

THÔNG TƯ

Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng

Căn cứ Luật Điện lực ngày 30 tháng 11 năm 2024;

Căn cứ Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương; Nghị định số 105/2024/NĐ-CP ngày 01 tháng 8 năm 2024 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương và Nghị định số 26/2018/NĐ-CP ngày 28 tháng 02 năm 2018 của Chính phủ về điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn Điện lực Việt Nam;

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng.

Chương I

QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về yêu cầu kỹ thuật trong hệ thống truyền tải điện, hệ thống phân phối điện: điều kiện, yêu cầu kỹ thuật và trình tự đấu nối; vận hành hệ thống truyền tải điện, hệ thống phân phối điện; yêu cầu đối với hệ thống đo đếm, thu thập số liệu đo đếm và hệ thống quản lý số liệu đo đếm; trách nhiệm của các đơn vị.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

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

- Đơn vị phân phối điện, đơn vị bán buôn điện, đơn vị bán lẻ điện;
- Đơn vị cung cấp dịch vụ liên quan đến đo đếm điện năng, bao gồm: đơn vị thử nghiệm, kiểm định; đơn vị quản lý số liệu đo đếm;
- Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia;
- Đơn vị phát điện;
- Đơn vị truyền tải điện;
- Khách hàng sử dụng điện.
- Tập đoàn Điện lực Việt Nam;
- Tổ chức, cá nhân khác có liên quan.



Điều 3. Giải thích từ ngữ

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

1. *AGC* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Generation Control) là hệ thống thiết bị tự động điều chỉnh tăng giảm công suất tác dụng của tổ máy phát điện, nhà máy điện, cụm nhà máy điện hoặc hệ thống pin tích trữ nhằm đảm bảo vận hành an toàn, ổn định hệ thống điện.

2. *Bảo đảm cung cấp điện* là khả năng nguồn điện bảo đảm 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.

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

4. *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 danh định đến 01 kV;
- b) *Trung áp* là cấp điện áp danh định trên 01 kV đến 35 kV;
- c) *Cao áp* là cấp điện áp danh định trên 35 kV đến 220 kV;
- d) *Siêu cao áp* là cấp điện áp danh định trên 220 kV.

5. *Cấp điều độ có quyền điều khiển* là cấp điều độ có quyền chỉ huy, điều độ hệ thống điện theo phân cấp điều độ tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành.

6. *Công suất định mức của nhà máy điện* là tổng công suất định mức của các tổ máy hoặc tuabin gió trong nhà máy điện. Đối với nhà máy điện mặt trời, công suất định mức của nhà máy điện mặt trời là công suất điện xoay chiều tối đa có thể phát được của nhà máy được tính toán và công bố, phù hợp với công suất điện một chiều của nhà máy điện mặt trời theo quy hoạch.

7. *Công suất định mức của tổ máy phát điện hoặc tuabin gió* là công suất phát lớn nhất có thể vận hành ổn định, lâu dài, được nhà sản xuất công bố theo thiết kế, và phù hợp với các văn bản thẩm định thiết kế của cơ quan nhà nước có thẩm quyền, được công bố trong Hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện.

8. *Công suất khả dụng của tổ máy phát điện* 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.

9. *Công suất định mức của hệ thống pin lưu trữ* là công suất điện xoay chiều tối đa có thể phát và thu được của hệ thống pin lưu trữ được tính toán và công bố, phù hợp với công suất điện một chiều của pin lưu trữ.

10. *Dao động điện áp* là sự biến đổi biên độ điện áp so với điện áp danh định trong thời gian dài hơn 01 phút.

vn

11. *DIM* (viết tắt theo tiếng Anh: Dispatch Instruction Management) là hệ thống quản lý thông tin lệnh điều độ giữa cấp điều độ có quyền điều khiển với nhà máy điện hoặc Trung tâm Điều khiển các nhà máy điện.

12. *Dải chết của hệ thống điều tốc* là dải tần số mà khi tần số hệ thống điện thay đổi trong phạm vi đó thì hệ thống điều tốc của tổ máy phát điện không có phản ứng hoặc tác động để tham gia điều chỉnh tần số sơ cấp.

13. *Đánh giá bảo đảm cung cấp điện* là việc đánh giá độ ổn định và an toàn cung cấp điện căn cứ theo cân bằng giữa công suất, điện năng khả dụng của hệ thống và phụ tải điện dự kiến của hệ thống có tính đến các ràng buộc trong hệ thống điện và yêu cầu dự phòng công suất trong một khoảng thời gian xác định.

14. *Điều khiển tần số trong hệ thống điện* (sau đây viết tắt là điều khiển tần số) là quá trình điều khiển trong hệ thống điện để duy trì sự vận hành ổn định của hệ thống điện, bao gồm điều khiển tần số sơ cấp, điều khiển tần số thứ cấp và điều khiển tần số cấp 3:

a) Điều khiển tần số sơ cấp là quá trình điều khiển tức thời tần số hệ thống điện được thực hiện tự động bởi số lượng lớn các tổ máy phát điện có trang bị hệ thống điều tốc;

b) Điều khiển tần số thứ cấp là quá trình điều khiển tiếp theo của điều khiển tần số sơ cấp được thực hiện thông qua tác động của hệ thống AGC nhằm đưa tần số về dải làm việc lâu dài cho phép;

c) Điều khiển tần số cấp 3 là quá trình điều khiển tiếp theo của điều khiển tần số thứ cấp được thực hiện bằng lệnh điều độ để đưa tần số hệ thống điện vận hành ổn định theo quy định hiện hành và đảm bảo phân bổ kinh tế công suất phát các tổ máy phát điện.

15. *Đơn vị bán buôn điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán buôn điện.

16. *Đơn vị phát điện* là đơn vị điện lực sở hữu một hoặc nhiều nhà máy điện đấu nối vào hệ thống điện quốc gia.

17. *Đơn vị truyền tải điện* là đơn vị điện lực được cấp phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực truyền tải điện.

18. *Đơn vị phân phối điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phân phối điện.

19. *Đơn vị bán lẻ điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán lẻ điện, mua buôn điện từ Đơn vị bán điện khác để bán lẻ điện cho khách hàng sử dụng.

20. *Độ tin cậy của hệ thống bảo vệ* bao gồm:

a) *Độ tin cậy tác động của hệ thống bảo vệ* là chỉ số xác định khả năng hệ thống bảo vệ làm việc đúng khi có sự cố xảy ra trong phạm vi bảo vệ đã được tính toán và xác định;

b) *Độ tin cậy không tác động của hệ thống bảo vệ* là chỉ số xác định khả năng

sta

km

hệ thống bảo vệ tránh làm việc nhằm ở chế độ vận hành bình thường hoặc sự cố xảy ra ngoài phạm vi bảo vệ đã được tính toán và xác định.

21. *Hệ thống điều tốc* (viết tắt theo tiếng Anh: Governor) là hệ thống tự động điều chỉnh tốc độ quay của tuabin tổ máy phát điện theo sự biến đổi tần số góp phần khôi phục tần số về tần số danh định của hệ thống điện.

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

23. *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.

24. *Hệ thống pin lưu trữ năng lượng BESS* (viết tắt theo tiếng Anh: Battery Energy Storage System) là hệ thống bao gồm pin, bộ sạc, bộ điều khiển và các thiết bị khác đấu nối vào lưới điện để lưu trữ điện năng trong pin trong quá trình sạc và xả điện năng lưu trữ khi cần thiết.

25. *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.

26. *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.

27. *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).

28. *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 theo điều kiện hòa đồng bộ quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành.

29. *Khả năng khởi động đen* là khả năng của một nhà máy điện có thể khởi động ít nhất một tổ máy phát điện từ trạng thái dừng hoàn toàn mà không cần nhận điện từ lưới điện khu vực để khôi phục lại một phần hoặc toàn bộ hệ thống.

30. *Khởi động đen* là quá trình khôi phục lại toàn bộ (hoặc một phần) hệ thống điện từ trạng thái mất điện toàn bộ (hoặc một phần) bằng cách sử dụng các tổ máy phát điện có khả năng khởi động đen.

31. *Khách hàng sử dụng lưới điện* là tổ chức, cá nhân có trang thiết bị điện, lưới điện đấu nối vào lưới điện để sử dụng dịch vụ truyền tải điện, phân phối điện bao gồm: đơn vị phát điện; đơn vị truyền tải điện; Đơn vị phân phối điện; khách hàng sử dụng điện.

32. *Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối* là tổ chức, cá nhân có trang thiết bị điện, lưới điện đấu nối vào lưới điện phân phối để sử dụng dịch vụ phân phối điện, bao gồm: đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện có quy mô công suất từ 03 MW trở lên; khách hàng sử dụng điện có sản lượng bình quân từ 1.000.000 kWh/tháng trở lên.

33. *Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng* là khách hàng có trạm điện, lưới điện riêng đấu nối vào lưới điện phân phối ở cấp điện áp trung áp và 110 kV.

34. *Lệnh điều độ* là lệnh chỉ huy, điều khiển chế độ vận hành hệ thống điện trong thời gian thực.

35. *Lưới điện phân phối* là phần lưới điện bao gồm toàn bộ các đường dây và trạm điện có cấp điện áp đến 110 kV.

36. *Lưới điện truyền tải* là phần lưới điện bao gồm toàn bộ các đường dây và trạm điện có cấp điện áp trên 110kV.

37. *Mức nhấp nháy điện áp ngắn hạn (P_{st}) và mức nhấp nháy điện áp dài hạn (P_{lt})* là giá trị đo theo tiêu chuẩn quốc gia hiện hành. Trường hợp giá trị đo P_{st} và P_{lt} chưa có trong tiêu chuẩn quốc gia, đo theo Tiêu chuẩn IEC hiện hành do Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế công bố.

38. *Năm N* là năm hiện tại vận hành hệ thống điện, được tính theo năm dương lịch.

39. *Ngày điển hình* là ngày được chọn có chế độ tiêu thụ điện điển hình của phụ tải điện theo Quy định thực hiện về quản lý nhu cầu điện do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành. Ngày điển hình bao gồm ngày điển hình của ngày làm việc, ngày cuối tuần (thứ Bảy, Chủ nhật), ngày lễ (nếu có) cho năm, tháng và tuần.

40. *Nhà máy nhiệt điện* là nhà máy điện hoạt động theo nguyên lý biến đổi nhiệt năng thành điện năng, bao gồm cả các nhà máy điện sinh khối, khí sinh học và nhà máy điện sử dụng chất thải rắn.

41. *Cắt tải sự cố* là quá trình cắt phụ tải điện ra khỏi hệ thống điện khi có sự cố hoặc đe dọa đến khả năng bảo đảm cung cấp điện, được thực hiện thông qua hệ thống tự động cắt tải sự cố hoặc lệnh điều độ.

42. *Sự cố* là sự kiện một hoặc nhiều trang thiết bị trong hệ thống điện do một hoặc nhiều nguyên nhân dẫn đến hệ thống điện hoạt động không bình thường, gây ngừng cung cấp điện hoặc ảnh hưởng đến việc đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định và liên tục cho hệ thống điện quốc gia.

43. *Sự cố một phần tử* (sự cố đơn lẻ) là sự cố xảy ra ở một phần tử trong hệ thống điện khi hệ thống điện đang ở chế độ vận hành bình thường.

44. *Sự cố nhiều phần tử* là sự cố xảy ra ở hai phần tử trở lên tại cùng một thời điểm trong hệ thống điện.

45. *Sự cố nghiêm trọng* là sự cố trong hệ thống điện gây mất điện diện rộng trên lưới điện truyền tải hoặc gây cháy, nổ làm tổn hại đến người, tài sản.

46. *Thiết bị đầu cuối RTU/Gateway* (viết tắt theo tiếng Anh: Remote Terminal Unit/Gateway) là thiết bị đặt tại trạm điện hoặc nhà máy điện phục vụ việc thu thập và truyền dữ liệu về hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển hoặc Trung tâm điều khiển.

47. *Tách đầu nối* là việc tách lưới điện hoặc thiết bị điện của Khách hàng sử dụng lưới điện ra khỏi lưới điện tại điểm đầu nối.

48. *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 làm suy giảm mức dao động công suất trong hệ thống điện.

49. *Thời gian khởi động* là khoảng thời gian tối thiểu để khởi động một tổ máy phát điện tính từ khi Đơn vị phát điện nhận được lệnh khởi động từ Cấp điều độ có quyền điều khiển đến khi tổ máy phát điện được hoà đồng bộ vào hệ thống điện quốc gia.

50. *Tiêu chí N-1* là một tiêu chí phục vụ quy hoạch, thiết kế, đầu tư xây dựng và vận hành hệ thống điện đảm bảo khi có sự cố một phần tử xảy ra trong hệ thống điện hoặc khi một phần tử tách khỏi vận hành để bảo dưỡng, sửa chữa thì hệ thống điện vẫn vận hành ổn định, đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành, giới hạn vận hành cho phép và cung cấp điện an toàn, liên tục.

51. *Tiêu chuẩn IEC* là tiêu chuẩn về kỹ thuật điện do Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế IEC (International Electrotechnical Commission) ban hành.

52. *Cắt tải sự cố tự động* là tác động cắt tải tự động của rơ le theo tín hiệu tần số, điện áp, mức công suất truyền tải của hệ thống điện khi tần số, điện áp, mức công suất truyền tải ra ngoài ngưỡng cho phép theo tính toán của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

53. *Trạm điện* là trạm biến áp, trạm cắt hoặc trạm bù.

54. *Trung tâm điều khiển* là trung tâm được trang bị hệ thống cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin, viễn thông để giám sát, điều khiển từ xa một nhóm nhà máy điện, nhóm trạm điện hoặc các thiết bị đóng cắt trên lưới điện.

55. *pu* là hệ đơn vị tương đối thể hiện tỷ lệ giữa giá trị thực tế so với giá trị định mức.

56. *AVC* (viết tắt theo tiếng anh Automatic Voltage Control) là hệ thống điều khiển điện áp tự động nhằm duy trì điện áp hệ thống điện trong phạm vi cho phép và giảm thiểu tổn thất trên hệ thống điện bằng cách phối hợp điều khiển tối ưu các thiết bị có khả năng điều chỉnh điện áp, công suất phản kháng trên hệ thống điện.

57. *Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối*: là biên bản được ký giữa Đơn vị truyền tải điện hoặc Đơn vị phân phối điện và Khách hàng có nhu cầu đầu nối sau khi các bên kiểm tra và thống nhất các trang thiết bị được nêu trong Thỏa thuận đầu nối được lắp đặt thực tế đã đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật quy định tại Thỏa thuận đầu nối và Thông tư này.

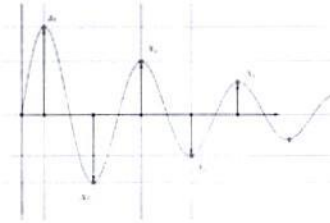
58. *Hệ số dập dao động* (Damping ratio - ζ) là đại lượng để xác định tốc độ

tho

An

dao động suy giảm sau một nhiễu loạn trên hệ thống điện. Được xác định theo công thức sau:

$$\zeta = \frac{\delta}{\sqrt{\delta^2 + (2\pi)^2}} \quad \delta = \ln \frac{x_0}{x_1}$$



Trong đó x_0, x_1 là biên độ của hai đỉnh dao động liên tiếp bất kỳ.

59. *Biến dòng điện* (sau đây viết tắt là CT) là thiết bị biến đổi dòng điện.

60. *Biến điện áp* (sau đây viết tắt là VT) là thiết bị biến đổi điện áp.

61. *Bộ chuyển mạch điện áp* là khóa chuyển mạch, mạch logic hoặc rơ le trung gian có chức năng lựa chọn điện áp.

62. *Cơ sở dữ liệu đo đếm* là cơ sở dữ liệu lưu trữ số liệu đo đếm và các thông tin quản lý, vận hành Hệ thống đo đếm.

63. *Công tơ đo đếm* 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.

64. *Đơn vị đầu tư hệ thống đo đếm* là tổ chức, cá nhân đầu tư, lắp đặt Hệ thống đo đếm, Hệ thống thu thập số liệu đo đếm (nếu có).

65. *Đơn vị giao nhận điện liên quan* là đơn vị tham gia phối hợp với các đơn vị khác trong quá trình thỏa thuận thiết kế, đầu tư, lắp đặt và quản lý vận hành Hệ thống đo đếm, Hệ thống thu thập số liệu đo đếm, bao gồm: Đơn vị phát điện; đơn vị truyền tải điện; đơn vị bán buôn điện; Đơn vị phân phối điện; đơn vị bán lẻ điện; đơn vị quản lý số liệu đo đếm; khách hàng sử dụng điện.

66. *Đơn vị quản lý lưới điện* là đơn vị sở hữu, vận hành lưới điện truyền tải hoặc lưới điện phân phối, bao gồm: Đơn vị truyền tải điện; Đơn vị phân phối điện.

67. *Đơn vị quản lý số liệu đo đếm* là đơn vị đầu tư, lắp đặt, quản lý, vận hành Hệ thống thu thập số liệu đo đếm và Hệ thống quản lý số liệu đo đếm trong phạm vi quản lý.

68. *Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm* là đơn vị trực tiếp quản lý, vận hành Hệ thống đo đếm trong phạm vi quản lý, bao gồm: Đơn vị phát điện; Đơn vị truyền tải điện; Đơn vị phân phối điện; Đơn vị bán lẻ điện; Khách hàng sử dụng điện.

69. *Đơn vị sở hữu hệ thống đo đếm* là đơn vị sở hữu Hệ thống đo đếm và Hệ thống thu thập số liệu đo đếm (nếu có), bao gồm: Đơn vị phát điện; đơn vị truyền tải điện; Đơn vị phân phối điện; đơn vị bán lẻ điện; khách hàng sử dụng điện.

70. *Đơn vị thử nghiệm, kiểm định* là đơn vị được cấp phép trong lĩnh vực hoạt động kiểm định, hiệu chuẩn, thử nghiệm đối với thiết bị đo đếm theo quy định của pháp luật về đo lường.

71. *Hệ thống đo đếm* là hệ thống bao gồm các thiết bị đo đếm và mạch đo

thiết
đo

được tích hợp để đo đếm và xác định lượng điện năng truyền tải qua một vị trí đo đếm.

72. *Hệ thống thu thập số liệu đo đếm* là tập hợp các thiết bị phần cứng, đường truyền thông tin và các chương trình phần mềm thực hiện chức năng thu thập số liệu từ công tơ đo đếm về Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm hoặc Đơn vị quản lý số liệu đo đếm.

73. *Hệ thống quản lý số liệu đo đếm* là hệ thống bao gồm các thiết bị phần cứng, máy tính và các chương trình phần mềm kết nối và thu thập số liệu đo đếm từ Hệ thống thu thập số liệu đo đếm để thực hiện chức năng xử lý, tính toán và lưu trữ số liệu đo đếm tại Đơn vị quản lý số liệu đo đếm.

74. *Hộp đấu dây* là hộp bảo vệ vị trí đấu dây phân nhánh mạch đo, đấu dây giữa các thiết bị đo đếm, có nắp đậy để đảm bảo việc niêm phong kẹp chì.

75. *Mạch đo* là hệ thống mạch điện liên kết các thiết bị đo đếm để thực hiện chức năng đo đếm điện năng.

76. *Số liệu đo đếm* là giá trị điện năng đo được từ công tơ đo đếm, điện năng tính toán hoặc điện năng trên cơ sở ước tính số liệu đo đếm để phục vụ giao nhận và thanh toán.

77. *Thiết bị đo đếm* là các thiết bị bao gồm công tơ đo đếm, CT, VT và các thiết bị phụ trợ phục vụ đo đếm điện năng.

78. *Thông tin đo đếm* là các thông tin về các thiết bị đo đếm, Hệ thống đo đếm và vị trí đo đếm bao gồm đặc tính, các thông số kỹ thuật và các thông tin liên quan đến quản lý, vận hành.

79. *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.

80. *LAN (Local Area Network)* là một hệ thống mạng dùng để kết nối các máy tính trong phạm vi nhỏ, còn gọi là mạng cục bộ.

81. *WAN (Wide Area Network)* là hệ thống mạng được thiết lập để liên kết các mạng LAN của các khu vực khác nhau, ở khoảng cách xa về mặt địa lý, còn gọi là mạng diện rộng.

82. *RS232/RS485* là tiêu chuẩn về công nghệ truyền thông nối tiếp giữa máy tính và các thiết bị ngoại vi do Hiệp hội công nghiệp điện tử (Electronic Industries Association - EIA) xác định.

83. *Ethernet* là công nghệ truyền thông bằng khung dữ liệu, được chuẩn hóa thành tiêu chuẩn IEEE 802.3 dành cho mạng LAN.

Chương II

YÊU CẦU TRONG VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN

Điều 4. Tần số

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

Bảng 1

Dải tần số được phép dao động và thời gian khôi phục hệ thống điện về chế độ vận hành bình thường trong các chế độ vận hành khác của hệ thống điện quốc gia

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

2. Dải tần số được phép và số lần được phép tần số vượt quá giới hạn trong trường hợp sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc chế độ cực kỳ khẩn cấp được xác định theo chu kỳ 01 năm hoặc 02 năm được quy định tại Bảng 2 như sau:

Bảng 2

Dải tần số được phép và số lần được phép tần số vượt quá giới hạn trong trường hợp sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc chế độ cực kỳ khẩn cấp

Dải tần số được phép (Hz) ("f" là tần số hệ thống điện)	Số lần được phép theo chu kỳ thời gian (tính từ thời điểm bắt đầu chu kỳ)
$52 \geq f \geq 51,25$	07 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

phz

dm

Dải tần số được phép (Hz) (“f” là tần số hệ thống điện)	Số lần được phép theo chu kỳ thời gian (tính từ thời điểm bắt đầu chu kỳ)
48 ≥ f ≥ 47,5	01 lần trong 02 năm

Trong đó, một lần tần số hệ thống điện vượt quá giới hạn được phép là một lần tần số hệ thống điện vượt quá giới hạn được phép trong khoảng thời gian từ 05 giây (s) trở lên.

3. Trong quá trình vận hành hệ thống điện quốc gia, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và huy động các loại hình dịch vụ phụ trợ để đảm bảo tần số nằm trong dải được phép.

Điều 5. Ổn định hệ thống điện

1. Ổn định hệ thống điện là khả năng của hệ thống điện, với điều kiện vận hành ban đầu xác định, trở lại chế độ vận hành bình thường hoặc chế độ cân bằng xác lập sau khi xảy ra một kích động trong hệ thống điện làm thay đổi các thông số vận hành của hệ thống điện. Ổn định hệ thống điện được phân loại như sau:

a) Ổn định quá độ (Transient Stability) là khả năng của các tổ máy phát điện trong hệ thống điện duy trì được trạng thái vận hành đồng bộ sau khi xảy ra các kích động lớn trong hệ thống điện;

b) Ổn định tín hiệu nhỏ (Small Signal stability) là khả năng các tổ máy phát điện trong hệ thống điện duy trì được trạng thái vận hành đồng bộ sau khi xảy ra các kích động nhỏ trong hệ thống điện, với mức độ dập tắt các dao động công suất tự nhiên trong giới hạn cho phép;

c) Ổn định điện áp động (Dynamic Voltage Stability) là khả năng của hệ thống điện duy trì điện áp xác lập tại các nút sau khi xảy ra các kích động lớn trong hệ thống điện;

d) Ổn định điện áp tĩnh (Steady State Voltage Stability) là khả năng của hệ thống điện duy trì điện áp xác lập tại các nút sau khi xảy ra các kích động nhỏ trong hệ thống điện;

đ) Ổn định tần số (Frequency Stability) là khả năng hệ thống điện duy trì được tần số xác lập sau khi xảy ra các kích động làm mất cân bằng công suất giữa nguồn điện và phụ tải điện.

2. Cộng hưởng dưới đồng bộ (cộng hưởng tần số thấp, Sub-Synchronous resonance) là hiện tượng tần số dao động riêng của hệ thống điện cộng hưởng với tần số dao động riêng của tuabin tổ máy phát điện làm tăng mô men xoắn tác động lên trục tuabin và rôto của tổ máy phát điện.

3. Hệ thống điện quốc gia đang vận hành ở chế độ bình thường hoặc sau khi sự cố N-1 đã được loại trừ phải duy trì chế độ đồng bộ và đáp ứng yêu cầu về ổn

Handwritten marks:


định hệ thống điện được quy định tại Bảng 3 như sau:

Bảng 3

Tiêu chuẩn về ổn định hệ thống điện


Dạng ổn định	Tiêu chuẩn ổn định
Ổn định quá độ	- Với các dao động có tần số nhỏ hơn hoặc bằng 0,05Hz: hệ số dập dao động tối thiểu là 40%. - Với các dao động có tần số trong khoảng 0,05Hz – 0,6Hz: thời gian dập nửa biên độ dao động nhỏ hơn 5 giây. - Với các dao động có tần số lớn hơn 0,6Hz: hệ số dập dao động cần đạt tối thiểu 5%.
Ổn định tín hiệu nhỏ	Hệ số suy giảm của dao động (Damping Ratio) không được nhỏ hơn 5 %.
Ổn định điện áp động	Trong thời gian 05 giây sau khi sự cố được loại trừ, điện áp tại điểm sự cố phải được phục hồi ít nhất 75 % giá trị điện áp trước khi sự cố.
Ổn định điện áp tĩnh	Hệ thống điện phải có dự phòng công suất ít nhất 5% theo đặc tính P-V trong trường hợp 01 (một) phân tử bị tách ra khỏi vận hành (N-1).
Ổn định tần số	Hệ thống điện phải đảm bảo tiêu chuẩn về ổn định tần số đáp ứng theo quy định tại khoản 1 Điều 4 Thông tư này.

Điều 6. Điện áp

1. Các cấp điện áp danh định:

- a) Trong lưới điện truyền tải bao gồm 500 kV, 220 kV.
- b) Trong hệ thống phân phối điện bao gồm 110 kV, 35 kV, 22 kV, 15 kV, 10 kV, 06 kV và 0,38 kV.

2. Độ lệch điện áp vận hành cho phép trong chế độ vận hành bình thường:

- a) Độ lệch điện áp vận hành cho phép trên lưới điện 500kV so với điện áp danh định là $\pm 05\%$.
- b) Độ lệch điện áp vận hành cho phép trên lưới điện 220kV so với điện áp danh định là + 10% và - 05%;
- c) Độ lệch điện áp vận hành cho phép tại thanh cái trên lưới điện phân phối của Đơn vị phân phối điện so với điện áp danh định là + 10% và - 05%;
- d) Độ lệch điện áp vận hành cho phép tại điểm đầu nối vào lưới điện phân phối so với điện áp danh định như sau: 



- Tại điểm đấu nối với Khách hàng sử dụng điện là $\pm 05\%$;
- Tại điểm đấu nối với nhà máy điện là $+ 10\%$ và $- 05\%$;

- Trường hợp nhà máy điện và khách hàng sử dụng điện đấu nối vào cùng một thanh cái, đường dây trên lưới điện phân phối thì điện áp tại điểm đấu nối do Đơn vị phân phối điện quản lý vận hành lưới điện khu vực quyết định đảm bảo phù hợp với yêu cầu kỹ thuật vận hành lưới điện phân phối và đảm bảo chất lượng điện áp cho khách hàng sử dụng điện theo quy định.

3. Trong chế độ sự cố đơn lẻ của lưới điện truyền tải, sự cố hệ thống phân phối điện hoặc khôi phục sự cố của hệ thống phân phối điện, cho phép mức dao động điện áp trên lưới điện phân phối trong khoảng $\pm 10\%$ so với điện áp danh định.

4. Trong trường hợp hệ thống truyền tải điện bị sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng, trong chế độ vận hành cực kỳ khẩn cấp hoặc chế độ khôi phục hệ thống điện, cho phép mức dao động điện áp trên lưới điện truyền tải, lưới điện 110kV 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.

5. Đối với lưới điện phân phối chưa ổn định sau sự cố, cho phép độ lệch điện áp tại điểm đấu nối với Khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng trực tiếp do sự cố trong khoảng $+ 5\%$ và $- 10\%$ so với điện áp danh định.

6. 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.

7. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có yêu cầu chất lượng điện áp cao hơn so với quy định tại khoản 2 Điều này, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có thể thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị bán lẻ điện. Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị bán lẻ điện có trách nhiệm lấy ý kiến của Cấp điều độ có quyền điều khiển trước khi thỏa thuận thống nhất với khách hàng.

Điều 7. Cân bằng pha

1. Trong chế độ vận hành bình thường, thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha không được vượt quá 03% điện áp danh định đối với cấp điện áp cao áp và siêu cao áp, hoặc 05 % điện áp danh định đối với cấp điện áp trung áp và hạ áp.

2. Cho phép thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha trên lưới điện trong một số thời điểm vượt quá giá trị quy định tại khoản 1 Điều này nhưng phải đảm bảo 95% các giá trị đo với thời gian đo ít nhất 01 tuần và tần suất lấy mẫu 10 phút/lần không được vượt quá giới hạn quy định.

Điều 8. Sóng hài

1. Sóng hài điện áp

a) Tổng biến dạng sóng hài điện áp là tỷ lệ giữa giá trị hiệu dụng của sóng hài điện áp với giá trị hiệu dụng của điện áp bậc cơ bản được tính theo công thức

hs

hs

sau:

$$THD = \sqrt{\frac{\sum_{i=2}^N V_i^2}{V_1^2}} \times 100\%$$

Trong đó:

- THD: Tổng biến dạng sóng hài điện áp;
- V_i : Giá trị hiệu dụng của sóng hài điện áp bậc i và N là bậc cao nhất của sóng hài cần đánh giá;
- V_1 : Giá trị hiệu dụng của điện áp bậc cơ bản (tần số 50 Hz).

b) Độ biến dạng sóng hài điện áp tối đa cho phép trên lưới điện quy định trong Bảng 4a như sau:

Bảng 4a
Độ biến dạng sóng hài điện áp tối đa cho phép

Cấp điện áp	Tổng biến dạng sóng hài (THD)	Biến dạng riêng lẻ
500kV, 220 kV	3,0%	Không quy định
110 kV	3,0%	1,5%
Trung áp	5,0%	3,0%
Hạ áp	8,0%	5,0%

2. Sóng hài dòng điện

a) Tổng biến dạng sóng hài dòng điện là tỷ lệ giữa giá trị hiệu dụng của sóng hài dòng điện với giá trị hiệu dụng của dòng điện bậc cơ bản ở chế độ phụ tải, công suất phát cực đại được tính theo công thức sau:

$$TDD = \sqrt{\frac{\sum_{i=2}^N I_i^2}{I_L^2}} \times 100\%$$

Trong đó:

- TDD: Tổng biến dạng sóng hài dòng điện;
- I_i : Giá trị hiệu dụng của sóng hài dòng điện bậc i và N là bậc cao nhất của sóng hài cần đánh giá;
- I_L : Giá trị hiệu dụng của dòng điện bậc cơ bản (tần số 50 Hz) ở phụ tải, công suất phát cực đại (phụ tải, công suất phát cực đại là giá trị trung bình của 12 phụ tải, công suất phát cực đại tương ứng với 12 tháng trước đó, trường hợp đối với các đầu nối mới hoặc không thu thập được giá trị phụ tải, công suất phát cực đại tương ứng với 12 tháng trước đó thì sử dụng giá trị phụ tải, công suất phát cực đại trong toàn bộ thời gian thực hiện phép đo).

b) Giá trị cực đại cho phép của tổng biến dạng sóng hài dòng điện do các thành phần sóng hài bậc cao gây ra đối với các cấp điện áp 220 kV và 500 kV phải nhỏ hơn hoặc bằng 3%.

c) Nhà máy điện đấu nối vào lưới điện phân phối phải đảm bảo không gây ra biến dạng sóng hài dòng điện vượt quá giá trị quy định tại Bảng 4b như sau:

Bảng b

Độ biến dạng sóng hài dòng điện tối đa cho phép đối với nhà máy điện

Cấp điện áp	Tổng biến dạng	Biến dạng riêng lẻ
110 kV	3%	2%
Trung áp, hạ áp	5%	4%

d) Phụ tải điện đấu nối vào lưới điện phân phối phải đảm bảo không gây ra biến dạng sóng hài dòng điện vượt quá giá trị quy định tại Bảng 4c như sau:

Bảng 4c

Biến dạng sóng hài dòng điện tối đa cho phép đối với phụ tải điện

Cấp điện áp	Tổng biến dạng	Biến dạng riêng lẻ
110 kV	4%	3,5%
Trung áp	8%	7%
Hạ áp	12% nếu phụ tải ≥ 50 kW 20% nếu phụ tải < 50 kW	10% nếu phụ tải ≥ 50 kW 15% nếu phụ tải < 50 kW

3. Trong chế độ vận hành bình thường, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm đảm bảo tổng mức biến dạng do sóng hài trên lưới điện 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 đấu nối với lưới điện truyền tải không phát sóng hài lên lưới điện truyền tải vượt quá giá trị quy định tại khoản 2 Điều này.

5. Trường hợp tổng mức biến dạng sóng hài có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại khoản 1 hoặc khoản 2 Điều này, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải hoặc Đơn vị truyền tải điện có quyền yêu cầu đơn vị còn lại kiểm tra các giá trị sóng hài hoặc thuê đơn vị thử nghiệm độc lập thực hiện. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy tổng mức biến dạng sóng hài vi phạm quy định tại khoản 1 hoặc khoản 2 Điều này, đơn vị nào gây ra nguyên nhân và vi phạm quy định, đơn vị đó phải chịu toàn bộ chi phí kiểm tra, xác minh, các thiệt hại và thực hiện các biện pháp khắc phục.

6. Cho phép đỉnh nhọn bất thường của sóng hài trên lưới điện truyền tải, lưới điện phân phối vượt quá tổng biến dạng sóng hài quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều này nhưng phải đảm bảo 95 % giá trị đo sóng hài điện áp và sóng hài dòng điện với thời gian đo ít nhất 01 tuần và tần suất lấy mẫu 10 phút/lần không được vượt quá giới hạn quy định.

Điều 9. 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 5 như sau:

Bảng 5
Mức nhấp nháy điện áp

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

Trong đó: $P_{lt95\%}$ là ngưỡng giá trị của P_{lt} sao cho trong khoảng 95 % thời gian đo (ít nhất 01 tuần) và 95 % số vị trí đo P_{lt} không vượt quá giá trị này; $P_{st95\%}$ là ngưỡng giá trị của P_{st} sao cho trong khoảng 95 % thời gian đo (ít nhất 01 tuần) và 95 % số vị trí đo P_{st} không vượt quá giá trị này.

2. 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 đầu nối không vượt quá các giá trị quy định tại Bảng 5 trong chế độ vận hành bình thường. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo thiết bị đầu nối của mình với lưới điện truyền tải không gây ra mức nhấp nháy điện áp trên lưới điện vượt quá giá trị quy định tại Bảng 5.

3. Trường hợp cho rằng mức nhấp nháy điện áp có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại khoản 1 Điều này, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải hoặc Đơn vị truyền tải điện có quyền yêu cầu đơn vị còn lại kiểm tra mức nhấp nháy điện áp hoặc thuê đơn vị thử nghiệm độc lập thực hiện. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy mức nhấp nháy điện áp vi phạm quy định tại khoản 1 Điều này, đơn vị nào gây ra nguyên nhân và vi phạm quy định, đơn vị đó phải chịu toàn bộ chi phí kiểm tra, xác minh, các thiệt hại và thực hiện các biện pháp khắc phục.

4. Trong điều kiện vận hành bình thường, mức nhấp nháy điện áp tại mọi điểm đầu nối trên lưới điện phân phối không được vượt quá giới hạn quy định trong Bảng 6 như sau:

Bảng 6
Mức nhấp nháy điện áp

Cấp điện áp	$P_{lt95\%}$	$P_{st95\%}$
110 kV	0,60	0,80
Trung áp	0,80	1,00
Ha áp	0,80	1,00

5. Mức nhấp nháy điện áp ngắn hạn (P_{st}) và mức nhấp nháy điện áp dài hạn (P_{lt}) là giá trị đo theo tiêu chuẩn quốc gia hiện hành. Trường hợp giá trị đo P_{st} và P_{lt} chưa có trong tiêu chuẩn quốc gia, đo theo Tiêu chuẩn IEC hiện hành do Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế công bố.

Điều 10. Dao động điện áp

1. Dao động điện áp tại điểm đầu 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 6 Thông tư này.

2. Dao động điện áp tại điểm đấu nối trên lưới điện phân phối do phụ tải của khách hàng sử dụng điện dao động hoặc do thao tác thiết bị đóng cắt trong nội bộ nhà máy điện gây ra không được vượt quá 2,5% điện áp danh định và phải nằm trong phạm vi giá trị điện áp vận hành cho phép được quy định tại Điều 6 Thông tư này.

3. 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.

4. Cho phép mức điều chỉnh điện áp mỗi lần tối đa là 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 truyền tải điện và thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

Điều 11. Chế độ nối đất trung tính

1. Chế độ nối đất trung tính của lưới điện được quy định trong Bảng 7 như sau:.

Bảng 7
Chế độ nối đất

Cấp điện áp	Điểm trung tính
500kV, 220kV, 110 kV	Nối đất trực tiếp.
35 kV	Trung tính cách ly hoặc nối đất qua trở kháng.
15 kV, 22 kV	Nối đất trực tiếp (03 pha 03 dây) hoặc nối đất lặp lại (03 pha 04 dây).
06 kV, 10 kV	Trung tính cách ly.
Dưới 1000 V	Nối đất trực tiếp (nối đất trung tính, nối đất lặp lại, nối đất trung tính kết hợp).

2. Trường hợp chế độ nối đất trung tính của một số thiết bị trong lưới điện thực hiện khác với quy định tại khoản 1 Điều này thì phải được sự đồng ý bằng văn bản của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. Cuộn dây phía cao áp của máy biến áp ba pha hoặc 03 (ba) 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.

4. Việc nối đất trung tính máy biến áp phải đảm bảo giá trị của hệ số chạm đất không vượt quá giá trị quy định tại khoản 1 Điều 11 Thông tư này.

5. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải áp dụng các chế độ nối đất trung tính trong lưới điện của mình theo quy định tại khoản 2 Điều 11 Thông tư này, trừ trường hợp có thỏa thuận khác và được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Handwritten signature

Handwritten signature

6. Trường hợp khách hàng được cung cấp điện từ nhiều phía, khách hàng có trách nhiệm lắp đặt các thiết bị bảo vệ thích hợp nhằm ngăn chặn và hạn chế dòng điện chạy qua điểm trung tính xuống đất.

Điều 12. Dòng điện ngắn mạch và thời gian loại trừ sự cố

1. Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép

a) Trị số dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép, thời gian tối đa loại trừ sự cố bằng bảo vệ chính và khả năng chịu đựng của thiết bị trong hệ thống điện được quy định tại Bảng 8 như sau:

Bảng 8

Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép, thời gian tối đa loại trừ sự cố bằng bảo vệ chính và khả năng chịu đựng của thiết bị

Cấp điện áp	Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép (kA)	Thời gian tối đa loại trừ sự cố bằng bảo vệ chính (ms)	Thời gian chịu đựng tối thiểu của thiết bị (s)
500 kV	50	80	01
220 kV	50	100	01
110kV	31,5	150	01
Trung áp	25	500	01

b) Bảo vệ chính trang thiết bị điện là bảo vệ được lắp đặt, chỉnh định để bảo vệ cho toàn bộ thiết bị, đảm bảo các tiêu chí về độ chọn lọc, độ tin cậy tác động và thời gian loại trừ sự cố đáp ứng yêu cầu quy định tại Bảng 8 Điều này khi có sự cố xảy ra trong phạm vi bảo vệ đối với trang thiết bị được bảo vệ;

c) Thanh cái 110 kV của các trạm điện 500 kV, 220 kV trong lưới điện truyền tải được áp dụng dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép là 40 kA.

2. Thiết bị đóng cắt trên lưới điện truyền tải, lưới điện phân phối phải có đủ khả năng cắt dòng điện ngắn mạch lớn nhất qua thiết bị đóng cắt trong ít nhất 10 năm tiếp theo kể từ thời điểm dự kiến đưa thiết bị vào vận hành và chịu đựng được dòng điện ngắn mạch này trong thời gian tối thiểu từ 01 giây trở lên.

3. Đối với tổ máy thủy điện và nhiệt điện có công suất lớn hơn 30 MW, tổng giá trị điện kháng siêu quá độ chưa bão hòa của tổ máy phát điện (X_d'' -%) và điện kháng ngắn mạch của máy biến áp đầu cực (U_k -%) tính trong hệ đơn vị tương đối (đơn vị pu quy về công suất biểu kiến định mức của tổ máy phát điện) không được nhỏ hơn 40%.

Trường hợp không đáp ứng được yêu cầu trên, chủ đầu tư có trách nhiệm tính toán, đầu tư và lắp đặt thêm kháng điện để tổng giá trị của X_d'' , U_k và kháng điện tính trong hệ đơn vị tương đối (đơn vị pu quy về công suất biểu kiến định mức của tổ máy phát điện) không được nhỏ hơn 40%.

4. Đối với đường dây trung áp có nhiều phân đoạn, khó phối hợp bảo vệ giữa các thiết bị đóng cắt trên lưới điện, cho phép thời gian loại trừ sự cố của bảo vệ chính tại một số vị trí đóng cắt lớn hơn giá trị quy định tại khoản 1 Điều này nhưng phải nhỏ hơn 01 giây và phải đảm bảo an toàn cho thiết bị và lưới điện.

5. Các công trình điện đấu nối vào hệ thống điện có giá trị dòng điện ngắn mạch tại điểm đấu nối theo tính toán mà lớn hơn giá trị dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép quy định tại Bảng 8 thì chủ đầu tư các công trình điện có trách nhiệm áp dụng các biện pháp để dòng điện ngắn mạch tại điểm đấu nối xuống thấp hơn hoặc bằng giá trị dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép quy định tại Bảng 8.

6. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo giá trị dòng điện ngắn mạch lớn nhất tại điểm đấu nối tại thời điểm hiện tại và theo tính toán trong ít nhất 10 năm tiếp theo để Khách hàng sử dụng lưới điện phối hợp trong quá trình đầu tư, lắp đặt thiết bị, đảm bảo thiết bị đóng cắt có đủ khả năng đóng cắt dòng điện ngắn mạch lớn nhất tại điểm đấu nối trong ít nhất 10 năm tiếp theo kể từ thời điểm dự kiến đưa thiết bị vào vận hành.

7. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm áp dụng các giải pháp để đảm bảo dòng điện ngắn mạch trên lưới điện thuộc quyền quản lý đáp ứng yêu cầu quy định tại Bảng 8 Điều này. Trường hợp đã áp dụng các giải pháp mà dòng điện ngắn mạch vẫn lớn hơn khả năng của thiết bị, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm đề xuất giải pháp để đảm bảo vận hành an toàn thiết bị.

Điều 13. Hệ số chạm đất

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

2. Hệ số sự cố chạm đất của lưới điện phân phối không được vượt quá 1,4 đối với lưới điện có trung tính nối đất trực tiếp và 1,7 đối với lưới điện có trung tính cách ly hoặc lưới điện có trung tính nối đất qua trở kháng.

Điều 14. Độ tin cậy của lưới điện truyền tải

1. Độ tin cậy của lưới điện truyền tải được xác định bằng tỷ lệ sản 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. Sản lượng điện năng không cung cấp được được tính bằng tích số giữa công suất phụ tải bị ngừng, giảm cung cấp điện với thời gian ngừng, giảm cung cấp điện tương ứng trong các trường hợp mất điện kéo dài trên 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. Tỷ lệ sản lượng điện năng không cung cấp được của lưới điện truyền tải trong một năm được xác định theo công thức sau:

$$k_{kccd} = \frac{\sum_{i=1}^n (T_i \times P_i)}{A_{tt}}$$

Trong đó:

- k_{kccd} : Tỷ lệ sản lượng điện năng không cung cấp được của lưới điện truyền tải trong 01 năm;

- T_i : Thời gian ngừng, giảm cung cấp điện lần i kéo dài trên 01 phút, được xác định bằng khoảng thời gian từ lúc bắt đầu ngừng, giảm cung cấp cho tới lúc khôi phục được cung cấp điện (giờ);

- P_i : Công suất phụ tải trung bình bị ngừng, giảm cung cấp điện lần thứ i (kW);

- n : Số lần ngừng, giảm cung cấp điện năm tính toán;

- A_{tt} : Tổng sản lượng điện truyền tải qua lưới điện truyền tải trong năm tính toán (kWh).

Điều 15. Độ tin cậy của lưới điện phân phối

1. Các chỉ số về độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện phân phối bao gồm:

a) Chỉ số về thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối (System Average Interruption Duration Index - SAIDI);

b) Chỉ số về số lần mất điện trung bình của lưới điện phân phối (System Average Interruption Frequency Index - SAIFI);

c) Chỉ số về số lần mất điện thoáng qua trung bình của lưới điện phân phối (Momentary Average Interruption Frequency Index - MAIFI).

2. Các chỉ số về độ tin cậy của lưới điện phân phối được tính toán như sau:

a) SAIDI được tính bằng tổng số thời gian mất điện kéo dài trên 05 phút của Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện, xác định theo công thức sau:

$$SAIDI_t = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \times K_i}{K_t}$$

$$SAIDI_y = \sum_{t=1}^{12} SAIDI_t$$

Trong đó:

- T_i : Thời gian mất điện lần thứ i trong tháng t (chỉ xét các lần mất điện có thời gian kéo dài trên 05 phút);

Handwritten mark

Handwritten mark

- K_i : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thứ i trong tháng t ;
- n : Tổng số lần mất điện kéo dài trên 05 phút trong tháng t thuộc phạm vi cung cấp điện của Đơn vị phân phối điện;
- K_t : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện trong tháng t ;
- $SAIDI_t$ (phút): Chỉ số về thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối trong tháng t ;
- $SAIDI_y$ (phút): Chỉ số về thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối trong năm y .

b) SAIFI được tính bằng tổng số lượt Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện bị mất điện kéo dài trên 05 phút chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện, xác định theo công thức sau:

$$SAIFI_t = \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{K_t}$$

$$SAIFI_y = \sum_{t=1}^{12} SAIFI_t$$

Trong đó:

- n : Tổng số lần mất điện kéo dài trên 05 phút trong tháng t thuộc phạm vi cung cấp điện của Đơn vị phân phối điện;
- K_i : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thứ i trong tháng t ;
- K_t : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện trong tháng t ;
- $SAIFI_t$: Chỉ số về số lần mất điện trung bình của lưới điện phân phối trong tháng t ;
- $SAIFI_y$: Chỉ số về số lần mất điện trung bình của lưới điện phân phối trong năm y .

c) MAIFI được tính bằng tổng số lượt Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện bị mất điện thoáng qua (thời gian mất điện kéo dài từ 05 phút trở xuống) chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện, xác định theo công thức sau:

MAIFI

$$MAIFI_t = \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{K_t}$$

$$MAIFI_y = \sum_{t=1}^{12} MAIFI_t$$

Trong đó:

- n: Tổng số lần mất điện thoáng qua trong tháng t thuộc phạm vi cung cấp điện của Đơn vị phân phối điện;

- K_i : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thoáng qua thứ i trong tháng t;

- K_t : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện trong tháng t;

- $MAIFI_t$: Chỉ số về số lần mất điện thoáng qua trung bình của lưới điện phân phối trong tháng t;

- $MAIFI_y$: Chỉ số về số lần mất điện thoáng qua trung bình của lưới điện phân phối trong năm y.

3. Độ tin cậy cung cấp điện được thống kê và đánh giá qua hai bộ chỉ số bao gồm “Độ tin cậy cung cấp điện toàn phần” và “Độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện phân phối”. Mỗi bộ chỉ số độ tin cậy cung cấp điện bao gồm 03 chỉ số SAIDI, SAIFI và MAIFI được xác định theo quy định tại Điều này.

4. Bộ chỉ số “Độ tin cậy cung cấp điện toàn phần” được sử dụng để đánh giá chất lượng cung cấp điện cho khách hàng mua điện của Đơn vị phân phối điện và được tính toán theo quy định tại Điều này khi không xét các trường hợp ngừng cung cấp điện do các nguyên nhân sau:

a) Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đề nghị cắt điện;

b) Thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối không đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật, an toàn điện để được khôi phục cung cấp điện;

c) Do sự cố thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối;

d) Do các sự kiện bất khả kháng, ngoài khả năng kiểm soát của Đơn vị phân phối điện hoặc do Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối điện vi phạm quy định của pháp luật theo Quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành.

5. Bộ chỉ số “Độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện phân phối” là một trong các chỉ tiêu được sử dụng để đánh giá hiệu quả hoạt động của Đơn vị phân phối điện được tính toán theo quy định tại Điều này khi không xét các trường hợp ngừng cung cấp điện do các nguyên nhân sau:

a) Các trường hợp được quy định tại khoản 4 Điều này;

b) Do mất điện từ hệ thống truyền tải điện;

- c) Cắt tải sự cố theo lệnh điều độ của Cấp điều độ có quyền điều khiển;
 d) Cắt điện khi xét thấy có khả năng gây mất an toàn nghiêm trọng đối với con người và thiết bị trong quá trình vận hành hệ thống điện.

Điều 16. Tổn thất điện năng của lưới điện truyền tải

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 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 qua 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 qua lưới điện truyền tải.

Điều 17. Tổn thất điện năng của lưới điện phân phối

Tổn thất điện năng của lưới điện phân phối bao gồm:

1. Tổn thất điện năng kỹ thuật là tổn thất điện năng gây ra do bản chất vật lý của đường dây dẫn điện, trang thiết bị điện trên lưới điện phân phối.
2. Tổn thất điện năng phi kỹ thuật là tổn thất điện năng do ảnh hưởng của các yếu tố trong quá trình quản lý kinh doanh điện mà không phải do bản chất vật lý của đường dây dẫn điện, trang thiết bị điện trên lưới điện phân phối gây ra.
3. Trước ngày 15 tháng 11 hàng năm, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng kế hoạch về độ tin cậy cung cấp điện và tổn thất điện năng cho năm tiếp theo của các Đơn vị phân phối điện và báo cáo Bộ Công Thương để giám sát.

Điều 18. Các chỉ tiêu chất lượng dịch vụ khách hàng của Đơn vị phân phối điện, đơn vị bán lẻ điện

1. Thời gian xem xét, ký thỏa thuận đấu nối và thực hiện đấu nối mới hoặc thời gian điều chỉnh đấu nối cho khách hàng.
2. Thời gian thông báo ngừng, giảm mức cung cấp điện.
3. Chất lượng trả lời kiến nghị, khiếu nại của khách hàng bằng văn bản được đánh giá trên các tiêu chí:

shw

am

a) Mức độ rõ ràng trong việc trả lời kiến nghị, khiếu nại của khách hàng bằng văn bản thể hiện thông qua văn bản trả lời phải bao gồm các nội dung sau:

- Trả lời khiếu nại được chấp nhận hay không;

- Giải thích rõ ràng phương án giải quyết trong trường hợp khiếu nại được chấp nhận;

- Trong trường hợp không chấp nhận khiếu nại, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị bán lẻ điện phải nêu rõ lý do và hướng dẫn khách hàng theo từng trường hợp cụ thể;

- Cung cấp đầy đủ các thông tin cần thiết khác giúp khách hàng đánh giá được phương án giải quyết.

b) Tỷ lệ số văn bản trả lời khiếu nại của khách hàng trong thời gian quy định tại điểm c khoản 2 Điều 19 Thông tư này.

c) Chất lượng tiếp nhận khiếu nại của khách hàng qua điện thoại được đánh giá trên tiêu chí tỷ lệ số cuộc gọi của khách hàng được tiếp nhận trong thời gian quy định tại điểm d khoản 2 Điều 19 Thông tư này.

Điều 19. Yêu cầu chất lượng dịch vụ khách hàng của Đơn vị phân phối điện, đơn vị bán lẻ điện

1. Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán lẻ điện phải tổ chức, duy trì và cập nhật hệ thống thông tin để ghi nhận tất cả kiến nghị, khiếu nại từ khách hàng bằng văn bản hoặc qua điện thoại.

2. Yêu cầu chất lượng dịch vụ khách hàng được quy định như sau:

a) Thời gian xem xét và ký Thỏa thuận đầu nối kể từ khi nhận được hồ sơ đề nghị đầu nối hoàn chỉnh, hợp lệ theo quy định tại Điều 47 Thông tư này;

b) Thời gian thông báo ngừng, giảm mức cung cấp điện tại Quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành;

c) Chất lượng trả lời kiến nghị, khiếu nại của khách hàng bằng văn bản: Có trên 95% văn bản trả lời khiếu nại bằng văn bản có nội dung trả lời rõ ràng và tuân thủ các quy định của pháp luật trong thời hạn 05 ngày làm việc;

d) Chất lượng tiếp nhận khiếu nại của khách hàng qua điện thoại: Có trên 80% các cuộc điện thoại của khách hàng được tiếp nhận trong thời gian 30 giây.

Điều 20. Công bố thông tin về độ tin cậy cung cấp điện, tổn thất điện năng và chất lượng dịch vụ khách hàng

1. Trước ngày 10 hàng tháng, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm công bố trên Trang thông tin điện tử của đơn vị các thông tin về độ tin cậy cung cấp điện, tổn thất điện năng và chất lượng dịch vụ khách hàng của tháng trước liền kề.

2. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm công bố trên Trang thông tin điện tử của đơn vị các thông tin về độ tin cậy cung cấp điện, tổn thất điện năng và chất lượng dịch vụ khách hàng của năm trước liền kề.

Đinh

Đinh

Chương III

ĐẦU NÓI VÀO LƯỚI ĐIỆN

Mục 1

NGUYÊN TẮC CHUNG

Điều 21. Điểm đầu nối

1. Điểm đầu nối là điểm nối trang thiết bị, lưới điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện vào hệ thống điện hoặc điểm đầu nối trang thiết bị điện, lưới điện giữa các Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện với nhau.

2. Tùy thuộc vào cấu trúc của lưới điện, đường dây đầu nối, điểm đầu nối được xác định như sau:

a) Đối với đường dây trên không, điểm đầu nối là điểm cuối của chuỗi cách điện đỡ treo dây xuất tuyến nối vào dao cách ly của trạm điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện;

b) Đối với cáp ngầm, điểm đầu nối là đầu cốt trụ cách điện dao cách ly phía xuất tuyến của trạm điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện.

3. Trường hợp điểm đầu nối khác với quy định tại khoản 2 Điều này, điểm đầu nối thay thế do hai bên tự thỏa thuận.

4. Điểm đầu nối phải được mô tả chi tiết bằng các bản vẽ, sơ đồ, thuyết minh có liên quan trong Thỏa thuận đầu nối hoặc hợp đồng mua bán điện.

Điều 22. Ranh giới phân định tài sản và quản lý vận hành

1. Ranh giới phân định tài sản là điểm đầu nối. Tài sản của mỗi bên tại điểm đầu nối phải được liệt kê chi tiết kèm theo các bản vẽ, sơ đồ có liên quan trong Thỏa thuận đầu nối hoặc hợp đồng mua bán điện.

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

Điều 23. Trách nhiệm tuân thủ các yêu cầu về đầu nối và phối hợp thực hiện đầu nối

1. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm tuân thủ các yêu cầu về đầu nối thiết bị điện thuộc sở hữu của mình theo đúng quy định tại Thông tư này.

2. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp thực hiện phương án đầu nối khi khách hàng có hồ sơ đề nghị đầu nối hợp lệ. Việc đầu nối và điều chỉnh đầu nối phải đảm bảo đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đối với thiết bị đầu nối quy định tại Mục 2 Chương này.

3. Trường hợp các thiết bị tại điểm đầu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện không đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật và yêu cầu vận hành lưới điện, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo và phối hợp với khách hàng đưa ra biện pháp khắc phục. Khách hàng sử dụng lưới điện phải chịu mọi chi phí thực hiện các biện pháp khắc phục.

4. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm ban hành quy trình nội bộ thực hiện các nội dung công tác của đơn vị, phối hợp với khách hàng để nhằm rút ngắn thời gian thực hiện thỏa thuận đầu nối, thực hiện đầu nối cho khách hàng.

Điều 24. Các yêu cầu chung

1. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thực hiện đầu tư phát triển lưới điện truyền tải, lưới điện phân phối theo quy hoạch phát triển điện lực, kế hoạch thực hiện quy hoạch đã được phê duyệt, đảm bảo trang thiết bị lưới điện đáp ứng các yêu cầu trong vận hành hệ thống điện theo quy định tại Chương II Thông tư này và yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối quy định tại Chương này.

2. Việc đầu nối trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, lưới điện phân phối vào lưới điện phải phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực, kế hoạch thực hiện quy hoạch đã được phê duyệt, đảm bảo trang thiết bị lưới điện đáp ứng các yêu cầu trong vận hành hệ thống điện theo quy định tại Chương II Thông tư này và yêu cầu kỹ thuật chung và cụ thể tại điểm đầu nối quy định tại Chương này.

3. Trường hợp phương án đầu nối đề nghị của khách hàng không phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực, kế hoạch thực hiện quy hoạch đã được phê duyệt, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo cho khách hàng có nhu cầu đầu nối biết để thực hiện điều chỉnh, bổ sung quy hoạch theo quy định.

4. Trường hợp phương án đầu nối thiết bị mới của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện không phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực, kế hoạch thực hiện quy hoạch đã được phê duyệt, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo cấp có thẩm quyền để thực hiện điều chỉnh, bổ sung quy hoạch, kế hoạch theo quy định.

5. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và khách hàng có đề nghị đầu nối phải có Thỏa thuận đầu nối theo mẫu quy định tại Thông tư này, bao gồm những nội dung chính sau:

- a) Vị trí điểm đầu nối;
- b) Các nội dung kỹ thuật liên quan đến điểm đầu nối;
- c) Tiến độ thời gian hoàn thành đầu nối;
- d) Trách nhiệm đầu tư, quản lý vận hành;
- đ) Các nội dung thương mại của Thỏa thuận đầu nối.

6. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có quyền từ chối đề nghị đấu nối trong các trường hợp sau:

a) Trang thiết bị, lưới điện của khách hàng có đề nghị đấu nối không đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật quy định tại Thông tư này và các quy chuẩn kỹ thuật ngành có liên quan;

b) Đề nghị đấu nối không đúng với quy hoạch phát triển điện lực, kế hoạch thực hiện quy hoạch đã được phê duyệt.

7. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có quyền tách đấu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện ra khỏi lưới điện trong trường hợp khách hàng vi phạm các yêu cầu kỹ thuật và yêu cầu 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 có thể gây ảnh hưởng đến an toàn vận hành lưới điện.

8. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện có nhu cầu thay đổi, nâng cấp thiết bị hoặc thay đổi sơ đồ kết lưới trong phạm vi quản lý của mình có thể gây ảnh hưởng đến vận hành an toàn hệ thống điện hoặc các thiết bị điện của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện tại điểm đấu nối, Khách hàng sử dụng lưới điện phải thông báo bằng văn bản và phải được Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển thống nhất kế hoạch trước khi thực hiện.

9. Những thay đổi liên quan đến điểm đấu nối trong quá trình đầu tư, vận hành phải được cập nhật trong hồ sơ về điểm đấu nối và Thỏa thuận đấu nối đã ký.

10. Khách hàng sử dụng lưới điện 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 trong thời hạn 05 năm. Khi Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện yêu cầu, Khách hàng sử dụng lưới điện 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.

11. Đối với các đấu nối phục vụ mua bán, trao đổi điện với nước ngoài hoặc đấu nối giữa nhà máy điện nằm ngoài lãnh thổ Việt Nam với hệ thống điện quốc gia, các yêu cầu kỹ thuật, yêu cầu vận hành đối với thiết bị đấu nối vào lưới điện được thực hiện theo thứ tự ưu tiên như sau:

a) Thực hiện theo các quy định, điều ước và cam kết quốc tế mà Việt Nam tham gia;

b) Thỏa thuận thống nhất cụ thể giữa các bên liên quan để đáp ứng tối đa các yêu cầu, quy định kỹ thuật về hệ thống điện của mỗi nước và đảm bảo vận hành lưới điện liên kết, lưới điện đấu nối được an toàn, tin cậy và ổn định.

Mục 2**YÊU CẦU KỸ THUẬT CHUNG ĐỐI VỚI THIẾT BỊ
ĐẦU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN****Điều 25. Yêu cầu đối với thiết bị điện đầu nối**

1. Sơ đồ đầu nối điện chính phải thể hiện đầy đủ các thiết bị điện từ cấp điện áp trung áp đến siêu cao áp sau điểm đầu nối và thể hiện được liên kết giữa lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với lưới điện truyền tải, giữa lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối với lưới điện phân phối. Các trang thiết bị điện phải được mô tả bằng các biểu tượng, ký hiệu tiêu chuẩn, thông tin về thông số kỹ thuật của thiết bị và được Cấp điều độ có quyền điều khiển đánh số thiết bị theo quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành.

2. Máy cắt có liên hệ trực tiếp với điểm đầu 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 đầu nối đáp ứng sơ đồ phát triển lưới điện và nguồn điện trong quy hoạch phát triển điện lực, kế hoạch thực hiện quy hoạch đã được phê duyệt cho giai đoạn ít nhất 10 năm tiếp theo.

3. Các thiết bị trực tiếp đầu nối vào lưới điện phải có đủ khả năng chịu đựng dòng điện ngắn mạch lớn nhất có thể xảy ra tại điểm đầu nối theo tính toán và thông báo của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện đáp ứng sơ đồ phát triển lưới điện và nguồn điện trong quy hoạch phát triển điện lực, kế hoạch thực hiện quy hoạch đã được phê duyệt cho giai đoạn ít nhất 10 năm tiếp theo. Trong trường hợp dòng ngắn mạch tăng lên vượt quá khả năng chịu đựng của thiết bị ở thời điểm sau 10 năm từ khi đưa vào vận hành điểm đầu nối thì chủ đầu tư thiết bị đầu nối chịu trách nhiệm nâng cấp, thay thế thiết bị đầu nối hoặc thực hiện giải pháp hạn chế dòng ngắn mạch để đảm bảo đáp ứng khả năng chịu đựng của thiết bị.

4. Máy cắt thực hiện thao tác tại điểm đầu nối với lưới điện phải được trang bị thiết bị kiểm tra hoà 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 trong quá trình vận hành và khi bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị.

Điều 26. Yêu cầu đối với hệ thống rơ le bảo vệ của hệ thống truyền tải điện

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 rơ le bảo vệ trong phạm vi quản lý đảm bảo đáp ứng các yêu cầu về tác động nhanh, độ nhạy, tính chọn lọc và tin cậy khi loại trừ sự cố, đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn, tin cậy. Mỗi phần tử hệ thống điện (máy phát, máy biến áp, đường dây, thanh cái, thiết bị bù...) phải có hệ thống bảo vệ riêng và độc lập với hệ thống bảo vệ của các phần tử hệ thống điện khác. Hệ thống bảo vệ phải được cấp nguồn từ 02 nguồn điện một chiều độc lập đảm bảo khi sự cố một trong hai nguồn một chiều thì hệ thống

ror le bảo vệ vẫn làm việc bình thường.

2. Việc phối hợp trang bị, lắp đặt các thiết bị rơ le bảo vệ tại điểm đấu nối phải được thỏa thuận giữa Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải. Đơn vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không tự ý thay đổi thiết bị bảo vệ và các giá trị cài đặt của thiết bị rơ le bảo vệ khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm ban hành phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải của Đơn vị truyền tải điện và thông qua các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị rơ le bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

4. Thời gian tối đa 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 chính không vượt quá các giá trị quy định tại Điều 12 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 các yêu cầu của Đơn vị truyền tải điện về kết nối và được sự chấp thuận của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

6. Trường hợp lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bị sự cố, thiết bị rơ le bảo vệ 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 đấu nối.

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

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

a) Nhà máy điện phải được trang bị hệ thống hoà đồng bộ chính xác;

b) Nhà máy điện phải được trang bị hệ thống giám sát ghi sự cố có chức năng đồng bộ thời gian GPS (Global Positioning System);

c) Nhà máy điện có tổng công suất đặt từ 300 MW trở lên, phải được trang bị thiết bị có chức năng đo góc pha (PMU - Phasor Measurement Unit) và đồng bộ thời gian GPS (Global Positioning System). Nhà máy điện có tổng công suất đặt dưới 300 MW, việc trang bị PMU phải theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển;

d) Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không phải Đơn vị phát điện có trách nhiệm trang bị, lắp đặt thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển, đảm bảo kết nối tương thích, tin cậy, ổn định với hệ thống ghi sự cố và đo góc pha đặt tại Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm cung cấp thông số kỹ thuật thiết bị ghi sự cố, đo góc pha đảm bảo kết

nổi tương thích, vận hành tin cậy, ổn định với hệ thống tại cấp điều độ có quyền điều khiển và tích hợp thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với hệ thống đặt tại Cấp điều độ có quyền điều khiển;

đ) Trong quá trình vận hành, khi có nhu cầu nâng cấp, thay thế thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thông báo và thỏa thuận với Cấp điều độ có quyền điều khiển trước khi thực hiện;

e) Đường dây truyền tải điện cấp điện áp từ 220 kV trở lên đầu nối tổ máy phát điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện phải có 02 kênh truyền thông tin liên lạc độc lập phục vụ cho việc truyền tín hiệu rơ le bảo vệ giữa hai đầu đường dây với thời gian truyền không lớn hơn 20 ms;

g) Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt rơ le tần số thấp, rơ le điện áp thấp trong phạm vi quản lý phục vụ tự động cắt tải sự cố theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

9. Cấp điều độ có quyền điều khiển hệ thống điện quốc gia, Cấp điều độ có quyền điều khiển hệ thống phân phối điện có trách nhiệm tổ chức xây dựng và ban hành phạm vi, cách bố trí và yêu cầu kỹ thuật đối với các thiết bị rơ le bảo vệ cho tổ máy phát điện, máy biến áp, thanh cái và đường dây đầu nối vào lưới điện truyền tải, báo cáo Bộ Công Thương trước khi áp dụng.

Điều 27. Yêu cầu đối với hệ thống rơ le bảo vệ của hệ thống phân phối điện

1. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng có trách nhiệm thiết kế, lắp đặt, chỉnh định, thử nghiệm và vận hành hệ thống bảo vệ trên lưới điện trong phạm vi quản lý để đáp ứng các tiêu chuẩn và yêu cầu về thời gian tác động, độ nhạy và tính chọn lọc khi loại trừ sự cố, đảm bảo vận hành hệ thống phân phối điện an toàn, tin cậy.

2. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng phải thống nhất các yêu cầu về hệ thống bảo vệ trong Thỏa thuận đầu nối. Việc phối hợp trang bị, lắp đặt các thiết bị bảo vệ rơ le tại điểm đầu nối phải được thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối và Cấp điều độ có quyền điều khiển trong quá trình thỏa thuận đầu nối. Đơn vị phân phối điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối không tự ý thay đổi thiết bị bảo vệ và các giá trị cài đặt của thiết bị rơ le bảo vệ khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. Đơn vị phân phối điện phải cung cấp cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng các thông số của hệ thống rơ le bảo vệ trên lưới điện phân phối liên quan trực tiếp đến hệ thống bảo vệ của khách hàng tại điểm đầu nối trong quá trình thỏa thuận đầu nối. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm tính toán, kiểm tra và ban hành phiếu chỉnh định rơ le bảo vệ hoặc thông qua các trị số chỉnh định trên lưới điện phân phối thuộc quyền điều khiển theo

đan

Rm

Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành.

4. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng không được tự ý lắp đặt thiết bị để hạn chế dòng điện ngắn mạch tại thanh cái đầu nối với lưới điện phân phối, trừ trường hợp có thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển.

5. Thời gian tối đa loại trừ sự cố trên các phần tử trong hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối bằng các bảo vệ chính không vượt quá các giá trị quy định tại Điều 12 Thông tư này

6. Trường hợp thiết bị bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối được yêu cầu kết nối với thiết bị bảo vệ của Đơn vị phân phối điện thì các thiết bị này phải đáp ứng các yêu cầu của Đơn vị phân phối điện về kết nối và được sự chấp thuận của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

7. Ngoài các yêu cầu được quy định tại các khoản 1, 2, 3, 4, 5 và 6 Điều này, hệ thống bảo vệ của nhà máy điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng đầu nối vào cấp điện áp 110 kV phải đáp ứng các yêu cầu sau:

a) Các đường dây điện cấp điện áp 110 kV đầu nối nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia phải có 02 (hai) kênh thông tin liên lạc phục vụ cho việc truyền tín hiệu rơ le bảo vệ giữa hai đầu đường dây với thời gian truyền không lớn hơn 20 ms;

b) Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng đầu nối vào cấp điện áp 110 kV có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt rơ le tần số thấp phục vụ tự động cắt tải sự cố theo tính toán của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Điều 28. Yêu cầu đối với hệ thống thông tin của hệ thống truyền tải điện

1. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, quản lý vận hành hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý của mình và đảm bảo kết nối hệ thống này với hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển; đảm bảo thông tin liên lạc, truyền dữ liệu (bao gồm cả dữ liệu của hệ thống SCADA, PMU, giám sát ghi sự cố) đầy đủ, tin cậy và liên tục phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Các phương tiện thông tin liên lạc tối thiểu phục vụ công tác điều độ, vận hành trong hệ thống truyền tải điện gồm kênh trực thông, điện thoại, DIM và mạng máy tính.

2. Hệ thống thông tin của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tương thích với hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Khách hàng có thể thỏa thuận sử dụng hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện hoặc của các nhà cung cấp khác để kết nối với hệ thống thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo thông tin liên tục và tin cậy phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đầu tư, quản lý hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý lưới điện truyền tải để phục vụ việc quản lý, vận hành hệ

ser

Am

thông điện và thị trường điện; phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển để thiết lập đường truyền thông tin về Cấp điều độ có quyền điều khiển.

4. Cấp điều độ có quyền điều khiển 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 phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

5. Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm phối hợp với Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải 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 đơn vị quản lý.

6. Các yêu cầu về hệ thống thông tin không thuộc trường hợp quy định tại khoản 1 Điều này được các đơn vị thỏa thuận thống nhất và phải ghi rõ trong Thỏa thuận đầu nối.

7. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm đầu tư, quản lý, vận hành hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý của mình để đảm bảo thông tin liên tục, tin cậy về Cấp điều độ có quyền điều khiển để phục vụ vận hành hệ thống truyền tải điện.

8. Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm phối hợp cung cấp cho Khách hàng sử dụng lưới điện các yêu cầu về dữ liệu thông tin, giao diện thông tin cần thiết và phối hợp với khách hàng trong việc thử nghiệm, kiểm tra và kết nối hệ thống thông tin, dữ liệu của khách hàng với hệ thống thông tin, dữ liệu hiện có trong phạm vi quản lý phục vụ vận hành hệ thống truyền tải điện.

Điều 29. Yêu cầu đối với hệ thống thông tin của hệ thống phân phối điện

1. Nhà máy điện đầu nối vào lưới điện phân phối có công suất từ 10 MW trở lên hoặc trạm điện 110 kV phải được trang bị hệ thống thông tin và kết nối hệ thống này tương thích với hệ thống thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển phục vụ thông tin liên lạc và truyền dữ liệu trong vận hành hệ thống điện. Các phương tiện thông tin liên lạc tối thiểu phục vụ công tác điều độ gồm kênh trực thông, điện thoại, DIM và mạng máy tính.

2. Các yêu cầu về hệ thống thông tin không thuộc trường hợp quy định tại khoản 1 Điều này được các đơn vị thỏa thuận thống nhất và phải ghi rõ trong Thỏa thuận đầu nối.

3. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm đầu tư, quản lý, vận hành hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý của mình để đảm bảo thông tin liên tục, tin cậy về Cấp điều độ có quyền điều khiển để phục vụ vận hành hệ thống phân phối điện.

4. Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp cung cấp cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối các yêu cầu về dữ liệu thông tin, truyền dữ liệu, giao diện thông tin cần thiết và phối hợp với khách hàng trong việc thử nghiệm, kiểm tra và kết nối hệ thống thông tin, dữ liệu

Handwritten mark

Handwritten mark

của khách hàng với hệ thống thông tin, dữ liệu hiện có trong phạm vi quản lý phục vụ vận hành hệ thống phân phối điện.

Điều 30. Yêu cầu về kết nối hệ thống SCADA

1. Trạm điện có cấp điện áp từ 110 kV trở lên, nhà máy điện có công suất lắp đặt từ 10MW trở lên (không phân biệt cấp điện áp đấu nối) và nhà máy điện đấu nối vào lưới điện chưa kết nối đến Trung tâm điều khiển phải được trang bị Gateway hoặc RTU và thiết lập hai kết nối độc lập về mặt vật lý với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Trạm điện có cấp điện áp từ 110 kV trở lên, nhà máy điện có công suất lắp đặt từ 10MW trở lên (không phân biệt cấp điện áp đấu nối) và nhà máy điện đấu nối vào lưới điện đã kết nối đến Trung tâm điều khiển phải được trang bị Gateway hoặc RTU được thiết lập một kết nối với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển và hai kết nối với hệ thống điều khiển tại Trung tâm điều khiển. Các trạm điện 110 kV được điều khiển và thao tác xa từ Trung tâm điều khiển phải được trang bị Gateway hoặc RTU thiết lập hai kết nối với hệ thống điều khiển tại Trung tâm điều khiển và từ Trung tâm điều khiển sẽ chia sẻ thông tin đến Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. Nhà máy điện có công suất lắp đặt nhỏ hơn 10MW đấu nối vào lưới điện phân phối, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển và chủ đầu tư nhà máy điện để thống nhất yêu cầu về kết nối hệ thống SCADA. Trường hợp các bên có thỏa thuận kết nối tín hiệu SCADA từ nhà máy điện về Cấp điều độ có quyền điều khiển, phải tuân thủ đầy đủ các nội dung yêu cầu kỹ thuật chi tiết về quản lý vận hành hệ thống SCADA do Cấp điều độ có quyền điều khiển quy định.

4. Các yêu cầu về kết nối với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển không thuộc trường hợp quy định tại khoản 1, khoản 2 và khoản 3 Điều này phải được các đơn vị thỏa thuận thống nhất và ghi rõ trong Thỏa thuận đấu nối. Trong trường hợp này, Đơn vị truyền tải điện hoặc Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển để thống nhất yêu cầu về kết nối hệ thống SCADA trong Thỏa thuận đấu nối.

5. Trường hợp nhà máy điện, trạm điện có nhiều cấp điều độ có quyền điều khiển, các cấp điều độ có trách nhiệm thỏa thuận, chia sẻ thông tin phục vụ phối hợp vận hành hệ thống điện.

6. Chủ sở hữu nhà máy điện, trạm điện có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, quản lý, vận hành thiết bị đầu cuối RTU/Gateway trong phạm vi quản lý, đường truyền dữ liệu hoặc thuê đường truyền dữ liệu của đơn vị cung cấp dịch vụ để đảm bảo kết nối, truyền dữ liệu liên tục, đầy đủ, tin cậy về hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển và hệ thống điều khiển của Trung tâm điều khiển (nếu có).

7. Thiết bị đầu cuối RTU/Gateway của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phải có đặc tính kỹ thuật tương thích và đảm bảo kết nối được với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển và hệ thống điều khiển của Trung tâm điều khiển (nếu có).

8. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm tích hợp các dữ liệu theo danh sách dữ liệu đã thoả thuận với Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện vào hệ thống SCADA của mình. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển để cấu hình, thiết lập cơ sở dữ liệu trên hệ thống của mình đảm bảo sự tương thích với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển và hệ thống điều khiển của Trung tâm điều khiển (nếu có).

9. Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm phối hợp thực hiện các hiệu chỉnh cần thiết để các thiết bị trên lưới điện tương thích với các thay đổi của hệ thống SCADA trong trường hợp hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển có sự thay đổi về công nghệ và được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt sau thời điểm ký Thoả thuận đầu nối dẫn đến phải thay đổi hoặc nâng cấp hệ thống điều khiển, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm đầu tư, nâng cấp hệ thống điều khiển, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway để đảm bảo kết nối tương thích với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

10. Trong quá trình vận hành, khi có nhu cầu nâng cấp, mở rộng, thay thế hệ thống điều khiển, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm thoả thuận với Cấp điều độ có quyền điều khiển trước khi thực hiện nâng cấp, mở rộng, thay thế.

11. Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm tổ chức xây dựng và thống nhất với các cấp điều độ để ban hành các trình tự thực hiện thoả thuận, yêu cầu kỹ thuật chi tiết về quản lý vận hành hệ thống SCADA, báo cáo Bộ Công Thương trước khi áp dụng.

Điều 31. Yêu cầu Hệ số công suất

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 ($\cos\varphi$) tại vị trí đo đếm chính không nhỏ hơn 0,9 trong trường hợp nhận công suất phản kháng và không nhỏ hơn 0,98 trong trường hợp phát công suất phản kháng.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển các thông số về các thiết bị bù công suất phản kháng trong lưới điện của mình (nếu có), bao gồm:

- a) Công suất phản kháng định mức và dải điều chỉnh;
- b) Nguyên tắc điều chỉnh công suất phản kháng.

3. Khách hàng sử dụng điện để sản xuất, kinh doanh, dịch vụ có trạm điện riêng hoặc không có trạm điện riêng nhưng có công suất sử dụng cực đại từ 40 kW trở lên có trách nhiệm duy trì hệ số công suất ($\cos\varphi$) tại điểm đặt thiết bị đo đếm điện năng theo hợp đồng mua bán điện không nhỏ hơn 0,9.

Điều 32. Độ dao động phụ tải điện

Tốc độ thay đổi công suất tiêu thụ của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải hoặc của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng trong 01 phút không được vượt quá 10 % công suất tiêu thụ khi đang vận hành ở chế độ bình thường, trừ trường hợp Khách hàng sử dụng điện có thể điều chỉnh nhu cầu sử dụng điện theo yêu cầu hoặc có thỏa thuận khác với Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia.

Điều 33. Hệ thống tự động cắt tải sự cố

1. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm phối hợp với các đơn vị liên quan để thống nhất lắp đặt thiết bị và đảm bảo hoạt động của hệ thống cắt tải sự cố tự động trong hệ thống điện của mình theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Hệ thống cắt tải sự cố tự động phải được thiết kế, chỉnh định đảm bảo các yêu cầu sau:

a) Độ tin cậy 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 phải tuân thủ mức phân bổ của Cấp điều độ có quyền điều khiển, không được thay đổi trong bất kỳ trường hợp nào nếu không có sự cho phép của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. Trình tự khôi phục phụ tải điện phải tuân thủ theo lệnh điều độ của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Điều 34. Yêu cầu đối với Trung tâm điều khiển

1. Yêu cầu kỹ thuật chung

a) Hệ thống giám sát, điều khiển và hệ thống thông tin lắp đặt tại Trung tâm điều khiển phải được trang bị thiết bị để đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy các nhà máy điện, trạm điện do Trung tâm điều khiển thực hiện;

b) Hệ thống giám sát, điều khiển của Trung tâm điều khiển phải có đặc tính kỹ thuật tương thích và đảm bảo kết nối, truyền dữ liệu của các nhà máy điện, trạm điện và thiết bị đóng cắt trên lưới điện ổn định, tin cậy và liên tục về hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển;

c) Trung tâm điều khiển phải có nguồn điện dự phòng để đảm bảo vận hành bình thường trong trường hợp mất nguồn điện từ hệ thống điện quốc gia.

d) Tổng công suất định mức của các nhà máy điện năng lượng tái tạo (gió, mặt trời) thuộc Trung tâm điều khiển không vượt quá công suất định mức của tổ máy phát điện lớn nhất đang đấu nối trong hệ thống điện Quốc gia do Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia xác định.

đ) Trung tâm điều khiển phải ban hành quy trình xử lý sự cố mất kết nối hệ thống thông tin, tín hiệu điều khiển, hệ thống SCADA và gửi lấy ý kiến cấp điều

fan

am

độ điều khiển trước khi phê duyệt.

2. Yêu cầu kết nối của Trung tâm điều khiển

a) Yêu cầu về kết nối hệ thống thông tin

- Có một đường truyền dữ liệu kết nối với hệ thống thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Trường hợp có nhiều cấp điều độ có quyền điều khiển, các cấp điều độ có trách nhiệm thống nhất phương thức chia sẻ thông tin;

- Có hai đường truyền dữ liệu (một đường truyền làm việc, một đường truyền dự phòng nóng) kết nối với hệ thống điều khiển và thông tin của nhà máy điện, trạm điện do Trung tâm điều khiển thực hiện điều khiển từ xa;

- Các phương tiện thông tin liên lạc tối thiểu phục vụ công tác điều độ giữa Các cấp điều độ có quyền điều khiển với Trung tâm điều khiển gồm trực thông, điện thoại, DIM, mạng máy tính. Thông tin liên lạc tối thiểu giữa Trung tâm điều khiển với các nhà máy điện, trạm điện gồm trực thông, điện thoại và mạng máy tính.

b) Yêu cầu về kết nối hệ thống SCADA

- Có một kết nối với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Trường hợp có nhiều cấp điều độ có quyền điều khiển, Trung tâm điều khiển sẽ kết nối trực tiếp về cấp điều độ có quyền điều khiển cao nhất, các cấp điều độ có trách nhiệm chia sẻ thông tin;

- Có hai kết nối với thiết bị đầu cuối RTU hoặc Gateway, hệ thống điều khiển của nhà máy điện, trạm điện và thiết bị đóng cắt trên lưới điện do Trung tâm điều khiển thực hiện điều khiển từ xa.

c) Trung tâm điều khiển phải trang bị màn hình giám sát và kết nối với hệ thống camera giám sát an ninh tại nhà máy điện, trạm điện.

3. Nhà máy điện và trạm điện do Trung tâm điều khiển thực hiện điều khiển xa phải được trang bị hệ thống giám sát, điều khiển, camera và thông tin viễn thông để truyền, kết nối dữ liệu ổn định, tin cậy và liên tục với Trung tâm điều khiển đáp ứng các yêu cầu tại khoản 1 và khoản 2 Điều này.

Mục 3

YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐẦU NỐI ĐỐI VỚI NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN VÀ NHIỆT ĐIỆN

Điều 35. Yêu cầu khả năng huy động, điều khiển công suất tổ máy phát điện đầu nối vào lưới điện truyền tải hoặc tổ máy phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW đầu nối vào lưới điện phân phối

1. Nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW phải đầu tư các trang thiết bị, hệ thống điều khiển, hệ thống AGC đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy và bảo mật với hệ thống điều khiển công suất tổ máy của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia phục vụ điều khiển từ xa công suất tổ máy theo lệnh điều độ của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia. Đối với các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng điện lên hệ thống điện quốc gia và các nhà máy điện

1/2

Đ

đồng phát nhiệt – điện mà việc thay đổi công suất tổ máy phụ thuộc vào dây chuyền sản xuất công nghiệp khác thuộc nội bộ nhà máy thì sự cần thiết của việc trang bị hệ thống AGC được các bên thỏa thuận và ghi rõ trong các Thỏa thuận kỹ thuật chuyên ngành với Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy 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 0,9 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại đầu cực của máy phát điện.

3. Tổ máy phát điện của nhà máy điện (ngoại trừ các tổ máy đuôi hơi của nhà máy điện chu trình hỗn hợp) phải có khả năng tham gia vào việc điều khiển tần số sơ cấp khi tần số lệch ra khỏi dải chết của hệ thống điều tốc và đáp ứng ít nhất 50% công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy trong 15 giây đầu tiên, 100% công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy trong 30 giây và duy trì công suất này tối thiểu 15 giây tiếp theo. Công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy được tính toán theo độ lệch tần số thực tế, lượng công suất khả dụng còn lại của tổ máy, giới hạn khả năng đáp ứng sơ cấp theo công nghệ của tổ máy và các thông số cài đặt do Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia yêu cầu. Giới hạn khả năng đáp ứng sơ cấp theo công nghệ của tổ máy do Đơn vị phát điện cung cấp, dựa trên các tài liệu, xác nhận từ nhà sản xuất, nhưng không được thấp hơn 3% công suất định mức của tổ máy.

4. Trong chế độ vận hành 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 6 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.

5. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải có khả năng liên tục phát công suất tác dụng định mức trong dải tần số từ 49 Hz đến 51 Hz. Trong dải tần số từ 46 Hz đến dưới 49 Hz và trên 51 Hz, 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. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW hoặc nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện theo quy định tại Bảng 9 như sau:

Bảng 9

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu	
	Nhà máy thủy điện	Nhà máy nhiệt điện
Từ 46 Hz đến 47,5 Hz	20 giây	Không yêu cầu
Trên 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút	10 phút
Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút	30 phút

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu	
	Nhà máy thủy điện	Nhà máy nhiệt điện
Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục	Phát liên tục
Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút	30 phút
Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	03 phút	01 phút

6. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải có khả năng chịu được mức mất đối xứng điện áp trong hệ thống điện theo quy định tại Điều 7 Thông tư này và 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 ra khỏi vận hành.

7. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải có khả năng làm việc liên tục ở các chế độ sau:

- Tải không cân bằng giữa ba pha từ 10 % trở xuống;
- Hệ số đáp ứng của kích từ đối với tổ máy phát điện đồng bộ lớn hơn 0,5 %;
- Dòng điện thứ tự nghịch nhỏ hơn 5 % dòng điện định mức.

8. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải duy trì nổi lưới khi tốc độ biến thiên tần số hệ thống điện trong dải từ 0 Hz/giây đến 01 Hz/giây được đo trong khung thời gian 500 miligiây.

Điều 36. Yêu cầu đối với tổ máy phát điện của nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện có công suất đến 30 MW đấu nối vào lưới điện phân phối

Yêu cầu đối với tổ máy phát điện của nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện (bao gồm cả các nhà máy điện sinh khối, khí sinh học và nhà máy điện sử dụng chất thải rắn):

1. Có khả năng phát công suất tác dụng định mức liên tục trong dải tần số từ 49 Hz đến 51 Hz. Trong dải tần số từ 47,5 Hz đến 49 Hz, 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. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện tương ứng với các dải tần số của hệ thống theo quy định tại Bảng 10 như sau:

Bảng 10

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
47,5 HZ đến 48,0 Hz	10 phút
48 Hz đến 49 Hz	30 phút
49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục
51Hz đến 51,5 Hz	30 phút
51,5 Hz đến 52 Hz	01 phút

2. Tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối phải có khả năng phát và nhận liên tục công suất phản kháng với hệ số công suất 0,9 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,95 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) ứng với công suất định mức và giữ được độ lệch điện áp trong dải quy định tại Điều 6 Thông tư này;

3. Tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối phải có khả năng chịu được mức mất đối xứng điện áp trong hệ thống điện theo quy định tại Điều 7 Thông tư này và chịu được thành phần dòng điện thứ tự không và thứ tự nghịch không nhỏ hơn 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;

4. Trong trường hợp điểm đấu nối được trang bị thiết bị tự động đóng lại, hệ thống rơ le bảo vệ của nhà máy điện phải đảm bảo phối hợp được với thiết bị tự động đóng lại của Đơn vị phân phối điện và phải được thiết kế để đảm bảo tách được tổ máy phát điện ra khỏi lưới điện phân phối ngay sau khi máy cắt, thiết bị tự động đóng lại hoặc dao phân đoạn của lưới điện phân phối mở ra lần đầu tiên và duy trì cách ly tổ máy phát điện khỏi lưới điện phân phối cho tới khi lưới điện phân phối được khôi phục hoàn toàn;

5. Các nhà máy điện có tổng công suất lắp đặt từ 30 MW trở xuống đấu nối vào lưới điện cấp điện áp 110 kV phải trang bị bộ điều tốc có khả năng làm việc với các giá trị hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh trong dải từ 03 % đến 05 % và dải chết của bộ điều tốc trong phạm vi $\pm 0,05$ Hz.

6. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải duy trì nối lưới khi tốc độ biến thiên tần số hệ thống điện trong dải từ 0 Hz/giây đến 01 Hz/giây được đo trong khung thời gian 500 miligiây.

Điều 37. Hệ thống kích từ của tổ máy phát điện

1. Hệ thống kích từ của tổ máy phát điện phải đảm bảo cho tổ máy phát điện có thể làm việc với dải hệ số công suất quy định tại khoản 2 Điều 36, khoản 2 Điều 35 Thông tư này. Hệ thống kích từ phải đảm bảo cho tổ máy phát điện vận hành ở công suất biểu kiến định mức (MVA) trong dải ± 5 % điện áp định mức tại đầu cực máy phát.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải được trang bị 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 điện.

3. AVR 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. Thời gian đáp ứng của AVR phải không thấp hơn 2,5s với bước nhảy 5% điện áp định mức khi không nối lưới và nhỏ hơn 5s với bước nhảy 5% điện áp định mức khi nối lưới tính từ thời điểm hệ thống AVR nhận được tín hiệu điều khiển.

5. AVR phải cho phép cài đặt các giới hạn về:

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

6. Khi điện áp đầu cực máy phát điện nằm trong dải từ 80 đến 120 % điện áp định mức và tần số hệ thống nằm trong dải từ 47,5 đến 52 Hz, trong thời gian tối đa 0,1 giây hệ thống kích từ tổ máy phát điện phải có khả năng tăng điện áp kích từ tới các giá trị như sau:

- a) Đối với tổ máy phát điện của nhà máy thủy điện: 1,8 lần giá trị định mức;
- b) Đối với tổ máy phát điện của nhà máy nhiệt điện: 2,0 lần giá trị định mức.

7. 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 tổ máy phát điện mang tải định mức.

8. Tổ máy phát điện của nhà máy điện có công suất trên 30 MW phải trang bị thiết bị ổn định hệ thống điện (Power System Stabiliser - PSS) có khả năng làm suy giảm các dao động có tần số trong dải từ 0,1 Hz đến 5 Hz góp phần nâng cao ổn định hệ thống điện. Đơn vị phát điện phải cài đặt, hiệu chỉnh các thông số của thiết bị PSS để đảm bảo thiết bị PSS có hệ số suy giảm dao động (Damping ratio) không nhỏ hơn 5%. Đối với các tổ máy phát điện có trang bị thiết bị PSS, Đơn vị phát điện có trách nhiệm đưa thiết bị PSS vào hoạt động theo yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Điều 38. Hệ thống điều tốc của tổ máy phát điện

1. Tổ máy phát điện của nhà máy điện khi đang vận hành phải tham gia vào việc điều chỉnh tần số sơ cấp trong hệ thống điện quốc gia.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải được trang bị hệ thống điều tốc tác động nhanh đáp ứng được sự thay đổi của tần số hệ thống trong điều kiện vận hành bình thường. Hệ thống 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 điều độ hệ thống điện quốc gia, trừ trường hợp Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia không có yêu cầu.

3. Hệ thống điều tốc của tổ máy phát điện phải có khả năng chỉnh định giá trị hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh nhỏ hơn hoặc bằng 5 %. Giá trị cài đặt của hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh do Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia tính toán và xác định.

4. Trừ các tổ máy phát điện đuôi hơi của nhà máy điện chu trình hỗn hợp, giá trị nhỏ nhất có thể đặt được của dải chết hệ thống điều tốc của các tổ máy phát điện phải nằm trong phạm vi $\pm 0,05$ Hz. Giá trị dải chết hệ thống điều tốc của từng

thư
thư

tổ máy phát điện sẽ được Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia tính toán và xác định trong quá trình đấu nối và vận hành.

5. 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: Từ 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 tổ máy phát điện vận hành trong khu vực lưới điện đang tạm thời bị tách khỏi hệ thống truyền tải điện quốc gia nhưng vẫn tiếp tục cấp điện cho khách hàng thì hệ thống điều tốc máy phát điện phải duy trì được sự ổn định tần số cho khu vực lưới điện đã tách ra.

Điều 39. Khởi động đen

1. Tại các vị trí quan trọng trong hệ thống truyền tải điện, một số nhà máy điện phải có khả năng khởi động đen. Yêu cầu về trang bị khả năng khởi động đen phải được ghi rõ trong Thỏa thuận đấu nối.

2. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm xác định các vị trí quan trọng trong hệ thống điện quốc gia cần xây dựng các nhà máy điện có khả năng khởi động đen và gửi ý kiến cho Đơn vị truyền tải điện khi góp ý đấu nối. Đơn vị truyền tải điện thỏa thuận với Đơn vị phát điện về yêu cầu khởi động đen của nhà máy trong quá trình thỏa thuận đấu nối và quy định cụ thể trong thỏa thuận đấu nối.

Mục 4

YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ, NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI

Điều 40. Yêu cầu kỹ thuật đối với nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời đấu nối vào lưới điện truyền tải và tổ máy phát điện của nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có công suất lắp đặt trên 30 MW đấu nối vào lưới điện phân phối

1. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng duy trì vận hành phát công suất tác dụng theo các chế độ sau:

a) Chế độ phát tự do: Vận hành phát điện công suất lớn nhất có thể theo sự biến đổi của nguồn năng lượng sơ cấp (gió hoặc mặt trời);

b) Chế độ điều khiển công suất phát:

Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng giới hạn công suất phát theo lệnh điều độ trong các trường hợp sau:

- Trường hợp nguồn năng lượng sơ cấp biến thiên thấp hơn giá trị giới hạn theo lệnh điều độ thì phát công suất lớn nhất có thể;

- Trường hợp nguồn năng lượng sơ cấp biến thiên bằng hoặc lớn hơn giá trị giới hạn theo lệnh điều độ thì phát công suất đúng giá trị giới hạn theo lệnh điều độ.

2. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 11 như sau:

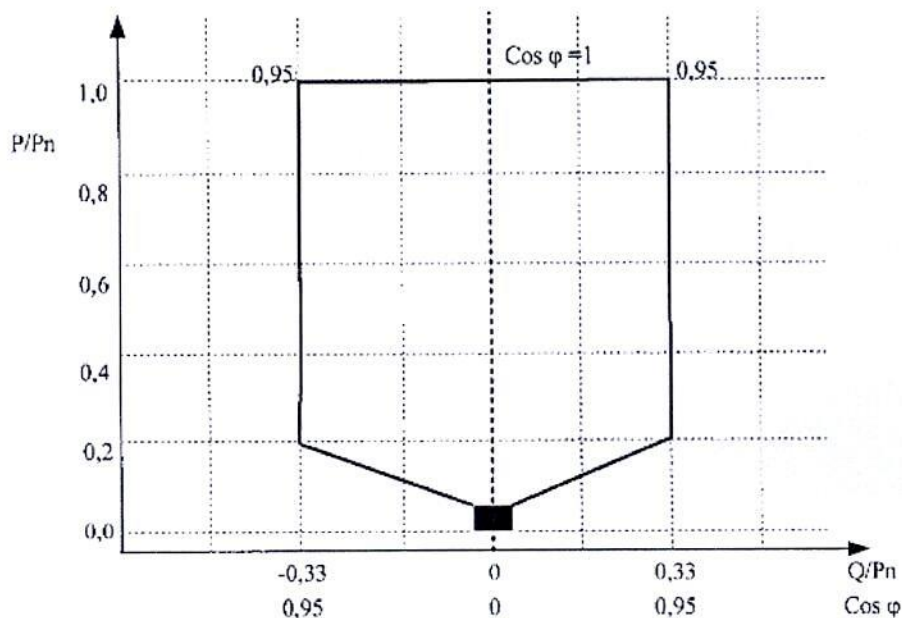
Bảng 11

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
Từ 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút
Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút
Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục
Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút
Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	01 phút

3. Khi tần số hệ thống điện lớn hơn 50,5 Hz, nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có khả năng giảm công suất tác dụng theo độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh (droop characteristics) trong dải từ 02 % đến 10 %. Giá trị cài đặt độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh do Cấp điều độ có quyền điều khiển tính toán và xác định. Quá trình giảm công suất tác dụng này phải ghi nhận bắt đầu suy giảm không muộn hơn 02 giây khi ghi nhận tần số trên 50,5 Hz và phải hoàn thành trong vòng 15 giây.

4. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng theo đặc tính như hình vẽ dưới đây và mô tả tại điểm a và điểm b khoản này:



a) Trường hợp nhà máy điện phát công suất tác dụng lớn hơn hoặc bằng 20%

thư

thư

công suất tác dụng định mức và điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, nhà máy điện phải có khả năng điều chỉnh liên tục công suất phản kháng trong dải hệ số công suất 0,95 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,95 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại phía cao áp của máy biến áp tăng áp của nhà máy hoặc tại điểm đo lường phân tách công suất phản kháng của từng Nhà máy trong trường hợp nhiều nhà máy cùng nối vào hoặc truyền tải công suất qua 01 máy biến áp tăng áp ứng với công suất định mức;

b) Trường hợp nhà máy điện phát công suất tác dụng nhỏ hơn 20% công suất định mức, nhà máy điện có thể giảm khả năng nhận hoặc phát công suất phản kháng phù hợp với đặc tính của nhà máy điện.

5. Chế độ điều khiển điện áp và công suất phản kháng:

a) Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có khả năng điều khiển điện áp và công suất phản kháng theo các chế độ sau:

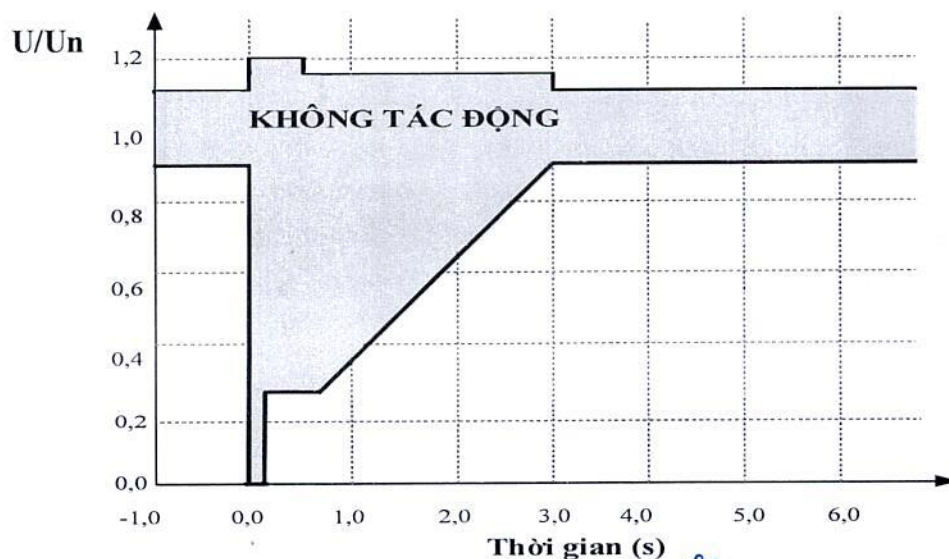
- Chế độ điều khiển điện áp theo giá trị đặt điện áp, chế độ điều khiển điện áp theo đặc tính độ dốc điều chỉnh điện áp (đặc tính quan hệ điện áp/công suất phản kháng);

- Chế độ điều khiển theo giá trị đặt công suất phản kháng;

- Chế độ điều khiển theo hệ số công suất.

b) Nếu điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải có khả năng điều chỉnh điện áp tại phía hạ áp máy biến áp tăng áp với độ sai lệch không quá $\pm 0,5\%$ điện áp định mức (so với giá trị đặt điện áp) bất cứ khi nào công suất phản kháng của nhà máy điện còn nằm trong dải làm việc cho phép và hoàn thành trong thời gian không quá 05 giây.

6. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện tương ứng với dải điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong thời gian như sau:



a) Điện áp dưới 0,3 pu, thời gian duy trì tối thiểu là 0,15 giây;

b) Điện áp từ 0,3 pu đến dưới 0,9 pu, thời gian duy trì tối thiểu được tính theo công thức sau:

$$T_{\min} = 4 \times U - 0,6$$

Trong đó:

- T_{\min} (giây): Thời gian duy trì phát điện tối thiểu;

- U (pu): Điện áp thực tế tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện tính theo đơn vị pu (đơn vị tương đối);

c) Điện áp từ 0,9 pu đến dưới 1,1 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện liên tục;

d) Điện áp từ 1,1 pu đến dưới 1,15 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện trong thời gian 03 giây;

đ) Điện áp từ 1,15 pu đến dưới 1,2 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện trong thời gian 0,5 giây.

7. Độ mất cân bằng pha, tổng biến dạng sóng hài và mức nhấp nháy điện áp do nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời gây ra tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện không được vượt quá giá trị quy định tại Điều 7, Điều 8 và Điều 9 Thông tư này.

8. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải đầu tư các trang thiết bị, hệ thống điều khiển, tự động đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy và bảo mật với hệ thống điều khiển công suất tổ máy (AGC) của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia phục vụ điều khiển từ xa công suất nhà máy theo lệnh điều độ của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia.

9. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải duy trì nối lưới khi tốc độ biến thiên tần số hệ thống điện trong dải từ 0 Hz/giây đến 01 Hz/giây được đo trong khung thời gian 500 miligiây.

10. Khi điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện nằm ngoài dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, nhà máy điện phải có khả năng thiết lập chế độ ưu tiên phát dòng điện phản kháng (khi điện áp thấp) hoặc hút dòng điện phản kháng (khi điện áp cao) để hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình sự cố, dòng điện phản kháng có khả năng thay đổi từ 0% đến 10% dòng điện định mức của nhà máy cho mỗi 01% điện áp thay đổi với sai số không quá 20% (tốc độ thay đổi do cấp điều độ có quyền điều khiển tính toán xác định), thời gian hoàn thành đáp ứng không trễ hơn 100 miligiây.

11. Sau khi sự cố được loại trừ và hệ thống điện trở về chế độ vận hành bình thường, nhà máy điện phải đảm bảo:

a) Nhà máy điện phải có khả năng khôi phục công suất tác dụng để quay trở về chế độ vận hành trước sự cố với tốc độ tăng công suất tác dụng không nhỏ hơn 30% công suất định mức trên 01 giây và không lớn hơn 200% công suất định

Đã

Đã

mức trên 01 giây;

b) Trường hợp các tổ máy tuabin gió hoặc các inverter của nhà máy điện mặt trời bị ngừng vận hành khi sự cố hệ thống điện duy trì lớn hơn thời gian yêu cầu nối lưới tối thiểu, quá trình hòa lại của các tổ máy này không được sớm hơn 03 phút sau khi hệ thống điện quay về trạng thái vận hành bình thường và tốc độ khôi phục công suất tác dụng không lớn hơn 10 % công suất định mức trên 01 phút.

12. Nhà máy điện phải duy trì nối lưới khi điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện xuất hiện dao động góc pha điện áp (Phase Swing) tức thời lên đến 20 độ trong khoảng thời gian 100 miligiây mà không bị gián đoạn phát điện hay suy giảm công suất phát.

13. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời đấu nối lưới điện có cấp điện áp từ 110kV trở lên phải được trang bị hệ thống giám sát ghi sự cố có chức năng đồng bộ thời gian GPS (Global Positioning System), hệ thống giám sát chất lượng điện năng và kết nối hệ thống này với Cấp điều độ có quyền điều khiển.

14. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải được trang bị các thiết bị quan trắc, thu thập số liệu khí tượng, năng lượng sơ cấp đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy, bảo mật và gửi dữ liệu liên tục đến cấp điều độ có quyền điều khiển.

Điều 41. Yêu cầu đối với nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có công suất trên 1 MW đến 30 MW đấu nối vào lưới điện phân phối từ cấp điện áp trung áp trở lên

1. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng duy trì vận hành phát công suất tác dụng theo các chế độ sau:

a) Chế độ phát tự do: Vận hành phát điện công suất lớn nhất có thể theo sự biến đổi của nguồn năng lượng sơ cấp (gió hoặc mặt trời);

b) Chế độ điều khiển công suất phát:

Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng giới hạn công suất phát theo lệnh điều độ trong các trường hợp sau:

- Trường hợp nguồn năng lượng sơ cấp biến thiên thấp hơn giá trị giới hạn theo lệnh điều độ thì phát công suất lớn nhất có thể;

- Trường hợp nguồn năng lượng sơ cấp biến thiên bằng hoặc lớn hơn giá trị giới hạn theo lệnh điều độ thì phát công suất đúng giá trị giới hạn theo lệnh điều độ với sai số trong dải $\pm 01\%$ công suất định mức.

2. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 12 như sau:

Bảng 12

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
Từ 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút
Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút
Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục

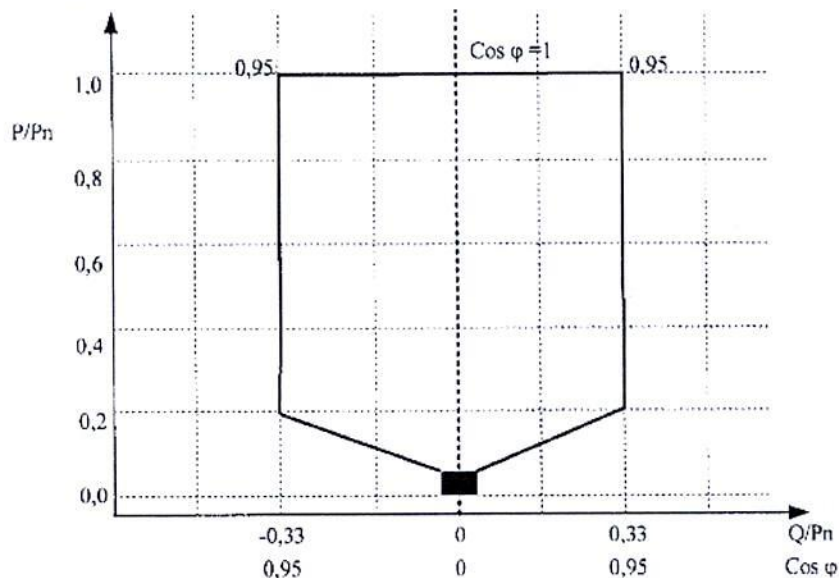
Đạt

Đạt

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút
Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	01 phút

3. Khi tần số hệ thống điện lớn hơn 50,5 Hz, nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có khả năng giảm công suất tác dụng theo độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh (droop characteristics) trong dải từ 02% đến 10%. Giá trị cài đặt độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh do Cấp điều độ có quyền điều khiển tính toán và xác định. Quá trình giảm công suất tác dụng này phải ghi nhận bắt đầu suy giảm không muộn hơn 02 giây khi ghi nhận tần số trên 50,5 Hz và phải hoàn thành trong vòng 15 giây.

4. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng theo đặc tính như hình vẽ dưới đây và mô tả tại điểm a và điểm b khoản này:



a) Trường hợp nhà máy điện phát công suất tác dụng lớn hơn hoặc bằng 20 % công suất tác dụng định mức và điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong dải ± 10 % điện áp danh định, nhà máy điện phải có khả năng điều chỉnh liên tục công suất phản kháng trong dải hệ số công suất 0,95 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,95 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại phía cao áp của máy biến áp tăng áp của nhà máy hoặc tại điểm đo lường phân tách công suất phản kháng của từng Nhà máy trong trường hợp nhiều nhà máy cùng nối vào hoặc truyền tải công suất qua 01 máy biến áp tăng áp ứng với công suất định mức;

b) Trường hợp nhà máy điện phát công suất tác dụng nhỏ hơn 20 % công suất định mức, nhà máy điện có thể giảm khả năng nhận hoặc phát công suất phản kháng phù hợp với đặc tính của nhà máy điện.

5. Chế độ điều khiển điện áp và công suất phản kháng:

a) Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có khả năng điều khiển điện áp và công suất phản kháng theo các chế độ sau:

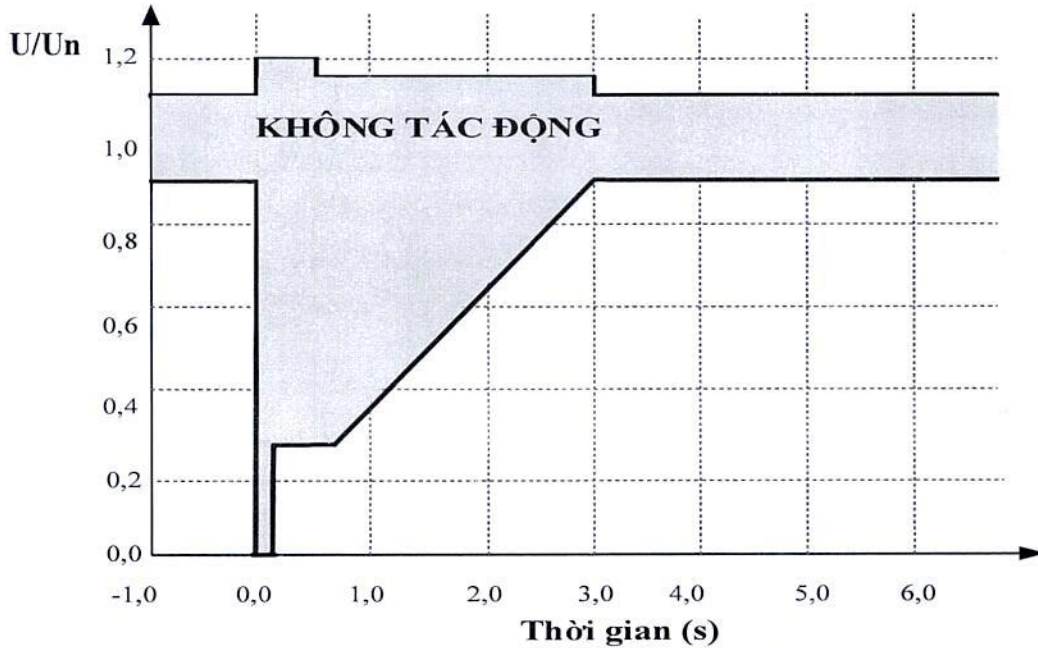
- Chế độ điều khiển điện áp theo giá trị đặt điện áp, đặc tính độ dốc điều chỉnh điện áp (đặc tính quan hệ điện áp/công suất phản kháng);
- Chế độ điều khiển theo giá trị đặt công suất phản kháng;

Handwritten signature

- Chế độ điều khiển theo hệ số công suất;

b) Nếu điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải có khả năng điều chỉnh điện áp tại phía hạ áp máy biến áp tăng áp với độ sai lệch không quá $\pm 0,5\%$ điện áp định mức (so với giá trị đặt điện áp) bất cứ khi nào công suất phản kháng của tổ máy phát điện còn nằm trong dải làm việc cho phép và hoàn thành trong thời gian không quá 05 giây.

6. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện tương ứng với dải điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong thời gian như sau:



a) Điện áp dưới 0,3 pu, thời gian duy trì tối thiểu là 0,15 giây;

b) Điện áp từ 0,3 pu đến dưới 0,9 pu, thời gian duy trì tối thiểu được tính theo công thức sau:

$$T_{\min} = 4 \times U - 0,6$$

Trong đó:

- T_{\min} (giây): Thời gian duy trì phát điện tối thiểu;
 - U (pu): Điện áp thực tế tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện tính theo đơn vị pu (đơn vị tương đối);

c) Điện áp từ 0,9 pu đến dưới 1,1 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện liên tục;

d) Điện áp từ 1,1 pu đến dưới 1,15 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện trong thời gian 03 giây;

đ) Điện áp từ 1,15 pu đến dưới 1,2 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện trong thời gian 0,5 giây.

7. Độ mất cân bằng pha, tổng biến dạng sóng hài và mức nhấp nháy điện áp do nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời gây ra tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện không được vượt quá giá trị quy định tại Điều 6, Điều 7 và Điều 8 Thông tư này.

8. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải đầu tư các trang thiết bị, hệ

thống điều khiển, tự động đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy và bảo mật với hệ thống điều khiển công suất tổ máy (AGC) của Cấp điều độ có quyền điều khiển phục vụ điều khiển từ xa công suất nhà máy theo lệnh điều độ của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

9. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải duy trì nối lưới khi tốc độ biến thiên tần số hệ thống điện trong dải từ 0 Hz/giây đến 01 Hz/giây được đo trong khung thời gian 500 miligiây.

10. Khi điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện nằm ngoài dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, nhà máy điện phải có khả năng ưu tiên phát dòng điện phản kháng (khi điện áp thấp) hoặc hút dòng điện phản kháng (khi điện áp cao) để hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình sự cố, dòng điện phản kháng có khả năng thay đổi từ 0% đến 10% dòng điện định mức của nhà máy cho mỗi 01% điện áp thay đổi với sai số không quá 20% (tốc độ thay đổi do cấp điều độ có quyền điều khiển tính toán xác định), thời gian hoàn thành đáp ứng không trễ hơn 100 miligiây.

11. Sau khi sự cố được loại trừ và hệ thống điện trở về chế độ vận hành bình thường, nhà máy điện phải đảm bảo:

a) Nhà máy điện phải có khả năng khôi phục công suất tác dụng để quay trở về chế độ vận hành trước sự cố với tốc độ tăng công suất tác dụng không nhỏ hơn 30% công suất định mức trên 01 giây và không lớn hơn 200% công suất định mức trên 01 giây;

b) Trường hợp các tổ máy tuabin gió hoặc các inverter của nhà máy điện mặt trời bị ngừng vận hành khi sự cố hệ thống điện duy trì lớn hơn thời gian yêu cầu nối lưới tối thiểu, quá trình hòa lại của các tổ máy này không được sớm hơn 03 phút sau khi hệ thống điện quay về trạng thái vận hành bình thường và tốc độ khôi phục công suất tác dụng không lớn hơn 10% công suất định mức trên 01 phút.

12. Nhà máy điện phải duy trì nối lưới khi điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện xuất hiện dao động góc pha điện áp (Phase Swing) tức thời lên đến 20 độ trong khoảng thời gian 100 miligiây mà không bị gián đoạn phát điện hay suy giảm công suất phát.

Điều 42. Yêu cầu đối với nguồn điện mặt trời, điện gió có công suất từ 01 MW trở xuống đấu nối vào lưới điện phân phối từ cấp điện áp trung áp trở lên

1. Tại mọi thời điểm đang nối lưới, nguồn điện mặt trời, điện gió phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 13 như sau:

Bảng 13

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
Từ 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút
Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục
Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút

2. Khi tần số hệ thống điện lớn hơn 50,5 Hz, nguồn điện mặt trời, điện gió phải

giảm công suất tác dụng xác định theo công thức sau:

$$\Delta P = 20 \times P_m \times \frac{f_n - 50,5}{50}$$

Trong đó:

- ΔP : Mức giảm công suất phát tác dụng (MW);
- P_m : Công suất tác dụng tương ứng với thời điểm trước khi thực hiện giảm công suất (MW);
- f_n : Tần số hệ thống điện trước khi thực hiện giảm công suất (Hz).

3. Nguồn điện mặt trời, điện gió phải có khả năng duy trì vận hành phát điện liên tục trong các dải điện áp tại điểm đấu nối theo quy định tại Bảng 14 như sau:

Bảng 14.

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện tương ứng với các dải điện áp tại điểm đấu nối

Điện áp tại điểm đấu nối	Thời gian duy trì tối thiểu
Nhỏ hơn 50% điện áp danh định	Không yêu cầu
Từ 50% đến dưới 85% điện áp danh định	02 giây
Từ 85% đến 110% điện áp danh định	Vận hành liên tục
Trên 110% đến 120% điện áp danh định	02 giây
Lớn hơn 120% điện áp danh định	Không yêu cầu

4. Nguồn điện mặt trời, điện gió không được gây ra sự xâm nhập của dòng điện một chiều vào lưới điện phân phối vượt quá giá trị 0,5% dòng định mức tại điểm đấu nối.

5. Nguồn điện mặt trời, điện gió phải tuân theo các quy định về điện áp, cân bằng pha, sóng hài, nhấp nháy điện áp và chế độ nối đất quy định tại Điều 6, Điều 7, Điều 8, Điều 9 và Điều 11 Thông tư này.

6. Nguồn điện mặt trời, điện gió phải trang bị thiết bị bảo vệ đảm bảo các yêu cầu sau:

a) Tự ngắt kết nối với lưới điện phân phối khi xảy ra sự cố nội bộ nguồn điện mặt trời, điện gió;

b) Tự ngắt kết nối khi xảy ra sự cố mất điện từ lưới điện phân phối và không phát điện lên lưới khi lưới điện phân phối đang mất điện;

c) Không tự động kết nối lại lưới điện khi chưa đảm bảo các điều kiện sau:

- Tần số của lưới điện duy trì trong dải từ 48Hz đến 51Hz trong thời gian tối thiểu 60 giây;

- Điện áp tất cả các pha tại điểm đấu nối duy trì trong dải từ 85% đến 110% điện áp định mức trong thời gian tối thiểu 60 giây;

d) Khách hàng có đề nghị đấu nối phải thỏa thuận, thống nhất các yêu cầu về hệ thống bảo vệ với Đơn vị phân phối điện nhưng tối thiểu bao gồm các bảo vệ quy định tại các điểm a, điểm b và điểm c khoản này, bảo vệ quá áp, thấp áp và bảo vệ theo tần số.

7. Ngoài các yêu cầu quy định tại khoản 1 đến khoản 6 Điều này, nguồn điện

trả

A

mặt trời, gió có công suất từ 100 kW đến 1 MW đấu nối vào lưới điện trung áp phải đảm bảo các yêu cầu kỹ thuật sau:

a) Phải đảm bảo chế độ điều khiển công suất phản kháng được kích hoạt theo chế độ điều khiển theo hệ số công suất với giá trị hệ số công suất (cosphi) được cài đặt theo yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển, trừ trường hợp có thỏa thuận khác với Cấp điều độ có quyền điều khiển;

b) Phải có khả năng thiết lập chế độ ưu tiên phát công suất tác dụng hoặc công suất phản kháng theo yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển khi điện áp tại điểm đấu nối nằm ngoài dải yêu cầu vận hành liên tục quy định tại khoản 3 Điều này.

8. Chủ đầu tư nguồn điện mặt trời, điện gió đấu nối vào lưới điện trung áp có công suất từ 100 kW đến 1 MW có trách nhiệm thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị phân phối điện về trang thiết bị, phương tiện kết nối với hệ thống thu thập, giám sát, điều khiển của Cấp điều độ phân phối.

Điều 43. Yêu cầu đối với hệ thống điện mặt trời đấu nối vào lưới điện phân phối cấp điện áp hạ áp

Hệ thống điện mặt trời được phép đấu nối với lưới điện hạ áp khi đáp ứng các yêu cầu sau:

1. Công suất đấu nối

a) Tổng công suất đặt của hệ thống điện mặt trời đấu nối vào cấp điện áp hạ áp của trạm điện hạ thế không được vượt quá công suất đặt của trạm điện đó;

b) Hệ thống điện mặt trời có công suất dưới 20 kWp trở xuống được đấu nối vào lưới điện 01 pha hoặc 03 pha theo thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện;

c) Hệ thống điện mặt trời có công suất từ 20 kWp trở lên phải đấu nối vào lưới điện 03 pha.

2. Tại mọi thời điểm đang nối lưới, hệ thống điện mặt trời được phép đấu nối với lưới điện hạ áp phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 15 như sau:

Bảng 15

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
48 Hz đến 49 Hz	30 phút
49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục
51Hz đến 51,5 Hz	30 phút

3. Khi tần số hệ thống điện lớn hơn 50,5 Hz, hệ thống điện mặt trời có công suất từ 20 kWp trở lên phải giảm công suất tác dụng xác định theo công thức sau:

$$\Delta P = 20 \times P_m \times \frac{50,5 - f_n}{50}$$

Trong đó:

- ΔP : Mức giảm công suất phát tác dụng (MW);
- P_m : Công suất tác dụng tương ứng với thời điểm trước khi thực hiện giảm công suất (MW);
- f_n : Tần số hệ thống điện trước khi thực hiện giảm công suất (Hz).

4. Hệ thống điện mặt trời phải có khả năng duy trì vận hành phát điện liên tục trong các dải điện áp tại điểm đấu nối theo quy định tại Bảng 16 như sau:

Bảng 16

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện tương ứng với các dải điện áp tại điểm đấu nối

Điện áp tại điểm đấu nối	Thời gian duy trì tối thiểu
Nhỏ hơn 50% điện áp danh định	Không yêu cầu
50% đến 85% điện áp danh định	2 giây
85% đến 110% điện áp danh định	Vận hành liên tục
110% đến 120% điện áp danh định	2 giây
Lớn hơn 120% điện áp danh định	Không yêu cầu

5. Hệ thống điện mặt trời đấu nối vào lưới điện hạ áp không được phát công suất phản kháng vào lưới điện và hoạt động ở chế độ tiêu thụ công suất phản kháng với hệ số công suất ($\cos\phi$) lớn hơn 0,98.

6. Hệ thống điện mặt trời không được gây ra sự xâm nhập của dòng điện một chiều vào lưới điện phân phối vượt quá giá trị 0,5% dòng định mức tại điểm đấu nối.

7. Hệ thống điện mặt trời đấu nối vào lưới điện hạ áp phải tuân theo các quy định về điện áp, cân bằng pha, sóng hài, nhấp nháy điện áp và chế độ nối đất quy định tại Điều 6, Điều 7, Điều 8, Điều 9 và Điều 11 Thông tư này.

8. Hệ thống điện mặt trời phải trang bị thiết bị bảo vệ đảm bảo các yêu cầu sau:

a) Tự ngắt kết nối với lưới điện phân phối khi xảy ra sự cố nội bộ hệ thống điện mặt trời;

b) Tự ngắt kết nối khi xảy ra sự cố mất điện từ lưới điện phân phối và không phát điện lên lưới khi lưới điện phân phối đang mất điện;

c) Không tự động kết nối lại lưới điện khi chưa đảm bảo các điều kiện sau:

- Tần số của lưới điện duy trì trong dải từ 48Hz đến 51Hz trong thời gian tối thiểu 60 giây;

- Điện áp tất cả các pha tại điểm đấu nối duy trì trong dải từ 85% đến 110% điện áp định mức trong thời gian tối thiểu 60 giây.

d) Đối với hệ thống điện mặt trời đấu nối vào lưới điện hạ áp 03 pha, khách hàng có đề nghị đấu nối phải thỏa thuận, thống nhất các yêu cầu về hệ thống bảo vệ với Đơn vị phân phối điện nhưng tối thiểu bao gồm các bảo vệ quy định tại các Điều a, Điều b, Điều c khoản này, bảo vệ quá áp, thấp áp và bảo vệ theo tần số.

Mục 5

YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI HỆ THỐNG PIN LƯU TRỮ

Điều 44. Yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống pin lưu trữ

1. Hệ thống pin lưu trữ tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 17 như sau:

Bảng 17

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của hệ thống pin lưu trữ tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
Từ 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút
Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút
Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục
Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút
Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	01 phút

2. Hệ thống pin lưu trữ tại mọi thời điểm đang nối lưới phải duy trì vận hành khi tốc độ biến thiên tần số (RoCoF, Rate of Change of Frequency) của hệ thống trong dải từ 0 Hz/giây đến 01 Hz/giây được đo trong khung thời gian 500 miligiây.

3. Hệ thống pin lưu trữ tại mọi thời điểm đang nối lưới phải duy trì vận hành tương ứng với dải điện áp tại điểm đấu nối trong thời gian cụ thể như sau:

a) Điện áp dưới 0,3 pu, hệ thống pin lưu trữ phải phát dòng công suất phản kháng lớn nhất trong giới hạn cho phép nhằm hỗ trợ ổn định điện áp và duy trì thời gian vận hành tối thiểu là 0,15 giây;

b) Điện áp từ 0,3 pu đến dưới 0,9 pu, hệ thống pin lưu trữ phải phát dòng công suất phản kháng trong giới hạn cho phép nhằm hỗ trợ ổn định điện áp, thời gian duy trì tối thiểu được tính theo công thức sau:

$$T_{\min} = 4 \times U - 0,6$$

Trong đó: T_{\min} (giây) là thời gian duy trì phát điện tối thiểu; U (pu) là điện áp thực tế tại điểm đấu nối tính theo đơn vị tương đối;

c) Điện áp từ 0,9 pu đến dưới 1,1 pu, hệ thống pin lưu trữ phải duy trì vận hành liên tục;

d) Điện áp từ 1,1 pu đến dưới 1,15 pu, hệ thống pin lưu trữ phải duy trì vận hành phát điện trong thời gian 03 giây.

e) Điện áp từ 1,15 đến 1,2 pu, hệ thống pin lưu trữ phải duy trì vận hành phát điện trong thời gian 0,5 giây.

f) Khi điện áp tại điểm đấu nối được khôi phục về khoảng làm việc bình thường, sau thời gian không quá 5 giây, hệ thống pin lưu trữ nếu đang vận hành trong hệ thống điện phải khôi phục trạng thái vận hành bình thường.

g) Khi điện áp tại điểm đấu nối được khôi phục về khoảng làm việc bình thường, nếu một sự cố khác xảy ra gây sụt áp sau đó 1,5 giây sự cố sau được coi là một sự cố mới.

4. Hệ thống pin lưu trữ phải được thiết kế để duy trì vận hành khi xuất hiện dao động góc pha điện áp tức thời lên đến 20 độ trong khoảng thời gian 100

miligiây.

5. Hệ thống pin lưu trữ có công suất từ 10MW trở lên đấu nối vào hệ thống điện phải có khả năng hỗ trợ nhanh dòng điện sự cố khi xảy ra ngắn mạch, cụ thể như sau:

a) Hệ thống pin lưu trữ phát tối đa dòng công suất phản kháng.

b) Yêu cầu phải đạt tới dòng công suất phản kháng cực đại trong vòng 60 - 80 mili giây.

c) Hệ thống pin lưu trữ được cài đặt kích hoạt tính năng hỗ trợ nhanh dòng điện sự cố khi điện áp pha tại điểm đấu nối thấp hơn mức 0,85pu và dùng tính năng này khi điện áp pha tại điểm đấu nối trở về mức 0,9pu.

6. Hệ thống pin lưu trữ phải có khả năng khôi phục công suất tác dụng sau sự cố, cụ thể:

a) Sau khi sự cố được loại trừ, hệ thống pin lưu trữ nếu đang vận hành trong hệ thống điện phải khôi phục lượng công suất tác dụng về giá trị công suất cài đặt trước sự cố trong khoảng thời gian không quá 5 giây với sai số trong khoảng $\pm 5\%$ giá trị cài đặt.

b) Tốc độ thay đổi công suất tác dụng mỗi giây của hệ thống pin lưu trữ trong trường hợp này không nhỏ hơn 30% công suất định mức và không lớn hơn 200% công suất định mức của hệ thống pin lưu trữ ($30\%P_{đm/s} \leq \text{tốc độ} \leq 200\%P_{đm/s}$).

7. Chế độ điều khiển công suất tác dụng

- Trong chế độ điều khiển công suất tác dụng, pin lưu trữ phải có khả năng duy trì công suất tác dụng phát vào hoặc thu từ phía cao áp của máy biến áp tăng áp của hệ thống pin lưu trữ hoặc tại điểm đo lường phân tách công suất của hệ thống pin lưu trữ trong trường hợp nhiều nhà máy điện cùng nối vào 01 máy biến áp tăng áp theo giá trị được cài đặt, không phụ thuộc vào sự thay đổi của tần số, trừ trường hợp chế độ điều khiển tần số được kích hoạt.

- Sai số điều khiển công suất tác dụng của hệ thống pin lưu trữ nằm trong dải $\pm 1\%$ công suất định mức (nhưng không thấp hơn 0,5MW).

- Tốc độ thay đổi công suất tác dụng mỗi phút của pin lưu trữ không nhỏ hơn 1% công suất định mức, và không lớn hơn 20% công suất định mức.

8. Chế độ điều khiển tần số

Trong chế độ điều khiển tần số, hệ thống pin lưu trữ phải có khả năng thay đổi công suất tác dụng theo sự thay đổi của tần số theo các chế độ sau:

a) Chế độ điều khiển tần số sơ cấp

- Hệ thống pin lưu trữ có công suất từ 3 MW trở lên đấu nối vào hệ thống điện Quốc gia phải có khả năng tham gia vào quá trình điều khiển tần số sơ cấp theo hai chiều phát hoặc thu công suất tác dụng.

- Dải chết hệ thống điều khiển tần số của hệ thống pin lưu trữ phải có thể

on

on

chỉnh định được với giá trị tối thiểu là $\pm 0,05\text{Hz}$, độ phân dải chỉnh định tối thiểu là $0,05\text{Hz}$.

- Độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh trong dải từ 2% đến 10%. Giá trị cài đặt dải chết và độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh do Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia tính toán và xác định.

- Dải công suất tác dụng lớn nhất có thể thay đổi nằm trong khoảng 100% công suất định mức của pin lưu trữ. Quá trình đáp ứng tần số thấp phải bắt đầu không muộn hơn 2 giây kể từ thời điểm ghi nhận tần số vượt ra ngoài dải deadband và phải hoàn thành trong vòng 15 giây.

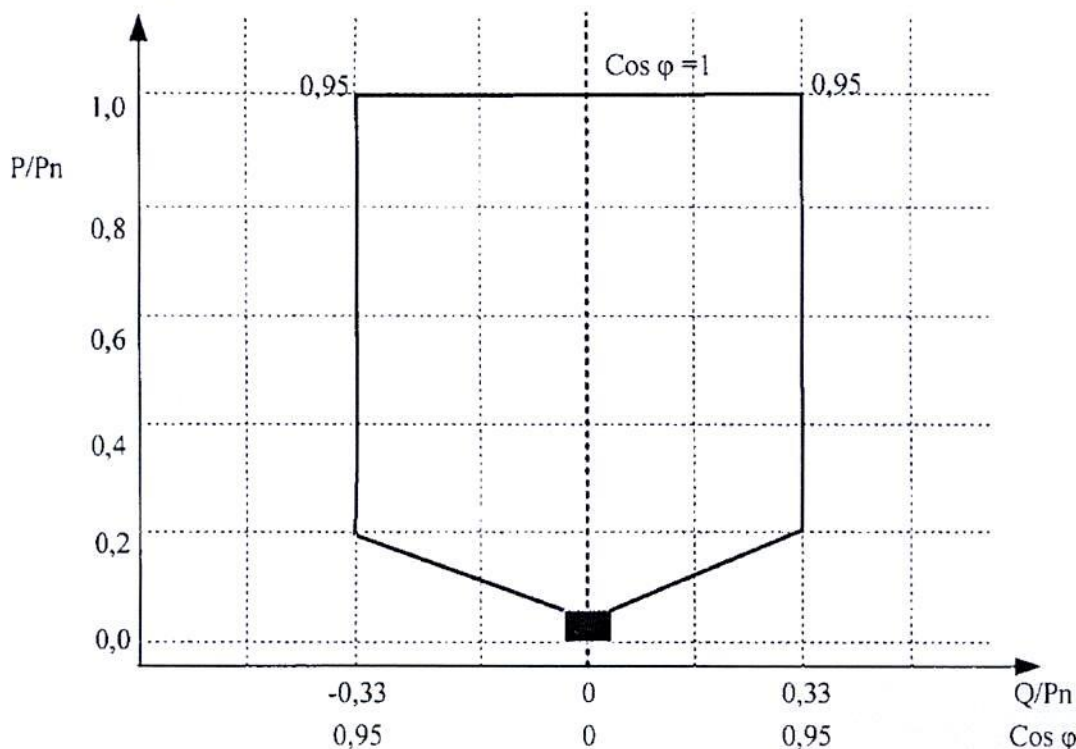
b) Chế độ điều khiển tần số thứ cấp

Hệ thống pin lưu trữ có công suất từ 10 MW trở lên đấu nối vào hệ thống điện Quốc gia phải có khả năng tham gia vào quá trình điều khiển tần số thứ cấp theo hai chiều phát và thu công suất tác dụng. Thời gian đáp ứng công suất điều khiển tần số thứ cấp không lớn hơn 20 giây kể từ khi nhận được tín hiệu điều khiển của đơn vị điều độ.

9. Chế độ điều khiển công suất phản kháng và điều khiển điện áp

a) Phạm vi điều chỉnh công suất phản kháng

Hệ thống pin lưu trữ phải có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng bằng hoặc tốt hơn đặc tính được minh họa trong sau như sau:



- Trường hợp hệ thống pin lưu trữ đang phát hoặc thu công suất tác dụng lớn hơn hoặc bằng 20% công suất tác dụng định mức và điện áp tại phía cao áp của máy biến áp tăng áp của hệ thống pin lưu trữ hoặc tại điểm đo lường phân tách công suất phản kháng của hệ thống pin lưu trữ trong trường hợp nhiều nhà máy cùng nối vào 01 máy biến áp tăng áp ứng với công suất định mức nằm trong

dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, hệ thống pin lưu trữ có khả năng điều chỉnh liên tục công suất phản kháng trong dải hệ số công suất 0,95 hoặc thấp hơn (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,95 hoặc thấp hơn (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại phía cao áp của máy biến áp tăng áp của hệ thống pin lưu trữ hoặc tại điểm đo lường phân tách công suất phản kháng của hệ thống pin lưu trữ trong trường hợp nhiều hệ thống pin lưu trữ cùng nối vào 01 máy biến áp tăng áp ứng với công suất định mức.

- Trường hợp hệ thống pin lưu trữ phát hoặc thu công suất tác dụng nhỏ hơn 20% công suất định mức, hệ thống pin lưu trữ có thể giảm khả năng thu hoặc phát công suất phản kháng phù hợp với đặc tính của hệ thống pin lưu trữ.

b) Chế độ điều khiển điện áp và công suất phản kháng

- Hệ thống pin lưu trữ năng lượng phải có chế độ điều khiển công suất phản kháng và chế độ điều khiển hệ số công suất.

- Hệ thống pin lưu trữ năng lượng có công suất lớn hơn 1MW phải có chế độ điều khiển điện áp.

10. Hệ thống pin lưu trữ năng lượng không được gây ra sự xâm nhập của dòng điện một chiều tại điểm đấu nối vượt quá 0,5% dòng điện định mức.

11. Hệ thống pin lưu trữ năng lượng có công suất từ 30MW trở lên đấu nối vào hệ thống điện Quốc gia phải được trang bị chức năng ổn định hệ thống điện ((Power System Stabiliser - PSS) có khả năng làm suy giảm các dao động có tần số trong dải từ 0,1 Hz đến 5 Hz góp phần nâng cao ổn định hệ thống điện. Chủ đầu tư phải cài đặt, hiệu chỉnh các thông số của thiết bị PSS để đảm bảo thiết bị PSS có hệ số suy giảm dao động (Damping ratio) không nhỏ hơn 5%.

12. Hệ thống pin lưu trữ đấu nối vào hệ thống điện quốc gia từ cấp 110 kV trở lên phải được trang bị hệ thống giám sát ghi sự cố có chức năng đồng bộ thời gian GPS (Global Positioning System) và hệ thống giám sát chất lượng điện năng PQ.

13. Hệ thống pin lưu trữ năng lượng đấu nối vào lưới điện ở cấp điện áp từ 110 kV trở lên hoặc có công suất từ 10 MW trở lên phải được trang bị hệ thống thông tin và kết nối hệ thống này tương thích với hệ thống thông tin của đơn vị quản lý vận hành lưới điện và cấp điều độ có quyền điều khiển, đảm bảo thông tin liên lạc, truyền dữ liệu (bao gồm dữ liệu của hệ thống SCADA, PMU, giám sát ghi sự cố) đầy đủ, tin cậy và liên tục phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Các phương tiện thông tin liên lạc tối thiểu phục vụ công tác điều độ, vận hành gồm kênh trực thông, điện thoại phải hoạt động tin cậy và liên tục.

14. Hệ thống pin lưu trữ năng lượng đấu nối vào hệ thống điện quốc gia từ cấp điện áp 110 kV trở lên phải đầu tư các trang thiết bị, hệ thống điều khiển, tự động đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy và bảo mật với hệ thống điều khiển công suất tổ máy (AGC) của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia phục vụ điều khiển xa công suất phát theo lệnh điều độ của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia.

15. Đối với hệ thống BESS trang bị trong nhà máy điện NLTT, nhà máy điện

đến

Am

cần trang bị chức năng điều khiển xa giá trị đặt của tổng công suất điện trao đổi với lưới điện của toàn bộ nhà máy điện bao gồm cả công suất của nguồn NLTT và BESS.

16. Chủ đầu tư hệ thống pin lưu trữ năng lượng có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, quản lý vận hành hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý. Đơn vị quản lý và vận hành hệ thống pin lưu trữ năng lượng có thể thỏa thuận sử dụng hệ thống thông tin của đơn vị quản lý vận hành lưới điện hoặc của nhà cung cấp khác để kết nối với hệ thống thông tin của cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo thông tin liên tục và tin cậy phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

17. Về bảo vệ hệ thống pin lưu trữ năng lượng

Hệ thống pin lưu trữ năng lượng đấu nối vào lưới điện ở cấp điện áp từ 110 kV trở lên hoặc có công suất từ 10 MW trở lên phải được trang bị hệ thống bảo vệ:

a) Hệ thống bảo vệ phải có cấu hình, các chức năng bảo vệ và thông số cài đặt cần thiết nhằm đảm bảo hệ thống pin lưu trữ được bảo vệ khỏi các sự cố xảy ra bên trong hệ thống pin lưu trữ và sự cố trên lưới điện.

b) Hệ thống bảo vệ đối với hệ thống pin lưu trữ có công suất trên 10MW phải có chức năng điều khiển khẩn cấp công suất tác dụng theo các mức giá trị được cài đặt trước. Các giá trị cài đặt cụ thể được tính toán và quy định bởi Cấp điều độ có quyền điều khiển. Điều khiển khẩn cấp công suất tác dụng đảm bảo không sai lệch quá 1% điểm đặt hệ số công suất trong khoảng thời gian 1 phút.

c) Chủ đầu tư hệ thống pin lưu trữ có trách nhiệm chỉnh định, cấu hình các chức năng bảo vệ và thông số cài đặt cần thiết cho hệ thống pin lưu trữ nhằm bảo vệ các thiết bị và phần tử trong hệ thống pin lưu trữ. Các thiết lập về hệ thống bảo vệ hệ thống pin lưu trữ phải đảm bảo hệ thống pin lưu trữ duy trì thời gian vận hành tối thiểu theo quy định và đáp ứng các yêu cầu trong Thông tư này.

d) Cấp điều độ có quyền điều khiển được phép thay đổi các thông số cài đặt của hệ thống bảo vệ hệ thống pin lưu trữ năng lượng nhằm phù hợp với điều kiện vận hành của hệ thống điện, tuy nhiên không được gây hỏng hóc hoặc nguy hại cho thiết bị và phần tử trong hệ thống pin lưu trữ.

Mục 6

TRÌNH TỰ THỎA THUẬN ĐẤU NỐI

Điều 45. Trình tự thoả thuận đấu nối vào hệ thống truyền tải điện

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.

2. Hồ sơ đề nghị đấu nối bao gồm:

a) Văn bản đề nghị đấu nối, kèm theo các nội dung theo mẫu quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này;

b) Các tài liệu kỹ thuật về các trang thiết bị dự định đấu nối hoặc các thay

sh

m

đổi dự kiến tại điểm đầu nổi hiện tại;

c) Thời gian dự kiến hoàn thành dự án, số liệu kinh tế - kỹ thuật của dự án đầu nổi mới hoặc thay đổi đầu nổi hiện tại.

3. Sau khi nhận được hồ sơ đề nghị đầu nổi đầy đủ và hợp lệ, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm:

a) Xem xét sự phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt, các yêu cầu liên quan đến thiết bị điện dự kiến tại điểm đầu nổi;

b) Chủ trì thực hiện đánh giá ảnh hưởng của việc đầu nổi trang thiết bị, lưới điện, nhà máy điện của khách hàng có nhu cầu đầu nổi đối với lưới điện truyền tải, bao gồm các nội dung chính sau:

- Tính toán các chế độ xác lập cho lưới điện khu vực đề nghị đầu nổi trong giai đoạn 10 năm tiếp theo, bao gồm cả kết quả tính toán các phương án và đánh giá khả năng đáp ứng tiêu chí N-1 của lưới điện truyền tải khu vực;

- Tính toán, đánh giá dòng điện ngắn mạch tại các điểm đầu nổi và lưới điện khu vực trong giai đoạn 10 năm tiếp theo;

- Xác định cụ thể các ràng buộc, hạn chế do đầu nổi mới có thể ảnh hưởng đến việc vận hành an toàn, ổn định hệ thống truyền tải điện;

- Đánh giá khả năng đáp ứng các yêu cầu trong vận hành hệ thống điện quy định tại Chương II Thông tư này, yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nổi quy định tại Chương này.

c) Dự thảo Thỏa thuận đầu nổi theo mẫu quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này, gửi cho khách hàng có nhu cầu đầu nổi và Cấp điều độ có quyền điều khiển;

d) Chậm nhất sau 15 ngày làm việc kể từ khi nhận được hồ sơ đề nghị đầu nổi đầy đủ và hợp lệ của khách hàng, gửi văn bản đề nghị Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị có liên quan có ý kiến chính thức về các nội dung chính sau:

- Đánh giá ảnh hưởng của đầu nổi đối với hệ thống truyền tải điện;

- Các nội dung liên quan đến yêu cầu kỹ thuật đối với thiết bị điện đầu nổi, yêu cầu phục vụ vận hành, điều độ đối với các tổ máy phát điện, yêu cầu về trang bị hệ thống cắt tải sự cố, sa thải thải nguồn, liên động đối với khách hàng sử dụng điện để đảm bảo đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật quy định tại Chương II và Chương V Thông tư này;

- Dự thảo Thỏa thuận đầu nổi theo các nội dung được quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này.

4. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị truyền tải điện để thực hiện đánh giá ảnh hưởng của đầu nổi đối với hệ thống truyền tải điện theo các nội dung quy định tại điểm b khoản 3 Điều này và góp ý,

ds

m

bổ sung Dự thảo Thỏa thuận đấu nối quy định tại điểm d khoản 3 Điều này.

5. 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 và Cấp điều độ có quyền điều khiển để xác định các đặc tính kỹ thuật, yêu cầu kỹ thuật cần thiết khác đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và tin cậy hệ thống truyền tải điện.

6. Trong thời hạn 20 ngày làm việc kể từ khi nhận được đề nghị của Đơn vị truyền tải điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị có liên quan có trách nhiệm gửi ý kiến góp ý bằng văn bản đối với các nội dung quy định tại Điểm d khoản 3 và khoản 4 Điều này cho Đơn vị truyền tải điện.

7. Sau khi nhận được ý kiến góp ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị liên quan khác, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm hoàn thiện dự thảo Thỏa thuận đấu nối, thỏa thuận thống nhất với khách hàng có nhu cầu đấu nối các yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối và cùng khách hàng ký Thỏa thuận đấu nối.

8. Thỏa thuận đấu nối được lập thành 04 bản, mỗi bên giữ 02 bản. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ khi Thỏa thuận đấu nối đã được ký kết, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm gửi 01 bản sao Thỏa thuận đấu nối đã ký (bao gồm cả phần phụ lục) cho Cấp điều độ có quyền điều khiển, và các đơn vị liên quan để phối hợp thực hiện trong quá trình đầu tư xây dựng, đóng điện chạy thử và vận hành chính thức.

9. Thời gian xem xét hồ sơ đề nghị đấu nối, thỏa thuận các nội dung liên quan và ký Thỏa thuận đấu nối thực hiện theo quy định tại Điều 47 Thông tư này.

10. Trường hợp khách hàng có nhu cầu đấu nối vào lưới điện hoặc thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải khác, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm thỏa thuận trực tiếp với Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải này. Trước khi thỏa thuận thống nhất với khách hàng có nhu cầu đấu nối về phương án đấu nối, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải sở hữu thiết bị có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị truyền tải điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo thiết bị của khách hàng có nhu cầu đấu nối đáp ứng đầy đủ các yêu cầu kỹ thuật của thiết bị tại điểm đấu nối quy định tại Thông tư này. Các nội dung phát sinh liên quan đến đấu nối mới với khách hàng có nhu cầu đấu nối, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm cập nhật các nội dung này vào Thỏa thuận đấu nối đã ký với Đơn vị truyền tải điện.

11. Trường hợp đấu nối vào thanh cái cấp điện áp 110 kV hoặc trung áp thuộc các trạm điện 500 kV hoặc 220 kV trong phạm vi quản lý của Đơn vị truyền tải điện, trình tự và thủ tục thỏa thuận đấu nối được thực hiện theo quy định từ khoản 1 đến khoản 9 Điều này.

Điều 46. Trình tự thỏa thuận đấu nối vào hệ thống phân phối điện

1. Trường hợp đấu nối vào lưới điện hạ áp 03 (ba) pha, khi có nhu cầu đấu nối mới vào lưới điện phân phối hoặc thay đổi đấu nối hiện có, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải gửi cho Đơn vị phân phối điện các tài liệu quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này. *đien*

đien

2. Trường hợp đấu nối ở cấp điện áp trung áp và 110 kV, khi có nhu cầu đấu nối mới hoặc thay đổi đấu nối hiện có, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải gửi cho Đơn vị phân phối điện các tài liệu sau:

- a) Thông tin đăng ký đấu nối tương ứng với nhu cầu đấu nối quy định tại các Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này;
- b) Sơ đồ nguyên lý các thiết bị điện chính sau điểm đấu nối;
- c) 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 kỹ thuật của dự án đấu nối mới hoặc thay đổi đấu nối hiện tại.

3. Trường hợp tại thời điểm làm hồ sơ đề nghị đấu nối vào cấp điện áp trung áp và 110 kV mà chưa có đầy đủ các thông tin, tài liệu quy định tại khoản 13 Điều này, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện về việc cung cấp thông tin, tài liệu và ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối.

4. Khi nhận được hồ sơ đề nghị đấu nối, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm kiểm tra và thông báo bằng văn bản về tính đầy đủ và hợp lệ của hồ sơ.

5. Sau khi nhận được hồ sơ đề nghị đấu nối đầy đủ và hợp lệ, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thực hiện các công việc sau đây:

a) Xem xét sự phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt, các yêu cầu liên quan đến thiết bị điện dự kiến tại điểm đấu nối;

b) 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 phân phối về khả năng mang tải của các đường dây, trạm điện hiện có; sự ảnh hưởng đến dòng ngắn mạch, ảnh hưởng đến chất lượng điện năng của lưới điện phân phối sau khi thực hiện đấu nối; công tác phối hợp các hệ thống bảo vệ;

c) Lấy ý kiến của Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị có liên quan đến đấu nối về ảnh hưởng của việc đấu nối đối với hệ thống điện, lưới điện khu vực, yêu cầu kết nối với hệ thống thông tin và hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển, các yêu cầu về rơ le bảo vệ, tự động hóa, phương án đo đếm điện năng và các nội dung liên quan đến yêu cầu kỹ thuật với thiết bị tại điểm đấu nối;

d) Lập và thỏa thuận sơ đồ một sợi có các thông số kỹ thuật các thiết bị và sơ đồ mặt bằng điểm đấu nối lưới điện của khách hàng vào lưới điện phân phối làm sơ đồ chính thức sử dụng trong Thỏa thuận đấu nối;

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

6. Khách hàng đề nghị đấu nối có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị phân phối điện các thông tin cần thiết phục vụ cho việc xem xét, thỏa thuận thực hiện phương án đấu nối và ký Thỏa thuận đấu nối với Đơn vị phân phối điện.

7. Thỏa thuận đấu nối được lập thành 04 bản, mỗi bên giữ 02 bản. Trong thời

hạn 05 ngày làm việc kể từ khi Thỏa thuận đấu nối đã được ký kết, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm gửi 01 bản sao Thỏa thuận đấu nối đã ký (bao gồm cả phần phụ lục) cho Cấp điều độ có quyền điều khiển, và các đơn vị liên quan để phối hợp thực hiện trong quá trình đầu tư xây dựng, đóng điện chạy thử và vận hành chính thức.

8. Trường hợp không thỏa thuận được phương án đấu nối, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho khách hàng và báo cáo Bộ Công Thương về lý do không thống nhất phương án đấu nối.

Điều 47. Thời hạn xem xét và ký thỏa thuận đấu nối

1. Thời hạn để thực hiện các bước đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối được quy định tại Bảng 18 như sau:

Bảng 18

Thời hạn xem xét và ký Thỏa thuận đấu nối

Các nội dung thực hiện	Thời gian thực hiện	Trách nhiệm thực hiện
Thời hạn để thực hiện các bước đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối vào lưới điện truyền tải		
Gửi hồ sơ đề nghị đấu nối đầy đủ và hợp lệ		Khách hàng có nhu cầu đấu nối
Xem xét hồ sơ đề nghị đấu nối, chuẩn bị dự thảo Thỏa thuận đấu nối và gửi lấy ý kiến các đơn vị	Không quá 35 ngày làm việc kể từ khi nhận hồ sơ đầy đủ và hợp lệ	Đơn vị truyền tải điện chủ trì, phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị liên quan
Hoàn thiện dự thảo Thỏa thuận đấu nối, thỏa thuận thống nhất và ký kết Thỏa thuận đấu nối	Không quá 20 ngày làm việc kể từ khi nhận được ý kiến góp ý của các đơn vị liên quan	Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối
Thời hạn xem xét và ký Thỏa thuận đấu nối với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có đề nghị đấu nối ở cấp điện áp 110 kV và khách hàng sở hữu tổ máy phát điện có đề nghị đấu nối vào lưới điện trung áp		
Gửi hồ sơ đề nghị đấu nối		Khách hàng đề nghị đấu nối
Xem xét hồ sơ đề nghị đấu nối	Không quá 15 ngày làm việc	Đơn vị phân phối điện, cấp điều độ có quyền điều khiển
Chuẩn bị dự thảo Thỏa thuận đấu nối	Không quá 03 ngày làm việc	Đơn vị phân phối điện
Thực hiện đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối	Không quá 07 ngày làm việc	Đơn vị phân phối điện và khách hàng đề nghị đấu nối

John

John

2. Đối với khách hàng sử dụng điện có trạm điện riêng đấu nối vào lưới điện trung áp: Trong thời hạn 02 ngày làm việc kể từ khi nhận đầy đủ hồ sơ hợp lệ của khách hàng, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm khảo sát hiện trường, thỏa thuận và ký Thỏa thuận đấu nối với khách hàng sử dụng điện có trạm điện riêng đấu nối vào lưới điện trung áp.

Mục 7

THỰC HIỆN THỎA THUẬN ĐẤU NỐI TRÊN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 48. Quyền tiếp cận thiết bị tại điểm đấu nối

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

2. Đơn vị truyền tải điện, khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm tạo điều kiện để các bên thực hiện các quyền quy định tại khoản 1 Điều này.

Điều 49. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu trên lưới điện truyền tải

1. Hồ sơ phục vụ kiểm tra tổng thể điều kiện đóng điện điểm đấu nối (các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của khách hàng có nhu cầu đấu nối và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực theo quy định), bao gồm:

a) Các biên bản nghiệm thu từng phần và toàn phần các thiết bị đấu nối của nhà máy điện, đường dây và trạm điện 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 đấu nối quy định tại Chương này.

b) Tài liệu thiết kế kỹ thuật được phê duyệt và sửa đổi, bổ sung (nếu có) so với thiết kế ban đầu, bao gồm các tài liệu sau:

- Thuyết minh chung, mặt bằng bố trí thiết bị điện;

- Sơ đồ nối điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phân điện thể hiện đầy đủ thiết bị đấu nối từ cấp điện áp trung áp trở lên từ điểm đấu nối về phía khách hàng, dự thảo sơ đồ đánh số thiết bị;

- Sơ đồ nguyên lý, thiết kế của hệ thống bảo vệ, tự động hoá và điều khiển thể hiện rõ các máy cắt, máy biến dòng, máy biến điện áp, chống sét, dao cách ly, mạch logic thao tác đóng cắt liên động theo trạng thái máy cắt;

- Sơ đồ nhệ thứ của hệ thống bảo vệ, tự động hóa và điều khiển;

- Sơ đồ thể hiện chi tiết phương án đấu nối công trình điện của khách hàng với lưới điện truyền tải và thông số của đường dây đấu nối;

- Các sơ đồ có liên quan khác (nếu có).

c) Các tài liệu về thông số kỹ thuật và quản lý vận hành bao gồm các tài liệu sau:

san

An

- Tài liệu thông số kỹ thuật của thiết bị lắp đặt bao gồm cả thông số của đường dây đầu nối.

- Tài liệu về hệ thống năng lượng sơ cấp, tài liệu kỹ thuật về hệ thống kích từ, điều tốc, mô hình mô phỏng và tài liệu hướng dẫn mô phỏng của hệ thống kích từ, điều tốc, hệ thống PSS, sơ đồ hàm truyền Laplace cùng các giá trị cài đặt (đối với công trình mới là nhà máy thủy điện, nhiệt điện, tua bin khí);

- Tài liệu về hệ thống năng lượng sơ cấp, các tài liệu kỹ thuật về mô hình tính toán quá độ (RMS và EMT) thể hiện toàn bộ phản ứng của tất cả các thiết bị, các chế độ điều khiển, cũng như phản ứng của toàn bộ nhà máy tại điểm đầu nối và tài liệu hướng dẫn sử dụng, khai thác các mô hình này trên các phần mềm tính toán. Mô hình tính toán quá độ cung cấp phải đảm bảo tương thích với hạ tầng hiện tại của cấp điều độ có quyền điều khiển (đối với công trình mới là nhà máy điện gió, mặt trời).

- Tài liệu hướng dẫn chỉnh định rơ le bảo vệ, tự động hoá, phần mềm chuyên dụng để giao tiếp và chỉnh định rơ le bảo vệ, các trị số chỉnh định rơ le bảo vệ từ điểm đầu nối về phía khách hàng;

- Tài liệu hướng dẫn vận hành thiết bị của nhà chế tạo và các tài liệu kỹ thuật có liên quan khác.

d) Tài liệu tính toán khởi động, kế hoạch chạy thử; đề xuất phương án 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 nội dung, tài liệu theo quy định tại các Điểm b, c, d khoản 1 Điều này cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và cấp các tài liệu quy định tại Điểm a, b, c, d khoản 1 Điều này cho Đơn vị truyền tải điện phục vụ lập phương thức đóng điện theo thời hạn sau:

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

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

3. Trên cơ sở tài liệu do Khách hàng có nhu cầu đầu nối cung cấp, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm lập phương thức đóng điện đưa công trình mới vào vận hành để đảm bảo an toàn, tin cậy cho thiết bị trong hệ thống điện quốc gia. Khách hàng có nhu cầu đầu nối có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển trong quá trình lập phương thức đóng điện.

4. Chậm nhất 20 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ tài liệu, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm gửi cho khách hàng có nhu cầu đầu nối các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị sau khi đã thống nhất với Khách hàng có nhu cầu đầu nối;

b) Các yêu cầu đối với chỉnh định rơ le bảo vệ, tự động hoá của khách hàng

TR

DN

từ điểm đầu nối về phía khách hàng; phiếu chỉnh định rơ le bảo vệ, tự động hoá hoặc văn bản thông qua trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị rơ le bảo vệ, tự động hoá của khách hàng có nhu cầu đầu nối;

- c) Các góp ý về phương án đóng điện của khách hàng có nhu cầu đầu nối;
- đ) Các yêu cầu về thử nghiệm, hiệu chỉnh thiết bị;
- d) 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, thiết bị giám sát ghi sự cố, hệ thống PMU và hệ thống PSS;
- h) Các yêu cầu về trang bị hệ thống công nghệ thông tin, cơ sở hạ tầng cần thiết khác phục vụ vận hành thị trường điện;
- i) Danh sách các cán bộ liên quan và điều độ viên kèm theo số điện thoại và các phương thức liên lạc, trao đổi thông tin.

5. Chậm nhất 20 ngày làm việc trước ngày đóng điện điểm đầu nối, khách hàng có nhu cầu đầu nối phải thỏa thuận thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển lịch chạy thử, phương thức đóng điện và vận hành các trang thiết bị điện.

6. Chậm nhất 15 ngày làm việc trước ngày đóng điện điểm đầu nối, khách hàng có nhu cầu đầu nối phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện các nội dung sau:

- a) Lịch chạy thử, phương thức đóng điện và vận hành các trang thiết bị điện đã thỏa thuận thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển;
- b) Thỏa thuận phân định trách nhiệm mỗi bên về quản lý, vận hành trang thiết bị đầu nối;
- c) Các quy định nội bộ về vận hành an toàn thiết bị đầu nối;
- d) Danh sách các nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực theo quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành, bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm, số điện thoại và các phương thức liên lạc, trao đổi thông tin khác.

7. Chậm nhất 15 ngày làm việc trước ngày đóng điện điểm đầu nối, khách hàng có nhu cầu đầu nối phải cung cấp cho Cấp điều độ có quyền điều khiển các nội dung quy định tại các điểm b, c, d khoản 6 Điều này và cung cấp cho Đơn vị bán buôn điện nội dung quy định tại Điểm a khoản 6 Điều này.

Điều 50. Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối để chạy thử, nghiệm thu trên lưới điện truyền tải

1. Chậm nhất 05 ngày làm việc trước ngày dự kiến thực hiện đóng điện điểm đầu nối, khách hàng có nhu cầu đầu nối và Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra thực tế và nghiệm thu điểm đầu nối.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thỏa thuận với khách hàng có nhu cầu đầu nối về trình tự kiểm tra hồ sơ, biên bản nghiệm thu và thực tế lắp đặt trang

thiết bị theo Thỏa thuận đầu nối.

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

4. Trường hợp Cấp điều độ có quyền điều khiển cảnh báo việc đóng điện có nguy cơ ảnh hưởng đến vận hành an toàn, ổn định, tin cậy của hệ thống truyền tải điện hoặc thiết bị của khách hàng thì khách hàng có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện để kiểm tra lại nội dung liên quan đến cảnh báo, thống nhất phương án giải quyết và thỏa thuận lại với Đơn vị truyền tải điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

5. Trường hợp khách hàng có nhu cầu đầu nối nhận thấy việc thực hiện đóng điện công trình điện có khả năng ảnh hưởng đến vận hành ổn định, an toàn thiết bị của khách hàng, khách hàng có trách nhiệm đề xuất với đơn vị có liên quan để phối hợp xử lý và thỏa thuận lại với Đơn vị truyền tải điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

6. Đơn vị truyền tải điện, khách hàng có nhu cầu đầu nối có trách nhiệm ký vào Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối.

7. Sau khi có biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối và xác nhận đủ điều kiện đóng điện, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho Khách hàng có nhu cầu đầu nối và Cấp điều độ có quyền điều khiển về việc chính thức chấp thuận đóng điện công trình điện của Khách hàng có nhu cầu đầu nối, đảm bảo công trình đã được kiểm tra đáp ứng đầy đủ yêu cầu kỹ thuật tại Thỏa thuận đầu nối, quy định tại Thông tư này và sự phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực, kế hoạch thực hiện quy hoạch được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

Điều 51. Đóng điện điểm đầu nối để chạy thử, nghiệm thu

1. Sau khi có văn bản thông báo về việc chính thức chấp thuận đóng điện của đơn vị truyền tải điện, khách hàng có nhu cầu đầu nối có trách nhiệm gửi cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện văn bản đăng ký 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:

- Văn bản xác nhận của chủ đầu tư khẳng định các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thử nghiệm, kiểm tra đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối và tuân thủ đầy đủ quy định pháp luật;

- Văn bản thông báo về việc chính thức chấp thuận đóng điện của đơn vị truyền tải điện;

- Biên bản nghiệm thu lắp đặt Hệ thống đo đếm điện năng đủ điều kiện để phục vụ công tác đóng điện chạy thử, nghiệm thu đã chốt chỉ số các công tơ giao nhận điện năng;

- Hợp đồng mua bán điện đã ký hoặc thoả thuận về mua bán điện;
- b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về vận hành và điều độ bao gồm:
 - Thiết bị nhất thứ đã được đánh số đúng theo sơ đồ nhất thứ do Cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành;
 - Hệ thống rơ le bảo vệ, tự động hoá, hệ thống điều khiển, kích từ và điều tốc đã được cài đặt, chỉnh định đúng theo các yêu cầu quy định tại Thông tư này và của Cấp điều độ có quyền điều khiển;
 - Danh sách nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực, trình độ theo quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành, bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm, số điện thoại và thông tin liên lạc;
 - Phương tiện thông tin điều độ theo quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành;
 - Hoàn thiện kết nối thông tin, tín hiệu đầy đủ với hệ thống SCADA, hệ thống giám sát ghi sự cố, hệ thống PMU và hệ thống thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển theo quy định;
 - Quy trình phối hợp vận hành đã được thống nhất giữa Đơn vị phát điện với Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Trường hợp việc đóng điện điểm đấu nối của khách hàng có ảnh hưởng đến chế độ vận hành hoặc phải tách thiết bị trên lưới điện ra khỏi vận hành, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đăng ký với Cấp điều độ có quyền điều khiển kế hoạch tách thiết bị thuộc phạm vi quản lý của mình để phối hợp đóng điện điểm đấu nối.

3. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận được văn bản đăng ký đóng điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải và khách hàng có nhu cầu đấu nối lưới điện truyền tải về thời gian và phương thức đóng điện điểm đấu nối.

4. Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm phối hợp thực hiện đóng điện điểm đấu nối theo phương thức đã được Cấp điều độ có quyền điều khiển thông báo.

Điều 52. Chạy thử, thử nghiệm, nghiệm thu để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đấu nối

1. Các thử nghiệm tối thiểu cần phải thực hiện đối với nhà máy thủy điện và nhiệt điện sau khi đóng điện lần đầu:

a) Thử nghiệm đối với tổ máy phát gồm: thử nghiệm đo hằng số quán tính của cả khối quay (bao gồm tua bin, rô to máy phát, và máy phát kích từ nếu có); thử nghiệm đặc tính P-Q của tổ máy phát; thử nghiệm đo đặc tính bão hòa hồ mạch; thử nghiệm đo các thành phần điện kháng và các hằng số thời gian của máy phát điện (Trường hợp nhà máy cung cấp được các tài liệu xuất xưởng, báo cáo

thử nghiệm của nhà sản xuất cung cấp đủ các thông số trên thì không cần thực hiện thử nghiệm đo các thành phần điện kháng và các hằng số thời gian của máy phát điện).

b) Thử nghiệm đối với hệ thống kích từ gồm: thử nghiệm sa thải công suất phản kháng, xác định định hệ số khuếch đại và hằng số thời gian của hệ thống AVR; thử nghiệm đáp ứng bước nhảy (step response) khi máy phát không nối lưới để đánh giá khả năng đáp ứng của hệ thống AVR; Thử nghiệm đáp ứng tần số của hệ thống kích từ khi máy phát điện không nối lưới để kiểm tra độ ổn định của hệ thống AVR; thử nghiệm đáp ứng tần số của hệ thống kích từ khi tổ máy phát điện nối lưới và chưa kích hoạt bộ PSS để kiểm tra hàm truyền hệ thống kích từ; thử nghiệm đáp ứng tần số của hệ thống kích từ khi tổ máy phát điện nối lưới và kích hoạt bộ PSS để kiểm tra độ bù pha của bộ PSS với hàm truyền hệ thống kích từ; thử nghiệm kiểm tra độ dự trữ hệ số khuếch đại của bộ PSS để xác định hệ số khuếch đại tối ưu của bộ PSS; thử nghiệm đáp ứng tần số của hệ thống kích từ khi tổ máy phát điện nối lưới trong các trường hợp kích hoạt và không kích hoạt bộ PSS để kiểm tra khả năng dập dao động của bộ PSS đối với các dao động liên vùng; thử nghiệm đáp ứng bước nhảy khi tổ máy phát điện nối lưới để kiểm tra tác dụng của bộ PSS dập các dao động nội vùng của tổ máy phát điện; thử nghiệm đáp ứng xung (impulse test) để kiểm tra đáp ứng tổ máy phát điện với các sự cố lớn trên hệ thống.

c) Thử nghiệm đối với hệ thống điều tốc gồm: thử nghiệm đáp ứng bước nhảy (step response) công suất, xác định phản ứng của hệ thống điều tốc tổ máy phát điện khi có yêu cầu thay đổi công suất phát; thử nghiệm xác định hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh tốc độ (speed drop) và điều chỉnh tần số sơ cấp; thử nghiệm khả năng đáp ứng tần số.

d) Các thử nghiệm kết nối SCADA, AGC, FRS/PQ/PMU

2. Các thử nghiệm tối thiểu cần phải thực hiện đối với nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời, BESS sau khi đóng điện lần đầu, trừ trường hợp nguồn năng lượng sơ cấp không sẵn sàng đối với các thử nghiệm ở điểm a, b, c, d, đ :

a) Thử nghiệm khả năng phát, nhận công suất phản kháng.

b) Thử nghiệm khả năng điều khiển điện áp

c) Thử nghiệm khả năng đáp ứng tần số.

d) Các thử nghiệm kết nối SCADA, AGC, FRS/PQ/PMU

đ) Thử nghiệm đo đặc chất lượng điện năng.

3. Ngoài các thử nghiệm quy định tại khoản 1, khoản 2 điều này, khách hàng có nhu cầu đầu nối có trách nhiệm thực hiện các thử nghiệm khác để đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đã thỏa thuận thống nhất trong Thỏa thuận đầu nối và Hợp đồng mua bán điện.

4. Trình tự thử nghiệm và giám sát thử nghiệm đối với các nội dung quy định tại khoản 1, khoản 2 Điều này thực hiện theo quy trình hướng dẫn của nhà chế tạo và theo hướng dẫn của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia. *thr*



thr



5. Trong thời gian chạy thử, thử nghiệm, nghiệm thu để đưa vào vận hành các thiết bị sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối, 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, để liên hệ với Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển khi cần thiết.

6. Trong quá trình chạy thử, thử nghiệm, nghiệm thu, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị truyền tải điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị có liên quan khác thực hiện thử nghiệm thiết bị đảm bảo tuân thủ các quy định của pháp luật về thử nghiệm, thỏa thuận đấu nối và hợp đồng mua bán điện đã ký, giảm thiểu ảnh hưởng của các thiết bị mới đang được chạy thử, nghiệm thu đến vận hành an toàn, tin cậy hệ thống truyền tải điện quốc gia.

7. Trong quá trình thử nghiệm, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm bố trí phương thức vận hành hợp lý, phối hợp và tạo điều kiện cho khách hàng có nhu cầu đấu nối thử nghiệm theo đúng lịch thử nghiệm đã được duyệt.

8. Trong quá trình thử nghiệm, bên mua điện và Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển, khách hàng có nhu cầu đấu nối và các đơn vị liên quan khác giám sát quá trình thử nghiệm, xác nhận kết quả thử nghiệm, đảm bảo tuân thủ các quy định của pháp luật về thử nghiệm, thỏa thuận đấu nối và hợp đồng mua bán điện đã ký.

9. Kết thúc quá trình chạy thử, thử nghiệm, nghiệm thu, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm xác nhận và cung cấp đầy đủ các thông tin sau cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện:

a) Thông số kỹ thuật thực tế của các thiết bị điện, đường dây, trạm điện, tổ máy phát điện;

b) Kết quả thử nghiệm và thông số cài đặt thực tế của các hệ thống thiết bị (kích từ, hệ thống điều tốc...) và các yêu cầu thử nghiệm đã được thống nhất trong Thỏa thuận đấu nối, hợp đồng mua bán điện (nếu có);

c) Các yêu cầu kỹ thuật khác đã được thống nhất trong Thỏa thuận đấu nối.

Trường hợp các thiết bị của khách hàng có nhu cầu đấu nối không đáp ứng các yêu cầu quy định tại Thông tư này và Thỏa thuận đấu nối đã ký, Đơn vị truyền tải điện hoặc Cấp điều độ có quyền điều khiển có quyền tách đấu nối tạm thời hoặc cô lập thiết bị hoặc lưới điện của khách hàng ra khỏi lưới điện truyền tải và yêu cầu khách hàng có nhu cầu đấu nối thực hiện các biện pháp bổ sung và khắc phục.

10. Khách hàng có nhu cầu đấu nối lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện sau điểm đấu nối chỉ được chính thức đưa vào vận hành sau khi đã có đầy đủ biên bản thử nghiệm, chạy thử, nghiệm thu đáp ứng đầy đủ các yêu cầu quy định tại Thông tư này và có văn bản chấp nhận nghiệm thu đưa công trình vào vận hành của cơ quan nhà nước có thẩm quyền. Khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển thời điểm đưa công trình vào vận hành chính thức. Đối với các thử nghiệm chưa

đơn

M

thực hiện được do nguồn năng lượng sơ cấp không sẵn sàng quy định tại điểm a, b, c, d, đ khoản 2 Điều này, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải hoàn thiện trong thời gian tối đa không quá thời hạn 01 năm kể từ ngày hòa lưới lần đầu.

11. Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm tổ chức xây dựng và ban hành các yêu cầu kỹ thuật chi tiết về thử nghiệm và giám sát thử nghiệm, báo cáo Bộ Công Thương trước khi áp dụng.

Điều 53. 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 Cấp điều độ có quyền điều khiển (sau đây gọi là bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung) có quyền yêu cầu Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải thực hiện kiểm tra, thử nghiệm, thử nghiệm bổ sung các thiết bị trong phạm vi quản lý của khách hàng cho các mục đích sau:

a) Kiểm tra sự đáp ứng của các thiết bị trong lưới điện, nhà máy điện và tại điểm đấu nối với các quy định tại Thông tư này, quy chuẩn kỹ thuật được phép áp dụng tại Việt Nam và các yêu cầu cụ thể trong Thỏa thuận đấu nối đã ký;

b) Kiểm tra sự tuân thủ các thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện và Thỏa thuận đấu nối đã ký đối với các thiết bị 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, ổn định và tin cậy của hệ thống điện quốc gia;

d) Chuẩn xác và hiệu chỉnh lại các thông số kỹ thuật của các tổ máy phát điện và lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phục vụ tính toán, vận hành an toàn, ổn định và tin cậy hệ thống điện quốc gia.

2. Chi phí thực hiện kiểm tra, thử nghiệm và thử nghiệm bổ sung phải được hai bên thỏa thuận và quy định trong Thỏa thuận đấu nối hoặc hợp đồng mua bán điện. Trường hợp chưa quy định trong Thỏa thuận đấu nối hoặc hợp đồng mua bán điện, 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 định tại Thông tư này và quy chuẩn kỹ thuật được áp dụng cho các thiết bị 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, Cấp điều độ có quyền điều khiển phải báo cáo và được sự cho phép của Bộ Công Thương 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 15 ngày cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải về nội dung, thời điểm, thời gian kiểm tra và danh sách các cán bộ tham gia kiểm tra.

ĐHL

01

Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm phối hợp và tạo điều kiện thuận lợi để bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung 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 điện 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, trường hợp thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tại điểm đấu nối phát sinh các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy cho hệ thống truyền tải điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển phải thông báo 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 hệ thống truyền tải điện và yêu cầu thời gian khắc phục các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tiến hành các biện pháp khắc phục và thử nghiệm lại để đưa thiết bị sau điểm đấu nối vào vận hành trở lại theo quy định tại Điều 52 Thông tư này. Trường hợp sau thời gian khắc phục mà vẫn chưa giải quyết được các vấn đề kỹ thuật thì Cấp điều độ có quyền điều khiển hoặc Đơn vị truyền tải điện có quyền tách điểm đấu nối và thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

6. Đối với mỗi tổ máy phát điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển có thể yêu cầu Đơn vị phát điện tiến hành thử nghiệm vào bất kỳ thời gian nào để kiểm chứng một hoặc tổ hợp các đặc tính vận hành mà Đơn vị phát điện đã đăng ký, nhưng không được thử nghiệm một tổ máy phát điện quá 03 (ba) lần trong 01 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 Đơn vị phát điện đã công bố;
- b) Khi Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị phát điện không thống nhất ý kiến về đặc tính vận hành của tổ máy phát điện;
- c) Thử nghiệm, kiểm tra theo yêu cầu của Đơn vị phát điện;
- d) Thử nghiệm về chuyển đổi nhiên liệu.

7. Đơn vị phát điện có quyền tiến hành kiểm tra và thử nghiệm các tổ máy phát điện của mình với mục đích xác định lại các đặc tính vận hành của mỗi tổ máy phát điện sau khi sửa chữa, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại. Thời gian tiến hành các thử nghiệm phải thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển.

8. Đơn vị phát điện có trách nhiệm thực hiện kiểm tra, thử nghiệm lại đối với hệ thống kích từ, hệ thống điều tốc của tổ máy phát khi đại tu tổ máy hoặc khi thay thế, nâng cấp các hệ thống kích từ, điều tốc. Sau khi hoàn thành thử nghiệm, phải thông báo bằng văn bản cho bên có liên quan về kết quả thử nghiệm, các đánh giá và yêu cầu, kiến nghị cần thiết. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm kiểm tra và gửi văn bản về việc xác nhận kết quả thử nghiệm đáp ứng hoặc không đáp ứng các yêu cầu về vận hành và điều độ theo quy định. Trong trường

ten



hợp có hạng mục không đáp ứng yêu cầu theo quy định, Cấp điều độ có quyền điều khiển thông báo trong văn bản các hạng mục không đạt yêu cầu để Đối tác thực hiện cài đặt, hiệu chỉnh và thử nghiệm lại.

9. Trong quá trình vận hành, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo kết nối liên tục và truyền đầy đủ tín hiệu SCADA, kết nối hệ thống thông tin từ Trung tâm điều khiển, nhà máy điện hoặc trạm điện đến hệ thống SCADA trung tâm của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Điều 54. Thay thế thiết bị tại điểm đấu nối

1. Trong quá trình vận hành, để đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và tin cậy hệ thống truyền tải điện, phân phối điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển hoặc Đơn vị truyền tải điện có quyền yêu cầu Khách hàng sử dụng lưới điện đầu tư, nâng cấp, thay thế hoặc điều chỉnh các trị số chỉnh định của các thiết bị tại điểm đấu nối và phải thông báo, thống nhất với khách hàng trước khi thực hiện.

2. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện có nhu cầu thay thế, nâng cấp các thiết bị tại điểm đấu nối hoặc lắp đặt bổ sung các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến chế độ làm việc bình thường của lưới điện, Khách hàng sử dụng lưới điện phải thông báo bằng văn bản và thỏa thuận với Đơn vị truyền tải điện về các thay đổi này. Trong thời hạn 10 ngày làm việc kể từ khi nhận được thông báo bằng văn bản của Khách hàng sử dụng lưới điện, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm trả lời bằng văn bản về các đề nghị thay thế, nâng cấp thiết bị tại điểm đấu nối của khách hàng.

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

4. 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 48 đến Điều 54 Thông tư này. Các nội dung về nâng cấp, thay thế hoặc điều chỉnh các trị số chỉnh định của các thiết bị tại điểm đấu nối phải được bổ sung vào Thỏa thuận đấu nối đã ký.

Mục 8

THỰC HIỆN ĐẦU NỐI ĐỐI VỚI

KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

Điều 55. Quyền tiếp cận thiết bị tại điểm đấu nối

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

2. Đơn vị phân phối điện, khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm tạo điều kiện để các bên thực hiện các quyền quy định tại khoản 1 Điều này.

Điều 56. Cung cấp hồ sơ kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu đối với khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đấu nối cấp điện áp 110kV và khách hàng có tổ máy phát điện đấu nối ở cấp điện áp trung áp

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đấu nối, khách hàng đề nghị đấu nối phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện 01 (một) bộ hồ sơ và Cấp điều độ có quyền điều khiển 01 (một) bộ hồ sơ phục vụ kiểm tra tổng thể điều kiện đóng điện điểm đấu nối (các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của khách hàng đề nghị đấu nối và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực), bao gồm:

a) Các biên bản nghiệm thu từng phần và toàn phần các thiết bị đấu nối của nhà máy điện, đường dây và trạm điện vào lưới điện phân phối tuân thủ các TCVN hoặc tiêu chuẩn quốc tế được Việt Nam công nhận và đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của thiết bị đấu nối quy định Mục 2 Chương này;

b) Tài liệu thiết kế kỹ thuật được phê duyệt và sửa đổi, bổ sung (nếu có) so với thiết kế ban đầu, bao gồm các tài liệu sau:

- Thuyết minh chung, mặt bằng bố trí thiết bị điện;
- Sơ đồ nối điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phân điện, dự thảo sơ đồ đánh số thiết bị;
- 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 (nếu có).

c) Các tài liệu về thông số kỹ thuật và quản lý vận hành bao gồm các tài liệu sau:

- Thông số kỹ thuật của thiết bị lắp đặt bao gồm cả thông số của đường dây đấu nối;
- Tài liệu kỹ thuật của hệ thống kích từ, điều tốc của tổ máy phát điện;
- Tài liệu hướng dẫn chỉnh định rơ le bảo vệ và tự động, phần mềm chuyên dụng để giao tiếp và chỉnh định rơ le, các trị số chỉnh định rơ le bảo vệ từ điểm đấu nối về phía khách hàng;
- Tài liệu hướng dẫn vận hành thiết bị của nhà chế tạo và các tài liệu kỹ thuật có liên quan khác.

d) Dự kiến kế hoạch chạy thử, đề xuất phương án đóng điện và vận hành.

2. Trừ trường hợp có thỏa thuận khác, khách hàng đề nghị đấu 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 02 tháng trước ngày dự kiến đưa nhà máy điện vào vận hành thử lần đầu;

b) Chậm nhất 01 tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử lần đầu (trừ biên bản nghiệm thu toàn phần đường dây và trạm điện).

đơn

3. Trên cơ sở tài liệu do Khách hàng có nhu cầu đầu nối cung cấp, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm lập phương thức đóng điện đưa công trình mới vào vận hành để đảm bảo an toàn, tin cậy cho thiết bị trong hệ thống điện quốc gia. Khách hàng có nhu cầu đầu nối có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển trong quá trình lập phương thức đóng điện

4. Chậm nhất 20 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ tài liệu đối với hồ sơ đóng điện tổ máy phát điện hoặc chậm nhất 15 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ tài liệu đối với hồ sơ đóng điện đường dây, trạm điện, Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm gửi cho khách hàng đề nghị đầu nối các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị sau khi đã thống nhất với Khách hàng đề nghị đầu nối;

b) Các yêu cầu đối với chỉnh định rơ le bảo vệ của khách hàng từ điểm đầu nối về phía khách hàng; phiếu chỉnh định rơ le và các trị số chỉnh định liên quan đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của khách hàng đề nghị đầu nối được Cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành hoặc thông qua;

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

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

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

e) Các yêu cầu về thu thập và truyền dữ liệu hệ thống SCADA (nếu có);

g) Phương thức điều khiển tự động (nếu có);

h) Các góp ý về phương án đóng điện của khách hàng đề nghị đầu nối;

i) Danh sách các cán bộ liên quan và Nhân viên vận hành kèm theo số điện thoại và các phương thức liên lạc, trao đổi thông tin.

5. Chậm nhất 10 ngày làm việc trước ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối, khách hàng đề nghị đầu nối phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển các nội dung sau:

a) Lịch chạy thử (đối với các nhà máy điện), phương thức đóng điện 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 đầu nối;

c) Các quy định nội bộ về an toàn vận hành thiết bị đầu nối;

d) Danh sách các Nhân viên vận hành của khách hàng bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm kèm theo số điện thoại và các phương thức liên lạc, trao đổi thông tin.

Điều 57. Cung cấp hồ sơ kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối để chạy thử, nghiệm thu đối với khách hàng sử dụng điện có trạm riêng đầu nối vào lưới điện trung áp

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối, khách hàng đề nghị đầu nối phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện 01 (một) bộ hồ sơ phục vụ kiểm tra điều

kiện đóng điện điểm đầu nối (các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của khách hàng đề nghị đầu nối và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực), bao gồm:

a) Tài liệu thiết kế kỹ thuật được phê duyệt và sửa đổi, bổ sung (nếu có) so với thiết kế ban đầu 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;

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

c) Các biên bản nghiệm thu từng phần và toàn phần các thiết bị đầu nối của đường dây và trạm điện vào lưới điện phân phối tuân thủ các TCVN hoặc tiêu chuẩn quốc tế được Việt Nam công nhận và đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của thiết bị đầu nối quy định tại Mục 2 Chương này;

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

2. Sau khi nhận đủ tài liệu, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm chuyển cho khách hàng đề nghị đầu nối các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị;

b) Các yêu cầu đối với chỉnh định rơ le bảo vệ của khách hàng từ điểm đầu nối về phía khách hàng; phiếu chỉnh định rơ le và các trị số chỉnh định liên quan đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của khách hàng đề nghị đầu nối được Cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành hoặc thông qua;

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

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

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

e) Các yêu cầu về thu thập và truyền dữ liệu hệ thống SCADA (nếu có);

g) Phương thức điều khiển tự động (nếu có);

h) Phương thức đóng điện dự kiến;

i) Danh mục các quy trình liên quan đến vận hành, điều độ hệ thống điện quốc gia, hệ thống phân phối điện và quy trình phối hợp vận hành;

k) Danh sách các cán bộ liên quan và nhân viên vận hành kèm theo số điện thoại các phương thức liên lạc, trao đổi thông tin.

3. Trước ngày dự kiến đóng điện lần đầu và chạy thử, khách hàng đề nghị đầu nối phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện các nội dung sau:

a) Lịch chạy thử và đóng điện vận hành các trang thiết bị điện;

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

c) Các quy định nội bộ về an toàn vận hành thiết bị đầu nối;

d) Danh sách các nhân viên vận hành của khách hàng bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm kèm theo số điện thoại và các phương thức liên

trên

th