

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 ($\cos\varphi$) 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 Điểm a, Điểm b, Điểm c khoản này, bảo vệ quá áp, thấp áp và bảo vệ theo tần số.

9.¹⁰ Chủ đầu tư hệ thống điện mặt trời có công suất từ 100 kW trở lên và lựa chọn bán điện dư vào hệ thống điện quốc gia 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. Trường hợp không bán điện dư vào hệ thống điện quốc gia, chủ đầu tư hệ thống điện mặt trời có công suất từ 100 kW trở lên 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 của Cấp điều độ phân phối.

Mục 5

YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI HỆ THỐNG PIN LƯU TRỮ

¹⁰ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 6 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

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;

đ) 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;

e) 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;

đg) 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 dừng 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 đầu 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 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.

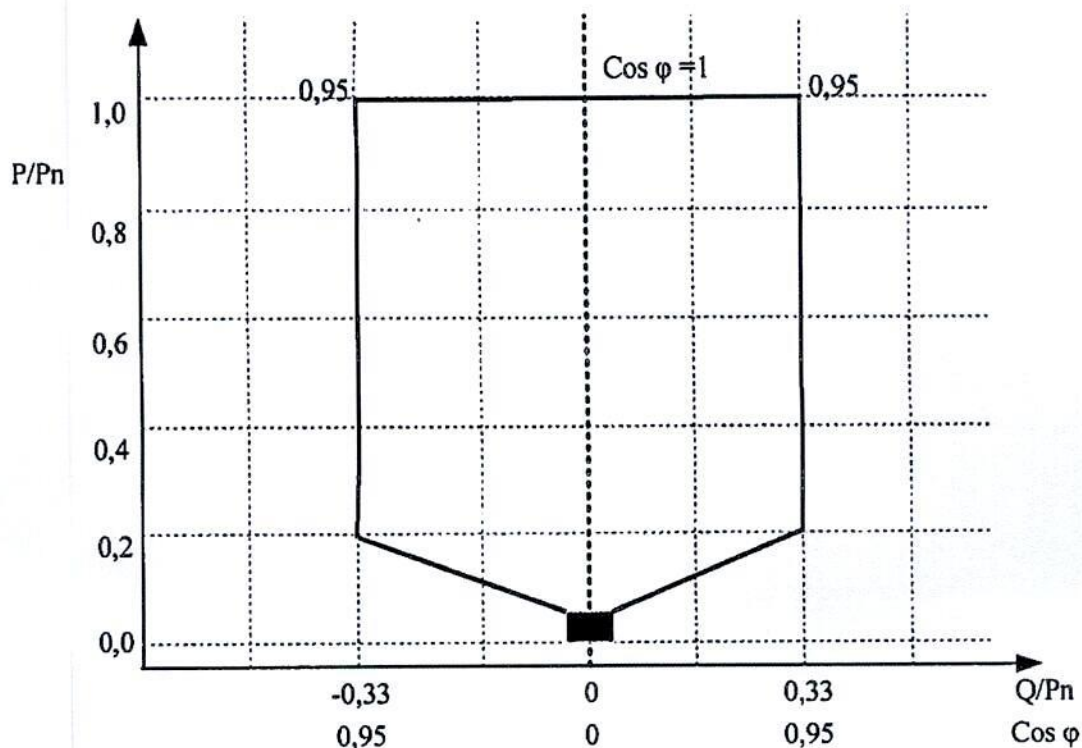
b) Chế độ điều khiển tần số thứ cấp

Hệ thống pin lưu trữ có công suất từ 10 MW trở lên đầu 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.

14.¹¹ Hệ thống pin lưu trữ năng lượng đầu nối vào hệ thống điện quốc gia từ cấp điện áp 110 kV trở lên và có công suất từ 10 MW 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 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 đầu 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 nhằm phù hợp với điều kiện vận hành

¹¹ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 7 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

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 ĐẦU NỐI

Điều 45. Trình tự thỏa thuận đầu nối vào hệ thống truyền tải điện

1. Khi có nhu cầu đầu nối mới hoặc thay đổi điểm đầu nối hiện tại, khách hàng có nhu cầu đầu nối phải gửi hồ sơ đề nghị đầu nối cho Đơn vị truyền tải điện.

2. Hồ sơ đề nghị đầu nối bao gồm:

a) Văn bản đề nghị đầu 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 đầu nối hoặc các thay đổi dự kiến tại điểm đầu nối hiện tại;

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

3. Sau khi nhận được hồ sơ đề nghị đầu nối 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 nối;

b) Chủ trì thực hiện đánh giá ảnh hưởng của việc đầu nối trang thiết bị, lưới điện, nhà máy điện của khách hàng có nhu cầu đầu nối 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 nối 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 nối và lưới điện khu vực trong giai đoạn 10 năm tiếp theo;

- Xác định cụ thể các ràng buộc, hạn chế do đầu nối 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 nối quy định tại Chương này.

c) Dự thảo Thỏa thuận đầu nối theo mẫu quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này, gửi cho khách hàng có nhu cầu đầu nối 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 nối 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 đấu nối đối với hệ thống truyền tải điện;
- Các nội dung liên quan đến yêu cầu kỹ thuật đối với thiết bị điện đấu nối, 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 đấu nối 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 đấu nối đối với hệ thống truyền tải điện theo các nội dung quy định tại điểm b khoản 3 Điều này và góp ý, 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 thoả 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.

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

Các nội dung thực hiện	Thời gian thực hiện	Trách nhiệm thực hiện
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

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 đầu 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 đầu 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 phần điện thể hiện đầy đủ thiết bị đầu nối từ cấp điện áp trung áp trở lên từ điểm đầu 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 nhị thứ của hệ thống bảo vệ, tự động hóa và điều khiển;
- Sơ đồ thể hiện chi tiết phương án đầu nối công trình điện của khách hàng với lưới điện truyền tải và thông số của đường dây đầu 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:

- 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 đấu 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 đấu 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 đấu 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 đấu nối các tài liệu sau:

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

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

c) Các góp ý về phương án đóng điện của khách hàng có nhu cầu đấu nối;

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

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

e) Các yêu cầu về kết nối và vận hành đối với hệ thống SCADA, thiết bị giám sát ghi sự cố, hệ thống PMU và hệ thống PSS;

g) 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;

h) 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 đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu 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 đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu 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 thoả 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 đấu nối;

c) Các quy định nội bộ về vận hành an toàn thiết bị đấu 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 đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu 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 đấu 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 đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối và Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra thực tế và nghiệm thu điểm đấu nối.

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

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

4. 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 thoả thuận lại với Đơn vị truyền tải điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

5. Trường hợp khách hàng có nhu cầu đấu 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 thoả 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 đấu nối có trách nhiệm ký vào Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối.

7. Sau khi có biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu 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 đấu 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 đấu nối, đảm bảo công trình đã được kiểm tra đáp ứng đầy đủ yêu cầu kỹ thuật tại Thỏa thuận đấu 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 đấu 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 đấu 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 đấu nối kèm theo các tài liệu sau:

a) ¹² 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 đấu 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 thỏa thuận về mua bán, giao nhận điện trừ các nhà máy điện trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam trong giai đoạn chưa tham gia thị trường điện cạnh tranh.

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;

¹² Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 8 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 06 tháng 8 năm 2025.

- 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) ¹³ Các thử nghiệm kết nối AGC.

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) ¹⁴ Các thử nghiệm kết nối AGC.

đ) Thử nghiệm đo đặc chất lượng điện năng.

3. ¹⁵ 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 kết nối SCADA,

¹³ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 9 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

¹⁴ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 10 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

¹⁵ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 11 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

FRS/PQ/PMU trước thời điểm đóng điện phù hợp với phạm vi tại Điều 51 và các thử nghiệm khác để đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đã thỏa thuận thống nhất trong Thỏa thuận đấu 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.

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.

10.¹⁶ 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. Trường hợp hạng mục công trình, công trình được cơ quan nhà nước có thẩm quyền kiểm tra công tác nghiệm thu thì phải có văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu hoàn thành hạng mục công trình, công trình. 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 thực hiện được do nguồn năng lượng sơ cấp không sẵn sàng quy định tại các điểm a, b, c, d và điểm 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

¹⁶ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 12 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

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. 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. ¹⁷ Đối với các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải, 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 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 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.

¹⁷ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 13 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

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 chính định của các thiết bị tại điểm đấu nối phải được bổ sung vào Thỏa thuận đấu nối đã ký.

Mục 8

THỰC HIỆN ĐẤU 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 đầu 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 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) 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 đầu nối có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các tài liệu quy định tại khoản 1 Điều này trong thời hạn sau:

a) Chậm nhất 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).

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 đấu 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 đấu nối, khách hàng đề nghị đấu 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 đấu nối;
- c) Các quy định nội bộ về an toàn vận hành thiết bị đấu 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 đấu nối để chạy thử, nghiệm thu đối với khách hàng sử dụng điện có trạm riêng đấu nối vào lưới điện 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 phục vụ kiểm tra 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) 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 đấu 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 đấu 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 đấu nối các tài liệu sau:

- a) Sơ đồ đánh số thiết bị;
- b) Các yêu cầu đối với chính định rơ le bảo vệ của khách hàng từ điểm đấu

nổi 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 đấu 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 đấu 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 đấu nối;
- c) Các quy định nội bộ về an toàn vận hành thiết bị đấu 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 58. Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu trên lưới điện phân phối

1. Khách hàng đề nghị đấu nối có trách nhiệm thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện ngày thực hiện kiểm tra thực tế tại điểm đấu nối.

2. Trường hợp Đơn vị phân phối điện thông báo điểm đấu nối hoặc trang thiết bị liên quan tại điểm đấu nối của khách hàng chưa đủ điều kiện đóng điện thì khách hàng đề nghị đấu nối phải hiệu chỉnh, bổ sung hoặc thay thế trang thiết bị theo yêu cầu và thỏa thuận lại với Đơn vị phân phối điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

3. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thỏa thuận với Khách hàng có nhu cầu đấu nối về trình tự kiểm tra hồ sơ, biên bản nghiệm thu và thực tế lắp đặt trang thiết bị theo Thỏa thuận đấu nối.

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 phân phối 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 phân phối điện kiểm tra lại nội dung liên

quan đến cảnh báo, thống nhất phương án giải quyết và thỏa thuận lại với Đơn vị phân phối điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

5. Trường hợp khách hàng có nhu cầu đấu nối nhận thấy việc thực hiện đóng điện công trình điện có khả năng ảnh hưởng đến vận hành 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 phân phối điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

6. Đơn vị phân phối điện và khách hàng đề nghị đấu nối có trách nhiệm ký vào Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối.

7. Sau khi có biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối và xác nhận đủ điều kiện đóng điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho Khách hàng đề nghị đấu nối và Cấp điều độ có quyền điều khiển về việc chính thức chấp thuận đóng điện công trình điện của Khách hàng đề nghị đấu nối, đảm bảo công trình đã được kiểm tra đáp ứng đầy đủ yêu cầu kỹ thuật tại Thỏa thuận đấu 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 59. Đóng điện điểm đấu 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 phân phối điện, khách hàng đề nghị đấu nối có trách nhiệm gửi Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển văn bản đăng ký đóng điện điểm đấu nối kèm theo các tài liệu sau:

a) ¹⁸ Các tài liệu pháp lý và kỹ thuật:

- Văn bản xác nhận và cam kết của Khách hàng có nhu cầu đấu nối khẳng định các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thử nghiệm, kiểm tra đáp ứng các yêu cầu vận hành, yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu 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 phân phối 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 công tơ giao nhận điện năng;

- Hợp đồng mua bán điện đã ký hoặc thỏa thuận về mua bán, giao nhận điện trừ các nhà máy điện trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam trong giai đoạn chưa

¹⁸ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 14 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 06 tháng 8 năm 2025.

tham gia thị trường điện cạnh tranh.

b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về điều độ, vận hành:

- 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 bảo vệ rơ le đã được chỉnh định đúng theo các yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển;
- Nhân viên vận hành đã được đào tạo, kiểm tra, cấp Chứng nhận vận hành và công nhận chức danh 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, 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 thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển (nếu có);
- Quy trình phối hợp vận hành đã được thống nhất giữa Đơn vị phát điện với Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Trong thời hạn 03 ngày làm việc kể từ ngày nhận được văn bản đăng ký đóng điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm chủ trì, phối hợp với Đơn vị phân phối điện thông báo cho khách hàng đề nghị đấu nối về thời gian và phương thức đóng điện điểm đấu nối.

3. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm thực hiện đóng điện điểm đấu nối theo phương thức đã được Cấp điều độ có quyền điều khiển thông báo.

4. Đối với khách hàng sử dụng điện đấu nối vào lưới điện trung áp cho phép đóng điện điểm đấu nối ngay sau khi có Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối khẳng định tuân thủ đúng các yêu cầu tại Thỏa thuận đấu nối, đáp ứng đầy đủ các yêu cầu về pháp lý, kỹ thuật, điều độ, vận hành quy định tại khoản 1 Điều này và an toàn điện.

Điều 60. Trình tự thử nghiệm, nghiệm thu để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đấu nối

1. Đối với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đấu nối ở cấp điện áp 110 kV và Đơn vị phát điện có tổ máy phát điện đấu nối ở cấp điện áp trung áp:

a) Trong thời gian thử nghiệm để đưa vào vận hành các thiết bị sau điểm đấu nối, khách hàng đề nghị đấu nối phải cử nhân viên vận hành trực và thông báo danh sách nhân viên trực kèm theo số điện thoại, thông tin liên lạc cho Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển để phối hợp vận hành khi cần thiết;

b) Trong thời gian nghiệm thu chạy thử, khách hàng đề nghị đấu nối có trách

nhiệm phối hợp với Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo các thông số vận hành đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối trong giới hạn cho phép quy định tại Mục 2 Chương này;

c) Kết thúc quá trình nghiệm thu chạy thử, khách hàng đề nghị đấu nối phải xác nhận thông số vận hành thực tế tại điểm đấu nối của các thiết bị điện, đường dây, trạm điện và tổ máy phát điện. Trường hợp các thông số vận hành tại điểm đấu nối không đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật quy định tại Mục 2 Chương này do lưới điện hoặc thiết bị điện của khách hàng gây ra, Đơn vị phân phối điện có quyền tách nhà máy điện hoặc lưới điện của khách hàng ra khỏi hệ thống phân phối điện và yêu cầu khách hàng tiến hành các biện pháp khắc phục;

d) ¹⁹ Khách hàng có nhu cầu đấu nối lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện sau điểm đấu nối 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. Trường hợp hạng mục công trình, công trình được cơ quan nhà nước có thẩm quyền kiểm tra công tác nghiệm thu thì phải có văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu hoàn thành hạng mục công trình, công trình. Khách hàng đề nghị đấu nối có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển thời điểm đưa công trình vào vận hành chính thức.

2. Đối với Khách hàng sử dụng điện có trạm điện riêng đấu nối vào lưới điện trung áp: Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận đầy đủ hồ sơ đóng điện điểm đấu nối hợp lệ của Khách hàng sử dụng điện có trạm điện riêng đấu nối vào lưới điện trung áp theo quy định tại Điều 57 Thông tư này, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp với khách hàng hoàn thành đóng điện chạy thử, nghiệm thu và đóng điện vận hành chính thức cho khách hàng có đề nghị đấu nối.

3. ²⁰ Các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện phân phối trung áp trở lên cần phải thực hiện các thử nghiệm tối thiểu theo quy định tại Điều 52 Thông tư này, trừ các thử nghiệm các hệ thống mà Thông tư này không bắt buộc và nhà máy không trang bị. Trường hợp các thử nghiệm chưa thực hiện được do nguồn năng lượng sơ cấp không sẵn sàng, 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. Đối với những hệ thống có tại nhà máy điện nhưng Thông tư không bắt buộc phải

¹⁹ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 15 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

²⁰ Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 16 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

trang bị, nhà máy điện thỏa thuận với Cấp điều độ có quyền điều khiển để thực hiện thử nghiệm.

4.²¹ 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, lấy ý kiến các đơn vị điều độ phân phối và các đơn vị có liên quan, báo cáo Bộ Công Thương trước khi áp dụng.

Điều 61. Kiểm tra và giám sát vận hành các thiết bị đấu nối

1. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm vận hành thiết bị đảm bảo các yêu cầu kỹ thuật vận hành và yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối trong giới hạn quy định tại Thông tư này. Trường hợp thông số vận hành thiết bị điện của khách hàng không đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật vận hành và yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối, Đơn vị phân phối điện có quyền yêu cầu khách hàng tiến hành kiểm tra, thử nghiệm lại các thiết bị thuộc phạm vi quản lý của khách hàng để xác định nguyên nhân và thực hiện các biện pháp khắc phục.

2. Trường hợp hai bên không thống nhất về kết quả kiểm tra và nguyên nhân gây ra vi phạm, hai bên phải thỏa thuận về phạm vi kiểm tra để khách hàng thuê Đơn vị thử nghiệm độc lập tiến hành kiểm tra, thử nghiệm lại. Trường hợp kết quả kiểm tra của Đơn vị thử nghiệm độc lập cho thấy các vi phạm gây ra do thiết bị của khách hàng mà khách hàng không chấp nhận các giải pháp khắc phục hoặc không hoàn thành việc khắc phục theo thời gian đã cam kết với Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối điện có quyền tách đấu nối các thiết bị của khách hàng ra khỏi lưới điện phân phối. Thời gian khắc phục do hai bên thỏa thuận, trường hợp hai bên không thống nhất được thời gian khắc phục, các bên giải quyết tranh chấp theo quy định.

3. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải chịu chi phí thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung trong trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy thiết bị của khách hàng vi phạm các yêu cầu kỹ thuật vận hành và yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối. Đơn vị phân phối điện phải chịu chi phí thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung trong trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy thiết bị của khách hàng không vi phạm các yêu cầu kỹ thuật vận hành và yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối.

4. Trước khi kiểm tra thiết bị đấu nối để xác định các vi phạm yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối, Đơn vị phân phối điện phải thông báo trước cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối và Cấp điều độ có quyền điều khiển thời gian kiểm tra, danh sách người kiểm tra. Trường hợp kiểm tra có thể gây mất điện của khách hàng, Đơn vị phân phối điện phải thông báo trước ít nhất 05 ngày cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối và Cấp điều độ có quyền điều khiển.

²¹ Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 16 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng có trách nhiệm phối hợp và tạo mọi điều kiện cần thiết để thực hiện công tác kiểm tra.

5. Trong quá trình kiểm tra, Đơn vị phân phối điện được phép lắp đặt các thiết bị đo đếm điện và kiểm tra tại thiết bị đấu nối nhưng không được làm ảnh hưởng đến an toàn vận hành của nhà máy điện, lưới điện và thiết bị điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

6. Trong quá trình vận hành, nếu tại điểm đấu nối phát hiện nguy cơ không đảm bảo vận hành an toàn cho hệ thống điện do các thiết bị thuộc sở hữu của khách hàng gây ra, Đơn vị phân phối điện phải thông báo ngay cho Cấp điều độ có quyền điều khiển, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng để khắc phục, loại trừ nguy cơ không đảm bảo vận hành an toàn cho hệ thống điện. Trường hợp nguyên nhân kỹ thuật không khắc phục được hoặc có nghi ngờ thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối gây ảnh hưởng xấu đến lưới điện phân phối, Đơn vị phân phối điện có quyền yêu cầu khách hàng tiến hành kiểm tra, thử nghiệm lại các thiết bị thuộc phạm vi quản lý của khách hàng theo quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều này.

7.²² Đối với các nhà máy điện có tổng công suất lắp đặt lớn hơn 30 MW đấu nối vào lưới điện phân phối, 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 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 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.

Điều 62. Thay thế, lắp đặt thêm thiết bị tại điểm đấu nối

1. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng dự định thay thế, nâng cấp các thiết bị đấu nối, lắp đặt thêm các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến cung cấp điện an toàn, tin cậy và liên tục của lưới điện phân phối, khách hàng phải thông báo, thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện về các thay đổi này và nội dung thay đổi phải được bổ sung trong Thỏa thuận đấu nối.

2. Trường hợp không chấp thuận đề xuất của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng thì Đơn vị phân phối điện phải thông báo bằng văn

²² Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 17 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

bản cho khách hàng các yêu cầu bổ sung cần thiết khác đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

3. Toàn bộ thiết bị thay thế tại điểm đầu nối phải được kiểm tra, thử nghiệm và nghiệm thu theo quy định từ Điều 55 đến Điều 63 Thông tư này.

Điều 63. Thực hiện đầu nối vào lưới hạ áp đối với Khách hàng sử dụng điện

1. Trường hợp sử dụng điện phục vụ mục đích sinh hoạt

Trong thời hạn 07 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ hồ sơ hợp lệ của khách hàng, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị bán lẻ điện có trách nhiệm ký hợp đồng và cung cấp điện cho khách hàng sử dụng điện.

2. Trường hợp sử dụng điện ngoài mục đích sinh hoạt

a) Trong thời hạn 03 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ hồ sơ hợp lệ của khách hàng, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị bán lẻ điện có trách nhiệm kiểm tra, khảo sát và lập phương án cấp điện cho khách hàng đề nghị cung cấp điện;

b) Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày thực hiện khảo sát và lập phương án cấp điện, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị bán lẻ điện có trách nhiệm ký hợp đồng và cung cấp điện cho khách hàng.

3. Trường hợp không cung cấp được điện cho khách hàng, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị bán lẻ điện có trách nhiệm thông báo cho khách hàng, trong đó phải ghi rõ lý do và có xác nhận của Sở Công Thương địa phương.

Mục 9

CHUẨN BỊ ĐÓNG ĐIỆN ĐIỂM ĐẦU NỐI

ĐỐI VỚI THIẾT BỊ ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ TRUYỀN TẢI ĐIỆN

Điều 64. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối các thiết bị của Đơn vị truyền tải điện

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

a) Sơ đồ nối điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phân điện, mặt bằng bố trí thiết bị điện; sơ đồ nguyên lý, thiết kế của hệ thống rơ le 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, dự thảo sơ đồ đánh số thiết bị;

b) 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, các trị số chỉnh định rơ le bảo vệ tại điểm đầu nối;

c) Tài liệu về thông số kỹ thuật của các thiết bị được lắp đặt và tài liệu/quy trình hướng dẫn vận hành thiết bị;

- d) Sơ đồ nhị thứ của hệ thống bảo vệ, tự động hóa và điều khiển;
- đ) Sơ đồ thể hiện chi tiết phương án đấu nối công trình điện của Đơn vị truyền tải điện và thông số của đường dây đấu nối;
- e) Các sơ đồ có liên quan khác (nếu có);
- g) Dự kiến kế hoạch đóng điện các hạng mục công trình, lịch chạy thử, đề xuất phương án đóng điện và vận hành.

2. Chậm nhất 02 tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử nghiệm lần đầu, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các tài liệu theo quy định tại khoản 1 Điều này cho Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. 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 Đơn vị truyền tải điện các tài liệu sau:

- a) Các góp ý về Lịch chạy thử, phương án đóng điện và vận hành các trang thiết bị điện;
- b) Sơ đồ đánh số thiết bị sau khi đã thống nhất với Đơn vị truyền tải điện;
- c) Các yêu cầu về phương thức nhận lệnh điều độ;
- d) Phiếu chỉnh định rơ le cho các thiết bị rơ le bảo vệ của Đơn vị truyền tải điện;
- đ) Các yêu cầu về thử nghiệm, hiệu chỉnh thiết bị;
- e) Các yêu cầu về thiết lập hệ thống thông tin liên lạc phục vụ điều độ;
- g) Các yêu cầu về kết nối và vận hành đối với hệ thống SCADA;
- 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.

4. Chậm nhất 20 ngày trước ngày đóng điện điểm đấu nối, Đơn vị truyền tải điện phải thỏa thuận được với Cấp điều độ có quyền điều khiển kế hoạch đóng điện các hạng mục công trình, lịch chạy thử, phương thức đóng điện và vận hành.

Điều 65. Đóng điện công trình mới của Đơn vị truyền tải điện để thử nghiệm, nghiệm thu

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm gửi cho Cấp điều độ có quyền điều khiển văn bản đăng ký đóng điện điểm đấu nối kèm theo các tài liệu sau:

- a) Các tài liệu xác nhận công trình đủ các thủ tục về pháp lý và kỹ thuật:
 - 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, yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối và tuân thủ đầy đủ quy định pháp luật;
 - 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.
- b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về vận hành và điều độ:

- Các thiết bị nhất thứ trong phạm vi đóng điện 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 và tự động hoá đã được chỉnh định đúng theo yêu cầu quy định tại Thông tư này và của Cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành;

- Danh sách nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực, trình độ 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 thông tin liên lạc;

- Phương tiện thông tin điều độ 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;

- 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.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm lưu trữ các hồ sơ tài liệu có liên quan và hoàn toàn chịu trách nhiệm về tính chính xác, đầy đủ của các nội dung cam kết và xác nhận tại khoản 1 Điều này và tuân thủ các quy định của pháp luật.

3. Trường hợp việc đóng điện điểm đầu nối công trình lưới điện của Đơn vị truyền tải điện có ảnh hưởng đến chế độ vận hành lưới điện, nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện, 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. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện bị ảnh hưởng để phối hợp đóng điện điểm đầu nối.

4. 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 điện về thời gian và phương thức đóng điện điểm đầu nối.

5. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thực hiện đóng điện điểm đầu nối theo phương thức đã được Cấp điều độ có quyền điều khiển thông báo.

Điều 66. Chạy thử, nghiệm thu để đưa vào vận hành đối với thiết bị đầu nối của Đơn vị truyền tải điện

1. Trong thời gian chạy thử, nghiệm thu để đưa vào vận hành đối với các thiết bị đầu nối, Đơn vị truyền tải điện 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 Cấp điều độ có quyền điều khiển khi cần thiết.

2. Trong thời gian chạy thử, nghiệm thu, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị liên quan khác để 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.

3. Đơn vị truyền tải điện chỉ được đưa lưới điện và các thiết bị đầu nối mới

chính thức vào vận hành sau khi đã có đầy đủ biên bản thử nghiệm, nghiệm thu, đáp ứng đầy đủ các yêu cầu quy định tại Thông tư này và có văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu đưa công trình vào sử dụng của cơ quan nhà nước có thẩm quyền theo quy định của pháp luật về xây dựng.

4. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm tuân thủ khoản 3 Điều này và thông báo cho Cấp điều độ có quyền điều khiển thời điểm đưa công trình vào vận hành chính thức.

5. Trường hợp các thiết bị đóng điện mới của Đơn vị truyền tải điện không đáp ứng các yêu cầu quy định tại Thông tư này, Cấp điều độ có quyền điều khiển có quyền tạm thời cô lập thiết bị hoặc lưới điện của Đơn vị truyền tải điện ra khỏi vận hành và yêu cầu Đơn vị truyền tải thực hiện các biện pháp bổ sung và khắc phục.

Điều 67. Thay thế, lắp đặt thêm thiết bị trên lưới điện

1. Trường hợp Đơn vị truyền tải điện có nhu cầu thay thế, nâng cấp, lắp đặt thêm các thiết bị trên lưới điện, bổ sung các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến chế độ làm việc của lưới điện, Đơn vị truyền tải điện phải thông báo bằng văn bản và thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển về các thay đổi này. Trường hợp việc thay thế, nâng cấp thiết bị của Đơn vị truyền tải điện dẫn đến phải thay đổi thiết bị tại điểm đầu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện, Đơn vị truyền tải điện phải thông báo bằng văn bản cho khách hàng để phối hợp thực hiện đảm bảo không gây ảnh hưởng đến chế độ vận hành thiết bị điện tại điểm đầu nối của khách hàng.

2. Trường hợp đề xuất của Đơn vị truyền tải điện không được chấp thuận, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện lý do không chấp thuận hoặc các yêu cầu sửa đổi, bổ sung đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

3. Các thiết bị thay thế, bổ sung phải được thực hiện theo quy định tại Điều 65 và Điều 66 Thông tư này.

Mục 10

CHUẨN BỊ ĐÓNG ĐIỆN ĐIỂM ĐẦU NỐI ĐỐI VỚI THIẾT BỊ ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ PHÂN PHỐI ĐIỆN

Điều 68. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối đối với thiết bị điện của Đơn vị phân phối điện để chạy thử, nghiệm thu

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm cung cấp cho Cấp điều độ có quyền điều khiển 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 Đơn vị phân phối điện và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực), bao gồm:

a) Sơ đồ nối điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phân điện, mặt bằng bố trí thiết bị điện, dự thảo sơ đồ đánh số thiết bị;

b) 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;

c) Các sơ đồ có liên quan khác (nếu có);

d) 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;

đ) Tài liệu, thông số kỹ thuật của các thiết bị lắp đặt bao gồm cả thông số của đường dây đầu nối;

e) Dự kiến lịch chạy thử, đề xuất phương án đóng điện và vận hành.

2. Chậm nhất 01 tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử lần đầu, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các tài liệu quy định tại khoản 1 Điều này, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

3. Chậm nhất 15 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ tài liệu, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm gửi cho Đơn vị phân phối điện các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị sau khi đã thống nhất với Đơn vị phân phối điện;

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

c) Ban hành phiếu chỉnh định rơ le hoặc thông qua các trị số chỉnh định rơ le 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;

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

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

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

g) Góp ý về Phương án đóng điện và vận hành dự kiến;

h) Danh sách các cán bộ liên quan và các Nhân viên vận hành kèm theo số điện thoại và thông tin liên lạc.

4. Chậm nhất 07 ngày làm việc trước ngày đóng điện điểm đầu nối, Đơn vị phân phối điện 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.

Điều 69. Đóng điện điểm đầu nối đối với thiết bị điện của Đơn vị phân phối điện để chạy thử, nghiệm thu

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm gửi cho Cấp điều độ có quyền điều khiển văn bản đăng ký đóng điện điểm đầu nối kèm theo các tài liệu sau:

a) Các tài liệu xác nhận công trình đủ thủ tục về pháp lý và kỹ thuật:

- Văn bản xác nhận và cam kết 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, yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối và tuân thủ đầy đủ quy định pháp luật;

- Hệ thống đo đếm đã được hoàn thiện, đã chốt chỉ số các công tơ giao nhận điện năng.

b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về điều độ, vận hành

- Thiết bị nhất thứ đã được đánh số đúng theo sơ đồ nhất thứ do Cấp điều độ điều khiển ban hành;

- Hệ thống bảo vệ role và tự động đã được chỉnh định đúng theo các phiếu chỉnh định role bảo vệ do Cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành hoặc thông qua;

- Nhân viên vận hành đã được đào tạo, kiểm tra, cấp Chứng nhận vận hành và công nhận chức danh 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, 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 thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Trong thời hạn 03 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 phân phối điện về thời gian và phương thức đóng điện điểm đầu nối.

3. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị liên quan khác thực hiện đóng điện điểm đầu nối theo phương thức đã được Cấp điều độ có quyền điều khiển thông báo.

Điều 70. Chạy thử, nghiệm thu để đưa vào vận hành đối với thiết bị đầu nối của Đơn vị phân phối điện

1. Trong thời gian chạy thử, nghiệm thu để đưa vào vận hành đối với các thiết bị đầu nối, Đơn vị phân phối điện 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 Cấp điều độ có quyền điều khiển khi cần thiết.

2. Trong thời gian chạy thử, nghiệm thu, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị liên quan khác để giảm thiểu ảnh hưởng của các thiết bị mới đang được chạy thử, nghiệm thu đến vận hành an toàn, tin cậy hệ thống điện quốc gia.

3. Đơn vị phân phối điện chỉ được đưa lưới điện và các thiết bị đầu nối mới chính thức vào vận hành sau khi đã có đầy đủ biên bản thử nghiệm, nghiệm thu, đáp ứng đầy đủ các yêu cầu quy định tại Thông tư này và có văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu đưa công trình vào sử dụng của cơ quan nhà nước có thẩm quyền theo quy định của pháp luật về xây dựng.

4. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm tuân thủ khoản 3 Điều này và thông báo cho Cấp điều độ có quyền điều khiển thời điểm sẵn sàng đưa công trình vào vận hành chính thức.

5. Trường hợp các thiết bị đóng điện mới của Đơn vị phân phối điện không đáp ứng các yêu cầu quy định tại Thông tư này, Cấp điều độ có quyền điều khiển có

quyền tạm thời cô lập thiết bị hoặc lưới điện của Đơn vị phân phối điện ra khỏi vận hành và yêu cầu Đơn vị phân phối điện thực hiện các biện pháp bổ sung và khắc phục.

6. Đối với Khách hàng sử dụng điện có trạm điện riêng đấu nối vào lưới điện trung áp: Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận đầy đủ hồ sơ đóng điện điểm đấu nối hợp lệ của Khách hàng sử dụng điện có trạm điện riêng đấu nối vào lưới điện trung áp theo quy định tại Điều 68 Thông tư này, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp với khách hàng hoàn thành đóng điện chạy thử, nghiệm thu và đóng điện vận hành chính thức cho khách hàng có đề nghị đấu nối.

Điều 71. Thay thế, lắp đặt thêm thiết bị trên lưới điện phân phối

1. Trường hợp Đơn vị phân phối điện có nhu cầu thay thế, nâng cấp, lắp đặt thêm các thiết bị điện trên lưới điện phân phối có khả năng ảnh hưởng đến cung cấp điện an toàn, tin cậy và liên tục của lưới điện phân phối, Đơn vị phân phối điện phải thỏa thuận bằng văn bản với Cấp điều độ có quyền điều khiển và thông báo cho các đơn vị liên quan về các thay đổi này.

2. Trường hợp đề xuất của Đơn vị phân phối điện không được chấp thuận, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị phân phối điện các yêu cầu bổ sung đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

3. Toàn bộ thiết bị thay thế, bổ sung phải được thực hiện theo quy định tại Điều 69 và Điều 70 Thông tư này.

Mục 11

TÁCH ĐẦU NỐI VÀ KHÔI PHỤC ĐẦU NỐI

Điều 72. Quy định chung về tách đầu nối và khôi phục đầu nối

1. Các trường hợp tách đầu nối bao gồm:

- a) Tách đầu nối tự nguyện;
- b) Tách đầu nối bắt buộc.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện phải chịu toàn bộ chi phí cho việc tách đầu nối và khôi phục đầu nối.

Điều 73. Tách đầu nối tự nguyện

1. Tách đầu nối vĩnh viễn

a) Các trường hợp tách đầu nối vĩnh viễn Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, phân phối ra khỏi hệ thống điện và trách nhiệm của các bên liên quan phải được quy định trong hợp đồng mua bán điện và Thỏa thuận đấu nối.

b) Khi có nhu cầu tách đầu nối vĩnh viễn ra khỏi hệ thống điện truyền tải, phân phối, Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm:

- Thông báo bằng văn bản cho Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển ít nhất 01 tháng (với lưới điện phân phối), 02 tháng (với lưới điện truyền tải) trước ngày dự kiến tách đầu nối vĩnh viễn trong

trường hợp khách hàng không sở hữu các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện;

- Thông báo bằng văn bản cho Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển ít nhất 03 tháng (với lưới điện phân phối), 06 tháng (với lưới điện truyền tải) trước ngày dự kiến tách đấu nối vĩnh viễn trong trường hợp khách hàng sở hữu các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện.

2. Tách đấu nối tạm thời

Khi có nhu cầu tách đấu nối tạm thời ra khỏi hệ thống điện, Khách hàng sử dụng lưới điện phải thông báo và thỏa thuận với Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển về thời điểm và thời gian tách đấu nối tạm thời ít nhất 01 tháng (với lưới điện truyền tải) trước ngày dự kiến tách đấu nối tạm thời.

Điều 74. Tách đấu nối bắt buộc

1. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện hoặc Cấp điều độ có quyền điều khiển có quyền tách đấu nối các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện ra khỏi hệ thống điện trong các trường hợp sau:

a) Theo yêu cầu tách đấu nối của cơ quan nhà nước có thẩm quyền khi Khách hàng sử dụng lưới điện vi phạm các quy định của pháp luật;

b) Các trường hợp tách đấu nối bắt buộc được quy định trong hợp đồng mua bán điện hoặc Thỏa thuận đấu nối;

c) Trường hợp quy định tại khoản 5 Điều 53 Thông tư này.

2. Bộ Công Thương có quyền yêu cầu tách đấu nối bắt buộc trong trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vi phạm các quy định tại Thông tư này, quy định trong Giấy phép hoạt động điện lực, Quy định vận hành thị trường điện cạnh tranh.

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

Điều 75. Khôi phục đấu nối

Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm khôi phục đấu nối trong các trường hợp sau:

1. Khi có yêu cầu khôi phục đấu nối của cơ quan nhà nước có thẩm quyền, Bộ Công Thương, Cấp điều độ có quyền điều khiển với điều kiện các nguyên nhân dẫn đến tách đấu nối bắt buộc đã được loại trừ và hậu quả đã được khắc phục và các khoản chi phí liên quan đã được khách hàng thanh toán.

2. Khi có đề nghị khôi phục đấu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện trong trường hợp tách đấu nối tạm thời và các khoản chi phí liên quan đã được khách hàng thanh toán.

Chương IV

VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN

Mục 1

NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN

Điều 76. Các chế độ vận hành của hệ thống điện

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

- a) Công suất phát và phụ tải ở trạng thái cân bằng;
- b) Không thực hiện cắt tải sự cố điện;
- c) Mức mang tải của đường dây và máy biến áp trong lưới điện cao áp, siêu cao áp đều dưới 90 % giá trị định mức;
- d) Các nhà máy điện và thiết bị điện khác vận hành trong dải thông số cho phép;
- đ) Tần số hệ thống điện trong phạm vi cho phép đối với chế độ vận hành bình thường theo quy định tại Điều 4 Thông tư này;
- e) Điện áp tại các nút trên lưới điện cao áp, siêu cao áp trong phạm vi cho phép theo quy định tại Điều 6 Thông tư này đối với chế độ vận hành bình thường;
- g) Các nguồn dự phòng của hệ thống điện quốc gia ở trạng thái sẵn sàng đảm bảo duy trì tần số và điện áp của hệ thống điện quốc gia trong dải tần số và điện áp ở chế độ vận hành bình thường; các thiết bị tự động làm việc trong phạm vi cho phép để khi xảy ra sự cố bất thường sẽ không phải cắt tải sự cố điện.

2. Hệ thống điện vận hành ở chế độ cảnh báo khi xuất hiện hoặc tồn tại một trong các điều kiện sau đây:

- a) Mức dự phòng điều tần thứ cấp, dự phòng khởi động nhanh thấp hơn mức yêu cầu ở chế độ vận hành bình thường;
- b) Mức mang tải của các đường dây và máy biến áp trong lưới điện cao áp, siêu cao áp từ 90 % trở lên nhưng không vượt quá giá trị định mức;
- c) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện cao áp, siêu cao áp ngoài phạm vi cho phép trong chế độ vận hành bình thường, nhưng trong dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố đơn lẻ trong hệ thống điện quy định tại Điều 6 Thông tư này;
- d) Có khả năng xảy ra thiên tai hoặc các điều kiện thời tiết bất thường có thể gây ảnh hưởng tới an ninh cung cấp điện;
- đ) Có khả năng xảy ra các vấn đề về an ninh, quốc phòng đe dọa đến khả năng bảo đảm cung cấp điện.

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

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

b) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện cao áp, siêu cao áp nằm ngoài dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố đơn lẻ quy định tại Điều 6 Thông tư này;

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

4. Hệ thống điện vận hành ở chế độ cực kì khẩn cấp khi xuất hiện hoặc tồn tại một trong các điều kiện sau đây:

a) Tần số hệ thống điện nằm ngoài dải tần số cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố đơn lẻ trong hệ thống điện quy định tại Điều 4 Thông tư này hoặc sau khi đã huy động hết nguồn dự phòng mà tần số tiếp tục có xu hướng giảm xuống dưới 49,5Hz;

b) Mức mang tải của bất kỳ thiết bị nào trong lưới điện cao áp, siêu cao áp hoặc thiết bị đấu nối với lưới điện cao áp, siêu cao áp từ 110% giá trị định mức trở lên mà thiết bị này khi bị sự cố do quá tải có thể dẫn đến tan rã từng phần hệ thống điện;

c) Điện áp tại nút bất kỳ trên lưới điện cao áp, siêu cao áp giảm thấp dẫn đến rơi ra tải phụ tải theo điện áp thấp làm việc; điện áp trên lưới điện truyền tải thấp hơn 10% điện áp danh định hoặc mức dự phòng công suất phản kháng của hệ thống điện không đảm bảo và điện áp trên lưới điện cao áp, siêu cao áp có xu hướng giảm thấp hơn ngưỡng điện áp có nguy cơ sụp đổ điện áp hệ thống điện.

5. Hệ thống điện vận hành ở chế độ khôi phục khi các tổ máy phát điện, lưới điện cao áp, siêu cao áp và các phụ tải điện đã được đóng điện và đồng bộ để trở về trạng thái làm việc bình thường.

Điều 77. Nguyên tắc vận hành hệ thống điện

1. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện căn cứ vào kế hoạch vận hành, phương thức vận hành và lịch huy động của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia để lập kế hoạch vận hành nhà máy điện và lưới điện trong phạm vi quản lý đảm bảo không ảnh hưởng đến vận hành an toàn, tin cậy và ổn định hệ thống điện.

2. Trong trường hợp có khả năng thừa nguồn, Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia có quyền thực hiện ngay việc điều tiết giảm công suất phát các nguồn điện đang phát lên lưới theo đúng các quy định hiện hành đảm bảo tần số hệ thống điện nằm trong dải quy định, hệ thống điện vận hành an toàn, ổn định.

Mức điều tiết giảm công suất huy động của các nhà máy điện và loại hình nhà máy điện phải tiết giảm do Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia tính toán và xác định phù hợp với cơ cấu nguồn điện đang phát, công suất truyền tải giữa các vùng miền, mức dự phòng quay và dự phòng khởi động nhanh cần thiết,... tại thời điểm phải tiết giảm theo nguyên tắc minh bạch giữa các loại hình nguồn điện.

Điều 78. Vận hành ổn định hệ thống điện

1. ²³ Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm tính toán, xác định giới hạn vận hành ổn định của hệ thống điện. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp thông tin theo yêu cầu của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia phục vụ cho việc nghiên cứu đánh giá ổn định hệ thống điện.

2. Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm xem xét, đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện khi lập phương thức vận hành hệ thống điện để bảo đảm chế độ vận hành của hệ thống điện không vượt quá tiêu chuẩn ổn định hệ thống điện quy định tại Điều 5 Thông tư này.

3. Các Đơn vị phát điện có trách nhiệm vận hành nhà máy điện để duy trì điều chỉnh điện áp làm việc và đảm bảo cung cấp đủ công suất phản kháng cho hệ thống điện trong thời gian vận hành; không được tách các tổ máy phát điện ra khỏi vận hành khi xảy ra sự cố, trừ trường hợp sự cố có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người hoặc an toàn thiết bị hoặc tần số vượt quá giới hạn cho phép được quy định tại Điều 35 và Điều 40 Thông tư này hoặc được Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia cho phép.

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

5. Các đơn vị liên quan khác có trách nhiệm duy trì vận hành lưới điện, nhà máy điện thuộc phạm vi quản lý trong các giới hạn ổn định đã xác lập cho từng giai đoạn, phối hợp duy trì sơ đồ bảo vệ để loại trừ sự cố nhanh, nhạy và chọn lọc.

Điều 79. Thử nghiệm và giám sát thử nghiệm

1. Đơn vị phát điện có trách nhiệm tiến hành các thử nghiệm đối với các tổ máy phát điện của mình theo yêu cầu của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia. Khi yêu cầu thử nghiệm, Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia phải thông báo thời gian ngừng giám sát hoạt động tổ máy vì mục đích thử nghiệm.

2. Thử nghiệm về đáp ứng công suất tự động của tổ máy phát điện theo các thay đổi của tần số hệ thống điện được thực hiện khi hệ thống điện vận hành trong chế độ bình thường. Trong trường hợp này, Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia phải thông báo trước ít nhất 03 ngày làm việc về việc thử nghiệm tổ máy phát điện của Đơn vị phát điện để phối hợp thực hiện.

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

²³ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 18 Điều 2 của Thông tư số 46/2025/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 04/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện, Thông tư số 05/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Thông tư số 06/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 9 năm 2025.

4. Cấp điều độ có quyền điều khiển có quyền thử nghiệm một tổ máy phát điện vào bất cứ thời gian nào nhưng không được thử nghiệm đối với một tổ máy phát điện quá 03 (ba) lần trong 01 năm, trừ các trường hợp quy định tại khoản 6 Điều 53 Thông tư này.

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

- a) Kiểm tra lại các đặc tính vận hành của tổ máy phát điện đã được hiệu chỉnh sau mỗi lần xảy ra sự cố hư hỏng liên quan đến tổ máy phát điện;
- b) Kiểm tra tổ máy phát điện sau khi lắp đặt, sửa chữa lớn, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại.

6. Khi có yêu cầu thử nghiệm tổ máy phát điện, Đơn vị phát điện phải đăng ký cho Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia, trong đó ghi rõ các thông tin sau:

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

7. Trong thời hạn 03 ngày làm việc kể từ ngày nhận được yêu cầu hợp lệ của Đơn vị phát điện, Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm xem xét bố trí kế hoạch thử nghiệm phù hợp với tình hình vận hành hệ thống điện. Trường hợp chưa thể thực hiện thử nghiệm, Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia có thể yêu cầu Đơn vị phát điện vận hành tổ máy phát điện theo đặc tính vận hành hiện tại.

Mục 2

VẬN HÀNH HỆ THỐNG PHÂN PHỐI ĐIỆN TRONG TÌNH HUỐNG KHẨN CẤP

Điều 80. Tình huống khẩn cấp

1. Tình huống khẩn cấp trên hệ thống phân phối điện là tình huống xảy ra mất điện toàn bộ hoặc một phần hệ thống truyền tải điện hoặc hệ thống phân phối điện gây ảnh hưởng đến chế độ vận hành bình thường hoặc gây mất điện trên diện rộng trong hệ thống phân phối điện.

2. Các tình huống khẩn cấp bao gồm:

- a) Sự cố hoặc rã lưới toàn bộ hoặc một phần hệ thống truyền tải điện gây ảnh hưởng đến chế độ vận hành bình thường của hệ thống phân phối điện;
- b) Sự cố trên hệ thống truyền tải điện dẫn đến một phần hệ thống phân phối điện vận hành trong tình trạng tách đảo;
- c) Sự cố đường dây hoặc trạm điện phân phối cấp điện áp 110 kV gây mất điện trên diện rộng trong hệ thống phân phối điện.

Điều 81. Vận hành hệ thống phân phối điện trong trường hợp sự cố hoặc rã lưới toàn bộ hoặc một phần hệ thống truyền tải điện

1. Trường hợp sự cố trên hệ thống truyền tải điện làm ảnh hưởng tới chế độ vận hành bình thường hoặc mất điện trên lưới điện phân phối, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm:

a) Liên hệ ngay với Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện để biết thông tin về thời gian dự kiến ngừng cung cấp điện và phạm vi ảnh hưởng đến phụ tải của hệ thống phân phối điện do sự cố này;

b) Áp dụng các biện pháp điều khiển phụ tải và các biện pháp vận hành khác để giảm thiểu phạm vi ảnh hưởng do sự cố trên hệ thống truyền tải điện gây ra.

2. Trường hợp rã lưới toàn bộ hoặc một phần hệ thống truyền tải điện làm ảnh hưởng tới chế độ vận hành bình thường hoặc mất điện trên hệ thống phân phối điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm:

a) Tuân thủ 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;

b) Tách lưới điện phân phối thuộc quyền quản lý của đơn vị thành các vùng phụ tải riêng biệt 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;

c) Khôi phục phụ tải theo thứ tự ưu tiên tuân thủ phương thức đã được Cấp điều độ có quyền điều khiển phê duyệt trong phạm vi quản lý;

d) Đảm bảo thông tin liên lạc thông suốt phục vụ điều độ vận hành hệ thống phân phối điện cho đến khi hệ thống điện được khôi phục hoàn toàn.

3. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối phải đảm bảo thông tin liên lạc thông suốt, cử các nhân viên vận hành và thông báo danh sách (họ và tên, chức vụ, quyền hạn) của các nhân viên này cho các bên liên quan để phối hợp vận hành trong suốt quá trình xử lý và khôi phục tình huống khẩn cấp.

Điều 82. Vận hành hệ thống phân phối điện trong trường hợp tách đảo

1. Trường hợp một phần hệ thống phân phối điện bị tách đảo, Cấp điều độ có quyền điều khiển phải xem xét và quyết định việc vận hành các nhà máy điện đấu nối với phần lưới điện phân phối này. Cấp điều độ có quyền điều khiển phải chỉ huy điều độ các nhà máy điện vận hành ở chế độ tách đảo và đảm bảo sẵn sàng hòa đồng bộ với hệ thống điện khi có lệnh từ điều độ cấp trên.

2. Trường hợp nhà máy điện được thiết kế có chế độ vận hành tách đảo độc lập và đã có sự thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị phát điện có thể sử dụng hệ thống tự dùng để cung cấp điện cho phụ tải hoặc thiết bị của khách hàng khác với các điều kiện sau:

a) Nhà máy được trang bị đầy đủ về hệ thống rơ le bảo vệ và có các phương thức điều khiển đối với các tổ máy cả ở chế độ tách đảo và chế độ vận hành nối với hệ thống phân phối điện;

b) Đảm bảo khả năng xác định và cắt các sự cố trong khi vận hành tách đảo

để bảo vệ các tổ máy và lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối khác trong phần lưới điện phân phối bị tách đảo;

c) Đảm bảo yêu cầu nổi đất trung tính của phần lưới điện phân phối bị tách đảo.

3. Trường hợp phần hệ thống phân phối điện bị tách đảo không có khả năng hòa đồng bộ với phần hệ thống điện đã được phục hồi, Cấp điều độ có quyền điều khiển phải tách các nhà máy điện đấu nối với phần lưới điện phân phối bị tách đảo để khôi phục cung cấp điện cho vùng bị tách đảo từ hệ thống điện đã được phục hồi, sau đó khôi phục vận hành các nhà máy điện đã bị tách.

Điều 83. Vận hành hệ thống phân phối điện khi xảy ra sự cố nghiêm trọng trên lưới điện phân phối cấp điện áp 110 kV

Trường hợp xảy ra sự cố trên đường dây hoặc trạm điện phân phối cấp điện áp 110 kV gây mất điện trên diện rộng trong hệ thống phân phối điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm:

1. Khẩn trương cô lập và xử lý sự cố tuân thủ 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. Thông báo thông tin sự cố cho Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng bị ảnh hưởng của sự cố.

3. Thay đổi phương thức kết dây, đảm bảo tối đa khả năng cung cấp điện cho phụ tải hệ thống phân phối điện trong thời gian sự cố.

Điều 84. Khôi phục hệ thống phân phối điện

1. Khi hệ thống phân phối điện bị tan rã, vận hành ở chế độ tách đảo hoặc khi xảy ra sự cố lớn trên lưới điện phân phối, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng và các đơn vị liên quan đưa hệ thống phân phối điện về chế độ vận hành bình thường trong thời gian sớm nhất.

2. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phân vùng phụ tải có quy mô phù hợp với khả năng khởi động đen của các nhà máy điện và thông báo cho Cấp điều độ có quyền điều khiển để bảo đảm nhanh chóng khôi phục hệ thống phân phối điện.

3. Các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện phân phối trong chế độ vận hành tách đảo và hòa đồng bộ phải tuân theo lệnh điều độ của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

4. Trường hợp lưới điện phân phối không có các nhà máy điện có khả năng tự khởi động để vận hành tách đảo, lưới điện phân phối chỉ được khôi phục từ hệ thống truyền tải điện thì Đơn vị phân phối điện phải thực hiện khôi phục hệ thống phân phối điện theo lệnh của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Đơn vị phân phối

điện phải khôi phục phụ tải theo thứ tự ưu tiên và theo kế hoạch đã được phê duyệt.

5. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng để phối hợp trong quá trình xử lý sự cố khôi phục hệ thống phân phối điện.

Mục 3

DỊCH VỤ PHỤ TRỢ

Điều 85. Các loại dịch vụ phụ trợ

Các loại dịch vụ phụ trợ trong hệ thống điện bao gồm:

1. Điều chỉnh tần số thứ cấp (Điều tần thứ cấp).
2. Khởi động nhanh.
3. Điều chỉnh điện áp.
4. Dự phòng vận hành phải phát.
5. Khởi động đen.

Điều 86. Yêu cầu kỹ thuật đối với các dịch vụ phụ trợ

1. Điều tần thứ cấp: Tổ máy phát điện, nhà máy điện cung cấp dịch vụ điều tần thứ cấp phải có khả năng bắt đầu cung cấp công suất điều tần trong vòng 20 giây kể từ khi nhận được tín hiệu AGC từ Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia và cung cấp toàn bộ công suất điều tần thứ cấp đã đăng ký trong vòng 10 phút và duy trì mức công suất này tối thiểu 15 phút.

2. Khởi động nhanh: Tổ máy phát điện, nhà máy điện cung cấp dự phòng khởi động nhanh phải có khả năng tăng đến công suất định mức trong vòng 25 phút và duy trì ở mức công suất này tối thiểu 08 giờ.

3. Điều chỉnh điện áp: Tổ máy phát điện, nhà máy điện cung cấp dịch vụ điều chỉnh điện áp phải có khả năng thay đổi công suất phản kháng ngoài dải điều chỉnh quy định tại khoản 2 Điều 35 và khoản 4 Điều 40 Thông tư này, đáp ứng yêu cầu của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia.

4. Dự phòng vận hành phải phát: Tổ máy phát điện, nhà máy điện cung cấp dịch vụ dự phòng vận hành phải phát để bảo đảm khả năng cung cấp điện phải có khả năng tăng đến công suất định mức trong vòng 01 giờ và duy trì mức công suất định mức tối thiểu trong 08 giờ (không bao gồm thời gian khởi động).

5. Khởi động đen: Tổ máy phát điện, nhà máy điện cung cấp dịch vụ khởi động đen phải có khả năng tự khởi động từ trạng thái nguội mà không cần nguồn cấp từ hệ thống điện quốc gia và phải có khả năng kết nối, cấp điện cho hệ thống điện sau khi đã khởi động thành công.

Mục 4

PHỐI HỢP VẬN HÀNH, TRAO ĐỔI THÔNG TIN SỰ CỐ VÀ CÁC CHẾ ĐỘ BÁO CÁO VẬN HÀNH

Điều 87. Trách nhiệm chung trong phối hợp vận hành

1. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phải thống nhất về trách nhiệm, phạm vi vận hành đối với thiết bị trên lưới điện liên quan giữa hai bên; cử nhân viên vận hành phối hợp vận hành an toàn lưới điện và thiết bị để đảm bảo hệ thống truyền tải điện vận hành ổn định, an toàn và tin cậy.

2. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phải phối hợp, chia sẻ thông tin, thiết lập, duy trì liên lạc và thực hiện các biện pháp an toàn cần thiết khi tiến hành công tác hoặc thử nghiệm trong phạm vi quản lý của mình.

3. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phải xây dựng quy trình phối hợp vận hành để đảm bảo an toàn cho người và thiết bị trong công tác vận hành, thử nghiệm và bảo dưỡng, sửa chữa.

4. Khi thực hiện công tác, thao tác trên lưới điện, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phải tuân thủ quy định phối hợp vận hành an toàn và các quy định điều độ, vận hành, thao tác an toàn khác có liên quan.

5. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện có trách nhiệm phối hợp lắp đặt các biển báo, thiết bị cảnh báo và hướng dẫn an toàn, cung cấp các phương tiện phục vụ công tác phù hợp tại vị trí công tác để đảm bảo công tác an toàn.

6. Việc kiểm tra, giám sát và điều khiển thiết bị đấu nối tại ranh giới phân định tài sản phải do Nhân viên vận hành của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện thực hiện.

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

Điều 88. Báo cáo kết quả vận hành lưới điện

1. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo định kỳ về các nội dung sau:

a) Tình hình vận hành lưới điện;

b) Đánh giá việc thực hiện các tiêu chuẩn vận hành quy định tại Chương II Thông tư này;

c) Tình hình quá tải, sự cố thiết bị và nguyên nhân, đề xuất các biện pháp để đảm bảo vận hành lưới điện an toàn, tin cậy và hiệu quả;

d) Các chỉ số đánh giá chất lượng hoạt động quy định tại Điều 155 Thông tư này và giải trình lý do không thực hiện đáp ứng các chỉ số;

đ) Tình trạng kết nối tín hiệu SCADA của các trạm điện với Cấp điều độ có quyền điều khiển.

- e) Độ tin cậy cung cấp điện;
 - g) Chất lượng dịch vụ khách hàng.
2. Thời điểm báo cáo định kỳ

a) Trước ngày 15 tháng 01 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện, Tổng công ty Điện lực có trách nhiệm báo cáo Bộ Công Thương và Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia kết quả vận hành lưới điện năm trước, bao gồm các nội dung quy định tại khoản 1 Điều này;

b) Trước ngày 15 hàng tháng, Đơn vị truyền tải điện, Tổng công ty Điện lực có trách nhiệm báo cáo Bộ Công Thương và Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia kết quả vận hành lưới điện tháng trước, bao gồm các nội dung quy định tại khoản 1 Điều này.

3. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo đột xuất tình hình vận hành lưới điện khi có yêu cầu của Bộ Công Thương, Sở Công Thương, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia.

4. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo theo quy định tại khoản 1, khoản 2 và khoản 3 Điều này bằng văn bản theo đường văn thư và thư điện tử (email).

Chương V

YÊU CẦU ĐỐI VỚI HỆ THỐNG ĐO ĐẾM

Mục 1

YÊU CẦU CHUNG ĐỐI VỚI HỆ THỐNG ĐO ĐẾM

Điều 89. Nguyên tắc xác định vị trí đo đếm

1. Vị trí đo đếm chính được xác định phải trùng hoặc liền kề với điểm đấu nối.
2. Đối với cấp điện áp từ trung áp trở lên, tại mỗi điểm đấu nối phải xác định vị trí đo đếm chính và các vị trí đo đếm dự phòng. Vị trí và số lượng đo đếm dự phòng được xác định chính xác theo cấp điện áp và tính chất đặc thù của vị trí đo đếm.
3. Đối với cấp điện áp hạ áp, tại mỗi điểm đấu nối phải xác định một vị trí đo đếm chính.
4. Trường hợp không đủ điều kiện để bố trí vị trí đo đếm theo quy định tại khoản 1 Điều này, các đơn vị liên quan phải thỏa thuận vị trí đo đếm thay thế đồng thời xác định phương thức quy đổi điện năng từ vị trí đo đếm thay thế về điểm đấu nối vào lưới điện của bên mua điện. Trong trường hợp này, phương pháp quy đổi phải xét đến tổn thất trên máy biến áp và đường dây liên hệ giữa vị trí đo đếm thay thế với điểm đấu nối trong quá trình vận hành để quy đổi điện năng từ vị trí đo đếm thay thế về điểm đấu nối trong quá trình giao nhận và thanh toán.

Điều 90. Vị trí đo đếm của nhà máy điện

1. Trường hợp Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện tham gia thị trường

điện cạnh tranh hoặc nhà máy điện lớn

a) Tại mỗi điểm đấu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 02 (hai) vị trí đo đếm dự phòng;

b) Điểm đấu nối thuộc trạm điện của Đơn vị phát điện

- Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía cao áp của máy biến áp tăng áp đấu nối trực tiếp với lưới điện, trừ trường hợp có thoả thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng 01 được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm điện tại nhà máy điện, trừ trường hợp có thoả thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng 02 được xác định tại đầu cực máy phát, trừ trường hợp có thoả thuận khác.

c) Điểm đấu nối không thuộc trạm điện của Đơn vị phát điện

- Trường hợp trạm điện của Đơn vị phát điện chỉ có 01 đường dây đấu nối vào hệ thống điện qua điểm đấu nối và không có điện năng đi vòng qua thanh cái trạm điện của Đơn vị phát điện thì vị trí đo đếm chính trùng hoặc liền kề với điểm đấu nối;

- Trường hợp trạm điện của Đơn vị phát điện có từ 02 đường dây trở lên đấu nối vào hệ thống điện qua điểm đấu nối và có điện năng vòng qua thanh cái trạm điện của Đơn vị phát điện thì vị trí đo đếm chính được xác định theo quy định tại Điểm b khoản này;

- Vị trí đo đếm dự phòng 01 được xác định theo thoả thuận giữa các bên liên quan;

- Vị trí đo đếm dự phòng 02 được xác định theo quy định tại Điểm b khoản này.

d) Trường hợp vị trí đo đếm chính hoặc các vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại trạm điện của Đơn vị quản lý lưới điện thì phải có thoả thuận giữa Đơn vị phát điện, Đơn vị quản lý lưới điện, Công ty Mua bán điện và Đơn vị giao nhận điện liên quan (nếu có).

2. Trường hợp Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện nhỏ không tham gia thị trường điện

a) Tại mỗi điểm đấu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 01 (một) vị trí đo đếm dự phòng;

b) Vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo quy định tại Điểm b, Điểm c và Điểm d khoản 1 Điều này.

Điều 91. Vị trí đo đếm của Khách hàng sử dụng điện hoặc Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán lẻ điện đấu nối vào cấp điện áp từ trung áp trở lên

1. Đối với các điểm đấu nối cấp điện áp từ 110 kV trở lên, tại mỗi điểm đấu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 01 (một) vị trí đo đếm dự phòng.

2. Đối với các đầu nối cấp điện áp trung áp, Khách hàng sử dụng điện hoặc Đơn vị bán lẻ điện có thể thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện vị trí đo đếm dự phòng nếu thấy cần thiết.

3. Đối với các đầu nối phục vụ giao nhận giữa Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán lẻ điện với Khách hàng sử dụng điện: Vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa hai bên phù hợp với quy định tại Thông tư này.

4. Điểm đầu nối thuộc trạm điện của Đơn vị truyền tải điện hoặc Đơn vị phân phối điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại điểm đầu nối, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan.

5. Điểm đầu nối thuộc trạm điện của Khách hàng sử dụng điện hoặc Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán lẻ điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía cao áp của máy biến áp đầu nối trực tiếp với lưới điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng

- Đối với cấp điện áp từ 110 kV trở lên: Được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm điện đầu nối trực tiếp với lưới điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Đối với cấp điện áp trung áp: Được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan.

6. Trường hợp điểm đầu nối khác với quy định tại khoản 4 và khoản 5 Điều này, vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa các bên liên quan.

Điều 92. Vị trí đo đếm giữa lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối

1. Tại mỗi điểm đầu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 01 (một) vị trí đo đếm dự phòng.

2. Điểm đầu nối thuộc trạm điện của Đơn vị truyền tải điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía hạ áp của máy biến áp tại trạm điện của Đơn vị truyền tải điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm điện của Đơn vị truyền tải điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

3. Điểm đầu nối thuộc trạm điện của Đơn vị phân phối điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía cao

áp của máy biến áp phân phối đầu nối trực tiếp với lưới điện truyền tải, trừ trường hợp có thoả thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm điện của Đơn vị phân phối điện, trừ trường hợp có thoả thuận khác.

Điều 93. Vị trí đo đếm giữa hai lưới điện truyền tải

1. Tại mỗi điểm đầu nối phải xác định 01 (một) vị trí đo đếm chính và 01 (một) vị trí đo đếm dự phòng.

2. Điểm đầu nối thuộc trạm điện của Đơn vị truyền tải điện

a) Vị trí đo đếm chính được xác định tại máy cắt tổng hoặc đầu cực phía hạ áp của máy biến áp tại trạm điện của Đơn vị truyền tải điện, trừ trường hợp có thoả thuận khác;

b) Vị trí đo đếm dự phòng được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm điện của Đơn vị truyền tải điện, trừ trường hợp có thoả thuận khác.

Điều 94. Vị trí đo đếm giữa hai Đơn vị phân phối điện

Vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thoả thuận giữa các Đơn vị phân phối điện và Đơn vị giao nhận điện liên quan.

Điều 95. Vị trí đo đếm cấp điện áp hạ áp

Vị trí đo đếm đối với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đầu nối cấp điện áp hạ áp được xác định tại điểm đầu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối, trừ trường hợp có thoả thuận khác.

Điều 96. Yêu cầu đối với Hệ thống đo đếm

1. Hệ thống đo đếm chính được lắp đặt tại vị trí đo đếm chính, phải xác định chính xác, đầy đủ các đại lượng đo đếm mua bán điện và loại trừ được các yếu tố ảnh hưởng đến kết quả đo đếm bởi kết cấu mạch vòng của hệ thống điện để làm căn cứ chính phục vụ tính toán, thanh toán điện năng qua điểm đầu nối.

2. Hệ thống đo đếm dự phòng được lắp đặt tại vị trí đo đếm dự phòng để thực hiện các chức năng sau:

a) Thay thế cho Hệ thống đo đếm chính để làm cơ sở tính toán các đại lượng mua bán điện trong trường hợp Hệ thống đo đếm chính hoạt động không chính xác hoặc bị sự cố cản trở vào kết quả kiểm định của Đơn vị thử nghiệm, kiểm định và biên bản thống nhất của các bên liên quan;

b) Kiểm tra, giám sát kết quả đo đếm của Hệ thống đo đếm chính trong điều kiện Hệ thống đo đếm chính làm việc bình thường;

c) Kết hợp với Hệ thống đo đếm chính và các Hệ thống đo đếm dự phòng khác để tính toán sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong một số trường hợp đặc biệt.

3. Thiết bị đo đếm phải đảm bảo đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật về đo lường và được phê duyệt mẫu, kiểm định, thử nghiệm theo quy định của pháp luật về đo