sở hữu của Đơn vị phân phối điện hoặc của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải thì điểm đầu nối là dao cách ly đường dây phía điện áp sơ cấp;

c) Trường hợp điểm đầu nối khác với quy định tại điểm a và điểm b Khoản này phải do hai bên thỏa thuận và được Cục Điều tiết điện lực thông qua.

3. Điểm đầu nối phải được mô tả chi tiết bằng các bản vẽ, sơ đồ, thuyết minh có liên quan trong thoả thuận đầu nối.

Điều 26. Ranh giới phân định tài sản và quản lý vận hành

1. Ranh giới phân định tài sản giữa Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là điểm đầu nối.

2. Tài sản của mỗi bên tại ranh giới phân định tài sản phải được liệt kê chi tiết kèm theo các bản vẽ, sơ đồ có liên quan trong thoả thuận đầu nối.

3. Tài sản thuộc sở hữu của bên nào do bên đó có trách nhiệm đầu tư xây dựng và quản lý vận hành theo các tiêu chuẩn và quy định của pháp luật, trừ trường hợp có thoả thuận khác.

Mục 2

CÁC YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI THIẾT BỊ ĐẦU NỐI

Điều 27. Các yêu cầu chung

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thực hiện đầu tư phát triển lưới điện truyền tải theo quy hoạch và kế hoạch đầu tư đã được duyệt, đảm bảo trang thiết bị lưới điện truyền tải đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành theo quy định tại Chương II Thông tư này.

2. Việc đầu nối trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện của khách hàng vào lưới điện truyền tải phải thực hiện theo quy hoạch phát triển điện lực đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

3. Trường hợp đề nghị đầu nối mới chưa có trong quy hoạch phát triển

điện lực được duyệt, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo cho khách hàng có nhu cầu đấu nối và Cục Điều tiết điện lực về đề nghị đấu nối ngoài quy hoạch. Khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm lập hồ sơ bổ sung quy hoạch và trình cơ quan nhà nước có thẩm quyền xem xét, phê duyệt bổ sung quy hoạch phát triển điện lực trước khi thực hiện thỏa thuận đấu nối.

4. Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối phải có thỏa thuận đấu nối bằng văn bản, bao gồm những nội dung chính sau:

- a) Các nội dung kỹ thuật liên quan đến điểm đấu nối;
- b) Tiến độ thời gian hoàn thiện đấu nối;
- c) Các nội dung thương mại của thỏa thuận đấu nối.

5. Đơn vị truyền tải điện có quyền từ chối đề nghị đấu nối nếu trang thiết bị, lưới điện của khách hàng có nhu cầu đấu nối không tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật yêu cầu tại Thông tư này và các quy chuẩn ngành có liên quan hoặc đề nghị đấu nối không đúng với quy hoạch phát triển điện lực đã được duyệt.

6. Đơn vị truyền tải điện có quyền tách đấu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải ra khỏi lưới điện truyền tải nếu có căn cứ cho thấy khách hàng vi phạm các tiêu chuẩn kỹ thuật và tiêu chuẩn vận hành theo quy định tại Thông tư này hoặc các vi phạm quy định về an toàn, vận hành trên tài sản của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có thể gây ảnh hưởng đến an toàn vận hành lưới điện truyền tải. Trường hợp hai bên không thống nhất về việc tách đấu nối thì phải thực hiện trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp quy định tại Chương XI Thông tư này.

7. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phát điện có nhu cầu thay đổi thiết bị thuộc phạm vi quản lý của mình có thể gây ảnh hưởng đến vận hành an toàn các thiết bị điện của Đơn vị truyền tải điện tại điểm đấu nối, Đơn vị phát điện phải thông báo và phải được Đơn vị truyền tải điện chấp thuận trước khi thực hiện.

8. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phân phối điện hoặc Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có nhu cầu thay đổi sơ đồ kết lưới trong phạm vi quản lý của mình có liên quan đến điểm đấu nối có thể gây ảnh hưởng đến vận hành an toàn các thiết bị điện của Đơn vị truyền tải điện tại điểm đấu nối, Đơn vị phân phối điện hoặc Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải phải thông báo và phải được Đơn vị truyền tải điện chấp thuận trước khi thực hiện.

9. Những thay đổi liên quan đến điểm đấu nối phải được cập nhật trong hồ sơ về điểm đấu nối.

10. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm lưu trữ các số liệu về chế độ làm việc, công tác vận hành, duy tu, bảo dưỡng và các sự cố trên các phần tử thuộc phạm vi quản lý của mình phía sau điểm đấu nối trong thời

hạn năm (05) năm. Khi Đơn vị truyền tải điện có yêu cầu, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các thông tin cần thiết liên quan đến sự cố xảy ra trên các phần tử thuộc phạm vi quản lý của mình phía sau điểm đấu nối.

Điều 28. Yêu cầu đối với thiết bị điện đấu nối

1. Sơ đồ đấu nối điện chính phải bao gồm tất cả các thiết bị điện trung và cao áp tại vị trí đấu nối, phải thể hiện được liên kết giữa lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với lưới điện truyền tải. Các trang thiết bị điện phải được mô tả bằng các biểu tượng, ký hiệu tiêu chuẩn và được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đánh số theo quy định hiện hành.

2. Máy cắt có liên hệ trực tiếp với điểm đấu nối và các hệ thống bảo vệ, điều khiển, đo lường đi kèm phải có đủ khả năng đóng cắt dòng điện ngắn mạch lớn nhất tại điểm đấu nối đáp ứng sơ đồ phát triển lưới điện cho mười (10) năm tiếp theo.

3. Các thiết bị trực tiếp đấu nối vào lưới điện truyền tải phải có đủ khả năng chịu đựng dòng ngắn mạch lớn nhất có thể xảy ra tại điểm đấu nối theo thông báo của Đơn vị truyền tải điện về giá trị dòng ngắn mạch lớn nhất tại điểm đấu nối phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực quốc gia đã được duyệt.

4. Máy cắt thực hiện thao tác tại điểm đấu nối với lưới điện truyền tải phải được trang bị hệ thống kiểm tra đồng bộ nếu hai phía máy cắt đều có nguồn điện và được trang bị dao cách ly kèm theo các phương tiện khoá liên động để đảm bảo an toàn khi bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị.

Điều 29. Yêu cầu đối với hệ thống bảo vệ rơ le

1. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thiết kế, lắp đặt, chỉnh định và thử nghiệm hệ thống bảo vệ rơ le trong phạm vi lưới điện của mình nhằm đạt được các yêu cầu về tác động nhanh, độ nhạy và tính chọn lọc khi loại trừ sự cố, đảm bảo vận hành hệ thống an toàn, tin cậy.

2. Việc phối hợp trang bị, lắp đặt các thiết bị bảo vệ rơ le cho điểm đấu nối phải được thỏa thuận giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ban hành phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải và thông qua các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

4. Thời gian loại trừ sự cố trên các phần tử trong hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bằng các bảo vệ rơ le chính không vượt quá các giá trị được quy định tại Điều 11 Thông tư này.

5. Trường hợp thiết bị bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải được yêu cầu kết nối với thiết bị bảo vệ của Đơn vị truyền tải điện thì các thiết bị này phải đáp ứng được các yêu cầu của Đơn vị truyền tải điện về kết nối.

6. Trong một số trường hợp lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bị sự cố, thiết bị bảo vệ rơ le trong lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có thể được phép gửi lệnh đi cắt các máy cắt trên lưới điện truyền tải nhưng phải được sự chấp thuận của Đơn vị truyền tải điện và cấp điều độ có quyền điều khiển đối với các máy cắt này và phải được ghi trong thỏa thuận đầu nối.

7. Độ tin cậy tác động của hệ thống rơ le bảo vệ không được nhỏ hơn 99%.

8. Ngoài các yêu cầu được quy định từ khoản 1 đến khoản 7 Điều này, hệ thống bảo vệ rơ le nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải đáp ứng các yêu cầu sau:

- a) Nhà máy điện phải được trang bị hệ thống hoà đồng bộ chính xác;
- b) Tổ máy phát điện phải được trang bị bảo vệ chống mất kích từ và bảo vệ chống trượt cực từ (bảo vệ chống mất đồng bộ);
- c) Các đường dây tải điện cấp điện áp từ 110kV trở lên đầu nối tổ máy hoặc sân phân phối của nhà máy điện phải có hai (02) kênh thông tin liên lạc độc lập về vật lý phục vụ cho việc truyền tín hiệu rơ le bảo vệ giữa hai đầu đường dây với thời gian truyền không lớn hơn 20ms.

9. Phạm vi và cách bố trí các thiết bị bảo vệ rơ le cho tổ máy phát, máy biến áp, thanh cái và đường dây đầu nối vào lưới điện truyền tải được quy định tại Quy định về yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong nhà máy điện và trạm biến áp.

10. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy định yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong nhà máy điện và trạm biến áp trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 30. Yêu cầu đối với hệ thống thông tin

1. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm lắp đặt hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý của mình và kết nối hệ thống này với hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ thông tin liên lạc và truyền dữ liệu trong vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tương thích với hệ thống thông tin hiện có của Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Trường hợp khách hàng không thể sử dụng hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện, khách hàng có thể sử dụng hệ thống thông tin của các nhà cung cấp khác để kết nối với hệ thống thông tin của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo thỏa thuận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường

điện về đảm bảo độ tin cậy trong vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đầu tư, quản lý hệ thống thông tin trong phạm vi hệ thống điện truyền tải để phục vụ việc quản lý vận hành hệ thống điện và thị trường điện; phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để thiết lập đường truyền thông tin về Trung tâm điều hành 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 cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải các yêu cầu về dữ liệu thông tin, truyền dữ liệu và giao diện thông tin cần thiết.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm phối hợp với khách hàng trong việc thử nghiệm, kiểm tra và kết nối hệ thống thông tin, dữ liệu của khách hàng vào hệ thống thông tin, dữ liệu hiện có do các đơn vị quản lý.

Điều 31. Yêu cầu về hệ thống SCADA/EMS

1. Các trạm biến áp từ cấp điện áp 220kV trở lên phải được trang bị hệ thống điều khiển phân tán DCS có hai (02) cổng kết nối trực tiếp, đồng thời và độc lập về vật lý với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định phân cấp vận hành hệ thống điện. Các trạm biến áp 110kV phải được trang bị hệ thống điều khiển phân tán DCS hoặc RTU có hai (02) cổng kết nối trực tiếp, đồng thời và độc lập về vật lý với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định phân cấp vận hành hệ thống điện.

2. Các nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30MW và các nhà máy điện đầu nối vào lưới điện truyền tải phải được trang bị hệ thống điều khiển phân tán DCS có hai (02) cổng kết nối trực tiếp, đồng thời và độc lập về vật lý với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định phân cấp vận hành hệ thống điện.

3. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt và kết nối đường truyền dữ liệu hệ thống DCS(Gateway)/RTU từ lưới điện thuộc phạm vi quản lý của mình với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Thiết bị hệ thống DCS(Gateway)/RTU của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tương thích với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tích hợp các thông số của hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với hệ thống SCADA/EMS của mình. Đơn vị truyền tải điện, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong quá trình thực hiện.

6. Trường hợp có sự thay đổi về công nghệ của hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt sau thời điểm ký thoả thuận đấu nối dẫn đến phải thay đổi hoặc nâng cấp hệ thống DCS(Gateway)/RTU của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải thì Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải phối hợp với Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải để thực hiện các hiệu chỉnh cần thiết. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng phải có trách nhiệm đầu tư, nâng cấp hệ thống DCS(Gateway)/RTU của mình để đảm bảo kết nối với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

7. Yêu cầu danh sách các dữ liệu và các tiêu chuẩn kỹ thuật của các thiết bị thuộc hệ thống DCS(Gateway)/RTU được quy định cụ thể tại Quy định về yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA/EMS.

8. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy định yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA/EMS trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 32. Yêu cầu khả năng huy động, điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng của tổ máy phát điện

1. Các tổ máy phát điện phải có khả năng phát công suất tác dụng định mức trong dải hệ số công suất từ 0,85 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,90 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại cực của máy phát điện, phù hợp với đặc tính công suất phản kháng của tổ máy.

2. Mỗi tổ máy phát điện đều phải có khả năng tham gia vào việc điều tần cấp 2 và điều khiển điện áp trong hệ thống điện thông qua việc điều khiển liên tục công suất tác dụng và công suất phản kháng của máy phát.

3. Trong điều kiện bình thường, sự thay đổi điện áp tại điểm đấu nối với lưới điện truyền tải trong phạm vi cho phép theo quy định tại Điều 5 Thông tư này không được ảnh hưởng đến lượng công suất tác dụng đang phát và khả năng phát toàn bộ công suất phản kháng của tổ máy phát điện.

4. Các tổ máy phát điện phải có khả năng liên tục phát công suất tác dụng định mức trong dải tần số từ 49Hz đến 51Hz. Trong dải tần số từ 47Hz đến 49Hz, mức giảm công suất không được vượt quá giá trị tính theo tỷ lệ yêu cầu của mức giảm tần số hệ thống điện, phù hợp với đặc tuyến quan hệ giữa công suất tác dụng và tần số của tổ máy.

5. Tổ máy phát điện của nhà máy thủy điện có công suất lắp đặt trên 30MW tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng phát công suất và duy trì phát điện trong thời gian tương ứng với các mức tần số như sau:

a) Duy trì tối thiểu hai mươi (20) giây khi tần số hệ thống điện trong dải từ 46Hz đến 48,5Hz;

b) Phát liên tục khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 48,5 Hz đến

51,5Hz;

c) Duy trì tối thiểu ba (03) phút khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 51,5Hz đến 52Hz;

d) Duy trì tối thiểu hai mươi (20) giây khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 52Hz đến 54Hz.

6. Tổ máy phát điện của nhà máy nhiệt điện có công suất lắp đặt trên 30MW tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng phát công suất và duy trì phát điện trong thời gian tương ứng với các mức tần số như sau:

a) Duy trì tối thiểu sáu (06) giây khi tần số hệ thống điện trong dải từ 47Hz tới 47,5Hz;

b) Duy trì tối thiểu mười (10) giây khi tần số hệ thống điện trong dải từ 47,5HZ đến 48,0Hz;

c) Duy trì tối thiểu một (01) phút khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 48,0Hz đến 48,5Hz;

d) Phát liên tục khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 48,5 Hz đến 51,5Hz;

đ) Duy trì tối thiểu một (01) phút khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 51,5Hz đến 52Hz;

e) Duy trì tối thiểu mười (10) giây khi tần số hệ thống điện vượt quá 52Hz.

7. Các tổ máy phát điện phải có khả năng chịu được thành phần dòng điện thứ tự nghịch và thứ tự không xuất hiện trong thời gian loại trừ ngắn mạch pha - pha và pha - đất gần máy phát bằng bảo vệ dự phòng có liên hệ với điểm đấu nối mà không được phép tách lưới.

8. Các tổ máy phát điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải có khả năng làm việc liên tục ở các chế độ sau:

a) Tải không cân bằng giữa 3 pha từ 5÷10%;

b) Hệ số đáp ứng của kích từ lớn hơn 0,5%;

c) Dòng điện thứ tự nghịch nhỏ hơn 5%.

Điều 33. Hệ thống kích từ của tổ máy phát điện

1. Hệ thống kích từ của máy phát phải đảm bảo cho máy phát có thể làm việc với dải hệ số công suất quy định tại khoản 1 Điều 32 Thông tư này. Hệ thống kích từ phải đảm bảo cho máy phát vận hành ở công suất biểu kiến định mức (MVA) trong dải $\pm 5\%$ điện áp định mức tại đầu cực máy phát.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30MW phải được trang bị thiết bị tự động điều chỉnh điện áp (AVR) hoạt động liên tục có khả năng giữ điện áp đầu cực với độ sai lệch không quá $\pm 0,5\%$ điện áp định mức trong toàn bộ dải làm việc cho phép của máy phát.

3. Thiết bị tự động điều chỉnh điện áp phải có khả năng bù lại sự sụt áp trên máy biến áp đầu cực và đảm bảo sự phân chia ổn định công suất phản kháng giữa các máy phát điện cùng nối vào một thanh cái chung.

4. Thiết bị tự động điều chỉnh điện áp phải cho phép cài đặt các giới hạn về:

- a) Dòng điện kích từ tối thiểu;
- b) Dòng điện rôto tối đa;
- c) Dòng điện stato tối đa.

5. Khi điện áp đầu cực máy phát điện nằm trong khoảng từ 80÷120% điện áp định mức và tần số hệ thống nằm trong dải từ 47÷52Hz, hệ thống kích từ máy phát điện phải có khả năng nâng được dòng điện và điện áp kích từ tới các giá trị như sau:

a) Tổ máy phát điện của nhà máy thủy điện có công suất đặt trên 30MW: 1,8 lần định mức trong ít nhất hai mươi (20) giây;

b) Tổ máy phát điện của nhà máy nhiệt điện có công suất đặt trên 30MW: 2,0 lần định mức trong ít nhất ba mươi (30) giây.

6. Tốc độ thay đổi điện áp kích từ không được thấp hơn 2,0 lần so với điện áp kích từ định mức/giây khi máy phát mang tải định mức.

7. Trong một số trường hợp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền yêu cầu Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trang bị thiết bị ổn định hệ thống điện (PSS) nhằm nâng cao ổn định hệ thống điện.

8. Yêu cầu về thiết bị tự động điều chỉnh kích từ và thiết bị ổn định hệ thống điện (PSS) (nếu có) phải được quy định trong thỏa thuận đấu nối.

Điều 34. Hệ thống điều tốc của tổ máy phát điện

1. Các tổ máy phát điện khi đang vận hành phải tham gia vào việc điều khiển tần số sơ cấp trong hệ thống điện quốc gia.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30MW phải được trang bị bộ điều tốc tác động nhanh đáp ứng được sự thay đổi của tần số hệ thống trong điều kiện vận hành bình thường. Bộ điều tốc phải có khả năng tiếp nhận và thực hiện các lệnh tăng, giảm hoặc thay đổi điểm đặt công suất từ hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, trừ trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có yêu cầu.

3. Bộ điều tốc của tổ máy phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30MW phải có khả năng làm việc với các giá trị hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh nhỏ hơn hoặc bằng 5%.

4. Hệ thống điều khiển bộ điều tốc phải cho phép cài đặt các giới hạn và các bảo vệ chống vượt tốc như sau:

- a) Đối với các tua bin hơi: 104% đến 112% tốc độ định mức;
- b) Đối với tua bin khí và thủy điện: từ 104% đến 130% tốc độ định mức;
- c) Trường hợp máy phát điện tạm thời bị tách khỏi hệ thống nhưng vẫn tiếp tục cấp điện cho khách hàng thì bộ điều tốc máy phát phải duy trì được sự ổn định tần số cho phần lưới đã tách ra.

Điều 35. Khởi động đen

1. Tại các vị trí quan trọng trong hệ thống điện truyền tải, các nhà máy điện phải có khả năng khởi động đen và được ghi rõ trong Thỏa thuận đấu nối.
2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định các vị trí quan trọng cần có các nhà máy điện có khả năng khởi động đen trong hệ thống điện truyền tải.

Điều 36. Nối đất trung tính máy biến áp

1. Cuộn dây có điện áp cao của máy biến áp ba pha hoặc ba (03) máy biến áp một pha đấu nối vào lưới điện truyền tải phải đấu hình sao có điểm trung tính thích hợp cho việc nối đất trực tiếp.
2. Việc nối đất của cuộn dây điện áp cao và sơ đồ đấu nối cuộn dây điện áp thấp của các máy biến áp phải đảm bảo giá trị của hệ số chạm đất không vượt quá giá trị quy định tại Điều 12 Thông tư này.

Điều 37. Hệ số công suất của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải

1. Trong chế độ vận hành bình thường, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải phải duy trì hệ số công suất ($\cos\phi$) tại điểm đấu nối không nhỏ hơn 0,9.
2. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện các thông số về các thiết bị bù công suất phản kháng trong lưới điện của mình, bao gồm:
 - a) Công suất phản kháng danh định và dải điều chỉnh;
 - b) Nguyên tắc điều chỉnh công suất phản kháng;
 - c) Điểm đấu nối với lưới điện.

Điều 38. Độ dao động phụ tải

Tốc độ thay đổi công suất tiêu thụ của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trong một (01) phút không được vượt quá 10% công suất tiêu thụ cực đại.

Điều 39. Hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số

1. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm lắp đặt thiết bị

và đảm bảo hoạt động của hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số trong hệ thống điện của mình theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số phải được thiết kế phù hợp với các yêu cầu sau:

a) Độ tin cậy tác động không nhỏ hơn 99%;

b) Việc sa thải không thành công của một phụ tải nào đó không làm ảnh hưởng đến hoạt động của toàn bộ hệ thống điện;

c) Trình tự sa thải và lượng công suất sa thải theo tần số phải tuân thủ mức phân bổ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện; không được phép thay đổi trong bất kỳ trường hợp nào nếu không có sự cho phép của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Tùy theo điều kiện cụ thể, điện áp đầu vào của rơ le tần số thấp có thể sử dụng 110/220V DC (một chiều) cấp từ hệ thống ắc quy trong trạm hoặc 100/110V AC (xoay chiều) lấy trực tiếp từ máy biến điện áp đặt tại thanh cái xuất tuyến cấp điện cho phụ tải.

3. Rơ le tần số thấp phải được lắp đặt và vận hành theo yêu cầu của cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành.

4. Trình tự khôi phục phụ tải khi tần số tăng trở lại bình thường phải tuân thủ theo mệnh lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Mục 3

THỦ TỤC THỎA THUẬN ĐẤU NỐI

Điều 40. Thủ tục thỏa thuận đấu nối

1. Khi có nhu cầu đấu nối mới hoặc thay đổi điểm đấu nối hiện tại, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải gửi hồ sơ đề nghị đấu nối cho Đơn vị truyền tải điện theo mẫu quy định tại các Phụ lục 2A, 2B, 2C ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Hồ sơ đề nghị đấu nối gồm các tài liệu kỹ thuật về các trang thiết bị dự định đấu nối hoặc các thay đổi dự kiến tại điểm đấu nối hiện tại, thời gian dự kiến hoàn thành dự án, số liệu kinh tế - kỹ thuật của dự án đấu nối mới hoặc thay đổi đấu nối hiện tại.

3. Sau khi nhận được hồ sơ đề nghị đấu nối, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thực hiện các công việc sau đây:

a) Kiểm tra tính đầy đủ và hợp lệ của hồ sơ đề nghị đấu nối;

b) Xem xét các yêu cầu liên quan đến thiết bị điện dự kiến tại điểm đấu nối;

c) Chủ trì đánh giá ảnh hưởng của việc đấu nối trang thiết bị, lưới điện, nhà máy điện của khách hàng đề nghị đấu nối đối với lưới điện truyền tải kể cả khả năng mang tải của các đường dây và trạm biến áp hiện có. Dự toán các chi phí đầu tư phát sinh do việc đấu nối;

d) Lấy ý kiến của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về ảnh hưởng của việc đấu nối đối với hệ thống điện truyền tải, yêu cầu kỹ thuật hệ thống DCS(Gateway)/RTU và hệ thống thông tin, các nội dung liên quan đến yêu cầu kỹ thuật đối với thiết bị điện tại điểm đấu nối;

đ) Dự thảo Thỏa thuận đấu nối theo các nội dung được quy định tại Phụ lục 3 ban hành kèm theo Thông tư này và gửi cho khách hàng có nhu cầu đấu nối.

4. Khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các thông tin cần thiết khác cho Đơn vị truyền tải điện để phục vụ việc xác định các đặc tính kỹ thuật và các chi phí liên quan đến đề nghị đấu nối.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi ý kiến góp ý bằng văn bản đối với các nội dung quy định tại điểm d khoản 3 Điều này cho Đơn vị truyền tải điện.

6. Đơn vị truyền tải điện phải thoả thuận với khách hàng các yêu cầu kỹ thuật đấu nối và thực hiện ký Thỏa thuận đấu nối trong thời hạn quy định tại Điều 41 Thông tư này.

7. Thoả thuận đấu nối được lập thành 05 bản, mỗi bên giữ 02 bản và 01 bản gửi tới Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 41. Thời hạn xem xét và ký thoả thuận đấu nối

Thời hạn để thực hiện các bước đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối được quy định tại Bảng sau:

Bảng 6. Thời hạn xem xét và ký thoả thuận đấu nối

Các bước chuẩn bị và đạt được thoả thuận đấu nối	Thời gian	Trách nhiệm thực hiện
Gửi hồ sơ đề nghị đấu nối		Khách hàng có nhu cầu đấu nối
Xem xét hồ sơ đề nghị đấu nối và chuẩn bị dự thảo Thỏa thuận đấu nối	30 ngày làm việc	Đơn vị truyền tải điện chủ trì, phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
Thực hiện đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối	20 ngày làm việc	Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối

Mục 4

THỰC HIỆN THỎA THUẬN ĐẦU NỐI

Điều 42. Quyền tiếp cận thiết bị tại điểm đầu nối

Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đầu nối có quyền tiếp cận các thiết bị tại điểm đầu nối trong quá trình khảo sát để lập phương án đầu nối, thiết kế, thi công, lắp đặt, thử nghiệm, kiểm tra, thay thế, tháo dỡ, vận hành và bảo dưỡng các thiết bị đầu nối.

Điều 43. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối, khách hàng có nhu cầu đầu nối phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện một (01) bộ hồ sơ và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện một (01) bộ hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối (bằng tiếng Việt hoặc tiếng Anh cho các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của Khách hàng có nhu cầu đầu nối và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực), bao gồm:

a) Hồ sơ cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện, bao gồm:

- Tài liệu thiết kế kỹ thuật được phê duyệt và sửa đổi, bổ sung so với thiết kế ban đầu (nếu có), bao gồm thuyết minh chung, sơ đồ nối điện chính, mặt bằng bố trí thiết bị điện, sơ đồ nguyên lý của hệ thống bảo vệ và điều khiển, các sơ đồ có liên quan khác và thông số kỹ thuật của thiết bị điện chính;

- Tài liệu hướng dẫn vận hành và quản lý thiết bị của nhà chế tạo;

- Các biên bản nghiệm thu từng phần và toàn phần các thiết bị đầu nối của nhà máy điện, đường dây và trạm biến áp vào lưới điện truyền tải tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật Việt Nam hoặc tiêu chuẩn quốc tế được Việt Nam cho phép áp dụng và đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của thiết bị đầu nối quy định từ Điều 27 đến Điều 39 Thông tư này;

- Dự kiến lịch chạy thử và vận hành.

b) Hồ sơ cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, bao gồm:

- Sơ đồ nối điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phần điện, mặt bằng bố trí thiết bị điện; sơ đồ nguyên lý, thiết kế của hệ thống bảo vệ và điều khiển thể hiện rõ các máy cắt, biến dòng, biến điện áp, chống sét, dao cách ly, mạch logic thao tác đóng cắt liên động theo trạng thái máy cắt, các sơ đồ có liên quan khác và thông số kỹ thuật của thiết bị lắp đặt;

- Các trị số chính định rơ le bảo vệ từ điểm đầu nối về phía khách hàng;

- Dự kiến lịch chạy thử, đóng điện và vận hành.

2. Trừ trường hợp có thỏa thuận khác, khách hàng có nhu cầu đầu nối có

trách nhiệm cung cấp đầy đủ các tài liệu quy định tại khoản 1 Điều này trong thời hạn sau:

a) Chậm nhất ba (03) tháng trước ngày dự kiến đưa nhà máy điện vào vận hành thử lần đầu;

b) Chậm nhất hai (02) tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử lần đầu.

3. Chậm nhất ba mươi (30) ngày kể từ khi nhận đủ tài liệu, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chuyển cho khách hàng có nhu cầu đấu nối các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị;

b) Các yêu cầu về phương thức nhận lệnh điều độ;

c) Các yêu cầu đối với chỉnh định role bảo vệ của khách hàng từ điểm đấu nối về phía khách hàng; phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải và các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của khách hàng có nhu cầu đấu nối;

d) Phương thức đóng điện đã thống nhất với Đơn vị truyền tải điện;

đ) Các yêu cầu về thử nghiệm, hiệu chỉnh thiết bị;

e) Các yêu cầu về thiết lập hệ thống thông tin liên lạc phục vụ điều độ;

g) Các yêu cầu về kết nối và vận hành đối với hệ thống SCADA/EMS;

h) Danh mục các Quy trình liên quan đến vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

i) Danh sách các cán bộ liên quan và các kỹ sư điều hành hệ thống điện kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

4. Chậm nhất hai mươi (20) ngày trước ngày đóng điện điểm đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải thỏa thuận được với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lịch chạy thử và vận hành các trang thiết bị điện.

5. Chậm nhất mười lăm (15) ngày trước ngày đóng điện điểm đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện các nội dung sau:

a) Thỏa thuận lịch chạy thử và vận hành các trang thiết bị điện;

b) Thỏa thuận phân định trách nhiệm mỗi bên về quản lý, vận hành trang thiết bị đấu nối;

c) Các quy định nội bộ cho an toàn vận hành thiết bị đấu nối;

d) Danh sách các nhân viên vận hành của mỗi bên đã có chứng chỉ vận hành được Đơn vị vận hành Hệ thống điện và thị trường điện cấp bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

6. Chậm nhất mười lăm (15) ngày trước ngày đóng điện điểm đấu nối,

khách hàng có nhu cầu đấu nối phải cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các nội dung quy định tại điểm a, điểm c khoản 5 Điều này và cho Đơn vị bán buôn điện nội dung quy định tại điểm a khoản 5 Điều này.

Điều 44. Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối

1. Khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm thoả thuận với Đơn vị truyền tải điện ngày thực hiện kiểm tra thực tế tại điểm đấu nối.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thoả thuận với khách hàng có nhu cầu đấu nối về trình tự kiểm tra hồ sơ, biên bản nghiệm thu và thực tế lắp đặt tại điểm đấu nối.

3. Trường hợp Đơn vị truyền tải điện thông báo điểm đấu nối hoặc trang thiết bị liên quan đến điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối chưa đủ điều kiện đóng điện thì khách hàng có nhu cầu đấu nối phải hiệu chỉnh, bổ sung hoặc thay thế trang thiết bị theo yêu cầu và thoả thuận lại với Đơn vị truyền tải điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

4. Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải ký với khách hàng có nhu cầu đấu nối Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối.

Điều 45. Đóng điện điểm đấu nối

1. Sau khi có Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối xác nhận đủ điều kiện đóng điện, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện văn bản đăng ký đóng điện điểm đấu nối để thoả thuận thời điểm đóng điện điểm đấu nối kèm theo các tài liệu sau:

- a) Các tài liệu xác nhận công trình đủ các thủ tục về pháp lý và kỹ thuật:
 - Các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thí nghiệm, kiểm tra đủ tiêu chuẩn vận hành;
 - Đơn vị truyền tải điện chấp thuận đóng điện điểm đấu nối;
 - Hệ thống đo đếm đã được hoàn thiện, đã chốt chỉ số các công tơ giao nhận điện năng;
 - Đã ký kết hợp đồng mua bán điện hoặc thoả thuận về mua bán điện.
- b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về điều độ:
 - Thiết bị nhất thứ đã được đánh số đúng theo sơ đồ nhất thứ do cấp điều độ điều khiển ban hành;
 - Role bảo vệ và tự động đã được chỉnh định đúng theo các yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định tại điểm c khoản 3 Điều 43 Thông tư này;

- Nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực vận hành đã có chứng chỉ vận hành được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cấp bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm;
- Phương tiện thông tin điều độ (trực thông, điện thoại quay số, fax) hoạt động tốt;
- Hoàn thiện ghép nối với hệ thống SCADA/EMS.

2. Trong thời hạn năm (05) ngày kể từ ngày nhận được văn bản đăng ký đóng điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối về thời gian cụ thể đóng điện điểm đấu nối.

Điều 46. Trình tự thử nghiệm để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đấu nối

1. Trong thời gian thử nghiệm để đưa vào vận hành các thiết bị sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối, Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối phải cử nhân viên vận hành, cán bộ có thẩm quyền trực 24/24h và thông báo danh sách cán bộ trực kèm theo số điện thoại, số fax để liên hệ với các cấp điều độ khi cần thiết.

2. Thời gian đóng điện nghiệm thu chạy thử thực hiện theo quy trình vận hành hiện hành cho các thiết bị.

3. Trong thời gian nghiệm thu chạy thử, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm phối hợp chặt chẽ với Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để giảm thiểu ảnh hưởng của các thiết bị mới đang được nghiệm thu chạy thử đến vận hành an toàn các thiết bị khác và chất lượng điện của hệ thống điện.

4. Kết thúc quá trình nghiệm thu chạy thử, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải xác nhận thông số kỹ thuật thực tế của các thiết bị điện, đường dây, trạm biến áp và tổ máy phát điện. Trường hợp các thiết bị của khách hàng có nhu cầu đấu nối không đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật trong Thỏa thuận đấu nối, Đơn vị truyền tải điện có quyền không cho đấu nối nhà máy hay lưới điện của khách hàng có nhu cầu đấu nối vào hệ thống điện truyền tải và yêu cầu tiến hành các biện pháp khắc phục.

5. Lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối được phép chính thức đưa vào vận hành sau khi đã có đầy đủ biên bản nghiệm thu chạy thử từng phần và toàn phần.

Điều 47. Kiểm tra và giám sát vận hành các thiết bị sau khi chính thức đưa vào vận hành

1. Trong quá trình vận hành, Đơn vị truyền tải điện hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (sau đây gọi là bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung)

có quyền yêu cầu thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung các thiết bị trong lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải cho các mục đích sau:

a) Kiểm tra sự tuân thủ của các thiết bị trong lưới điện, nhà máy điện và điểm đấu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với các quy chuẩn được phép áp dụng tại Việt Nam;

b) Kiểm tra sự tuân thủ các thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện và thỏa thuận đấu nối đối với các thiết bị điện trong lưới điện, nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải;

c) Đánh giá ảnh hưởng của lưới điện, nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đến sự vận hành an toàn của hệ thống điện quốc gia;

d) Chuẩn xác các thông số kỹ thuật của các tổ máy phát điện và lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải cho việc tính toán, vận hành tối ưu hệ thống điện quốc gia.

2. Chi phí thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung phải được hai bên thỏa thuận. Trường hợp chưa quy định trong Thỏa thuận đấu nối hoặc hợp đồng mua bán điện, được thực hiện như sau:

a) Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không tuân thủ các quy chuẩn kỹ thuật cho các thiết bị và không đáp ứng các quy chuẩn vận hành, thì Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải chịu toàn bộ các chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung;

b) Trường hợp kết quả kiểm tra không phát hiện vi phạm, bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung phải chịu toàn bộ các chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung. Đối với yêu cầu kiểm tra theo quy định tại điểm c và điểm d khoản 1 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải báo cáo Cục Điều tiết điện lực thông qua trước khi thực hiện kiểm tra.

3. Trước khi kiểm tra và thử nghiệm bổ sung lưới điện và thiết bị điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung phải thông báo trước ít nhất mười lăm (15) ngày cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải thời điểm và thời gian kiểm tra, danh sách các cán bộ tham gia kiểm tra. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo và tạo mọi điều kiện thuận lợi để bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung có thể thực hiện công tác kiểm tra.

4. Trong quá trình kiểm tra, bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung được phép lắp đặt các thiết bị giám sát và kiểm tra trong lưới điện và thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải nhưng không được làm ảnh hưởng đến hiệu suất của thiết bị và an toàn vận hành của nhà máy điện, lưới điện và thiết bị điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

5. Trong quá trình vận hành, nếu nhận thấy tại điểm đấu nối phát sinh các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo an toàn cho hệ thống điện quốc gia thì Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo ngay cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải và Đơn vị truyền tải điện về nguy cơ vận hành không đảm bảo an toàn cho lưới điện truyền tải và yêu cầu thời gian khắc phục

các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo. Trường hợp sau thời gian khắc phục cho phép mà vẫn chưa giải quyết được các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo trên thì Đơn vị truyền tải điện có quyền tách điểm đấu nối và thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải. Trong trường hợp này Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tiến hành thử nghiệm lại để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đấu nối theo quy định tại Điều 46 Thông tư này.

6. Đối với các tổ máy phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể yêu cầu thử nghiệm các tổ máy phát điện và nhà máy điện vào bất kỳ thời gian nào để kiểm chứng một hoặc tổ hợp các đặc tính vận hành mà nhà máy điện đã đăng ký, nhưng không được thử nghiệm một tổ máy quá ba (03) lần trong một năm trừ các trường hợp sau:

a) Kết quả thử nghiệm và kiểm tra chỉ ra rằng một hoặc nhiều đặc tính vận hành không đúng với các thông số mà Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đã công bố;

b) Khi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và nhà máy điện không thống nhất ý kiến về đặc tính vận hành của máy phát;

c) Thử nghiệm, kiểm tra theo yêu cầu của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải;

d) Thí nghiệm về chuyên đổi nhiên liệu.

7. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có quyền tiến hành kiểm tra và thử nghiệm các máy phát điện của mình với mục đích xác định lại các đặc tính vận hành của máy phát sau mỗi lần sửa chữa, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại. Thời gian tiến hành các thử nghiệm phải được thoả thuận và thống nhất với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 48. Thay thế thiết bị tại điểm đấu nối

1. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có nhu cầu thay thế, nâng cấp các thiết bị đấu nối, bổ sung các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến chế độ làm việc của lưới điện truyền tải, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thông báo bằng văn bản và thỏa thuận với Đơn vị truyền tải điện về các thay đổi này và nội dung thay đổi phải được bổ sung vào Thỏa thuận đấu nối.

2. Trường hợp đề xuất của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không được chấp thuận, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải các yêu cầu bổ sung cần thiết đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

3. Toàn bộ thiết bị thay thế, bổ sung tại điểm đấu nối phải được thực hiện kiểm tra, thử nghiệm và nghiệm thu theo quy trình quy định từ Điều 42 đến Điều 47 Thông tư này.

Mục 5

CHUẨN BỊ ĐÓNG ĐIỆN ĐIỂM ĐẦU NỐI ĐỐI VỚI THIẾT BỊ ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ TRUYỀN TẢI ĐIỆN

Điều 49. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối, Đơn vị truyền tải điện phải cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện một (01) bộ hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối (bằng tiếng Việt hoặc tiếng Anh cho các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của Đơn vị truyền tải điện và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực), bao gồm:

a) Sơ đồ nối điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phần điện, mặt bằng bố trí thiết bị điện; sơ đồ nguyên lý, thiết kế của hệ thống bảo vệ và điều khiển, các sơ đồ có liên quan khác và thông số kỹ thuật của thiết bị điện chính thể hiện rõ các máy cắt, biến dòng, biến điện áp, chống sét, dao cách ly, mạch logic thao tác đóng cắt liên động theo trạng thái máy cắt;

b) Dự kiến lịch chạy thử, đóng điện và vận hành.

2. Chậm nhất hai (02) tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử lần đầu, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các tài liệu quy định tại khoản 1 Điều này, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

3. Chậm nhất ba mươi (30) ngày kể từ khi nhận đủ tài liệu, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chuyển cho Đơn vị truyền tải các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị;

b) Các yêu cầu về phương thức nhận lệnh điều độ;

c) Phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải và các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của Đơn vị truyền tải điện;

d) Các yêu cầu về thử nghiệm, hiệu chỉnh thiết bị;

đ) Các yêu cầu về thiết lập hệ thống thông tin liên lạc phục vụ điều độ;

e) Các yêu cầu về kết nối và vận hành đối với hệ thống SCADA/EMS;

g) Danh mục các Quy trình liên quan đến vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

h) Danh sách các cán bộ liên quan và các kỹ sư vận hành kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

4. Chậm nhất hai mươi (20) ngày trước ngày đóng điện điểm đầu nối, Đơn vị truyền tải điện phải thỏa thuận được với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lịch chạy thử và vận hành các trang thiết bị điện.

Điều 50. Đóng điện điểm đầu nối

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện văn bản đăng ký đóng điện điểm đầu nối để thỏa thuận thời điểm đóng điện điểm đầu nối kèm theo các tài liệu sau:

- a) Các tài liệu xác nhận công trình đủ các thủ tục về pháp lý và kỹ thuật:
 - Các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thí nghiệm, kiểm tra đủ tiêu chuẩn vận hành;
 - Hệ thống đo đếm đã được hoàn thiện, đã chốt chỉ số các công tơ giao nhận điện năng.
- b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về điều độ:
 - Thiết bị nhất thứ đã được đánh số đúng theo sơ đồ nhất thứ do cấp điều độ điều khiển ban hành;
 - Rơ le bảo vệ và tự động đã được chỉnh định đúng các phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của Đơn vị truyền tải;
 - Nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực vận hành đã có chứng chỉ vận hành được Đơn vị vận hành Hệ thống điện và thị trường điện cấp bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm;
 - Phương tiện thông tin điều độ (trực thông, điện thoại quay số, fax) hoạt động tốt;
 - Hoàn thiện ghép nối với hệ thống SCADA/EMS.

2. Trong thời hạn năm (05) ngày kể từ ngày nhận được văn bản đăng ký đóng điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện về thời gian cụ thể đóng điện điểm đầu nối.

Điều 51. Thay thế thiết bị trên lưới điện truyền tải

1. Trường hợp Đơn vị truyền tải điện có nhu cầu thay thế, nâng cấp các thiết bị trên lưới điện truyền tải, bổ sung các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến chế độ làm việc của lưới điện truyền tải, Đơn vị truyền tải điện phải thông báo bằng văn bản và thỏa thuận với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các thay đổi này.

2. Trường hợp đề xuất của Đơn vị truyền tải điện không được chấp thuận, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện các yêu cầu bổ sung đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

3. Toàn bộ thiết bị thay thế, bổ sung phải được thực hiện theo quy trình quy định tại các Điều 49 và Điều 50 Thông tư này.

Mục 6

TÁCH ĐẦU NÓI VÀ KHÔI PHỤC ĐẦU NÓI

Điều 52. Các trường hợp tách đầu nói

Tách đầu nói bao gồm các trường hợp sau đây:

1. Tách đầu nói tự nguyện.
2. Tách đầu nói bắt buộc.

Điều 53. Tách đầu nói tự nguyện

1. Tách đầu nói tự nguyện bao gồm các trường hợp tách đầu nói vĩnh viễn và tách đầu nói tạm thời.

2. Các trường hợp dẫn đến tách đầu nói tự nguyện phải được quy định trong hợp đồng mua bán điện và Thỏa thuận đầu nói.

3. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có quyền yêu cầu tách đầu nói tự nguyện phù hợp với các trường hợp tách đầu nói được quy định trong hợp đồng mua bán điện, Thỏa thuận đầu nói và phải chịu toàn bộ chi phí cho việc tách đầu nói này.

4. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phát điện có yêu cầu tách đầu nói vĩnh viễn phải thông báo cho Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất sáu (06) tháng trước ngày dự kiến tách đầu nói vĩnh viễn.

5. Khi có yêu cầu tách đầu nói tạm thời ra khỏi lưới điện truyền tải, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thỏa thuận với Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất một (01) tháng trước ngày dự kiến tách đầu nói tạm thời.

Điều 54. Tách đầu nói bắt buộc

1. Đơn vị truyền tải điện hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền yêu cầu tách các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải ra khỏi lưới điện truyền tải trong các trường hợp sau:

a) Trong trường hợp khẩn cấp nhằm đảm bảo hoạt động an toàn, tin cậy của hệ thống điện quốc gia hoặc an toàn của người và trang thiết bị;

b) Khi có sự cố các tổ máy phát điện hoặc lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải mà cần phải tách lưới để thực hiện các biện pháp khắc phục sự cố;

c) Các trường hợp tách đầu nói bắt buộc được quy định trong hợp đồng mua bán điện hoặc Thỏa thuận đầu nói.

2. Cục Điều tiết điện lực có quyền yêu cầu tách đầu nói bắt buộc trong

trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vi phạm các quy định trong Giấy phép hoạt động điện lực, Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh, Quy định hệ thống điện truyền tải, Quy định Đo đếm điện năng.

3. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không thực hiện tách đầu nối bắt buộc thì bị xử lý theo quy định của pháp luật.

Điều 55. Khôi phục đầu nối

Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm khôi phục đầu nối trong các trường hợp sau:

1. Khi có yêu cầu khôi phục đầu nối của Cục Điều tiết điện lực hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với điều kiện các nguyên nhân dẫn đến tách đầu nối bắt buộc đã được loại trừ và hậu quả đã được khắc phục.

2. Khi có đề nghị khôi phục đầu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trong trường hợp tách đầu nối tạm thời.

CHƯƠNG VI VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Mục 1

NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH AN TOÀN HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 56. Các chế độ vận hành của hệ thống điện truyền tải

1. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ vận hành bình thường khi đáp ứng các điều kiện sau:

- a) Công suất phát và phụ tải ở trạng thái cân bằng;
- b) Các mức mang tải của các đường dây và trạm biến áp chính trong lưới điện truyền tải đều dưới 90% giá trị định mức;
- c) Các thiết bị khác vận hành trong dải thông số cho phép;
- d) Tần số hệ thống trong phạm vi cho phép theo qui định tại Điều 4 Thông tư này cho chế độ vận hành bình thường;
- đ) Điện áp tại các nút trên lưới điện truyền tải nằm trong phạm vi cho phép theo quy định tại Điều 5 Thông tư này cho chế độ vận hành bình thường;
- e) Các nguồn dự phòng của hệ thống ở trạng thái sẵn sàng để đảm bảo duy trì tần số và điện áp của hệ thống trong dải tần số và điện áp ở chế độ vận hành bình thường, tất cả các thiết bị tự động làm việc trong phạm vi cho phép để khi xảy ra sự cố bất thường sẽ không phải sa thải phụ tải.

2. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ cảnh báo khi tồn tại một

trong các điều kiện sau đây:

a) Mức dự phòng điều tần, dự phòng quay, dự phòng khởi động nhanh thấp hơn mức quy định ở chế độ vận hành bình thường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xây dựng và được Cục Điều tiết điện lực phê duyệt;

b) Mức độ mang tải của các đường dây và trạm biến áp chính trong lưới điện truyền tải trên 90% nhưng không vượt quá giá trị định mức;

c) Khả năng xảy ra thiên tai hoặc các điều kiện thời tiết bất thường có thể gây ảnh hưởng tới an ninh hệ thống điện;

d) Khả năng xảy ra các vấn đề về an ninh, quốc phòng có thể đe dọa an ninh hệ thống điện.

3. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ khẩn cấp khi tồn tại một trong các điều kiện sau đây:

a) Tần số hệ thống vượt ra ngoài phạm vi cho phép cho chế độ vận hành bình thường, nhưng nằm trong dải tần số cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử trong hệ thống quy định tại Điều 4 Thông tư này;

b) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện truyền tải nằm ngoài phạm vi cho phép trong chế độ vận hành bình thường, nhưng nằm trong dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử trong hệ thống điện quy định tại Điều 5 Thông tư này;

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

4. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ cực kỳ khẩn cấp khi tồn tại một trong các điều kiện sau đây:

a) Tần số hệ thống nằm ngoài dải tần số cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử trong hệ thống quy định tại Điều 4 Thông tư này;

b) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện truyền tải nằm ngoài dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử quy định tại Điều 5 Thông tư này;

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

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

5. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ phục hồi khi các tổ máy

phát điện, lưới điện truyền tải và các phụ tải đang được đóng điện và đồng bộ để trở về trạng thái làm việc bình thường.

Điều 57. Nguyên tắc vận hành hệ thống điện truyền tải

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chung trong việc vận hành hệ thống điện truyền tải an toàn, kinh tế và hiệu quả.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải cho năm tới, tháng tới, tuần tới và phương thức vận hành ngày tới và giờ tới, bao gồm:

a) Kế hoạch phối hợp bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện, lưới điện;

b) Đánh giá an ninh hệ thống bao gồm dự báo phụ tải điện, kế hoạch cung cấp nhiên liệu từ các nhà máy nhiệt điện, dự báo thủy văn từ các nhà máy thủy điện, tính toán mức dự phòng hệ thống điện, kế hoạch huy động nguồn, huy động các dịch vụ phụ trợ và sa thải phụ tải để đảm bảo an ninh hệ thống điện;

c) Thông báo tình trạng suy giảm an ninh hệ thống.

3. Các Đơn vị phát điện, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải căn cứ vào kế hoạch, phương thức vận hành và lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để vận hành nhà máy điện và lưới điện trong phạm vi quản lý.

4. Trong quá trình vận hành hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải tuân thủ các nguyên tắc sau đây để đảm bảo duy trì sự an toàn và tin cậy của hệ thống điện:

a) Trong chế độ vận hành cảnh báo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo trên trang Web chính thức của thị trường điện về tình trạng và các thông tin cần cảnh báo của chế độ vận hành này, đồng thời đưa ra các biện pháp cần thiết để đưa hệ thống trở lại chế độ vận hành bình thường;

b) Trong chế độ vận hành khẩn cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải tiến hành các biện pháp cần thiết để đưa hệ thống điện trở lại chế độ vận hành bình thường sớm nhất;

c) Việc sa thải phụ tải và ngừng cung cấp điện chỉ được tiến hành khi có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người và an toàn thiết bị, khi có nhiều sự cố xảy ra đồng thời, khi hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ cực kỳ khẩn cấp hoặc khi có nguy cơ suy giảm an ninh cung cấp điện;

d) Hệ thống tự động sa thải phụ tải phải được bố trí, cài đặt hợp lý để đảm bảo hệ thống điện không bị tan rã khi có sự cố xảy ra;

đ) Xây dựng các phương thức phân tách hệ thống thành các vùng hoặc tạo mạch vòng để khi xảy ra sự cố lan truyền vẫn có thể cân bằng được công suất

trong từng vùng, nhằm duy trì vận hành riêng rẽ một phần hệ thống điện và ngăn ngừa sự cố lan rộng trong hệ thống điện. Trong trường hợp này, khu vực có lưới điện sự cố phải tiến hành khôi phục nhanh chóng và an toàn;

e) Tính toán đủ và bảo đảm công suất cho khởi động đen để khôi phục hệ thống sau sự cố tan rã.

Điều 58. Kiểm tra, giám sát hệ thống bảo vệ rơ le

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện chức năng kiểm tra, giám sát và yêu cầu các đơn vị liên quan đảm bảo hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong hệ thống điện tuân thủ việc đáp ứng các yêu cầu của Quy phạm trang bị điện và Quy định về yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong nhà máy điện và trạm biến áp.

Điều 59. Ổn định hệ thống điện

1. Các loại biến động lớn liên quan tới ổn định hệ thống điện bao gồm:

a) Mất ổn định động là trường hợp khi có sự dao động không tắt dần giữa các phần tử của hệ thống điện dẫn đến việc tan rã hệ thống điện trong một vài giây;

b) Mất ổn định tĩnh là trường hợp có dao động nhỏ không tắt dần do hệ thống điện bắt đầu vận hành ở gần giới hạn mất ổn định;

c) Mất ổn định điện áp là trường hợp suy giảm điện áp xuống mức mà thiết bị điều chỉnh điện áp không thể nâng điện áp tới giá trị cho phép. Trong trường hợp này, tổn thất công suất phản kháng tăng và dẫn đến suy sụp điện áp lan rộng trong hệ thống điện;

d) Mất ổn định kéo dài do dao động tần số thấp (cộng hưởng tần số thấp) tại tần số thấp hơn tần số công nghiệp.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, xác định giới hạn vận hành ổn định của hệ thống điện. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp thông tin theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ cho việc nghiên cứu đánh giá ổn định hệ thống điện.

3. Các bên liên quan đến vận hành hệ thống điện có trách nhiệm duy trì lưới điện trong các giới hạn ổn định đã xác lập cho từng giai đoạn, phối hợp duy trì sơ đồ bảo vệ để loại trừ sự cố nhanh, nhạy và chọn lọc.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xem xét các ràng buộc an ninh hệ thống điện khi lập kế hoạch huy động nguồn điện để đảm bảo chế độ vận hành của hệ thống điện không vượt quá giới hạn ổn định cho phép.

5. Các Đơn vị phát điện có trách nhiệm duy trì điều chỉnh điện áp làm việc và đảm bảo cung cấp đủ công suất phản kháng cho hệ thống điện trong

thời gian vận hành; không được tách các tổ máy ra khỏi vận hành khi xảy ra sự cố, trừ trường hợp tần số vượt quá giới hạn cho phép được quy định tại Điều 32 Thông tư này hoặc trường hợp được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho phép.

6. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm duy trì vận hành của các thiết bị điều chỉnh điện áp trong lưới điện thuộc phạm vi quản lý của mình nhằm đảm bảo ổn định điện áp cho toàn hệ thống điện.

Điều 60. Thử nghiệm và giám sát thử nghiệm

1. Đơn vị phát điện có trách nhiệm tiến hành các thử nghiệm đối với các tổ máy phát điện của mình theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Khi ra lệnh thử nghiệm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo thời gian ngừng giám sát hoạt động tổ máy vì mục đích thử nghiệm.

2. Thử nghiệm về đáp ứng tự động của một tổ máy phát điện theo các thay đổi tần số hệ thống được thực hiện trong khi hệ thống điện vận hành bình thường và không cần lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Trong trường hợp này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo trước 16h00 ngày hôm trước về việc thử nghiệm trên tổ máy của Đơn vị phát điện được tiến hành vào ngày hôm sau.

3. Thử nghiệm chỉ được tiến hành trong khả năng làm việc theo đặc tính vận hành của tổ máy và trong thời gian được thông báo tiến hành thử nghiệm.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền thử nghiệm một tổ máy phát vào bất cứ thời gian nào nhưng không được thử nghiệm trên một tổ máy quá ba (03) lần trong một năm, trừ các trường hợp sau:

a) Kết quả thử nghiệm chỉ ra rằng một hoặc nhiều đặc tính vận hành không thống nhất như Đơn vị phát điện đã công bố;

b) Khi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị phát điện không thống nhất ý kiến về giá trị thích hợp của đặc tính vận hành của tổ máy;

c) Thử nghiệm được thực hiện theo yêu cầu của Đơn vị phát điện.

5. Đơn vị phát điện có quyền yêu cầu thử nghiệm trong các trường hợp sau:

a) Kiểm tra lại các đặc tính vận hành của tổ máy đã được hiệu chỉnh sau mỗi lần xảy ra sự cố hư hỏng liên quan đến tổ máy phát;

b) Kiểm tra tổ máy phát sau khi lắp đặt, sửa chữa lớn, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại.

6. Khi có yêu cầu thử nghiệm tổ máy phát, Đơn vị phát điện phải gửi văn bản cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, trong đó ghi rõ các

thông tin sau:

- a) Lý lịch của tổ máy phát;
- b) Các đặc tính của tổ máy phát;
- c) Các giá trị của đặc tính vận hành dự định thay đổi trong quá trình thử nghiệm.

7. Trong thời hạn hai (02) ngày kể từ ngày nhận được yêu cầu của Đơn vị phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổ chức thử nghiệm. Trường hợp chưa thể tổ chức thử nghiệm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể yêu cầu Đơn vị phát điện vận hành tổ máy phát theo đặc tính vận hành hiện tại.

8. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình thử nghiệm và giám sát thử nghiệm trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 61. Xử lý sự cố

1. Trong quá trình xử lý các sự cố, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép vận hành hệ thống điện với tần số và điện áp khác với tiêu chuẩn quy định và thực hiện các giải pháp để khôi phục hệ thống điện về trạng thái vận hành bình thường.

2. Các biện pháp xử lý sự cố

a) Ngừng tổ máy phát điện để khôi phục tần số về dải tần số vận hành bình thường;

b) Sa thải phụ tải theo từng tuyến đường dây bằng role tự động sa thải tần số thấp hoặc sa thải phụ tải theo lệnh điều độ;

c) Sa thải phụ tải tự động bằng role tần số thấp, được đặt ở các điểm phù hợp trong hệ thống. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định vị trí lắp đặt, các giá trị chỉnh định của role tần số thấp và lệnh sa thải phụ tải trong trường hợp sự cố hệ thống. Trong chế độ vận hành khẩn cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền tiến hành sa thải phụ tải ở bất kỳ tần số nào nhưng phải phù hợp với Quy trình xử lý sự cố;

d) Khi tần số tăng đến trị số cho phép, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm khôi phục lại các phụ tải đã bị sa thải;

đ) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền can thiệp để ngăn chặn trường hợp cắt liên tiếp các tổ máy phát điện, các đường dây tải điện;

e) Trường hợp sự cố tan rã toàn bộ hoặc một phần hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép chỉ định nhà máy điện có khả năng khởi động đen nhằm khôi phục hệ thống điện. Trường hợp cần thiết, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể yêu cầu nhà máy phát điện vận hành một tổ máy không theo các đặc tính vận hành với điều kiện đảm

bảo an toàn cho người và thiết bị. Nhà máy điện có trách nhiệm tuân thủ lệnh khởi động đen và thông báo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải đóng điện cho các phụ tải thích hợp để đảm bảo vận hành của tổ máy ổn định khởi động và hoà đồng bộ với các tổ máy khác.

3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình xử lý sự cố bao gồm trình tự thủ tục xử lý sự cố ở các chế độ cảnh báo, chế độ vận hành khẩn cấp và cực kỳ khẩn cấp quy định tại Điều 56 Thông tư này trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 62. Thông báo suy giảm an ninh hệ thống

1. Tại bất kỳ thời điểm nào, khi nhận thấy có tín hiệu rủi ro làm suy giảm an ninh cung cấp điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải gửi ngay thông báo về tình trạng giảm mức độ an toàn của hệ thống cho các bên có liên quan những thông tin sau:

- a) Tình trạng suy giảm an ninh hệ thống;
- b) Nguyên nhân;
- c) Phụ tải có khả năng bị sa thải;
- d) Các đơn vị và khu vực chịu ảnh hưởng.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo trước cho các đơn vị bị ảnh hưởng khi thực hiện sa thải phụ tải theo lệnh điều độ. Thông báo này bao gồm những thông tin sau:

- a) Các khu vực bị ngừng, giảm cung cấp điện;
- b) Lý do ngừng, giảm cung cấp điện;
- c) Thời điểm bắt đầu ngừng, giảm cung cấp điện;
- d) Thời điểm kết thúc ngừng, giảm cung cấp điện.

3. Khi không thể thông báo trước về sa thải phụ tải theo lệnh điều độ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo cho các đơn vị ngay sau khi thực hiện sa thải phụ tải theo lệnh điều độ:

- a) Các vùng đã bị ngừng, giảm cung cấp điện;
- b) Lý do ngừng, giảm cung cấp điện;
- c) Thời điểm bắt đầu ngừng, giảm cung cấp điện;
- d) Thời điểm kết thúc ngừng, giảm cung cấp điện.

4. Hình thức thông báo: Trên cơ sở đánh giá suy giảm an ninh cung cấp điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện năm, tháng, tuần, ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo suy giảm an ninh hệ thống và biện pháp phòng ngừa ngừng, giảm cung cấp điện (nếu có) như sau:

a) Gửi văn bản tới các đơn vị liên quan và đăng thông tin trên trang Web chính thức của thị trường điện đối với thông báo suy giảm an ninh cung cấp điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện năm, tháng;

b) Gửi văn bản, ra lệnh điều độ theo cấp điều độ và đăng thông tin trên trang Web chính thức của thị trường điện đối với thông báo suy giảm an ninh cung cấp điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện tuần, ngày.

Điều 63. Sa thải phụ tải đảm bảo an ninh hệ thống

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, phân bổ công suất và điện năng cắt giảm tại các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải để đảm bảo hệ thống điện được vận hành ổn định.

2. Các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm thực hiện ngừng, giảm cung cấp điện đúng mức công suất và điện năng theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Trường hợp khẩn cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền sa thải một phần phụ tải của các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải, kể cả khi lượng điện năng và công suất cắt giảm đã được thực hiện theo đúng yêu cầu.

Mục 2

TRÁCH NHIỆM CỦA CÁC ĐƠN VỊ TRONG VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 64. Trách nhiệm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

1. Yêu cầu Đơn vị truyền tải điện thực hiện các thao tác đóng cắt trực tiếp trên lưới điện truyền tải; yêu cầu Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải thực hiện các thao tác đóng cắt điện đối với các thiết bị điện trong phạm vi quản lý của khách hàng.

2. Kiểm tra và thông qua sơ đồ bảo vệ các trang thiết bị điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trong trường hợp sơ đồ bảo vệ đó có ảnh hưởng đến hệ thống bảo vệ lưới điện truyền tải.

3. Thiết lập và duy trì hệ thống thông tin liên lạc, truyền dữ liệu và điều khiển từ xa phục vụ vận hành hệ thống điện.

4. Điều độ vận hành các tổ máy phát điện theo quy định tại Chương này.

5. Điều độ vận hành lưới điện truyền tải.

6. Chỉ huy vận hành hệ thống điện phân phối liên quan để đảm bảo vận hành an toàn và tin cậy cung cấp điện của lưới điện truyền tải.

7. Thoả thuận lịch sửa chữa các tổ máy phát điện và lưới điện truyền tải với các Đơn vị phát điện và Đơn vị truyền tải điện.

8. Lập kế hoạch và phương thức vận hành hệ thống điện cho năm, tháng, tuần và giờ tới theo các nguyên tắc quy định từ Điều 56 đến Điều 63 Thông tư này, ra lệnh điều độ, lưu nhật ký điều độ.

9. Giám sát việc thực hiện lệnh điều độ, phát hiện những vi phạm lệnh điều độ hoặc sai khác với mức sai số điều độ cho phép và báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

10. Trong quá trình vận hành, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền yêu cầu thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung các thiết bị trong lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

11. Phối hợp với Đơn vị truyền tải điện trong quá trình thiết lập các sơ đồ bảo vệ lưới điện truyền tải quốc gia và duy trì đúng đặc tính vận hành của các thiết bị bảo vệ phù hợp với sơ đồ bảo vệ.

12. Hàng năm, trình Cục Điều tiết điện lực phê duyệt sai số điều độ cho phép đối với các nhà máy điện.

Điều 65. Trách nhiệm của Đơn vị truyền tải điện

1. Cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông số kỹ thuật của thiết bị theo mẫu và thời gian do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định. Trừ trường hợp cắt điện đã được cho phép, Đơn vị truyền tải điện phải đảm bảo toàn bộ thiết bị của mình ở trạng thái sẵn sàng vận hành theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đơn vị truyền tải điện phải cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện mọi thông tin thay đổi về mức độ sẵn sàng của thiết bị và lý do thay đổi.

2. Tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trừ trường hợp việc thực hiện đe dọa đến tính mạng con người, thiết bị hoặc lệnh điều độ đó vi phạm các quy định có liên quan.

3. Trong quá trình vận hành, Đơn vị truyền tải điện có quyền yêu cầu thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung các thiết bị trong lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

4. Thiết lập các hệ thống bảo vệ, điều khiển tự động đáp ứng các yêu cầu theo quy chuẩn ngành được áp dụng và yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo vận hành ổn định, tin cậy lưới điện truyền tải.

5. Thiết lập các sơ đồ bảo vệ lưới điện truyền tải quốc gia và duy trì đúng đặc tính vận hành của các thiết bị bảo vệ phù hợp với sơ đồ bảo vệ.

6. Duy trì lưới điện truyền tải trong tình trạng an toàn và tin cậy.

7. Tuân thủ các quy chuẩn về vận hành lưới điện truyền tải.

8. Khôi phục lại lưới điện truyền tải sau sự cố.

9. Bảo đảm sự làm việc ổn định, tin cậy và liên tục của các thiết bị DCS(Gateway)/RTU và hệ thống thông tin phục vụ vận hành an toàn hệ thống điện truyền tải.

Điều 66. Trách nhiệm của Đơn vị phát điện

1. Cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin về độ sẵn sàng của các tổ máy phát điện, bao gồm công suất phát, thời gian khởi động và ngừng tổ máy, tốc độ tăng giảm tải. Trường hợp có sự thay đổi về độ sẵn sàng của các tổ máy, Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp ngay cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thay đổi và nêu rõ lý do.

2. Tuân thủ lệnh điều độ trong dải sai số điều độ cho phép, trừ trường hợp việc thực hiện lệnh điều độ có thể đe dọa đến tính mạng con người, thiết bị hoặc lệnh điều độ vi phạm quy định có liên quan. Trường hợp không tuân thủ lệnh điều độ, Đơn vị phát điện phải thông báo ngay cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và nêu rõ lý do.

3. Duy trì hoạt động của hệ thống điều tốc và kích từ để đảm bảo cung cấp đầy đủ công suất theo yêu cầu trong hợp đồng mua bán điện hoặc thỏa thuận đấu nối.

4. Thiết lập các hệ thống bảo vệ, điều khiển tự động đáp ứng các yêu cầu theo quy chuẩn ngành được áp dụng và yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo vận hành ổn định lưới điện truyền tải.

5. Bảo đảm sự làm việc ổn định, tin cậy và liên tục của thiết bị DCS(Gateway)/RTU và hệ thống thông tin thuộc phạm vi quản lý để phục vụ vận hành an toàn hệ thống điện truyền tải.

Điều 67. Trách nhiệm của Đơn vị phân phối điện

1. Cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông số kỹ thuật của thiết bị theo mẫu và thời gian do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định, sự thay đổi khả năng sẵn sàng của thiết bị và lý do thay đổi.

2. Tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, trừ trường hợp việc thực hiện lệnh điều độ đe dọa đến tính mạng con người, thiết bị hoặc lệnh điều độ đó vi phạm các quy định có liên quan.

3. Vận hành các thiết bị bù trong lưới điện phân phối để đáp ứng nhu cầu công suất phản kháng mà Đơn vị phân phối điện có nghĩa vụ cung cấp cho hệ thống điện.

4. Duy trì hoạt động của hệ thống bảo vệ, khả năng sẵn sàng làm việc của hệ thống tự động sa thải phụ tải theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

5. Lập và cung cấp số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện cho Đơn vị vận

hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Chương III Thông tư này.

6. Bảo đảm sự làm việc ổn định, tin cậy và liên tục của thiết bị DCS(Gateway)/RTU và hệ thống thông tin thuộc phạm vi quản lý để phục vụ vận hành an toàn hệ thống điện truyền tải.

Điều 68. Trách nhiệm của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải

1. Tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Thực hiện đúng biểu đồ phụ tải và đảm bảo hệ số công suất như trong hợp đồng mua bán điện đã ký.

3. Duy trì hoạt động của hệ thống bảo vệ để chống sự cố lan truyền vào hệ thống điện.

4. Lập và cung cấp số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Chương III Thông tư này.

5. Bảo đảm sự làm việc ổn định, tin cậy và liên tục của thiết bị DCS(Gateway)/RTU và hệ thống thông tin thuộc phạm vi quản lý để phục vụ vận hành an toàn hệ thống điện truyền tải.

Mục 3

DỊCH VỤ PHỤ TRỢ

Điều 69. Các loại dịch vụ phụ trợ

Các loại dịch vụ phụ trợ được sử dụng để điều chỉnh tần số và điện áp trong quá trình vận hành hệ thống điện truyền tải bao gồm:

1. Điều tần.
2. Dự phòng quay.
3. Khởi động nhanh.
4. Khởi động nguội.
5. Điều chỉnh điện áp.
6. Dự phòng vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện.
7. Khởi động đen.

Điều 70. Yêu cầu kỹ thuật của các dịch vụ phụ trợ

1. Điều tần: Tổ máy cung cấp dịch vụ điều tần phải có khả năng tăng hoặc giảm công suất đáp ứng với sự thay đổi tần số của hệ thống điện hoặc với các

tín hiệu tự động khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định. Các tổ máy phải có khả năng thay đổi ít nhất 4% công suất định mức của tổ máy trong vòng mười (10) giây và có thể duy trì mức thay đổi này tối thiểu trong mười (10) phút.

2. Dự phòng quay: Tổ máy cung cấp dự phòng quay phải có khả năng tăng đến công suất định mức theo tín hiệu tần số hoặc các tín hiệu tự động khác được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định trong vòng hai mươi lăm (25) giây và duy trì ở mức công suất định mức đó tối thiểu ba mươi (30) phút.

3. Khởi động nhanh: Tổ máy cung cấp dự phòng khởi động nhanh phải có khả năng tăng đến công suất định mức trong vòng mười lăm (15) phút và duy trì ở mức công suất này tối thiểu tám (08) giờ.

4. Khởi động nguội: Tổ máy cung cấp dự phòng khởi động nguội phải có khả năng tăng đến công suất định mức trong vòng tám (08) giờ và duy trì ở mức công suất này tối thiểu một (01) tuần.

5. Điều chỉnh điện áp: Tổ máy cung cấp dịch vụ điều chỉnh điện áp phải có khả năng thay đổi công suất phản kháng đáp ứng yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

6. Dự phòng vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện: Tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện phải có khả năng tăng đến công suất định mức trong một (01) giờ và duy trì mức công suất định mức tối thiểu trong tám (08) giờ.

7. Khởi động đen: Tổ máy cung cấp dịch vụ khởi động đen phải có khả năng tự khởi động từ trạng thái nguội mà không cần nguồn cấp ngoài và phải có khả năng kết nối, cấp điện cho lưới điện truyền tải sau khi đã khởi động được.

Điều 71. Nguyên tắc xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ

1. Nguyên tắc chung để xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ, bao gồm:

a) Đảm bảo mức dự phòng điện năng và công suất của hệ thống điện duy trì trong năm để đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành và an ninh cung cấp điện;

b) Đạt mức chi phí tối thiểu trong giới hạn các nguồn cung cấp đang có.

2. Nguyên tắc xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ:

a) Khởi động nhanh: Yêu cầu dự phòng khởi động nhanh phải có khả năng bù đắp lượng chênh lệch giữa dự phòng công suất hợp lý xác định tại Điều 91 Thông tư này và dự phòng công suất dự báo tính toán theo quy định tại Điều 93 Thông tư này;

b) Khởi động nguội: Các yêu cầu đối với dự phòng khởi động nguội phải có khả năng bù đắp lượng chênh lệch giữa dự phòng điện năng hợp lý xác định tại Điều 91 Thông tư này và dự phòng điện năng dự báo tính toán theo quy định tại Điều 93 Thông tư này;

c) Dự phòng vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện: Để xác định những tổ máy phát điện đáp ứng dịch vụ vận hành phải phát này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải tính toán và so sánh ở các chế độ vận hành có ràng buộc và không ràng buộc trên mô hình tính toán mô phỏng thị trường điện. Dự phòng vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện phải được Cục Điều tiết điện lực thông qua hàng năm;

d) Khởi động đen: Yêu cầu đối với khởi động đen là phải đảm bảo huy động lượng công suất một cách hiệu quả và sẵn sàng khi hệ thống điện có sự cố gây mất điện cô lập trong một khu vực rộng lớn. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải xem xét, phân tích các sự cố có thể phân tách lưới điện truyền tải ra thành các vùng miền cô lập để tính toán, xác định yêu cầu đối với dịch vụ khởi động đen trong hệ thống điện truyền tải.

3. Trước ngày 30 tháng 9 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố kết quả xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ cho năm tới để làm cơ sở lập kế hoạch mua và huy động các dịch vụ phụ trợ trong năm.

4. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình xác định và vận hành dịch vụ phụ trợ bao gồm phương pháp tính, trình tự thủ tục phê duyệt dịch vụ phụ trợ, quy trình vận hành dịch vụ phụ trợ trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 72. Đăng ký dịch vụ phụ trợ

1. Đơn vị phát điện có nhà máy điện đấu nối với lưới điện truyền tải hoặc tham gia thị trường điện cạnh tranh phải đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ của từng tổ máy phát điện phù hợp với các tiêu chuẩn kỹ thuật quy định tại Điều 70 Thông tư này.

2. Đối với nhà máy điện chuẩn bị đóng điện đưa vào vận hành thương mại, Đơn vị phát điện phải đăng ký khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ của từng tổ máy phát điện chậm nhất ba (03) tháng trước ngày tổ máy phát điện vận hành thương mại.

3. Đơn vị phát điện phải thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện bất kỳ thay đổi nào về thiết bị ảnh hưởng đến khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ của đơn vị mình trong thời gian sớm nhất.

Mục 4

LẬP KẾ HOẠCH BẢO DƯỠNG SỬA CHỮA HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 73. Quy định chung về bảo dưỡng và sửa chữa hệ thống điện truyền tải

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

hoạch bảo dưỡng hệ thống điện truyền tải bao gồm kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện truyền tải và các nguồn điện đầu nối vào lưới điện truyền tải phục vụ cho việc lập kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải theo quy định.

2. Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống điện truyền tải được lập trên cơ sở lịch đăng ký vận hành và kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện, nhà máy điện của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải và phải được tính toán cân đối trong toàn bộ hệ thống điện quốc gia theo các nguyên tắc sau:

a) Đảm bảo vận hành an toàn, ổn định, tin cậy và kinh tế toàn hệ thống;

b) Cân bằng công suất nguồn phát và phụ tải và có đủ lượng dự phòng công suất, điện năng và các dịch vụ phụ trợ cần thiết cho các chế độ vận hành của hệ thống điện quốc gia.

3. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tuân thủ sự hướng dẫn và kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống điện truyền tải do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải đánh giá mức độ ảnh hưởng của kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện, nhà máy điện do Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đăng ký đối với vấn đề an ninh cung cấp điện theo quy định từ Điều 90 đến Điều 94 Thông tư này.

5. Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện bao gồm:

a) Lịch bảo dưỡng sửa chữa của mười hai (12) tháng;

b) Lịch bảo dưỡng sửa chữa tháng, tuần, ngày;

c) Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hai (02) năm tiếp theo để đánh giá an ninh hệ thống trung hạn.

6. Lịch bảo dưỡng sửa chữa mười hai (12) tháng tiếp theo phải được lập riêng biệt với lịch bảo dưỡng sửa chữa tháng, tuần, ngày và phải được thông báo cho các đơn vị liên quan về chế độ vận hành tháng, tuần, ngày. Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hai (02) năm tiếp theo là kế hoạch định hướng dùng để đánh giá an ninh hệ thống trung hạn.

7. Thời gian trình lịch bảo dưỡng sửa chữa phải tuân thủ quy định về thời gian trình chế độ vận hành.

8. Lịch bảo dưỡng sửa chữa bao gồm các nội dung sau:

a) Tên thiết bị cần được bảo dưỡng sửa chữa;

b) Yêu cầu và nội dung bảo dưỡng sửa chữa;

c) Dự kiến thời gian bắt đầu và hoàn thành công việc bảo dưỡng sửa chữa;

d) Những thiết bị liên quan khác.

9. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình lập kế

hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 74. Lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện, nhà máy điện

1. Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện, nhà máy điện được lập cho các giai đoạn: hai (02) năm tiếp theo, mười hai (12) tháng tới, một (01) tháng tới, một (01) tuần tới và một (01) ngày tới.

2. Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện, nhà máy điện phải đảm bảo việc phối hợp lịch bảo dưỡng sửa chữa cho tất cả các thiết bị để giảm thiểu ảnh hưởng tới an ninh cung cấp điện toàn hệ thống.

3. Định kỳ hàng năm, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện, nhà máy điện cho hai (02) năm tiếp theo.

4. Trên cơ sở các thông tin về kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa được cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan, nhằm mục đích giảm thiểu ảnh hưởng tới an ninh cung cấp điện toàn hệ thống.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phối hợp với các đơn vị có liên quan để đề xuất kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị nhằm mục đích tối thiểu hóa ảnh hưởng tới an ninh cung cấp điện toàn hệ thống.

6. Trên cơ sở kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố các thông tin sau:

a) Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện cho hai (02) năm tiếp theo;

b) Lịch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện cho mười hai (12) tháng tới;

c) Lịch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện hàng tháng;

d) Lịch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện hàng tuần;

đ) Lịch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện hàng ngày.

7. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải định kỳ công bố kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa như sau:

a) Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hai (02) năm tiếp theo phải được cập nhật và công bố hàng năm;

b) Lịch bảo dưỡng sửa chữa mười hai (12) tháng tới phải được cập nhật và công bố định kỳ ba (03) tháng;

c) Lịch bảo dưỡng sửa chữa hàng tháng phải được cập nhật và công bố hàng tuần;

d) Lịch bảo dưỡng sửa chữa tuần phải được cập nhật và công bố hai (02) lần một (01)

tuần cho bảy (07) ngày tiếp theo;

đ) Lịch bảo dưỡng sửa chữa ngày phải được công bố hai (02) lần trong ngày và xét tới hai mươi tư (24) giờ tiếp theo.

Điều 75. Thứ tự ưu tiên tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa

1. Trong quá trình lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị quy định tại Điều 74 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể từ chối yêu cầu tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa khi xác định việc tách thiết bị này dẫn đến vi phạm yêu cầu an ninh cung cấp điện chung và phải nêu rõ lý do.

2. Trước khi từ chối yêu cầu tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thực hiện thứ tự ưu tiên như sau:

a) Tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa cho nguồn điện có mức ưu tiên cao hơn cho lưới điện truyền tải;

b) Tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa của các nguồn điện được ưu tiên thực hiện theo nguyên tắc tối thiểu chi phí mua điện toàn hệ thống;

c) Trường hợp có hai hoặc nhiều yêu cầu tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa nguồn điện có cùng ảnh hưởng đến giá phát điện tới khách hàng sử dụng điện cuối cùng thì yêu cầu nào đưa trước sẽ có thứ tự ưu tiên cao nhất.

3. Căn cứ thứ tự ưu tiên quy định tại khoản 2 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền từ chối yêu cầu tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa đến khi yêu cầu an ninh cung cấp điện được đảm bảo.

Điều 76. Đăng ký tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa

1. Việc đăng ký đưa thiết bị đang vận hành hoặc dự phòng để bảo dưỡng sửa chữa của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải được phân loại như sau:

a) Đăng ký sửa chữa theo kế hoạch là đăng ký tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa trên cơ sở kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập;

b) Đăng ký sửa chữa ngoài kế hoạch là đăng ký tách thiết bị để bảo dưỡng sửa chữa không theo kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập;

c) Đăng ký sửa chữa do sự cố là đăng ký tách thiết bị đang vận hành trong tình trạng có nguy cơ dẫn đến sự cố để sửa chữa.

2. Nội dung của đăng ký tách thiết bị ra sửa chữa bao gồm:

a) Tên thiết bị;

b) Nội dung công việc chính;

c) Thời gian dự kiến tiến hành công việc;

- d) Thời gian dự kiến tiến hành nghiệm thu, chạy thử;
- đ) Thời điểm dự kiến tháo dỡ thiết bị và đưa thiết bị trở lại làm việc;
- e) Các thông tin cần thiết khác.

3. Trường hợp có cảnh báo suy giảm an ninh hệ thống điện dẫn đến phải thay đổi lịch tách thiết bị ra sửa chữa, các đơn vị quản lý vận hành thiết bị phải đăng ký lại với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất bốn mươi tám (48) giờ trước giờ thiết bị được tách ra khỏi vận hành, kể cả sửa chữa trong kế hoạch và ngoài kế hoạch.

4. Trường hợp cần thiết, khi có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người và an toàn thiết bị, các đơn vị quản lý vận hành thiết bị có thể tách thiết bị đó để tránh nguy hiểm cho người hoặc thiết bị. Các đơn vị này phải lập tức thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đầy đủ các thông tin về việc tách thiết bị khẩn cấp khỏi vận hành.

5. Khi có thông báo suy giảm an ninh hệ thống điện quy định tại Điều 62 Thông tư này, các đơn vị quản lý vận hành thiết bị có thể khôi phục thiết bị tách bảo dưỡng sửa chữa trở lại vận hành sớm hơn kế hoạch phê duyệt ít hơn bốn mươi tám (48) giờ, nhưng phải thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ít nhất bốn (04) giờ.

6. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình, trình tự, thủ tục tách các thiết bị ra sửa chữa và đưa vào hoạt động trở lại trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 77. Tách sửa chữa khẩn cấp thiết bị đang vận hành

1. Trường hợp phát hiện thiết bị đang vận hành có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người và an toàn thiết bị, nhân viên vận hành của các đơn vị quản lý vận hành thiết bị đó có quyền tách khẩn cấp thiết bị ra khỏi hệ thống điện và phải chịu hoàn toàn trách nhiệm về quyết định của mình trong việc tách thiết bị đó ra khỏi hệ thống điện.

2. Quá trình tách thiết bị khẩn cấp bao gồm cả việc tách thiết bị tự động bởi các thiết bị bảo vệ hoặc các thiết bị tự động khác.

Điều 78. Báo cáo việc tách sửa chữa khẩn cấp thiết bị

Trường hợp tách sửa chữa khẩn cấp thiết bị, đơn vị quản lý vận hành thiết bị có trách nhiệm:

1. Cập nhật và báo cáo ngay các thông tin liên quan đến thiết bị này trong thời hạn một (01) giờ.

2. Trong thời hạn một (01) giờ, phải thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về sự thay đổi trạng thái của thiết bị.

3. Trong thời hạn hai mươi tư (24) giờ phải lập báo cáo giải trình gửi Cục Điều tiết điện lực về lý do tách thiết bị khỏi vận hành và nêu rõ nguyên nhân.

Mục 5

LẬP LỊCH VÀ ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN

Điều 79. Lập lịch huy động ngày tới

1. Mục đích của việc lập lịch huy động ngày tới là điều chỉnh lịch huy động điện năng và các dịch vụ phụ trợ của mỗi tổ máy phát điện cho ngày tới.

2. Lập lịch huy động ngày tới được thực hiện căn cứ trên bản chào của các Đơn vị phát điện phù hợp với Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh đồng thời xét đến các ràng buộc an ninh hệ thống điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả lịch huy động ngày tới dựa trên các bản chào của Đơn vị phát điện theo Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh.

Điều 80. Lập lịch huy động giờ tới

1. Mục đích của việc lập lịch huy động giờ tới:

a) Điều chỉnh lịch huy động các tổ máy phát điện theo dự báo nhu cầu phụ tải điện giờ tới và xét đến ràng buộc an ninh hệ thống điện;

b) Lập lịch huy động giờ tới cho các tổ máy phát điện và các dịch vụ phụ trợ phục vụ vận hành thời gian thực.

2. Trước ba mươi (30) phút của giờ tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện giờ tới phục vụ lập lịch huy động giờ tới, chế độ vận hành dự kiến, các ràng buộc an ninh của hệ thống điện và các thông tin cần thiết khác.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố thông tin về kết quả lịch huy động giờ tới trên trang Web thị trường điện theo thời gian biểu vận hành thị trường điện.

Điều 81. Ràng buộc an ninh hệ thống

1. Để lập lịch huy động và điều độ đảm bảo phù hợp với các nguyên tắc vận hành an toàn quy định tại Điều 57 và Điều 59 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải đưa ra chi tiết các ràng buộc an ninh hệ thống điện trong mô hình tính toán lập lịch huy động.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm nghiên cứu và xác định danh mục các ràng buộc an ninh hệ thống điện phục vụ quá trình lập lịch huy động và điều độ kinh tế hệ thống điện, bao gồm:

a) Ràng buộc lưới điện truyền tải;

b) Ràng buộc khả năng phát của tổ máy phát điện;

c) Yêu cầu đối với dịch vụ phụ trợ;

d) Các ràng buộc cần thiết để đảm bảo an toàn cung cấp điện quy định tại Điều 57 và Điều 59 Thông tư này.

3. Quy trình lập lịch huy động và điều độ phải tính đến tất cả các ràng buộc an ninh hệ thống.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố cơ sở và cách tính các ràng buộc an ninh hệ thống điện trước ít nhất một tuần và phải được cập nhật liên tục.

5. Trường hợp cần thiết, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể thay đổi những ràng buộc an ninh hệ thống điện trong quá trình điều độ thời gian thực để đảm bảo vận hành an toàn hệ thống điện.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố lịch huy động ngày tới, những ràng buộc an ninh ảnh hưởng đến lịch huy động ngày tới, lịch huy động giờ tới và những phương thức điều độ thời gian thực cùng với giải trình về bất kỳ thay đổi nào khi thực hiện điều độ thời gian thực.

Điều 82. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

1. Mục đích điều độ hệ thống điện thời gian thực.

a) Đảm bảo lịch điều độ các tổ máy phát điện và dịch vụ phụ trợ trong thời gian thực được thực hiện minh bạch đối với tất cả các bên khi tham gia thị trường điện;

b) Đảm bảo hệ thống điện được vận hành an toàn tin cậy theo quy định.

2. Các nguyên tắc điều độ hệ thống điện thời gian thực.

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm vận hành hệ thống điện trong thời gian thực, ra lệnh điều độ và tuân thủ theo các quy trình, quy định có liên quan;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều độ hệ thống điện trong thời gian thực căn cứ trên lịch huy động giờ tới. Trường hợp khẩn cấp, để đảm bảo an ninh hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền vận hành hệ thống điện khác với lịch huy động giờ tới. Các thay đổi này phải được ghi lại trong báo cáo vận hành ngày và thông báo cho các bên có liên quan;

c) Các đơn vị tham gia thị trường điện phải tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Các lệnh điều độ phải được ghi lại trong nhật ký điều độ, bằng máy ghi âm và cơ sở dữ liệu của phần mềm quản lý vận hành hệ thống điện;

đ) Sau thời điểm vận hành thời gian thực, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố thông tin về các lệnh điều độ huy động tổ máy, vận hành hệ thống điện trên trang Web thị trường điện theo thời gian biểu vận

hành thị trường điện.

3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình Điều độ hệ thống điện quốc gia trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 83. Các phương thức vận hành hệ thống điện thời gian thực

1. Phương thức vận hành ở chế độ bình thường và cảnh báo.

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đảm bảo cân bằng cung cầu trong thời gian thực bằng cách ra lệnh thực hiện các thao tác vận hành dựa trên cơ sở lịch huy động giờ tới;

b) Khi xảy ra trạng thái mất cân bằng trên hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh huy động các tổ máy phát điện cung cấp dịch vụ điều tần, dự phòng quay và sau đó điều chỉnh công suất phát của các tổ máy phát điện căn cứ trên thứ tự huy động theo các bản chào đề đưa hệ thống điện trở lại trạng thái cân bằng và duy trì mức dự phòng theo quy định.

2. Phương thức vận hành ở chế độ khẩn cấp.

a) Trường hợp đã thực hiện các biện pháp quy định tại điểm b khoản 1 Điều này mà hệ thống điện không trở về chế độ bình thường, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm huy động các tổ máy dự phòng khởi động nhanh căn cứ trên chi phí thấp nhất bao gồm cả lịch huy động giờ tới;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lịch huy động thực tế của các loại dịch vụ phụ trợ trên trang Web thị trường điện theo Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh.

3. Phương thức vận hành ở chế độ cực kỳ khẩn cấp:

a) Trường hợp đã thực hiện các biện pháp quy định tại điểm a khoản 2 Điều này mà hệ thống điện vẫn ở trạng thái mất cân bằng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép thực hiện các biện pháp sa thải phụ tải;

b) Trường hợp xảy ra sự cố trong vận hành thời gian thực, tùy thuộc vào mức độ nghiêm trọng của sự cố, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền điều độ tất cả các nhà máy điện trong hệ thống điện nhằm nhanh chóng đưa hệ thống điện trở về trạng thái vận hành bình thường;

c) Các đơn vị liên quan phải tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để khôi phục hệ thống điện trở về trạng thái vận hành bình thường;

d) Các thay đổi trên phải được ghi trong báo cáo vận hành của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và thông báo cho các bên liên quan;

đ) Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình, thủ tục sa thải phụ tải của hệ thống điện trong chế độ sự cố trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

4. Khôi phục hệ thống điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thực hiện quy định tại Quy định khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia để tiến hành các biện pháp khôi phục hệ thống điện về chế độ vận hành bình thường.

5. Vận hành khi dừng thị trường điện

Trong trường hợp thị trường điện tạm dừng hoạt động, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều độ hệ thống điện căn cứ trên lịch huy động ngày tới có xét đến các ràng buộc an ninh hệ thống được tính toán và công bố.

Mục 6

TRAO ĐỔI THÔNG TIN XỬ LÝ SỰ CỐ

Điều 84. Yêu cầu trao đổi thông tin xử lý sự cố

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chung trong việc xử lý các sự cố ảnh hưởng đến quá trình vận hành an toàn và tin cậy hệ thống điện.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm gửi thông báo ngay theo đường fax hoặc các hình thức thông tin khác cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trong quá trình vận hành khi có sự cố tại bất kỳ một phân tử nào trên lưới điện truyền tải mà ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động của các đơn vị này.

3. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thông báo ngay cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị truyền tải điện bất kỳ một hoạt động hay sự cố nào trong phạm vi quản lý có thể ảnh hưởng đến quá trình vận hành an toàn và tin cậy hệ thống điện quốc gia.

4. Khi nhận được thông báo theo quy định tại khoản 2, khoản 3 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải liên hệ với Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải để tìm nguyên nhân sự cố. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp các thông tin có liên quan, giải đáp các câu hỏi và yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

5. Nội dung của thông báo, báo cáo hoặc giải đáp quy định tại các khoản 2, 3 và 4 Điều này bao gồm:

a) Tên và chức vụ của người cung cấp thông báo, báo cáo hoặc giải đáp, thời gian thông báo, gửi báo cáo hoặc giải đáp;

b) Thông tin chi tiết liên quan đến vận hành, làm rõ trường hợp sự cố hoặc những rủi ro xảy ra.

6. Báo cáo thông tin sự cố hoặc các giải đáp về sự cố có thể bằng văn bản hoặc bằng lời nói. Báo cáo sự cố hoặc các giải đáp về sự cố phải bao gồm các nội dung và được thực hiện như sau:

a) Thông tin chi tiết về nguyên nhân sự cố, những ảnh hưởng hoặc thiệt hại do sự cố, tai nạn hoặc thiệt hại tính mạng; biện pháp khắc phục và kết quả thực hiện những biện pháp đó;

b) Trường hợp sự cố có thể khắc phục ngay, báo cáo hoặc giải đáp dưới dạng lời nói: người báo cáo phải nói từng từ cho người nhận để ghi lại và người nhận phải đọc lại những thông tin này để người cung cấp xác nhận lại một cách chính xác thông tin đó;

c) Trường hợp sự cố xảy ra trong nhà máy, nhà máy phải báo cáo hoặc giải đáp. Nếu sự cố xảy ra tại hệ thống điện đấu nối với lưới điện truyền tải quốc gia, khách hàng phải báo cáo về sự cố hoặc giải đáp các câu hỏi; nếu sự cố xảy ra trên lưới điện truyền tải quốc gia thì Đơn vị truyền tải điện phải làm báo cáo hoặc giải đáp các câu hỏi;

d) Trường hợp sự cố liên quan đến nhiều bên như nhà máy điện, Khách hàng sử dụng điện, nếu một bên yêu cầu tổ chức cuộc họp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải tổ chức cuộc họp với sự có mặt của các bên có liên quan. Kết luận cuộc họp có hiệu lực thi hành đối với tất cả các bên có liên quan.

7. Trong quá trình vận hành, các hoạt động sau đây phải được thông báo bằng văn bản hoặc bản ghi âm:

a) Dừng hoạt động để thử nghiệm một phần của nhà máy điện liên quan đến độ tin cậy của hệ thống lưới điện quốc gia;

b) Dừng hoạt động để thử nghiệm một phần của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải liên quan đến độ tin cậy của lưới điện truyền tải;

c) Kiểm tra không theo kế hoạch, thử nghiệm các hạng mục của nhà máy điện và các Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

d) Thao tác đóng cắt dao tiếp đất, cắt đấu nối không tuân theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

đ) Các hoạt động có liên quan do Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải thực hiện.

Điều 85. Bảo mật thông tin

Mọi thông tin liên quan đến quá trình vận hành hay sự cố chỉ được cung cấp cho bên thứ 3 trong các trường hợp sau:

1. Các trường hợp do pháp luật quy định.

2. Có sự thỏa thuận giữa các Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, hoặc được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho phép cung cấp thông tin.

3. Bên thứ 3 là khách hàng có đấu nối với lưới điện truyền tải quốc gia và

được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho phép cung cấp thông tin.

Mục 7

PHỐI HỢP VẬN HÀNH AN TOÀN

Điều 86. Trách nhiệm của Đơn vị truyền tải điện trong phối hợp vận hành an toàn

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm xây dựng các quy trình, thủ tục phối hợp vận hành an toàn lưới điện truyền tải trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

2. Quy trình, thủ tục phối hợp vận hành an toàn lưới điện truyền tải gồm các nội dung sau:

a) Thủ tục vận hành an toàn lưới điện truyền tải với lưới điện của khách hàng;

b) Thủ tục đảm bảo an toàn trong vận hành và bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện truyền tải hoặc các thiết bị điện đấu nối vào lưới điện truyền tải.

3. Các quy trình, thủ tục phối hợp vận hành an toàn phải tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật, an toàn và các quy định có liên quan.

Điều 87. Phân công phối hợp vận hành giữa Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải

1. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải phối hợp vận hành và bảo dưỡng lưới điện truyền tải và các thiết bị đấu nối với lưới điện truyền tải trong phạm vi quản lý đảm bảo hệ thống điện quốc gia vận hành an toàn và tin cậy.

2. Các đơn vị liên quan có trách nhiệm phối hợp vận hành an toàn để đảm bảo tuân thủ quy định về vận hành an toàn và bảo dưỡng lưới điện truyền tải, các thiết bị điện đấu nối vào lưới điện truyền tải.

Mục 8

CHẾ ĐỘ BÁO CÁO

Điều 88. Báo cáo kế hoạch vận hành và kết quả vận hành lưới điện truyền tải

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm lập báo cáo định kỳ gửi Cục Điều tiết điện lực, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải năm tới, tháng tới, bao gồm việc lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị quy định từ Điều 73 đến Điều 78 Thông tư này và đánh giá an ninh hệ thống điện quy định từ Điều 90 đến Điều 94 Thông tư này.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo định kỳ về tình hình thực hiện, kết quả vận hành lưới điện truyền tải năm (05) năm, hàng năm, hàng tháng và hàng tuần. Trong đó đánh giá việc thực hiện các tiêu chuẩn vận hành quy định tại Chương II Thông tư này; đánh giá kết quả vận hành lưới điện truyền tải; tình hình quá tải, sự cố thiết bị và nguyên nhân, đề xuất các biện pháp để đảm bảo vận hành lưới điện an toàn tin cậy và hiệu quả; các chỉ số đánh giá chất lượng hoạt động quy định tại Điều 97 Thông tư này.

3. Trước ngày 15 tháng 12 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện phải lập báo cáo về kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải cho năm tới; trước ngày 15 hàng tháng lập báo cáo về kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải cho tháng tới; trước ngày thứ năm hàng tuần phải lập báo cáo về kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải tuần tới gửi Cục Điều tiết điện lực và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 89. Báo cáo kế hoạch vận hành và kết quả vận hành hệ thống điện quốc gia

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập báo cáo định kỳ gửi Cục Điều tiết điện lực về kế hoạch vận hành hệ thống điện quốc gia năm tới, tháng tới và tuần tới, bao gồm việc lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị quy định từ Điều 73 đến Điều 78 Thông tư này và đánh giá an ninh hệ thống điện quy định từ Điều 90 đến Điều 94 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập báo cáo định kỳ về tình hình thực hiện, kết quả vận hành hệ thống điện quốc gia năm (05) năm, hàng năm, hàng tháng và hàng tuần. Trong đó đánh giá việc thực hiện các tiêu chuẩn vận hành quy định tại Chương II Thông tư này; đánh giá nhu cầu phụ tải điện và diễn biến tiêu thụ điện, đánh giá sai số dự báo nhu cầu phụ tải điện; đánh giá kết quả vận hành lưới điện truyền tải; tình hình sự cố và nguyên nhân, đề xuất các biện pháp để đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn tin cậy và hiệu quả; các chỉ số đánh giá chất lượng hoạt động quy định tại Điều 96 Thông tư này; các số liệu thống kê về cung cấp nhiên liệu, tình hình thủy văn các hồ chứa thủy điện và huy động các nhà máy điện; thống kê sự cố nguồn điện và lưới điện.

3. Trước ngày 25 tháng 12 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải lập báo cáo về kế hoạch vận hành cho năm tới; trước ngày 25 hàng tháng lập báo cáo về kế hoạch vận hành cho tháng tới; trước ngày thứ sáu hàng tuần phải lập báo cáo về kế hoạch vận hành tuần tới gửi Cục Điều tiết điện lực.

Chương VII

ĐÁNH GIÁ AN NINH HỆ THỐNG ĐIỆN

Điều 90. Quy định chung về đánh giá an ninh hệ thống điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện phục vụ việc lập kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải năm tới, tháng tới và lập lịch điều độ, huy động ngày tới, giờ tới và thời gian thực.

2. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đầy đủ các thông tin liên quan để thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện. Các thông tin cung cấp bao gồm: dự báo phụ tải, kế hoạch phát điện, kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới truyền tải điện, công suất truyền tải trên lưới, kế hoạch sửa chữa lưới điện, kế hoạch sửa chữa các tổ máy, công suất khả dụng và công suất công bố của các tổ máy, các ràng buộc năng lượng và các thông tin liên quan cần thiết khác.

3. Đánh giá an ninh hệ thống điện bao gồm các nội dung tính toán, phân tích và công bố tổng công suất nguồn khả dụng dự kiến, phụ tải dự báo của hệ thống điện và các yêu cầu về an ninh hệ thống điện. Đánh giá an ninh hệ thống điện bao gồm đánh giá trung hạn và ngắn hạn được quy định như sau:

a) Đánh giá an ninh trung hạn:

- Đánh giá an ninh hệ thống cho hai (02) năm tiếp theo: được xây dựng nhằm đánh giá khả năng đảm bảo an ninh cung cấp điện của hệ thống điện trong hai (02) năm tiếp theo với đơn vị thời gian tính toán là tháng;

- Đánh giá an ninh hệ thống cho mười hai (12) tháng tới: được xây dựng nhằm đánh giá khả năng đảm bảo an ninh cung cấp điện của hệ thống điện trong mười hai (12) tháng tới với đơn vị thời gian tính toán là tuần;

- Đánh giá an ninh hệ thống cho tám (08) tuần tiếp theo: được xây dựng nhằm đánh giá khả năng đảm bảo an ninh cung cấp điện của hệ thống điện trong tám (08) tuần tiếp theo với đơn vị thời gian tính toán là tuần;

b) Đánh giá an ninh ngắn hạn: được xây dựng nhằm đảm bảo an ninh cung cấp điện của hệ thống điện cho hai (02) tuần tiếp theo với đơn vị thời gian tính toán là giờ.

4. Kết quả đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn là cơ sở để các đơn vị tham gia thị trường điện tự xây dựng kế hoạch phát điện, bảo dưỡng sửa chữa thiết bị, tham gia điều chỉnh cân bằng cung cầu của hệ thống điện.

5. Để phục vụ việc đánh giá an ninh hệ thống điện, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện, lưới điện và nguồn điện.

6. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhận thấy kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện, nguồn điện đe dọa tới an ninh hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền từ chối kế hoạch đó và phải nêu rõ lý do đối với bên bị từ chối.

7. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chỉ được từ chối một kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa trên cơ sở xác định ảnh hưởng tới an ninh cung cấp điện của hệ thống do việc thực hiện kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa gây ra.

8. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 91. Xác định mức dự phòng điện năng và dự phòng công suất hệ thống điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán xác định mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng của hệ thống điện theo quy định xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ quy định tại Điều 71 Thông tư này trình Cục Điều tiết điện lực phê duyệt.

2. Trong quá trình xây dựng phương pháp tính toán dự phòng công suất và điện năng dự phòng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải bảo đảm thực hiện theo các nguyên tắc sau:

a) Xác định mức dự phòng công suất hợp lý:

- Công suất dự phòng là hiệu số giữa tổng công suất phát khả dụng dự báo của tất cả các tổ máy phát điện trong hệ thống điện và nhu cầu công suất cực đại dự báo của phụ tải hệ thống điện trong cùng thời gian;

- Dự phòng công suất tối ưu đạt được khi chi phí biên của điện năng thiếu hụt do sự cố nguồn điện và sự tăng đột biến của phụ tải vượt ngoài dự báo bằng với chi phí biên cho dự phòng khởi động nhanh để bù đắp lượng điện năng thiếu hụt đó;

- Mức công suất dự phòng hợp lý tương ứng với mức dự phòng công suất tối ưu có tính đến những yếu tố biến động phụ tải và các ràng buộc tổ máy phát điện trong hệ thống;

- Mức dự phòng công suất hợp lý được qui định tại Điều 92 Thông tư này.

b) Xác định dự phòng điện năng hợp lý:

- Dự phòng điện năng là hiệu số giữa tổng điện năng khả dụng dự báo của tất cả các tổ máy phát điện trong hệ thống điện trừ đi nhu cầu điện năng dự báo của phụ tải hệ thống điện trong cùng thời gian;

- Dự phòng điện năng tối ưu đạt được khi chi phí biên của lượng điện năng thiếu hụt do sự cố và biến động thủy văn của các nhà máy thủy điện vượt ngoài khoảng dự báo, bằng với giá biên của dự phòng khởi động nguội để bù đắp lượng điện năng thiếu hụt đó;

- Mức dự phòng điện năng hợp lý tương ứng với mức dự phòng điện năng tối ưu có tính đến những yếu tố biến động phụ tải và các ràng buộc tổ máy

phát điện trong hệ thống;

- Mức dự phòng điện năng hợp lý được quy định tại Điều 92 Thông tư này.

3. Các yếu tố đầu vào sử dụng khi tính toán dự phòng công suất và dự phòng điện năng cho những trường hợp sau:

a) Tính toán mức dự phòng công suất được dùng để lập kế hoạch mua dự phòng khởi động nhanh, bao gồm:

- Công suất phát là công suất đăng ký của tất cả các nhà máy điện đã ký hợp đồng mua bán điện dài hạn;

- Suất sự cố của mỗi tổ máy được quy định dựa trên số liệu thống kê hoặc giá trị tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho loại máy phát đó;

- Dự báo nhu cầu phụ tải do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán cho vận hành được quy định tại Chương III Thông tư này;

- Chi phí thiếu hụt điện năng được xác định căn cứ trên các số liệu thống kê trước đây cho trường hợp nhu cầu phụ tải vượt quá tổng công suất khả dụng của nguồn cấp và tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về chi phí cho cắt giảm nhu cầu phụ tải ngoài dự kiến (VOLL).

b) Tính toán mức dự phòng công suất hợp lý được sử dụng để lập kế hoạch ngừng, giảm cung cấp điện và sa thải phụ tải, bao gồm:

- Công suất phát là công suất khả dụng công bố của tất cả các nhà máy điện;

- Suất sự cố của mỗi tổ máy điện được quy định căn cứ trên số liệu thống kê hoặc theo đánh giá của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho loại tổ máy phát điện đó;

- Dự báo nhu cầu phụ tải do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán cho vận hành được quy định tại Chương III Thông tư này;

- Chi phí thiếu hụt điện năng được xác định căn cứ trên các số liệu thống kê trước đây cho trường hợp nhu cầu phụ tải vượt quá công suất khả dụng và tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về chi phí cho cắt giảm nhu cầu phụ tải ngoài dự kiến (VOLL).

c) Tính toán mức dự phòng điện năng được sử dụng để lập kế hoạch mua dự phòng khởi động nguội, bao gồm:

- Công suất đăng ký của các tổ máy phát điện của nhà máy nhiệt điện có hợp đồng mua bán điện dài hạn hoặc hợp đồng dịch vụ dự phòng khởi động nhanh với suất sự cố tương ứng;

- Suất sự cố được xác định theo dữ liệu trước đây cho mỗi tổ máy phát điện (nếu có) hoặc theo đánh giá của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho loại máy phát đó;

- Dự báo biến động sản lượng điện năng của các nhà máy thủy điện được tính từ các dữ liệu trước đây về sản lượng điện năng thực phát hoặc dự báo căn cứ trên dữ liệu thủy văn;

- Nhu cầu điện năng được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán phục vụ vận hành quy định tại Chương VII Thông tư này;

- Chi phí thiếu hụt điện năng được xác định căn cứ trên sản lượng điện năng thiếu hụt tính toán, theo phương pháp thống kê (có tính đến sự biến động về sản lượng điện năng của các nhà máy thủy điện) và tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về chi phí cho cắt giảm nhu cầu phụ tải ngoài dự kiến (VOLL).

d) Tính toán mức dự phòng điện năng được dùng để lập kế hoạch ngừng, giảm cung cấp điện và sa thải phụ tải, bao gồm:

- Điện năng công bố của các tổ máy nhà máy nhiệt điện trong từng giai đoạn;

- Suất sự cố của mỗi tổ máy được quy định căn cứ trên số liệu thống kê hoặc theo đánh giá của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho loại máy phát đó;

- Dự báo biến động sản lượng điện năng của các nhà máy thủy điện được tính từ các dữ liệu trước đây về sản lượng điện năng thực phát hoặc dự báo căn cứ trên dữ liệu thủy văn;

- Nhu cầu điện năng được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán cho vận hành được quy định tại Chương VI Thông tư này;

- Chi phí thiếu hụt điện năng được xác định căn cứ trên sản lượng điện năng thiếu hụt tính toán, theo phương pháp thống kê (có tính đến sự biến động về sản lượng điện năng của các nhà máy thủy điện) và tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về chi phí cho cắt giảm nhu cầu phụ tải ngoài dự kiến (VOLL).

Điều 92. Phê duyệt mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng

1. Mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng của hệ thống điện phải được Cục Điều tiết điện lực thông qua trên cơ sở đảm bảo mức dự phòng công suất và điện năng hợp lý, đồng thời đảm bảo an toàn cung cấp điện cho hệ thống điện quốc gia.

2. Trong quá trình thẩm định để phê duyệt mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm lấy ý kiến từ các bên liên quan để xác định mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng cụ thể như sau:

- a) Lấy ý kiến về tác động ảnh hưởng của chi phí mua bán dịch vụ phụ trợ từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

- b) Lấy ý kiến về tác động ảnh hưởng tới các tiêu chuẩn vận hành từ Đơn

vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

c) Lấy ý kiến về tác động ảnh hưởng tới chất lượng điện từ đại diện khách hàng sử dụng điện;

d) Lấy ý kiến đánh giá tương quan chi phí cung cấp và chất lượng cấp điện từ Đơn vị bán buôn điện.

Điều 93. Đánh giá an ninh hệ thống trung hạn

1. Hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố thông tin đánh giá an ninh hệ thống trung hạn hai (02) năm tiếp theo.

2. Hàng quý, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lại đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn mười hai (12) tháng tới.

3. Hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật và công bố đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho tám (08) tuần tiếp theo kể từ tuần công bố.

4. Các thông tin đầu vào cho đánh giá an ninh hệ thống trung hạn như sau:

a) Phụ tải dự báo của hệ thống điện và của ba miền, bao gồm cả công suất cực đại và sản lượng điện tiêu thụ;

b) Biểu đồ phụ tải điện hình từng tuần của hệ thống và từng miền;

c) Điện năng đảm bảo tuần của các hồ chứa thủy điện đã phê duyệt;

d) Suất sự cố của các tổ máy và lưới điện truyền tải;

đ) Các yêu cầu về dịch vụ phụ của hệ thống;

e) Các ràng buộc lưới điện truyền tải dự kiến.

5. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin đầu vào phục vụ đánh giá an ninh hệ thống trung hạn như sau:

a) Dự kiến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị;

b) Công suất khả dụng hàng tuần của tổ máy;

c) Các ràng buộc năng lượng hàng tuần (nếu có) của tổ máy.

Những thông tin này phải cung cấp theo mẫu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện yêu cầu.

6. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện truyền tải các thông tin đầu vào phục vụ đánh giá an ninh hệ thống trung hạn. Trường hợp kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới truyền tải điện có ảnh hưởng đến khả năng phát điện của các tổ máy phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền điều chỉnh khả năng phát điện của các tổ máy phát điện và thông báo các thay đổi và ràng buộc của lưới điện truyền tải cho các Đơn vị

phát điện.

7. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện tại các điểm giao nhận trên lưới điện truyền tải.

8. Các thông tin do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố trong đánh giá an ninh hệ thống trung hạn như sau:

- a) Tổng công suất nguồn khả dụng có tính đến các ràng buộc năng lượng tổ máy, kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện truyền tải và tổ máy phát điện;
- b) Các yêu cầu về dịch vụ phụ trợ;
- c) Công suất dự phòng hệ thống;
- d) Điện năng dự phòng hệ thống;
- đ) Dự kiến các ràng buộc trên lưới điện truyền tải.

9. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhận thấy mức dự phòng công suất, dự phòng điện năng thấp hơn mức dự phòng được phê duyệt quy định tại Điều 92 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể từ chối kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa của Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị phát điện.

10. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện từ chối kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị, các đơn vị chịu ảnh hưởng có quyền đề xuất Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch sửa đổi trong thời hạn bảy (07) ngày.

11. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải duy trì cập nhật về đánh giá an ninh hệ thống trung hạn. Nếu các mức dự phòng công suất, dự phòng điện năng và an ninh cung cấp điện cục bộ được đáp ứng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải phê duyệt kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa sửa đổi.

12. Sau khi các điều kiện an ninh hệ thống trung hạn được đáp ứng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố toàn bộ việc đánh giá an ninh hệ thống.

Điều 94. Đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn

1. Thời gian quy định cho đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn là mười bốn (14) ngày tới kể từ 24h00 của ngày công bố đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho đến 24h00 của ngày thứ 14 kế tiếp với đơn vị thời gian tính toán là giờ.

2. Hàng ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn.

3. Các thông tin đầu vào cho đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn gồm:

- a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện;

- b) Suất sự cố của các tổ máy và lưới điện truyền tải;
- c) Yêu cầu về dịch vụ phụ của hệ thống;
- d) Dự kiến các ràng buộc trên lưới.

4. Đơn vị phát điện phải cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin đầu vào phục vụ đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn gồm:

- a) Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa các thiết bị;
- b) Công suất khả dụng của tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch;
- c) Công suất công bố của tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch;
- d) Thời gian khởi động và ngừng máy đối với tổ máy khởi động chậm;
- đ) Công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy.

5. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới truyền tải điện đã được phê duyệt. Trong trường hợp kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới truyền tải có ảnh hưởng đến khả năng phát điện của các tổ máy phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền điều chỉnh khả năng phát điện của các tổ máy phát điện và thông báo cho các Đơn vị phát điện biết các điều chỉnh và ràng buộc trên lưới điện truyền tải.

6. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện tại các điểm đấu nối vào lưới điện truyền tải.

7. Các thông tin do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố trong đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn bao gồm:

- a) Tổng công suất khả dụng hệ thống có tính đến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới truyền tải;
- b) Tổng công suất công bố của hệ thống có tính đến kế hoạch sửa chữa bảo dưỡng lưới truyền tải;
- c) Dự báo phụ tải hệ thống;
- d) Yêu cầu về dịch vụ phụ;
- đ) Dự phòng công suất hệ thống;
- e) Dự phòng điện năng hệ thống;
- g) Các dự kiến ràng buộc lưới.

8. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhận thấy mức dự phòng công suất, dự phòng điện năng hay an ninh cung cấp điện cục bộ không đảm bảo mức dự phòng đã phê duyệt, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể từ chối kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa của Đơn vị truyền tải điện và các Đơn vị phát điện.

9. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện từ chối kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị, các đơn vị chịu ảnh hưởng có quyền đề xuất Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch sửa đổi trong thời hạn bảy (07) ngày.

10. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải duy trì cập nhật về đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn. Nếu các mức dự phòng công suất, dự phòng điện năng và an ninh cung cấp điện cục bộ được đáp ứng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải phê duyệt kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa sửa đổi.

11. Nếu các điều kiện an ninh hệ thống ngắn hạn được thoả mãn, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố toàn bộ việc đánh giá an ninh hệ thống.

Chương VIII

ĐÁNH GIÁ CHẤT LƯỢNG VẬN HÀNH

HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 95. Yêu cầu chung

Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực và Bộ Công Thương về tình hình vận hành hệ thống điện, lưới điện truyền tải và việc thực hiện các tiêu chuẩn chất lượng vận hành.

Điều 96. Các chỉ số thực hiện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố các chỉ số thực hiện sau:

1. Số lần tần số hệ thống vượt ra ngoài dải tần số cho phép quy định tại Điều 4 Thông tư này.
2. Tổng chi phí hàng tháng cho các loại dịch vụ phụ trợ (dự phòng) có hợp đồng.
3. Tổng chi phí hàng tháng cho điều tần và khởi động đen.
4. Công suất huy động và thời gian huy động thực tế của từng loại dự phòng.
5. Số lần và khoảng thời gian khi mức độ các loại dự phòng không đáp ứng các mức dự phòng được quy định tại Điều 92 Thông tư này.
6. Sai số dự báo nhu cầu phụ tải điện năm, tháng, tuần, ngày so với phụ tải điện thực tế.

Điều 97. Các chỉ số thực hiện của Đơn vị truyền tải điện

1. Hàng tháng, Đơn vị truyền tải điện phải công bố các chỉ số thực hiện sau:

a) Thống kê tình trạng quá tải của các thiết bị trên lưới điện truyền tải (mức độ quá tải, thời gian quá tải);

b) Thống kê tình trạng cắt điện ở các đường dây truyền tải và máy biến áp bao gồm:

- Số lần ngừng, giảm cung cấp điện có kế hoạch và không có kế hoạch;
- Thời gian bắt đầu và thời gian kết thúc việc ngừng, giảm cung cấp điện.

c) Thống kê các thanh cái trong lưới điện truyền tải có điện áp không đạt tiêu chuẩn quy định tại Điều 5 Thông tư này, bao gồm:

- Thời gian bắt đầu và thời gian kết thúc của mỗi lần vi phạm tiêu chuẩn điện áp;

- Điện áp cao nhất và thấp nhất ghi được khi có vi phạm tiêu chuẩn điện áp;

- Các sự kiện bất thường khi có vi phạm tiêu chuẩn điện áp.

d) Độ tin cậy của lưới điện truyền tải:

- Thống kê số lần và thời gian ngừng cung cấp điện không theo kế hoạch với các gián đoạn trên lưới điện truyền tải kéo dài hơn một (01) phút;

- Tổng điện năng không cung cấp được do ngừng, giảm cung cấp điện không theo kế hoạch quy định tại Điều 13 Thông tư này.

đ) Tổn thất điện năng hàng tháng trên lưới điện truyền tải theo từng cấp điện áp;

e) Danh sách các sự cố bất thường dẫn tới việc vi phạm các tiêu chuẩn vận hành lưới điện truyền tải được quy định tại Chương II Thông tư này. Báo cáo giải trình nguyên nhân vi phạm và những đề xuất thay đổi để đạt được các tiêu chuẩn kỹ thuật vận hành.

2. Hàng năm, Đơn vị truyền tải điện phải công bố các chỉ số thực hiện sau:

a) Tổng số các thiết bị trên lưới điện truyền tải bị quá tải trong năm;

b) Tổng số lần ngừng, giảm cung cấp điện có kế hoạch và không có kế hoạch ở các đường dây truyền tải và máy biến áp;

c) Tổng số lần và tổng thời gian vi phạm tiêu chuẩn điện áp quy định tại Điều 5 Thông tư này;

d) Độ tin cậy của lưới điện truyền tải, cụ thể như sau:

- Tổng số lần và tổng thời gian ngừng cung cấp điện không theo kế hoạch với các gián đoạn trên lưới điện truyền tải kéo dài hơn một (01) phút;

- Tổng điện năng không cung cấp được do ngừng, giảm cung cấp điện

không theo kế hoạch quy định tại Điều 13 Thông tư này.

- d) Tổng tổn thất điện năng trên lưới điện truyền tải theo từng cấp điện áp;
- e) Tổng số các sự cố bất thường dẫn tới việc vi phạm các tiêu chuẩn vận hành lưới điện truyền tải.

Chương IX

ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Mục 1

QUY ĐỊNH CHUNG VỀ ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Điều 98. Vị trí đo đếm điện năng

1. Nguyên tắc xác định

a) Tại mỗi điểm đấu nối phải xác định vị trí đo đếm chính và các vị trí đo đếm dự phòng;

b) Vị trí đo đếm chính được xác định phải trùng hoặc liền kề với điểm đấu nối;

c) Trường hợp không đủ điều kiện để bố trí hệ thống đo đếm theo quy định tại điểm b khoản 1 Điều này, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thỏa thuận vị trí đo đếm điện năng thay thế đồng thời xác định phương thức quy đổi điện năng từ vị trí đo đếm thay thế về điểm đấu nối;

d) Trường hợp vị trí đo đếm chính không đảm bảo đo đếm chính xác điện năng mua bán, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thống nhất phương thức tính toán điện năng quy đổi về điểm đấu nối.

2. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải:

a) Tại mỗi điểm đấu nối phải xác định vị trí đo đếm chính và một (01) vị trí đo đếm dự phòng;

b) Điểm đấu nối thuộc trạm điện của Đơn vị truyền tải điện:

- Vị trí đo đếm chính được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm điện của Đơn vị truyền tải điện, trừ trường hợp có thoả thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thoả thuận giữa các bên liên quan:

+ Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phân phối điện thì vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thoả thuận giữa Đơn vị bán buôn điện, Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị phân phối điện;

+ Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải thì vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị bán buôn điện, Đơn vị truyền tải điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và Đơn vị phân phối điện bán điện cho khách hàng sử dụng điện đấu nối vào lưới điện truyền tải.

c) Điểm đấu nối thuộc trạm biến áp của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải:

- Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía cao áp của máy biến áp phân phối đấu nối trực tiếp với lưới truyền tải điện trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm biến áp của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

3. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phát điện có nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải mà không tham gia thị trường phát điện cạnh tranh:

a) Tại mỗi điểm đấu nối phải xác định vị trí đo đếm chính và hai (02) vị trí đo đếm dự phòng;

b) Điểm đấu nối thuộc trạm biến áp của Đơn vị phát điện:

- Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía cao áp của máy biến áp tăng áp đấu nối trực tiếp với lưới truyền tải điện trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng 1 được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm biến áp của Đơn vị phát điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng 2 được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị bán buôn điện và Đơn vị phát điện.

c) Điểm đấu nối không thuộc trạm biến áp của Đơn vị phát điện:

- Trường hợp trạm biến áp của Đơn vị phát điện có một đường dây liên hệ với điểm đấu nối và không có điện năng đi vòng qua thanh cái trạm biến áp của Đơn vị phát điện thì vị trí đo đếm chính và dự phòng 1 trùng hoặc liền kề với điểm đấu nối. Vị trí đo đếm dự phòng 2 được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị bán buôn điện và Đơn vị phát điện;

- Trường hợp trạm biến áp của Đơn vị phát điện có từ 2 đường dây trở lên và có điện năng vòng qua thanh cái trạm biến áp của Đơn vị phát điện thì vị trí đo đếm được chọn theo quy định tại điểm b khoản 3 Điều này;

d) Trường hợp vị trí đo đếm chính hoặc các vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại trạm điện của Đơn vị truyền tải điện thì phải có sự thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện, Đơn vị bán buôn điện và Đơn vị truyền tải điện;

đ) Các hoạt động đo đếm điện năng đối với nhà máy điện tham gia thị trường phát điện cạnh tranh được quy định tại Quy định Đo đếm điện năng trong thị trường phát điện cạnh tranh ban hành kèm theo Thông tư số 27/2009/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009 của Bộ trưởng Bộ Công Thương.

Điều 99. Hệ thống đo đếm điện năng

1. Tại mỗi vị trí đo đếm điện năng phải bố trí một hệ thống đo đếm điện năng.

2. Hệ thống đo đếm chính phải xác định chính xác, đầy đủ các đại lượng đo đếm mua bán điện làm căn cứ chính để thanh toán điện năng qua điểm đấu nối và loại trừ được các yếu tố ảnh hưởng đến kết quả đo đếm bởi kết cấu mạch vòng của hệ thống điện.

3. Các hệ thống đo đếm dự phòng phải có các chức năng sau:

a) Thay thế cho hệ thống đo đếm chính, làm cơ sở tính toán các đại lượng mua bán điện trong trường hợp hệ thống đo đếm chính hoạt động không chính xác hoặc bị sự cố;

b) Giám sát, kiểm tra kết quả đo đếm của hệ thống đo đếm chính trong điều kiện hệ thống đo đếm chính làm việc bình thường;

c) Kết hợp với hệ thống đo đếm chính và các hệ thống đo đếm dự phòng khác để tính toán sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong một số trường hợp đặc biệt.

Điều 100. Đầu tư, lắp đặt hệ thống đo đếm điện năng cho các điểm đấu nối giữa lưới điện truyền tải với Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và Đơn vị phân phối điện

Các đơn vị liên quan có trách nhiệm thực hiện các công việc sau:

1. Đơn vị truyền tải điện:

a) Thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải về vị trí đo đếm cho các điểm đấu nối giữa khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải và lưới điện truyền tải, vị trí lắp đặt các thiết bị đo đếm thuộc hệ thống đo đếm chính và các hệ thống đo đếm dự phòng tương ứng với mỗi điểm đấu nối.

b) Đầu tư, lắp đặt các thiết bị đo đếm, hệ thống đo đếm, hệ thống thu thập số liệu đo đếm tại vị trí đo đếm bao gồm cả các thiết bị phục vụ thu thập số liệu;

c) Đảm bảo hệ thống đo đếm và thu thập số liệu đặt tại chỗ đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật, phù hợp với thiết kế đã được thỏa thuận và các văn bản quy phạm pháp luật về đo lường có liên quan;

d) Chủ trì thực hiện các công việc sau:

- Thí nghiệm, kiểm định ban đầu các thiết bị đo đếm, lập trình, cài đặt các thông số làm việc của công tơ thuộc các hệ thống đo đếm;

- Thực hiện các biện pháp niêm phong kẹp chì các thiết bị đo đếm bao gồm công tơ, CT, VT, mạch đo, hàng kẹp, tủ trung gian đảm bảo tính bảo mật của hệ thống đo đếm;

- Xây dựng kế hoạch nghiệm thu hệ thống đo đếm và thống nhất với các đơn vị có liên quan.

2. Đơn vị bán buôn điện:

- a) Thỏa thuận vị trí và các yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống đo đếm điện với Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải;

- b) Tham gia nghiệm thu hệ thống đo đếm điện năng.

3. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải

Trong trường hợp vị trí đo đếm đặt tại trạm điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị bán buôn điện trong quá trình lắp đặt và kiểm tra toàn bộ hệ thống đo đếm.

Điều 101. Đầu tư, lắp đặt hệ thống đo đếm điện năng cho các điểm đấu nối giữa lưới điện truyền tải với các nhà máy điện không tham gia thị trường phát điện cạnh tranh

Các đơn vị liên quan có trách nhiệm thực hiện các công việc sau:

1. Đơn vị phát điện:

- a) Thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị bán buôn điện về vị trí đo đếm cho các điểm đấu nối giữa nhà máy điện với lưới điện truyền tải, vị trí lắp đặt các thiết bị đo đếm thuộc hệ thống đo đếm chính và các hệ thống đo đếm dự phòng tương ứng với mỗi điểm đấu nối.

Trường hợp có các vị trí đo đếm đặt tại trạm điện của Đơn vị truyền tải điện thì Đơn vị phát điện phải thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị bán buôn điện và Đơn vị truyền tải điện;

- b) Đầu tư, lắp đặt các thiết bị đo đếm, hệ thống đo đếm, hệ thống thu thập số liệu đo đếm tại vị trí đo đếm bao gồm cả các thiết bị phục vụ thu thập số liệu;

- c) Đảm bảo hệ thống đo đếm và thu thập số liệu đặt tại chỗ đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật, phù hợp với thiết kế đã được thỏa thuận và các văn bản quy phạm pháp luật về đo lường có liên quan;

- d) Chủ trì thực hiện các công việc sau:

- Thí nghiệm, kiểm định ban đầu các thiết bị đo đếm, lập trình, cài đặt các thông số làm việc của công tơ thuộc các hệ thống đo đếm;

- Thực hiện các biện pháp niêm phong kẹp chì các thiết bị đo đếm bao gồm công tơ, CT, VT, mạch đo, hàng kẹp, tủ trung gian đảm bảo tính bảo mật của hệ thống đo đếm;

- Xây dựng kế hoạch nghiệm thu hệ thống đo đếm và thống nhất với các đơn vị có liên quan.

2. Đơn vị bán buôn điện:

a) Thỏa thuận vị trí và các yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống đo đếm điện với Đơn vị phát điện và Đơn vị truyền tải điện;

b) Tham gia nghiệm thu hệ thống đo đếm điện năng.

3. Đơn vị truyền tải điện

Trường hợp vị trí đo đếm đặt tại trạm điện của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm:

a) Thỏa thuận vị trí và các yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống đo đếm điện với Đơn vị phát điện và Đơn vị mua bán điện;

b) Phối hợp với Đơn vị phát điện và Đơn vị bán buôn điện trong quá trình lắp đặt và kiểm tra toàn bộ hệ thống đo đếm.

Điều 102. Trách nhiệm quản lý vận hành hệ thống đo đếm

1. Đơn vị truyền tải điện phải thỏa thuận với Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải các nội dung cần thiết để quản lý, theo dõi vận hành, bảo dưỡng, thay thế các hệ thống đo đếm trong phạm vi quản lý của từng đơn vị đảm bảo các hệ thống đo đếm làm việc chính xác, ổn định, tin cậy và bảo mật.

2. Trong quá trình quản lý vận hành, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thường xuyên theo dõi, kiểm tra tình trạng hoạt động của các hệ thống đo đếm trong phạm vi đơn vị quản lý. Trường hợp phát hiện bất thường hoặc sự cố trong hệ thống đo đếm, các đơn vị này phải thông báo ngay cho Đơn vị bán buôn điện và các đơn vị liên quan để phối hợp xử lý. Việc xử lý sự cố phải thực hiện theo quy định tại Quy trình vận hành và xử lý sự cố hệ thống đo đếm điện năng.

Điều 103. Trách nhiệm xây các quy trình vận hành hệ thống đo đếm điện năng và tiêu chuẩn kỹ thuật cho hệ thống thu thập xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm

Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng và trình Cục Điều tiết điện lực ban hành các văn bản sau:

1. Quy trình vận hành và xử lý sự cố hệ thống đo đếm điện năng.

2. Quy trình giao nhận điện năng.

3. Quy định tiêu chuẩn kỹ thuật của hệ thống thu thập xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm.

Mục 2

YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI HỆ THỐNG ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Điều 104. Cấu hình tối thiểu của hệ thống đo đếm điện năng

Cấu hình tối thiểu của hệ thống đo đếm điện năng bao gồm:

1. Biến dòng điện (CT).
2. Biến điện áp (VT).
3. Công tơ đo đếm điện năng.
4. Mạch điện và cáp nhị thứ.
5. Thiết bị phục vụ thu thập số liệu đo đếm và đường truyền dữ liệu.
6. Thiết bị bảo vệ an toàn, vị trí niêm phong, kẹp chì.
7. Thiết bị phụ trợ, thiết bị chuyển đổi đầu nối, thiết bị cô lập mạch đo phục vụ thử nghiệm, thiết bị logic phục vụ chuyển điện áp VT, thiết bị kiểm tra giám sát điện áp và dòng điện.

Điều 105. Yêu cầu kỹ thuật của công tơ đo đếm điện năng

1. Yêu cầu chung:
 - a) Là loại 3 pha 4 dây;
 - b) Kiểu điện tử tích hợp chức năng và có thể lập trình được;
 - c) Có nhiều biểu giá;
 - d) Đo đếm điện năng tác dụng và phản kháng theo hai chiều nhận và phát riêng biệt theo 4 góc phần tư;
 - đ) Có chức năng đo công suất cực đại, ghi biểu đồ phụ tải tổng;
 - e) Có tính năng kết nối với máy tính, thu thập, đọc số liệu tại chỗ và từ xa;
 - g) Được cấp nguồn từ hệ thống điện áp thứ cấp đo lường và phải đảm bảo duy trì hoạt động khi mất điện áp 1 hoặc 2 pha bất kỳ, ngoài ra công tơ phải có tích hợp nguồn pin bên trong phục vụ cho việc lưu dữ liệu;
 - h) Có nhiều mức mật khẩu;
 - i) Có các vị trí niêm phong, kẹp chì đảm bảo không thể tiếp cận với các đầu cực đấu dây và thay đổi các thông số cài đặt trong công tơ nếu không phá bỏ chì niêm phong;
 - k) Có chức năng lưu trữ thông tin đo đếm, biểu đồ phụ tải ít nhất sáu mươi (60) ngày với chu kỳ ghi giá trị đo đếm không quá ba mươi (30) phút và có thể lập trình đặt được chu kỳ tích phân.

2. Yêu cầu về cấp chính xác:

a) Công tơ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,2 với điện năng tác dụng theo tiêu chuẩn IEC 62053-22 và 2,0 với điện năng phản kháng theo tiêu chuẩn IEC 62053-23 hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;

b) Công tơ đo đếm dự phòng phải đạt cấp chính xác 0,5 với điện năng tác dụng theo tiêu chuẩn IEC 62053-22 và 2,0 với điện năng phản kháng theo tiêu chuẩn IEC 62053-23 hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

Điều 106. Yêu cầu kỹ thuật của biến dòng điện sử dụng cho mục đích đo đếm điện năng

1. Yêu cầu chung:

a) Có cuộn dây thứ cấp đo lường dùng riêng cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng;

b) Giá trị dòng điện thứ cấp danh định là 1A hoặc 5A;

c) Có vị trí niêm phong kẹp chì tại nắp hộp đấu dây cuộn thứ cấp đo lường cấp cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối nếu không phá bỏ niêm phong.

2. Yêu cầu về cấp chính xác:

a) Biến dòng điện phục vụ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,2 theo tiêu chuẩn IEC 60044-1 hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;

b) Biến dòng điện phục vụ đo đếm dự phòng phải đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 60044-1 hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

Điều 107. Yêu cầu kỹ thuật của biến điện áp sử dụng cho mục đích đo đếm điện năng

1. Yêu cầu chung:

a) Có cuộn dây thứ cấp đo lường dùng riêng cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng;

b) Giá trị điện áp hệ thống thứ cấp danh định là 100V hoặc 110V;

c) Có vị trí niêm phong tại nắp hộp đấu dây cuộn thứ cấp đo lường cấp cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối nếu không phá bỏ niêm phong.

2. Yêu cầu về cấp chính xác:

a) Biến điện áp phục vụ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,2 theo tiêu chuẩn IEC 60044-2 đối với biến điện áp kiểu cảm ứng, tiêu chuẩn IEC 60044-5 đối với biến điện áp kiểu tụ hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;

b) Biến điện áp phục vụ đo đếm dự phòng phải đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 60044-2 đối với biến điện áp kiểu cảm ứng, tiêu chuẩn IEC

60044-5 đối với biến điện áp kiểu tự hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

Điều 108. Yêu cầu kỹ thuật của mạch đo đếm

1. Cuộn thứ cấp của CT, VT và cáp nhị thứ nối với công tơ đo đếm điện năng của hệ thống đo đếm chính không được sử dụng cho bất kỳ mục đích nào khác và phải hoàn toàn độc lập với hệ thống đo đếm dự phòng.

2. Cáp nhị thứ của mạch đo đếm phải được đi theo đường ngắn nhất, số lượng điểm nối qua hàng kẹp ít nhất và phải có đủ điều kiện thực hiện biện pháp niêm phong, kẹp chì tủ hàng kẹp hoặc điểm nối. Cáp nhị thứ của hệ thống đo đếm chính phải đi riêng và nối trực tiếp từ hộp đấu dây của CT, tủ trung gian của VT đến tủ công tơ mà không qua hàng kẹp tại tủ trung gian.

3. Trường hợp công tơ được cấp điện áp từ một trong những VT thanh cái thông qua bộ chuyển mạch điện áp, các đầu đấu dây bộ chuyển mạch điện áp phải đảm bảo điều kiện niêm phong kẹp chì và công tơ đo đếm điện năng phải được lập trình để ghi lại thời điểm và khoảng thời gian chuyển mạch điện áp.

4. Phụ tải mạch thứ cấp CT, VT bao gồm cả công tơ đo đếm điện năng không được vượt quá phụ tải định mức của CT, VT.

5. Trường hợp mạch dòng điện của hệ thống đo đếm dự phòng sử dụng chung với các thiết bị đo lường khác, phải đảm bảo không làm ảnh hưởng tới độ chính xác của hệ thống đo đếm và đủ điều kiện thực hiện niêm phong kẹp chì toàn bộ mạch dòng điện, thiết bị đo lường, công tơ đo đếm điện năng.

6. Các hộp nối thí nghiệm phải được lắp đặt để phục vụ cho việc kiểm định thiết bị đo đếm và đủ điều kiện niêm phong, kẹp chì.

Điều 109. Yêu cầu kỹ thuật đối với niêm phong kẹp chì và bảo mật

1. Toàn bộ hệ thống đo đếm điện năng bao gồm hộp đấu dây CT, VT, công tơ đo đếm điện năng, hàng kẹp, con nối, mạch dòng điện, mạch điện áp, thiết bị phụ trợ, mạch logic chuyển đổi, tủ công tơ, mạng thông tin phải được niêm phong kẹp chì để chống can thiệp trái phép.

2. Phần mềm của công tơ đo đếm điện năng phải có mật khẩu bảo vệ với nhiều mức phân quyền truy nhập khác nhau.

3. Số liệu đo đếm điện năng sau khi được đọc và truyền về máy chủ đặt tại vị trí đo đếm phải được mã hóa để tránh sự thay đổi trái phép.

4. Phần mềm quản lý hệ thống đọc, truyền và tổng hợp số liệu đo đếm điện năng phải được bảo mật bằng nhiều cấp mật khẩu để đảm bảo tính bảo mật, chính xác và tin cậy của số liệu đo đếm.

Chương X

MIỄN TRỪ THỰC HIỆN

Điều 110. Các trường hợp được miễn trừ thực hiện

Các đơn vị thuộc đối tượng áp dụng của Thông tư này có quyền nộp hồ sơ đề nghị để được miễn trừ thực hiện trong các trường hợp sau:

1. Đã có hợp đồng được ký trước thời điểm Thông tư này có hiệu lực mà hợp đồng có nội dung khác với quy định tại Thông tư này.
2. Việc áp dụng Thông tư hệ thống điện truyền tải làm tăng chi phí quá mức và không hợp lý cho đơn vị đó.
3. Đơn vị chứng minh được việc được hưởng miễn trừ phù hợp với các nguyên tắc của Thông tư này.

Điều 111. Thẩm quyền và căn cứ quyết định miễn trừ

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét và phê duyệt các trường hợp được miễn trừ thực hiện quy định tại Điều 110 Thông tư này.

2. Các cơ sở để xem xét miễn trừ thực hiện bao gồm:

- a) Quyền của các bên trong các hợp đồng đã được ký kết trước khi Thông tư này có hiệu lực;
- b) Ý kiến của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về ảnh hưởng của việc miễn trừ thực hiện tới việc đảm bảo các tiêu chuẩn vận hành hệ thống điện;
- c) Chi phí cho đơn vị đề nghị được miễn trừ thực hiện nếu phải đầu tư nâng cấp để đáp ứng các tiêu chuẩn quy định tại Thông tư này;
- d) Các chi phí phát sinh trong hệ thống điện nếu đơn vị đề nghị được phép miễn trừ thực hiện;
- đ) Thời hạn đề nghị được hưởng miễn trừ thực hiện;
- e) Các thông tin khác liên quan đến đề nghị được miễn trừ thực hiện.

Điều 112. Hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện

Hồ sơ đề nghị miễn trừ bao gồm:

1. Văn bản đề nghị miễn trừ, bao gồm các nội dung được quy định tại khoản 2 Điều 111 Thông tư này.
2. Bản sao giấy phép hoạt động điện lực (đối với đơn vị điện lực).
3. Báo cáo giải trình chi tiết ảnh hưởng đến vận hành của hệ thống điện và các nghĩa vụ cam kết nếu được miễn trừ thực hiện.

Điều 113. Thẩm định hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thẩm định hồ sơ đề nghị hưởng miễn trừ thực hiện.

2. Trong thời hạn bảy (07) ngày kể từ ngày tiếp nhận hồ sơ đề nghị được miễn trừ thực hiện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho bên nộp hồ sơ về tính hợp lệ của hồ sơ. Trường hợp hồ sơ chưa hợp lệ, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm chỉ rõ những nội dung cần bổ sung.

3. Trong thời hạn ba mươi (30) ngày làm việc kể từ nhận đủ hồ sơ hợp lệ, Cục Điều tiết điện lực phải hoàn thành thẩm định hồ sơ đề nghị được miễn trừ thực hiện và có trách nhiệm ban hành quyết định cho phép miễn trừ thực hiện. Trường hợp không chấp thuận đề nghị được miễn trừ thực hiện, Cục Điều tiết điện lực phải có văn bản thông báo cho đơn vị đề nghị trong đó nêu rõ lý do.

4. Trường hợp đề nghị miễn trừ thực hiện có nhiều tình tiết phức tạp, liên quan tới nhiều đơn vị khác cho phép thời hạn thẩm định được gia hạn nhưng không quá mười lăm (15) ngày làm việc.

5. Đơn vị nộp hồ sơ phải nộp chi phí thẩm định hồ sơ đề nghị được miễn trừ thực hiện theo quy định của pháp luật.

Điều 114. Trách nhiệm cung cấp thông tin

Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp thông tin và có ý kiến bằng văn bản về đề nghị được miễn trừ thực hiện theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Điều 115. Rút đề nghị hưởng miễn trừ

Trường hợp rút đề nghị được miễn trừ thực hiện, đơn vị đã nộp hồ sơ phải thông báo bằng văn bản tới Cục Điều tiết điện lực.

Điều 116. Bãi bỏ Quyết định cho phép miễn trừ thực hiện

Cục Điều tiết điện lực có quyền bãi bỏ Quyết định cho phép miễn trừ thực hiện trong các trường hợp sau:

1. Phát hiện ra sự gian dối trong việc đề nghị được miễn trừ thực hiện.
2. Đơn vị được miễn trừ thực hiện không thực hiện hoặc thực hiện không đúng các điều kiện, nghĩa vụ đã cam kết và thời gian thực hiện quy định tại Quyết định cho phép miễn trừ thực hiện.
3. Các điều kiện cho phép miễn trừ thực hiện không còn tồn tại.

Chương XI

GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM

Điều 117. Giải quyết tranh chấp

1. Trường hợp xảy ra tranh chấp giữa các đơn vị liên quan đến việc thực

hiện Thông tư này, các đơn vị tranh chấp cần tự giải quyết trên cơ sở thoả thuận trong thời hạn sáu mươi (60) ngày.

2. Hết thời hạn được quy định tại khoản 1 Điều này mà không tự giải quyết được thì các đơn vị có quyền trình vụ việc lên Cục Điều tiết điện lực để giải quyết theo quy định của pháp luật.

3. Quyết định giải quyết tranh chấp của Cục Điều tiết điện lực có hiệu lực chung thẩm trừ các nội dung tranh chấp có liên quan đến thoả thuận hoặc hợp đồng đã ký giữa các bên.

Điều 118. Xử lý vi phạm

1. Mọi tổ chức, cá nhân có quyền trình báo Cục Điều tiết điện lực về hành vi vi phạm Thông tư Quy định hệ thống điện truyền tải.

2. Trình báo về hành vi vi phạm phải có các thông tin sau:

a) Tên tổ chức, cá nhân có hành vi vi phạm;

b) Hành vi vi phạm;

c) Thời gian vi phạm;

d) Các tổ chức, cá nhân bị ảnh hưởng do hành vi vi phạm;

đ) Các thông tin khác có liên quan (nếu có).

3. Cục Điều tiết điện lực có quyền yêu cầu các bên có liên quan cung cấp thông tin về hành vi vi phạm trong quá trình điều tra và xử lý vi phạm.

Chương XII TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 119. Thời hạn chuyển đổi đối với Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải

Trong thời hạn một (01) năm kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư nâng cấp các trang thiết bị để đáp ứng các tiêu chuẩn được quy định tại Thông tư này.

Điều 120. Thời hạn chuyển đổi đối với Đơn vị truyền tải điện

1. Trong thời hạn sáu (06) tháng kể từ ngày Thông tư Quy định hệ thống điện truyền tải có hiệu lực, Đơn vị truyền tải điện phải xây dựng kế hoạch đầu tư, nâng cấp lưới điện truyền tải đáp ứng các tiêu chuẩn yêu cầu trong Thông tư này để trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

2. Trong thời hạn ba (03) tháng kể từ ngày nhận được kế hoạch của Đơn vị truyền tải điện, Cục Điều tiết điện lực phải xem xét để ra quyết định phê duyệt kế hoạch đầu tư, nâng cấp lưới điện truyền tải do Đơn vị truyền tải điện trình.

Điều 121. Tổ chức thực hiện

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm phổ biến, hướng dẫn và kiểm tra việc thực hiện Thông tư này.

2. Trong quá trình thực hiện nếu có vướng mắc, các đơn vị phải thông báo tới Cục Điều tiết điện lực để xem xét, giải quyết.

3. Trường hợp cần sửa đổi, bổ sung Thông tư này, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổng hợp các ý kiến và đề xuất sửa đổi, bổ sung Thông tư này.

Điều 122. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 6 năm 2010.

2. Bãi bỏ các quy định trước đây trái với quy định tại Thông tư này./.

Nơi nhận:

- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng Chính phủ;
- Các Bộ, Cơ quan ngang Bộ, Cơ quan thuộc Chính phủ;
- UBND các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Sở Công Thương các tỉnh;
- Viện Kiểm sát Nhân dân tối cao; Tòa án Nhân dân tối cao;
- Bộ trưởng, các Thứ trưởng Bộ Công Thương;
- Cục Kiểm tra văn bản QPPL (Bộ Tư pháp);
- Công báo;
- Kiểm toán nhà nước;
- Website: Chính phủ, Bộ Công Thương;
- Tập đoàn Điện lực Việt Nam;
- Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia;
- Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia;
- Lưu: VT, ĐTĐL, PC.

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**

(Đã ký)

Đỗ Hữu Hà

Phụ lục 1A
SỐ LIỆU PHỤC VỤ CÔNG TÁC
DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN NĂM

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 12 /2010/TT-BCT
ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

1. Số liệu phụ tải điện hiện tại và năm (05) năm trước gần nhất, bao gồm số liệu hàng tháng về: điện năng, công suất cực đại (tác dụng và phản kháng), biểu đồ phụ tải ngày điển hình tổng hợp của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tất cả các điểm đầu nối vào lưới điện truyền tải.

2. Số liệu xuất nhập khẩu điện hiện tại và năm (05) năm trước gần nhất, bao gồm số liệu hàng tháng về điện năng, công suất cực đại (tác dụng và phản kháng), biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và các điểm đầu nối phục vụ xuất nhập khẩu điện.

3. Số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện cho năm (05) năm tiếp theo:

a) Cho năm đầu tiên

- Số liệu dự báo phụ tải điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ phụ tải ngày điển hình tổng hợp của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tất cả các điểm đầu nối vào lưới điện truyền tải;

- Số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và tại các điểm đầu nối phục vụ xuất nhập khẩu điện.

b) Cho bốn (04) năm tiếp theo

- Số liệu dự báo phụ tải điện năm về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ phụ tải ngày điển hình tổng hợp của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tất cả các điểm đầu nối vào lưới điện truyền tải;

- Số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện năm về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và tại các điểm đầu nối phục vụ xuất nhập khẩu điện.

Phụ lục 1B

SỐ LIỆU PHỤC VỤ DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN THÁNG

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 12 /2010/TT-BCT
ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

1. Số liệu phụ tải điện tháng trước bao gồm điện năng, công suất cực đại (tác dụng và phản kháng), biểu đồ phụ tải ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tất cả các điểm đầu nối với lưới điện truyền tải điện.

2. Số liệu xuất nhập khẩu điện tháng trước bao gồm điện năng, công suất cực đại (tác dụng và phản kháng), biểu đồ phụ tải ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và tất cả các điểm đầu nối phục vụ xuất nhập khẩu điện.

Phụ lục 1C

SỐ LIỆU PHỤC VỤ DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN TUẦN

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 12 /2010/TT-BCT
ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

1. Các số liệu thống kê về công suất và điện năng tiêu thụ, phụ tải cực đại ban ngày và buổi tối, biểu đồ phụ tải ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối trong bốn (04) tuần trước gần nhất;

2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện từng ngày bao gồm điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối.

Phụ lục 2A
THÔNG TIN ĐĂNG KÝ ĐẦU NỐI
CHO CÁC KHÁCH HÀNG CÓ NHU CẦU ĐẦU NỐI

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT
ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

Thông tin đăng ký đầu nối áp dụng cho các điểm đầu nối mới hoặc sửa đổi tại các điểm đầu nối cũ, bao gồm:

Họ và tên khách hàng có nhu cầu đầu nối:

Chức danh:

Tên đơn vị công tác:

Có trụ sở đăng ký tại:

Địa chỉ:

Điện thoại:

Fax:

Email:

1. Mô tả dự án:

- a) Tên dự án;
- b) Lĩnh vực hoạt động/loại hình sản xuất;
- c) Sản lượng dự kiến/Năng lực sản xuất;
- d) Ngày dự kiến bắt đầu khởi công xây dựng;
- đ) Ngày dự kiến đưa vào vận hành;
- e) Điểm đầu nối hiện tại (nếu có);
- g) Điểm đầu nối đề nghị;
- h) Cấp điện áp và số mạch đường dây đầu nối đề xuất;
- i) Ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối.

2. Bản đồ, sơ đồ và kế hoạch

a) Bản đồ địa lý tỷ lệ 1:50000 có đánh dấu vị trí của khách hàng có nhu cầu đầu nối, phân lưới điện truyền tải liên quan của Đơn vị truyền tải điện và vị trí điểm đầu nối;

b) Sơ đồ bố trí mặt bằng tỷ lệ 1:200 hoặc 1:500 mô tả vị trí các tổ máy phát, máy biến áp, các toà nhà, vị trí đầu nối;

c) Cung cấp kế hoạch xây dựng các công trình đề xuất cho các vùng bao quanh trạm biến áp, Đơn vị phát điện, tổ máy phát điện, công trình xây dựng, điểm đầu nối với tỷ lệ 1:200 hoặc 1:500.

3. Hồ sơ pháp lý

Các tài liệu về tư cách pháp nhân (bản sao Giấy phép đầu tư hoặc Quyết định đầu tư, Quyết định thành lập doanh nghiệp, Giấy đăng ký kinh doanh, Giấy phép hoạt động điện lực và các giấy phép khác theo quy định của pháp luật).

Phụ lục 2B

THÔNG TIN VỀ NHÀ MÁY ĐIỆN VÀ CÁC TỔ MÁY PHÁT ĐIỆN CỦA KHÁCH HÀNG CÓ NHU CẦU ĐẦU NỐI

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 12 /2010/TT-BCT
ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

Thông tin áp dụng cho các nhà máy điện, tổ máy phát điện, trạm điện của khách hàng có nhu cầu đầu nối gồm:

1. Mô tả nhà máy

- Tên nhà máy;
- Địa điểm đặt;
- Loại nhà máy (thuỷ điện, nhiệt điện than, khí...);
- Số tổ máy, công suất định mức;
- Sản lượng điện dự kiến;
- Công suất dự kiến phát vào lưới;
- Thời gian dự kiến đưa vào vận hành;
- Cấp điện áp đề xuất tại điểm đầu nối.

2. Mạch điện

- a) Sơ đồ mặt bằng bố trí thiết bị;
- b) Sơ đồ nối điện chính, trong đó chỉ rõ:
 - Bố trí thanh cái;
 - Các mạch điện (đường dây trên không, cáp ngầm, máy biến áp...);
 - Các tổ máy phát điện;
 - Bố trí pha;
 - Bố trí nối đất;
 - Các thiết bị đóng cắt;
 - Điện áp vận hành;
 - Phương thức bảo vệ;
 - Vị trí điểm đầu nối;
 - Bố trí thiết bị bù công suất phản kháng.

Sơ đồ này chỉ giới hạn ở trạm biến áp đầu vào điểm đầu nối và các thiết bị điện khác của Khách hàng có nhu cầu đầu nối có khả năng ảnh hưởng tới hệ thống điện truyền tải, nêu rõ những phần dự kiến sẽ mở rộng hoặc thay đổi (nếu có) trong tương lai.

3. Đặc tính vận hành máy phát điện

Với mỗi loại tổ máy phát điện, cần phải cung cấp đầy đủ các thông tin sau:

- Số tổ máy phát điện;
- Công suất phát định mức MW;
- Công suất phát tổ máy định mức MVA;
- Công suất tác dụng tải tự dùng MW;
- Công suất phản kháng tải tự dùng MVA_r;
- Điện áp đầu cực kV;
- Dải công suất tác dụng MW-MW;
- Công suất phản kháng phát tại mức công suất tác dụng định mức MVA_r;
- Công suất phản kháng nhận tại mức công suất tác dụng định mức MVA_r;
- Hệ số ngắn mạch;
- Dòng stator định mức (A);
- Dòng rotor định mức tại dòng đầu ra định mức (công suất tác dụng định mức, hệ số mang tải định mức, điện áp đầu cực định mức) và tốc độ rotor định mức (A);
- Điện áp rotor định mức (kV);
- Dải vận hành của tổ máy phát bao gồm giới hạn nhiệt và kích từ;
- Đồ thị từ hóa hở mạch;
- Đặc tính ngắn mạch;
- Đồ thị thành phần công suất không tải;
- Đồ thị điện áp;
- Thời gian đồng bộ từ trạng thái ấm (giờ);
- Thời gian đồng bộ từ trạng thái lạnh (giờ);
- Thời gian vận hành tối thiểu;
- Thời gian dừng tối thiểu;
- Tải bình thường định mức (MW/phút);
- Tách tải bình thường định mức (MW/phút);
- Loại nhiên liệu khởi động;
- Khả năng thay đổi nhiên liệu khi có tải;
- Các chế độ sẵn sàng;
- Thời gian thay đổi chế độ tải;

- Dải điều khiển cho hệ thống điều chỉnh tần số thứ cấp (SFRS) vận hành (MW);
- Các đặc tính vận hành liên quan khác;
- Cung cấp thông tin chi tiết về công suất dự phòng của máy phát trong các chế độ vận hành khác nhau.

Với các nhà máy nhiệt điện, ngoài các thông số yêu cầu ở trên phải cung cấp thêm sơ đồ khối chức năng của các thành phần chính của nhà máy, lò hơi, máy phát xoay chiều, các nguồn cung cấp nhiệt hoặc hơi.

4. Mô tả kỹ thuật của mỗi tổ máy phát điện

Các thông số và giá trị sau:

- Điện kháng đồng bộ dọc trục X_d ;
- Điện kháng quá độ dọc trục X'_d
- Điện kháng tiền quá độ chưa bão hòa dọc trục X''_d ;
- Điện kháng đồng bộ ngang trục X_q ;
- Điện kháng quá độ chưa bão hòa ngang trục X'_q ;
- Điện kháng tiền quá độ ngang trục X''_q ;
- Điện kháng nghịch X_2 ;
- Điện kháng thứ tự không X_0 ;
- Điện trở Stator R_a ;
- Điện kháng khe hở stator X_L ;
- Điện kháng điểm X_p ;
- Biểu tượng và giá trị hằng số thời gian máy phát điện;
- Trục thuận mở mạch quá độ T_{do}' (s);
- Trục thuận mở mạch tiền quá độ T_{do}'' (s)
- Trục góc vuông mở mạch quá độ T_{qo}' (s);
- Trục góc vuông mở mạch tiền quá độ T_{qo}'' (s)
- Trục thuận ngắn mạch quá độ T_d' (s);
- Trục thuận ngắn mạch tiền quá độ T_d'' (s);
- Trục góc vuông ngắn mạch quá độ T_q' (s);
- Trục góc vuông ngắn mạch tiền quá độ T_q'' (s);
- Hằng số quán tính tuabin máy phát cho toàn bộ khối quay (MWsec/MVA);

5. Hệ thống kích từ

Dự kiến kiểu kích từ và thiết bị ổn định hệ thống điện (PSS) (nếu có), sơ đồ khối Laplace theo tiêu chuẩn IEEE (hoặc tiêu chuẩn tương đương được phép áp dụng) cùng các thông số và hàm truyền kèm theo.

6. Hệ thống điều tốc và ổn định

Dự kiến kiểu điều tốc, sơ đồ khối Laplace theo tiêu chuẩn IEEE (hoặc tiêu chuẩn tương đương được phép áp dụng) cùng các thông số và hàm truyền kèm theo.

7. Hệ thống bảo vệ và điều khiển

- Cung cấp thông tin về hệ thống bảo vệ rơ le của máy phát.
- Cung cấp thông tin về hệ thống tự động điều khiển của nhà máy và dự kiến phương thức ghép nối với hệ thống SCADA, thiết bị đầu cuối viễn thông của nhà máy và trạm biến áp của Khách hàng có đề nghị đầu nối.

8. Khởi động đen

Yêu cầu cung cấp các thông tin về hệ thống khởi động đen.

9. Ảnh hưởng tới môi trường

Yêu cầu cung cấp các thông tin liên quan tới phát thải khí nhà kính, bao gồm các thông tin sau:

a) Đối với các nhà máy nhiệt điện

- Khí CO₂;
- Tấn CO₂/tấn nhiên liệu;
- Hiệu suất giảm khí CO₂;
- Khí SO₂;
- Tấn SO₂/tấn nhiên liệu;
- Hiệu suất giảm khí SO₂;
- Khí NO_x;
- Tấn NO_x/đường cong xuất điện năng MWh.

b) Nhà máy điện tích năng

- Công suất dự trữ (MWh bơm);
- Công suất bơm lớn nhất (MW);
- Công suất bơm nhỏ nhất (MW);
- Công suất phát lớn nhất (MW);
- Công suất phát nhỏ nhất (MW);
- Hiệu suất (phát/ bơm tỷ lệ %).

c) Trạm phát điện gió

- Loại turbine (cố định hay biến tốc);
- Chi tiết nhà sản xuất về đặc tính kỹ thuật và đặc tính vận hành với tham khảo riêng biệt về độ nhấp nháy và thể hiện sóng hài;
- Phương thức vận hành mùa của máy phát: mùa hay liên tục;
- Liệt kê mức xuất lớn nhất dự kiến phát vào lưới truyền tải của Đơn vị truyền tải điện cho mỗi tháng vận hành (MW);
- Đồ thị phát điện ngày điển hình của tháng với lượng phát lớn nhất;
- Dự kiến chi tiết sự biến đổi đầu ra thường xuyên hay nhanh, bao gồm độ lớn, tỷ lệ thay đổi lớn nhất, tần suất và quãng thời gian.

10. Dự báo tính sẵn sàng

- Yêu cầu bảo dưỡng dự kiến: ...Tuần/năm;
- Khả năng sẵn sàng (lấy từ yêu cầu bảo dưỡng được lập lịch dự kiến);
- Khả năng sẵn sàng tỷ lệ công suất phát theo mùa MW;
- Khả năng sẵn sàng tuyệt đối;
- Khả năng sẵn sàng bộ phận;
- Xác xuất ngừng chạy ép buộc;
- Tổng 100%;
- Giới hạn điện năng;
- Phát điện ngày (GWh);
- Phát điện tuần (GWh);
- Phát điện tháng (GWh);
- Phát điện năm (GWh).

11. Số liệu kỹ thuật của các thiết bị điện tại điểm đấu nối

a) Thiết bị đóng cắt: cầu dao, dao cách ly của các mạch đấu nối liên quan tới điểm đấu nối.

- Điện áp vận hành định mức;
- Dòng điện định mức (A);
- Dòng cắt ngắn mạch 3 pha định mức (kA);
- Dòng cắt ngắn mạch 1 pha định mức (kA);
- Dòng cắt tải 3 pha định mức (kA);
- Dòng cắt tải 1 pha định mức (kA);
- Dòng ngắn mạch 3 pha nặng nề nhất định mức;
- Dòng ngắn mạch 1 pha nặng nề nhất định mức;
- Mức cách điện cơ bản-BIL (kV).

b) Máy biến áp

- Điện áp định mức và bố trí cuộn dây;
- Công suất định mức MVA của mỗi cuộn dây;
- Cuộn dây phân áp, kiểu điều áp (dưới tải hoặc không), vùng điều áp (số lượng đầu ra và kích cỡ bước điều áp);
- Chu kỳ thời gian điều áp;
- Bố trí nối đất (nối đất trực tiếp, không nối đất, nối đất qua cuộn kháng);
- Đường cong bão hòa;
- Điện trở và điện kháng thứ tự thuận của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, nhỏ nhất, lớn nhất ($R+jX$ trên phần trăm công suất định mức MVA của máy biến áp). Cho máy biến áp 3 cuộn dây, cả 3 cuộn dây có đầu nối bên ngoài, điện trở và điện kháng giữa mỗi cặp cuộn dây phải được tính toán với cuộn thứ 3 là hở mạch;
- Điện trở và điện kháng thứ tự không của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, thấp nhất và cao nhất (Ω);
- Mức cách điện cơ bản (kV).

c) Các thiết bị bù công suất phản kháng (Tụ/cuộn cảm)

- Loại thiết bị (cố định hoặc thay đổi) điện dung và/ hoặc tỷ lệ điện cảm hoặc vùng vận hành MVar;
- Điện trở/ điện kháng, dòng điện nạp/ phóng;
- Với thiết bị tụ/ cuộn cảm có thể điều khiển được, phải cung cấp chi tiết nguyên lý điều khiển, các số liệu điều khiển như điện áp, tải, đóng cắt hoặc tự động, thời gian vận hành và các cài đặt khác.

d) Máy biến điện áp (VT)/ máy biến dòng (TI)

- Tỷ số biến;
- Giấy chứng nhận kiểm tra tuân theo quy định đo đếm.

đ) Hệ thống bảo vệ và điều khiển

- Cấu hình hệ thống bảo vệ;
- Giá trị cài đặt đề xuất;
- Thời gian giải phóng sự cố của hệ thống bảo vệ chính và dự phòng;
- Chu kỳ tự động đóng lại (nếu có);
- Quản lý điều khiển và giao tiếp dữ liệu.

e) Đường dây và cáp truyền tải liên quan tới điểm đấu nối

- Điện trở/ điện kháng/ điện dung;

- Dòng điện tải định mức và dòng điện tải lớn nhất.

12. Máy phát điện thuộc sở hữu của khách hàng có nhu cầu đầu nối

Đối với các máy phát điện thuộc quyền sở hữu của khách hàng phải cung cấp các thông tin dự báo phụ tải như sau:

- Dự báo nhu cầu phụ tải điện cực đại và cực tiểu;
- Các yêu cầu điện năng.

13. Nhà máy thủy điện

Đối với nhà máy thủy điện phải cung cấp thêm dữ liệu về công suất phát và điện năng dự kiến cho mỗi tháng của năm và các thông tin liên quan đến thủy văn, thủy năng, cụ thể như sau:

a) Năng lượng sơ cấp - thủy năng

- Các thông số hồ chứa và điều tiết hồ chứa:
- + Dung tích hữu ích (tỉ m³);
- + Dung tích toàn bộ hồ (tỉ m³);
- + Dung tích chống lũ (tỉ m³);
- + Mức nước dâng bình thường (m);
- + Mức nước chết (m);
- + Mức nước gia cường (m);
- + Dung tích dành cho điều tiết nhiều năm (nếu có) (tỉ m³);
- + Diện tích lòng hồ (km²);
- + Chiều dài hồ ở mức nước dâng bình thường (km);
- + Chiều rộng trung bình hồ (km);
- + Chiều sâu trung bình hồ (m);
- + Đường đặc tính hồ chứa $V = f(h)$;
- + Kiểu điều tiết (năm, nhiều năm, hỗn hợp);
- + Quy trình điều tiết hồ chứa tóm tắt (đặt trong 1 file văn bản);
- + Quy trình điều tiết hồ chứa đầy đủ (đặt trong 1 file văn bản);
- + Biểu đồ điều tiết hồ chứa (theo tháng hay tuần).
- Các thông số về đập chính:
- + Loại đập (đất đá, bê tông,..);
- + Kiểu xả lũ (xả tự nhiên, dùng cửa xả);
- + Cao độ đỉnh đập (m);
- + Chiều cao mặt đập (m);
- + Chiều dài mặt đập (m);
- + Chiều dài đáy đập (m);
- + Cao độ trên của cánh phai xả lũ (m);

- + Sơ đồ nguyên lý cấu tạo đập (file ảnh).
- Các thông số về đập phát điện:
- + Loại đập (đất đá, bê tông,..);
- + Cao độ đỉnh đập (m);
- + Chiều cao mặt đập (m);
- + Chiều dài mặt đập (m);
- + Chiều dài đáy đập (m);
- + Cao độ trên của cửa nhận nước (m);
- + Sơ đồ nguyên lý cấu tạo đập (file ảnh).
- Các thông số phía thượng lưu:
- + Mức nước dâng bình thường (m);
- + Mức nước chết (m);
- + Mức nước gia cường (m);
- + Mức nước điều tiết nhiều năm (nếu có) (m).
- Các thông số phía hạ lưu:
- + Mức nước khi dừng toàn bộ nhà máy (m);
- + Mức nước khi chạy công suất min (m);
- + Mức nước khi chạy công suất định mức (m);
- + Mức nước khi xả lưu lượng tần suất 0,01% (m).
- Các số liệu chính về thời tiết và thủy văn:
- + Đặc điểm thời tiết khí hậu;
- + Diện tích lưu vực sông (km²);
- + Tổng lượng dòng chảy trung bình nhiều năm (m³);
- + Lưu lượng nước về trung bình năm(m³/s);
- + Bảng tổng hợp lưu lượng nước về trung bình tháng;
- + Lượng mưa trung bình hằng năm (mm);
- + Lưu lượng lũ.

b) Tần suất nước về và năng lượng theo thiết kế

- Các số liệu chính về tần suất nước về theo bảng sau:

Tần suất	Lưu lượng lũ tối đa (m³/s)	Lưu lượng trung bình ngày đêm (m³/s)
10,00%		
1,00%		
0,10%		
0,01%		

- Các số liệu chính về tần suất nước về và năng lượng theo thiết kế:

Tần suất	Lưu lượng	Năng lượng
25%		
50%		
65%		
75%		
90%		
Trung bình nhiều năm		

c) Cơ khí thủy lực

- Các loại cánh phai (van) dùng cho công trình:
- + Hệ thống nhận nước (file văn bản);
- + Hệ thống xả nước (file văn bản);
- Các thông số về Tua bin nước:
- + Kiểu (francis, pelton, hỗn hợp);
- + Nước sản xuất;
- + Mã hiệu;
- + Công suất thiết kế (MW);
- + Dải công suất khả dụng ứng với cột nước tính toán (từ ...MW đến ...MW);
- + Cột nước tính toán (m);
- + Cột nước tối đa (m);
- + Cột nước tối thiểu (m);
- + Lưu lượng nước qua Tua bin ứng với tải định mức (m³/s);
- + Tốc độ quay định mức (vòng/phút);
- + Tốc độ quay lồng tốc (vòng/phút);
- + Độ cao hút HS (m);
- + Suất tiêu hao nước ở cột nước định mức (m³/kWh).
- Cấu tạo của Tua bin nước (file văn bản):
- + Stator tuabin;
- + Séc măng ổ đỡ;
- + Séc măng ổ hướng;
- + Buồng xoắn;
- + Bánh xe công tác;
- + Trục tuabin;
- + Cánh hướng nước;
- + Servomotor;
- + Bộ điều tốc của tuabin.
- Hoạt động của Tua bin nước:

- + Khởi động;
- + Vận hành bình thường;
- + Ngừng bình thường tuabin;
- + Ngừng sự cố tuabin;
- + Chuyển bù;
- + Đặc tính tuabin $P=f(\Delta h)$;
- + Đặc tính suất tiêu hao nước theo cột nước.

d) Các hệ thống, thiết bị phụ đi kèm

- + Hệ thống khí nén cao áp - hạ áp;
- + Hệ thống dầu;
- + Hệ thống nước cứu hoả;
- + Hệ thống nước kỹ thuật làm mát.

e) Những lưu ý đặc biệt

Phụ lục 2C

THÔNG TIN VỀ NHU CẦU SỬ DỤNG ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ PHÂN PHỐI ĐIỆN VÀ KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT
ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

Thông tin áp dụng cho các Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải, Đơn vị bán buôn điện có xuất nhập khẩu điện thông qua lưới điện truyền tải có nhu cầu đấu nối mới hoặc thay đổi đấu nối cũ, bao gồm:

1. Số liệu về điện năng và công suất định mức

Công suất tác dụng:	(MW)
Công suất phản kháng:	(MVar)
Điện năng tiêu thụ/ngày/tháng/năm:	(kWh)

2. Số liệu dự báo nhu cầu điện tại điểm đấu nối

a) Số liệu tiêu thụ điện năm đầu

- Đối với nhu cầu thay đổi đấu nối hiện có, Khách hàng có nhu cầu thay đổi đấu nối phải cung cấp các thông tin về tình hình tiêu thụ điện của phụ tải điện hiện có tại điểm đấu nối, Biểu đồ phụ tải tất cả các ngày trong năm gần nhất, trong đó bao gồm các số liệu sau:

+ Công suất tác dụng và công suất phản kháng nhận từ lưới điện truyền tải;

+ Công suất tác dụng và công suất phản kháng tự phát (nếu có).

- Đối với nhu cầu đấu nối mới, Khách hàng có nhu cầu đấu nối mới phải cung cấp các thông tin về nhu cầu phụ tải điện tại điểm đấu nối bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng của năm vào vận hành, trong đó bao gồm chi tiết các số liệu sau:

+ Công suất tác dụng và công suất phản kháng nhận từ lưới điện truyền tải;

+ Công suất tác dụng và công suất phản kháng tự phát (nếu có).

b) Dự báo nhu cầu điện dự kiến trong năm (05) năm tiếp theo

- Đối với nhu cầu thay đổi đấu nối hiện có, Khách hàng có nhu cầu thay đổi đấu nối phải cung cấp phụ tải điện dự kiến tại điểm đấu nối, bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng cho năm (05) năm tiếp theo. Trong đó xác định rõ nhu cầu công suất tác dụng, phản kháng nhận từ lưới điện truyền tải và tự phát;

- Đối với nhu cầu đầu nối mới, Khách hàng có nhu cầu đầu nối mới phải cung cấp những thông tin dự báo nhu cầu điện chi tiết, bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng cho năm (05) năm tiếp theo từ ngày vận hành hành chính thức. Trong đó xác định rõ nhu cầu công suất tác dụng, phản kháng nhận từ lưới điện truyền tải và tự phát.

c) Các số liệu liên quan tới dự báo nhu cầu điện (nếu có): bao gồm các số liệu liên quan tới tiêu thụ điện như sản lượng sản phẩm, suất tiêu hao điện cho một đơn vị sản phẩm, chế độ tiêu thụ điện (ca, ngày làm việc và ngày nghỉ), tổng công suất lắp đặt của thiết bị điện và công suất cực đại, hệ số công suất...

3. Số liệu kỹ thuật thiết bị, lưới điện của phụ tải điện tại điểm đầu nối

a) Sơ đồ điện

- Sơ đồ mặt bằng bố trí thiết bị;
- Sơ đồ nối điện chính, trong đó chỉ rõ:
 - + Bố trí thanh cái;
 - + Các mạch điện (đường dây trên không, cáp ngầm, máy biến áp...);
 - + Các tổ máy phát điện;
 - + Bố trí pha;
 - + Bố trí nối đất;
 - + Các thiết bị đóng cắt;
 - + Điện áp vận hành;
 - + Phương thức bảo vệ;
 - + Vị trí điểm đầu nối;
 - + Bố trí thiết bị bù công suất phản kháng.

Sơ đồ này chỉ giới hạn ở trạm biến áp đầu vào điểm đầu nối và các thiết bị điện khác của Khách hàng có nhu cầu đầu nối có khả năng ảnh hưởng tới hệ thống điện truyền tải, nêu rõ những phần dự kiến sẽ mở rộng hoặc thay đổi (nếu có) trong tương lai.

b) Các thiết bị điện

- Thiết bị đóng cắt (cầu dao, cách ly...) của các mạch điện liên quan tới điểm đầu nối:
 - + Điện áp vận hành định mức;
 - + Dòng điện định mức (A);
 - + Dòng điện cắt ngắn mạch 3 pha định mức (kA);
 - + Dòng điện cắt ngắn mạch 1 pha định mức (kA);
 - + Dòng cắt tải 3 pha định mức (kA);
 - + Dòng cắt tải 1 pha định mức (kA);

- + Dòng ngắn mạch 3 pha nặng nề nhất định mức (kA);
- + Dòng ngắn mạch 1 pha nặng nề nhất định mức (kA);
- + Mức cách điện cơ bản –BIL (kV).
- Máy biến áp:
 - + Điện áp định mức và bố trí cuộn dây;
 - + Công suất định mức MVA của mỗi cuộn dây;
 - + Cuộn dây phân áp, kiểu điều áp (dưới tải hoặc không), vùng phân áp (số lượng đầu ra và kích cỡ bước phân áp);
 - + Chu kỳ thời gian điều áp;
 - + Bố trí nối đất (nối đất trực tiếp, không nối đất và nối đất qua cuộn kháng);
 - + Đường cong bão hòa;
 - + Điện trở và điện kháng tự thuận của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, nhỏ nhất, lớn nhất trên phần trăm công suất định mức MVA của máy biến áp. Cho máy biến áp 3 cuộn dây, có cả 3 cuộn dây đầu nối bên ngoài, điện trở và điện kháng giữa mỗi cặp cuộn dây phải được tính toán với cuộn thứ 3 là mạch mở;
 - + Điện trở và điện kháng tự không của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, thấp nhất và cao nhất (Ω);
 - + Mức cách điện cơ bản (kV).
- Các thiết bị bù công suất phản kháng (Tụ/cuộn cảm):
 - + Loại thiết bị (cố định hoặc thay đổi) điện dung và/ hoặc tỷ lệ điện cảm hoặc vùng vận hành MVAR;
 - + Điện trở/ điện kháng, dòng điện nạp/ phóng;
 - + Với thiết bị tụ/ cuộn cảm có thể điều khiển được, phải cung cấp chi tiết nguyên lý điều khiển, các số liệu điều khiển như điện áp, tải, đóng cắt hoặc tự động, thời gian vận hành và các cài đặt khác.
- Máy biến điện áp (VT)/ máy biến dòng (TI):
 - + Tỷ số biến;
 - + Giấy chứng nhận kiểm tra tuân thủ Quy định đo đếm điện năng.
- Hệ thống bảo vệ và điều khiển:
 - + Cấu hình hệ thống bảo vệ;
 - + Giá trị cài đặt đề xuất;
 - + Thời gian giải phóng sự cố của hệ thống bảo vệ chính và dự phòng;
 - + Chu kỳ tự động đóng lại (nếu có);
 - + Quản lý điều khiển và giao tiếp dữ liệu.
- Đường dây trên không và cáp điện liên quan tới điểm đấu nối:
 - + Điện trở/ điện kháng/ điện dung;

+ Dòng điện tải định mức và dòng điện tải lớn nhất.

c) Các thông số liên quan đến ngắn mạch

- Dòng điện ngắn mạch 3 pha (xuất hiện tức thì tại điểm sự cố và sau sự cố thoáng qua) từ hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vào hệ thống điện truyền tải tại điểm đấu nối;

- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự không của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tính từ điểm đấu nối;

- Giá trị điện áp trước khi sự cố phù hợp với dòng sự cố lớn nhất;

- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự nghịch của của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tính từ điểm đấu nối;

- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự không của mạch tương đương Pi của của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

d) Yêu cầu về mức độ dự phòng

Đối với Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có nhu cầu nhận điện từ hai nguồn trở lên, yêu cầu chỉ rõ:

- Nguồn dự phòng;

- Công suất dự phòng yêu cầu (MW và MVar).

4. Đặc tính phụ tải

Yêu cầu Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải phải cung cấp các thông tin sau đây:

- Chi tiết về các thành phần phụ tải của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải, trong đó đặc biệt lưu ý cung cấp thông tin về các phụ tải có thể gây ra dao động quá 5% tổng công suất của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải tại điểm đấu nối và mức gây nhấp nháy điện áp của các phụ tải đó.

- Các chi tiết sau đây về đặc tính phụ tải tại từng điểm đấu nối:

Thông số	Đơn vị
Hệ số công suất trong chế độ nhận công suất phản kháng	
Độ nhạy của phụ tải với điện áp	MW/kV, MVar/kV
Độ nhạy của phụ tải với tần số	MW/Hz, MVar/Hz
Dự kiến mức độ gây mất cân bằng pha cực đại và trung bình	%
Dự kiến mức độ gây sóng hài tối đa	
Dự kiến mức độ gây nhấp nháy điện áp ngắn hạn và dài hạn	

Đối với Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có nhu cầu sử dụng với công suất từ 5MW trở lên tại điểm đấu nối phải cung cấp các dữ liệu sau:

- Tỷ lệ thay đổi tải (kW/s và kVAr/s) bao gồm cả tăng lên và hạ xuống;
- Bước thời gian lặp lại ngắn nhất của độ dao động phụ tải (giây);
- Độ lớn của bước thay đổi lớn nhất trong nhu cầu điện (kW; kVAr).

5. Các yêu cầu khác có liên quan tới phụ tải điện

Phụ lục 3

THỎA THUẬN ĐẦU NÓI MẪU

(Ban hành kèm theo Thông tư số /2010/TT-BCT
ngày tháng năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập- Tự Do- hạnh Phúc

THỎA THUẬN ĐẦU NÓI

GIỮA (ĐƠN VỊ TRUYỀN TẢI ĐIỆN) VÀ ...(TÊN KHÁCH HÀNG ĐỀ NGHỊ ĐẦU NÓI)

Số: /NPT - TTĐN

- Căn cứ Thông tư số/2010/TT-BCT ngày ...tháng....năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định hệ thống điện truyền tải;
- Căn cứ đơn đề nghị đầu nối vào lưới điện truyền tải ngày ... tháng ... năm của [tên khách hàng có nhu cầu đầu nối] gửi [Tên Đơn vị truyền tải điện];
- Căn cứ hồ sơ đề nghị đầu nối của [tên khách hàng có nhu cầu đầu nối] gửi [Tên Đơn vị truyền tải điện] ngày ... tháng ... năm ;
- Căn cứ vào các biên bản làm việc và thỏa thuận sơ bộ phương án đầu nối;
- Căn cứ vào yêu cầu và khả năng cung cấp dịch vụ truyền tải điện,
Hôm nay, ngày... tháng ... năm ... tại ..., chúng tôi gồm:

Bên A: [Tên Đơn vị truyền tải điện]

Đại diện là: ...

Chức vụ:

Địa chỉ:

Điện thoại:; Fax:

Tài khoản số: ...

Mã số thuế: ...

Bên B: [Tên khách hàng có nhu cầu đầu nối]

Đại diện là: ...

Chức vụ: ...

Địa chỉ: ...

Điện thoại: ...; Fax: ...

Tài khoản số:

Mã số thuế: ...

Hai bên đồng ý ký kết Thỏa thuận đấu nối với các nội dung sau:

Điều 1. Nội dung đấu nối

[Tên Đơn vị truyền tải điện] thống nhất phương án đấu nối nhà máy điện của *[tên khách hàng có nhu cầu đấu nối]* vào lưới điện truyền tải, cụ thể như sau:

1. Quy mô công trình:

a) Điểm đầu: ...

b) Điểm cuối: ...

c) Cấp điện áp đấu nối: ...

d) Dây dẫn: ...

đ) Số mạch: ...

e) Kết cấu: ...

g) Chế độ vận hành: ...

h) Chiều dài tuyến: ...

2. Ranh giới đo đếm:

Ranh giới đo đếm mua bán điện năng lắp đặt tại vị trí đấu nối vào lưới điện truyền tải.

3. Ranh giới đầu tư:

4. Yêu cầu về giải pháp kỹ thuật:

5. Các tài liệu kèm theo

a) Tài liệu đính kèm 1: ...

b) Tài liệu đính kèm 2: ...

c) Tài liệu đính kèm 3: ...

d) Tài liệu đính kèm 4: ...

Điều 2. Trách nhiệm của các bên

1. Trách nhiệm của Bên A

[Tên Đơn vị truyền tải điện] có trách nhiệm đầu tư xây dựng lưới điện truyền tải để kết nối với lưới điện của *[tên khách hàng có nhu cầu đấu nối]* theo đúng ranh giới đầu tư xây dựng quy định tại khoản 3 Điều 1 của Thỏa thuận đấu nối này.

2. Trách nhiệm của Bên B

a) [*tên khách hàng có nhu cầu đấu nối*] có trách nhiệm đầu tư xây dựng hệ thống lưới điện trong phạm vi quản lý theo các mô tả kỹ thuật tại Tài liệu đính kèm 3, tuân thủ Quy định hệ thống điện truyền tải và các quy định khác có liên quan.

b) [*tên khách hàng có nhu cầu đấu nối*] có trách nhiệm quản lý, vận hành hệ thống điện hoặc nhà máy điện tuân thủ Quy định hệ thống điện truyền tải và các quy định khác có liên quan.

Điều 5. Ngày đấu nối

Ngày đấu nối dự kiến là(ngày, tháng, năm).

Điều 6. Chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung

Chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung trong trường hợp quy định tại khoản 1 Điều 47 Thông tư số .../2010/TT-BCT ngày...tháng...năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định hệ thống điện truyền tải được hai bên thống nhất như sau:

1.
2.

Điều 7. Các thoả thuận khác

1. Trong quá trình vận hành, khi có sự thay đổi hay sửa chữa liên quan tới điểm đấu nối hoặc thiết bị đấu nối, bên có thay đổi phải thông báo bằng văn bản và gửi các tài liệu kỹ thuật liên quan tới bên kia; soạn thảo Phụ lục Thỏa thuận đấu nối để cả hai bên ký làm tài liệu kèm theo Thỏa thuận đấu nối này.

2.
3.

Điều 8. Sau khi thực hiện đấu nối, [*tên khách hàng có nhu cầu đấu nối*] có quyền đề xuất kế hoạch tách đấu nối vĩnh viễn hoặc tạm thời trong các trường hợp được nêu trong tài liệu kèm theo 6 và phải tuân thủ quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải.

Điều 9. Hiệu lực thi hành

1. Thỏa thuận đấu nối này có hiệu lực kể từ ngày ký.
2. Thỏa thuận đấu nối này được làm thành 4 bản có giá trị như nhau, mỗi bên giữ 02 bản./.

Đại diện Bên B

(Tên, chức danh)

Đại diện Bên A

(Tên, chức danh)

Tài liệu đính kèm 1

Sơ đồ 1 sợi tại khu vực đấu nối

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

Tài liệu đính kèm 2 quy định ranh giới cố định

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

Ngày.....Tháng.....Năm.....

Tên Trạm biến áp:

Địa điểm:

Địa chỉ:

Số điện thoại:

Kỹ thuật viên điều khiển mạng lưới truyền tải của Đơn vị truyền tải điện (Tên):

Kỹ thuật viên điều khiển lưới của Khách hàng có nhu cầu đấu nối (Tên):

Điểm đấu nối:

Ranh giới sở hữu:

Giám đốc/ trưởng Trạm

(Ký và ghi tên)

**Kỹ thuật viên điều khiển mạng
lưới truyền tải của Đơn vị truyền
tải điện**

(Ký và ghi tên)

**Kỹ thuật viên điều khiển lưới
điện của Khách hàng có nhu cầu
đấu nối**

(Ký và ghi tên)

Tài liệu đính kèm 3

Danh sách thiết bị sở hữu cố định tại điểm đấu nối

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

I. Thiết bị chính (bao gồm đường dây truyền tải điện và trạm biến áp)

1. Số, tên của thiết bị:

2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/ chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

II. Thiết bị thứ cấp

1. Số tên thiết bị:
2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/ chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

III. Hệ thống đo đếm

1. Số/ Tên thiết bị:
2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/ chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

IV. Các thiết bị khác liên quan đến điểm đấu nối

1. Số/ tên thiết bị:
2. Thông số kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/ chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

Tài liệu đính kèm 4

Mô tả kỹ thuật thiết bị điện liên quan tới điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

Bao gồm tất cả các dữ liệu cập nhật sửa đổi trong phần 2 và phần 3 của Hồ sơ đấu nối vào lưới điện truyền tải, đã được cập nhật và/ hoặc sửa đổi.

Tài liệu đính kèm 5

Mô tả Danh sách các dữ liệu truyền về hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống và thị trường điện, hệ thống kỹ thuật thiết bị hệ thống DCS(Gateway)/RTU liên quan tới đầu nối của khách hàng có nhu cầu đầu nối

(Kèm theo thỏa thuận đầu nối số.....)

Tài liệu đính kèm 6

Yêu cầu ngừng đầu nối vĩnh viễn hoặc tạm thời của khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải

(Kèm theo thỏa thuận đầu nối số.....)

Mô tả tất cả các trường hợp mà khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đề xuất ngừng đầu nối tạm thời (ít hơn mười hai (12) tháng) và dài hạn tới TNO và các trách nhiệm phù hợp của khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với từng trường hợp.