

THÔNG TƯ

Quy định hệ thống điện phân phối

Căn cứ Nghị định số 189/2007/NĐ-CP ngày 27 tháng 12 năm 2007 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004;

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

Căn cứ Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26 tháng 01 năm 2006 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam;

Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối như sau:

Chương I

QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về:

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

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Thông tư này áp dụng đối với các đối tượng sau:

1. Đơn vị phân phối điện;

2. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối;
3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

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

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

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

2. *Biến dòng điện (CT)* là thiết bị biến đổi dòng điện, mở rộng phạm vi đo dòng điện và điện năng cho hệ thống đo đếm điện.

3. *Biến điện áp (VT)* là thiết bị biến đổi điện áp, mở rộng phạm vi đo điện áp và điện năng cho hệ thống đo đếm điện.

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

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

6. *Điểm đấu nối* là điểm nối trang thiết bị, lưới điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối hoặc Đơn vị phân phối điện khác vào lưới điện phân phối.

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

8. *Đơn vị phân phối và bán lẻ điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phân phối và bán lẻ điện, mua buôn điện từ Đơn vị phân phối điện để bán lẻ điện cho Khách hàng sử dụng điện.

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

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

điện quốc gia, quản lý, điều phối các giao dịch mua bán điện và dịch vụ phụ trợ trên thị trường điện.

11. *Hệ số sự cố chạm đất* là tỷ số giữa giá trị điện áp của pha không bị sự cố sau khi xảy ra ngắn mạch chạm đất với giá trị điện áp của pha đó trước khi xảy ra ngắn mạch chạm đất (áp dụng cho trường hợp ngắn mạch một (01) pha hoặc ngắn mạch hai (02) pha chạm đất).

12. *Hệ thống điện phân phối* là hệ thống điện bao gồm lưới điện phân phối và các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện phân phối.

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

14. *Hệ thống SCADA* (Supervisory Control And Data Acquisition) là hệ thống thu thập số liệu để phục vụ việc giám sát, điều khiển và vận hành hệ thống điện.

15. *Khách hàng sử dụng điện* là tổ chức, cá nhân mua điện từ lưới điện phân phối để sử dụng, không bán lại cho tổ chức, cá nhân khác.

16. *Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối* là tổ chức, cá nhân có trang thiết bị điện, lưới điện đấu nối vào lưới điện phân phối để sử dụng dịch vụ phân phối điện, bao gồm:

a) Khách hàng sử dụng điện;

b) Tổ chức, cá nhân sở hữu các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối;

c) Đơn vị phân phối và bán lẻ điện.

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

18. *Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối* là Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu các tổ máy phát điện có quy mô công suất đặt và Khách hàng sử dụng điện có quy mô tiêu thụ điện được Cục Điều tiết điện lực quy định.

19. *Lưới điện phân phối* là phần lưới điện bao gồm các đường dây và trạm biến áp có cấp điện áp từ 35kV trở xuống, các đường dây và trạm biến áp có điện áp 110kV có chức năng phân phối điện.

20. *Lưới điện truyền tải* là phần lưới điện bao gồm các đường dây và trạm biến áp có cấp điện áp từ 220kV trở lên, các đường dây và trạm biến áp có điện

áp 110kV có chức năng truyền tải để tiếp nhận công suất từ các nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia.

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

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

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

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

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

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

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

25. *Rã lưới* là sự cố mất liên kết giữa các nhà máy điện, trạm điện dẫn đến mất điện một phần hay toàn bộ hệ thống điện miền hoặc hệ thống điện quốc gia.

26. *Ranh giới vận hành* là ranh giới phân định trách nhiệm vận hành lưới điện hoặc trang thiết bị điện giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối hoặc với các Đơn vị phân phối điện khác.

27. *Sa thải phụ tải* là quá trình cắt phụ tải ra khỏi lưới điện khi có sự cố trong hệ thống điện hoặc khi có quá tải cục bộ ngắn hạn nhằm đảm bảo vận hành an toàn hệ thống điện, được thực hiện thông qua hệ thống tự động sa thải phụ tải hoặc lệnh điều độ.

28. *Sóng hài* là sóng điện áp và dòng điện hình sin có tần số là bội số của tần số cơ bản.

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

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

31. *Thỏa thuận đấu nối* là văn bản thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng để đấu nối các trang thiết bị điện của khách hàng vào lưới điện phân phối.

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

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

Chương II

TIÊU CHUẨN VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI

Mục 1

TIÊU CHUẨN KỸ THUẬT

Điều 4. Tần số

Tần số định mức trong hệ thống điện quốc gia là 50Hz. Trong điều kiện bình thường, tần số hệ thống điện được dao động trong phạm vi $\pm 0,2\text{Hz}$ so với tần số định mức. Trường hợp hệ thống điện chưa ổn định, tần số hệ thống điện được dao động trong phạm vi $\pm 0,5\text{Hz}$ so với tần số định mức.

Điều 5. Điện áp

1. Điện áp danh định

Các cấp điện áp danh định trong hệ thống điện phân phối bao gồm 110kV, 35kV, 22kV, 15kV, 10kV, 6kV và 0,4kV.

2. Trong chế độ vận hành bình thường điện áp vận hành cho phép tại điểm đấu nối được phép dao động so với điện áp danh định như sau:

a) Tại điểm đấu nối với Khách hàng sử dụng điện là $\pm 5\%$;

b) Tại điểm đấu nối với nhà máy điện là $+10\%$ và -5% .

3. Trong chế độ sự cố đơn lẻ hoặc trong quá trình khôi phục vận hành ổn định sau sự cố, cho phép mức dao động điện áp tại điểm đấu nối với Khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng trực tiếp bởi sự cố trong khoảng $+5\%$ và -10% so với điện áp danh định.

4. Trong chế độ sự cố nghiêm trọng hệ thống điện truyền tải hoặc khôi phục sự cố, cho phép mức dao động điện áp trong khoảng $\pm 10\%$ so với điện áp danh định.

5. Trong trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có yêu cầu chất lượng điện áp cao hơn so với quy định, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có thể thỏa thuận giá trị dao động điện áp tại điểm đấu nối khác với các giá trị quy định trong khoản 2 Điều này.

Điều 6. Cân bằng pha

Trong chế độ làm việc bình thường, thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha không vượt quá 3% điện áp danh định đối với cấp điện áp 110kV hoặc 5% điện áp danh định đối với cấp điện áp trung áp và hạ áp.

Điều 7. Sóng hài

1. Tổng độ biến dạng sóng hài (THD) là tỷ lệ của giá trị điện áp hiệu dụng của sóng hài với giá trị hiệu dụng của điện áp cơ bản, biểu diễn bằng đơn vị phần trăm (%), theo công thức sau:

$$THD = \sqrt{\frac{\sum V_i^2}{V_1^2}} * 100 \%$$

Trong đó:

THD: Tổng độ biến dạng sóng hài của điện áp;

V_i : Thành phần điện áp tại sóng hài bậc i ;

V_1 : Thành phần điện áp tại tần số cơ bản (50Hz).

2. Tổng độ biến dạng sóng hài điện áp tại mọi điểm đầu nối không được vượt quá giới hạn quy định trong Bảng 1 như sau:

Bảng 1: Độ biến dạng sóng hài điện áp

Cấp điện áp	Tổng biến dạng sóng hài	Biến dạng riêng lẻ
110kV	3,0%	1,5%
Trung và hạ áp	6,5%	3,0%

3. Cho phép đỉnh nhọn điện áp bất thường trên lưới điện phân phối trong thời gian ngắn vượt quá tổng mức biến dạng sóng hài quy định tại khoản 2 Điều này nhưng không được gây hư hỏng thiết bị của khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

Điều 8. Nhấp nháy điện áp

1. Trong điều kiện vận hành bình thường, mức nhấp nháy điện áp tại mọi điểm đầu nối không được vượt quá giới hạn quy định trong Bảng 2 như sau:

Bảng 2: Mức nhấp nháy điện áp

Cấp điện áp	Mức nhấp nháy cho phép
110kV	$P_{st95\%} = 0,80$ $P_{lt95\%} = 0,60$
Trung áp	$P_{st95\%} = 1,00$ $P_{lt95\%} = 0,80$

Cấp điện áp	Mức nhấp nháy cho phép
Hạ áp	$P_{st95\%} = 1,00$ $P_{lt95\%} = 0,80$

2. Tại điểm đấu nối trung và hạ áp, mức nhấp nháy ngắn hạn (P_{st}) không được vượt quá 0,9 và mức nhấp nháy dài hạn (P_{lt}) không được vượt quá 0,7 căn cứ tiêu chuẩn IEC1000-3-7.

Điều 9. Dòng ngắn mạch và thời gian loại trừ sự cố

1. Dòng ngắn mạch lớn nhất cho phép và thời gian loại trừ sự cố được quy định trong Bảng 3 như sau:

Bảng 3: Dòng ngắn mạch lớn nhất cho phép và thời gian loại trừ sự cố

Điện áp	Dòng ngắn mạch lớn nhất (kA)	Thời gian loại trừ sự cố (ms)	Thời gian chịu đựng của thiết bị (s)
Trung áp	25	500	3
110kV	31,5	150	3

2. Trường hợp đặc biệt, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm đề xuất để được phép áp dụng mức dòng ngắn mạch lớn nhất cho một số khu vực trong hệ thống điện phân phối cao hơn mức quy định tại Bảng 3.

3. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập hồ sơ bao gồm đánh giá ảnh hưởng việc áp dụng giá trị dòng điện ngắn mạch lớn nhất cao hơn mức quy định tại Bảng 3 tới Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối bị ảnh hưởng trực tiếp, trình Cục Điều tiết điện lực xem xét phê duyệt.

4. Đơn vị phân phối điện phải thông báo giá trị dòng ngắn mạch cực đại cho phép tại điểm đấu nối để Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối phù hợp trong khi lắp đặt thiết bị.

Điều 10. Chế độ nối đất

Chế độ nối đất trung tính trong hệ thống điện phân phối được quy định trong Bảng 4 như sau:

Bảng 4: Chế độ nối đất

Cấp điện áp	Điểm trung tính
110kV	Nối đất trực tiếp
35 kV	Trung tính cách ly hoặc nối đất qua trở kháng
15, 22 kV	Nối đất trực tiếp (3 pha 3 dây) hoặc nối đất lặp lại (3 pha 4 dây)

Cấp điện áp	Điểm trung tính
6, 10 kV	Trung tính cách ly
Dưới 1000V	Nối đất trực tiếp (nối đất trung tính, nối đất lặp lại, nối đất trung tính kết hợp)

Điều 11. Hệ số sự cố chạm đất

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

Mục 2

TIÊU CHUẨN ĐỘ TIN CẬY

Điều 12. Các chỉ số về độ tin cậy của lưới điện phân phối

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

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

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

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

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

a) SAIDI được tính bằng tổng thời gian mất điện của các Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong một quý chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong quý đó, theo công thức sau:

$$SAIDI_j = \frac{\sum_{i=1}^n T_i K_i}{K}$$

$$SAIDI = \sum_{j=1}^4 SAIDI_j$$

Trong đó:

T_i : Thời gian mất điện lần thứ i kéo dài trên 5 phút trong quý j ;

K_i : Số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thứ i trong quý j ;

n : số lần mất điện kéo dài trên 5 phút trong quý j ;

K: Tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong quý j.

b) SAIFI được tính bằng tổng số lần mất điện của Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong quý chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong quý đó, theo công thức sau:

$$SAIFI_j = \frac{n}{K}$$
$$SAIFI = \sum_{j=1}^4 SAIFI_j$$

Trong đó:

n: số lần mất điện kéo dài trên 5 phút trong quý j;

K: Tổng số khách hàng trong quý j của Đơn vị phân phối điện.

c) MAIFI được tính bằng tổng số lần mất điện thoáng qua của Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong quý chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong quý đó, theo công thức sau:

$$MAIFI_j = \frac{m}{K}$$
$$MAIFI = \sum_{j=1}^4 MAIFI_j$$

Trong đó:

m: số lần mất điện thoáng qua trong quý j;

K: Tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong quý j.

Điều 13. Các trường hợp ngừng cung cấp điện không xét đến khi tính toán các chỉ số độ tin cậy

1. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đề nghị cắt điện.
2. Thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối không đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật, tiêu chuẩn an toàn để được khôi phục cung cấp điện.
3. Do sự cố thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.
4. Do mất điện từ lưới điện truyền tải.
5. Sa thải phụ tải theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

6. Cắt điện khi xét thấy có khả năng gây mất an toàn nghiêm trọng đối với con người và thiết bị trong quá trình vận hành hệ thống điện.

7. Do Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối điện vi phạm quy định của pháp luật về hoạt động điện lực và sử dụng điện quy định tại Điều 6 Quyết định số 39/2005/QĐ-BCN ngày 23 tháng 12 năm 2005 của Bộ Công nghiệp quy định về điều kiện, trình tự và thủ tục ngừng, giảm mức cung cấp điện (sau đây viết là Quyết định số 39/2005/QĐ-BCN).

8. Do các sự kiện bất khả kháng, ngoài khả năng kiểm soát của Đơn vị phân phối điện theo quy định tại Quyết định số 39/2005/QĐ-BCN.

Điều 14. Trình tự phê duyệt tiêu chuẩn độ tin cậy hàng năm cho lưới điện phân phối

1. Trước ngày 15 tháng 9 hàng năm, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm tổng hợp các tính toán độ tin cậy cho năm tiếp theo của các Đơn vị phân phối điện để trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

2. Trước ngày 15 tháng 10 hàng năm, Cục Điều tiết điện lực phê duyệt chỉ tiêu độ tin cậy cho lưới điện phân phối của từng Đơn vị phân phối điện làm cơ sở tính toán giá phân phối điện cho các Đơn vị phân phối điện.

Điều 15. Chế độ báo cáo

1. Trước ngày 15 tháng đầu tiên hàng quý, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực bằng văn bản về việc thực hiện chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện phân phối trong quý trước đó.

2. Cục Điều tiết điện lực quy định mẫu báo cáo về độ tin cậy của các Đơn vị phân phối điện.

Mục 3

TIÊU CHUẨN TỒN THẤT ĐIỆN NĂNG

Điều 16. Tồn thất điện năng của lưới điện phân phối

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

1. Tồn thất điện năng kỹ thuật: là tổn thất điện năng gây ra do tổn thất công suất kỹ thuật trên đường dây và thiết bị điện trên lưới điện phân phối.

2. Tồn thất điện năng phi kỹ thuật: là tổn thất điện năng do trộm cắp điện, do sai số của thiết bị đo đếm điện năng hoặc do lỗi quản lý hệ thống đo đếm điện năng.

Điều 17. Trình tự phê duyệt chỉ tiêu tổn thất điện năng của lưới điện phân phối

1. Trước ngày 15 tháng 9 hàng năm, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm tổng hợp các tính toán tổn thất điện năng của lưới điện phân phối cho

năm tới của các Đơn vị phân phối điện để trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

2. Trước ngày 15 tháng 10 hàng năm, Cục Điều tiết điện lực phê duyệt chỉ tiêu tổn thất điện năng của lưới điện phân phối cho các Đơn vị phân phối điện để làm cơ sở tính toán giá phân phối điện cho các Đơn vị phân phối điện.

Mục 4

TIÊU CHUẨN CHẤT LƯỢNG DỊCH VỤ

Điều 18. Các loại tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ

Các loại tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ bao gồm:

1. Thời gian xem xét, ký thỏa thuận đấu nối và thực hiện đấu nối mới hoặc thời gian điều chỉnh đấu nối cho khách hàng.

2. Chất lượng trả lời khiếu nại bằng văn bản.

Nội dung văn bản trả lời khiếu nại của khách hàng bao gồm:

a) Trả lời rõ ràng khiếu nại được chấp nhận hay không;

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

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

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

đ) Văn bản trả lời trong thời gian quy định tại điểm b khoản 2 Điều 19 Thông tư này.

3. Chất lượng trả lời khiếu nại của khách hàng qua điện thoại được đánh giá trên các tiêu chí:

a) Tỷ lệ số cuộc gọi của khách hàng được trả lời thỏa đáng;

b) Thời gian trả lời các cuộc gọi trong thời gian quy định tại điểm c khoản 2 Điều 19 Thông tư này.

Điều 19. Tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ cho lưới điện phân phối

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

2. Tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ được quy định như sau:

a) Thời gian xem xét và ký thỏa thuận đấu nối kể từ khi nhận được hồ sơ đề nghị đấu nối hoàn chỉnh, hợp lệ theo quy định tại Điều 47 và Điều 48 Thông tư này;

b) Chất lượng trả lời bằng văn bản:

- Có trên 85% văn bản giải thích việc ngừng cung cấp điện cho khách hàng trong vòng hai mươi bốn (24) giờ kể từ thời điểm ngừng cung cấp điện;

- Có trên 95% văn bản trả lời các khiếu nại bằng văn bản (fax hoặc công văn) trong thời hạn năm (05) ngày làm việc.

c) Chất lượng trả lời khiếu nại qua điện thoại: Có trên 85% các cuộc điện thoại của khách hàng được phản hồi trong thời gian ba mươi (30) giây.

Điều 20. Báo cáo tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ

Trước ngày 31 tháng 3 hàng năm, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực về kết quả thực hiện tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ bao gồm các nội dung sau:

1. Kết quả thực hiện các chỉ tiêu chất lượng dịch vụ năm trước đó theo quy định tại Điều 19 Thông tư này.

2. Giải trình nguyên nhân trong trường hợp không đạt các tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ.

3. Kế hoạch nâng cao tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ.

Chương III

DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI

Điều 21. Quy định chung

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

2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện phân phối bao gồm dự báo nhu cầu phụ tải điện năm, tháng và tuần tới.

3. Trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện phân phối:

a) Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện của hệ thống điện phân phối thuộc phạm vi quản lý của mình và phụ tải điện tại tất cả các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

b) Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu tổ máy phát điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị phân phối điện các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình, trong đó bao gồm dự báo nhu cầu phụ tải điện tổng hợp toàn đơn vị và nhu cầu phụ tải điện tại từng điểm đấu nối.

Điều 22. Dự báo nhu cầu phụ tải điện năm

1. Các thông tin, dữ liệu sử dụng cho dự báo nhu cầu phụ tải điện năm bao gồm:

a) Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện trong Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, quận, huyện đã được duyệt;

b) Yếu tố giá điện, tốc độ tăng dân số, xu hướng phát triển kinh tế trên địa bàn của Đơn vị phân phối điện và các yếu tố kinh tế - xã hội khác có liên quan;

c) Diễn biến nhu cầu phụ tải điện trong năm (05) năm trước gần nhất;

d) Dự báo tăng trưởng nhu cầu điện của các phụ tải điện hiện có trong các năm tới;

đ) Nhu cầu điện của các phụ tải mới, các dự án, các khu - cụm công nghiệp đã có kế hoạch đầu tư xây dựng và tiến độ đưa vào vận hành;

e) Các chương trình tiết kiệm năng lượng, quản lý nhu cầu phụ tải và các giải pháp giảm tổn thất điện năng;

g) Công suất và sản lượng điện mua, bán tại mỗi điểm đấu nối với lưới điện của Đơn vị phân phối điện khác;

h) Công suất và sản lượng điện xuất, nhập khẩu (nếu có);

i) Các yếu tố, sự kiện xã hội ảnh hưởng tới nhu cầu phụ tải.

2. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện năm

a) Cho năm đầu tiên

- Số liệu dự báo điện năng, công suất cực đại hàng tháng của toàn Đơn vị phân phối điện và tại từng điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

- Biểu đồ ngày diễn hình hàng tháng của toàn Đơn vị phân phối điện và tại từng điểm đấu nối với lưới điện truyền tải.

b) Cho bốn (04) năm tiếp theo

- Số liệu dự báo điện năng, công suất cực đại hàng năm của toàn Đơn vị phân phối điện và tại từng điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

- Biểu đồ ngày diễn hình hàng năm của toàn Đơn vị phân phối điện và tại từng điểm đấu nối với lưới điện truyền tải.

3. Trách nhiệm cung cấp thông tin phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện

a) Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng phải cung cấp các thông tin sau:

- Biểu đồ phụ tải điện ngày diễn hình hiện trạng;

- Dự kiến công suất cực đại và sản lượng điện đăng ký sử dụng hàng tháng trong năm tới; dự kiến công suất cực đại và sản lượng điện đăng ký sử dụng hàng năm trong bốn (04) năm tiếp theo;

- Các thông số bổ sung về lưới điện, máy cắt và sơ đồ bố trí bảo vệ cho các thiết bị trực tiếp đấu nối hoặc có ảnh hưởng tới lưới điện phân phối.

b) Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu tổ máy phát điện phải cung cấp các thông tin sau:

- Dự báo sản lượng, công suất hàng tháng có thể phát lên lưới điện phân phối;

- Thông số kỹ thuật của các tổ máy phát điện mới và tiến độ đưa vào vận hành trong năm (05) năm tiếp theo.

c) Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải cung cấp các thông tin sau:

- Tổng số khách hàng thống kê theo năm thành phần;

- Dự báo nhu cầu công suất và điện năng của năm thành phần khách hàng trong năm (05) năm tiếp theo;

- Biểu đồ phụ tải ngày điển hình hàng tháng tại điểm đấu nối cho năm tới;

- Các thông số bổ sung về lưới, máy cắt và sơ đồ bố trí bảo vệ cho các thiết bị trực tiếp đấu nối hoặc có ảnh hưởng tới lưới điện phân phối.

d) Các Đơn vị phân phối điện khác có đấu nối với lưới điện của Đơn vị phân phối điện phải cung cấp các thông tin về công suất cực đại và sản lượng giao nhận dự kiến tại điểm đấu nối trong từng tháng của năm tới; công suất cực đại và sản lượng giao nhận dự kiến tại điểm đấu nối trong từng năm trong giai đoạn bốn (04) năm tiếp theo.

4. Trình tự thực hiện

a) Trước ngày 01 tháng 6 hàng năm, các đối tượng được quy định tại khoản 3 Điều này phải cung cấp thông tin cho Đơn vị phân phối điện để lập dự báo nhu cầu phụ tải điện cho năm tới và bốn (04) năm tiếp theo;

b) Trước ngày 01 tháng 7 hàng năm, Đơn vị phân phối điện phải hoàn thành kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hàng năm theo quy định tại khoản 2 Điều này để cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 23. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng

1. Các thông tin, dữ liệu sử dụng cho dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng:

a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện năm;

b) Các số liệu thống kê về điện năng tiêu thụ, công suất cao điểm ngày và cao điểm tối trong tháng tương ứng của năm trước đó;

c) Các thông tin cần thiết khác.

2. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng:

a) Công suất cực đại, điện năng tiêu thụ hàng tuần của toàn Đơn vị phân phối điện và tại từng điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

b) Công suất cực đại, điện năng giao nhận hàng tuần tại các điểm mua bán điện với nước ngoài thông qua lưới điện của Đơn vị phân phối điện;

c) Công suất cực đại, điện năng giao nhận hàng tuần của các Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối;

d) Biểu đồ ngày điển hình hàng tuần của toàn Đơn vị phân phối điện.

3. Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện về dự báo điện năng tiêu thụ, công suất cực đại trong tháng tới tại các điểm đấu nối trong các trường hợp sau:

a) Công suất điện tiêu thụ chênh lệch trên 2MW so với số liệu của tháng tương ứng trong dự báo nhu cầu phụ tải điện năm;

b) Công suất phát của khách hàng là nhà máy điện chênh lệch trên 1MW so với công suất phát dự kiến của tháng tương ứng trong dự báo nhu cầu phụ tải điện năm.

4. Trình tự thực hiện:

a) Trước ngày 15 hàng tháng, Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện các thông tin theo quy định tại khoản 3 Điều này để phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng tới;

b) Trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị phân phối điện phải hoàn thành dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng tới và thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 24. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần

1. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần bao gồm các thông số sau:

a) Công suất cực đại, điện năng tiêu thụ theo từng ngày của toàn Đơn vị phân phối điện và tại từng điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

b) Công suất cực đại, điện năng giao nhận theo từng ngày tại các điểm mua bán điện với nước ngoài thông qua lưới điện của Đơn vị phân phối điện;

c) Biểu đồ phụ tải từng ngày trong tuần của toàn Đơn vị phân phối điện.

2. Trước 11h00 thứ Năm hàng tuần, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm hoàn thành và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải hai (02) tuần tới để lập phương thức vận hành cho hai (02) tuần tới.

Điều 25. Nghiên cứu phụ tải

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thực hiện nghiên cứu phụ tải phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện và tính toán giá bán lẻ điện.

2. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xây dựng Thông tư quy định nội dung, trình tự và thủ tục nghiên cứu phụ tải trình Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành.

Chương IV

LẬP KẾ HOẠCH ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

Điều 26. Nguyên tắc chung

1. Hàng năm, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối cho năm tới và có xét đến bốn (04) năm tiếp theo trong phạm vi quản lý.

2. Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối hàng năm được lập căn cứ trên các cơ sở sau đây:

a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện năm;

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

Điều 27. Yêu cầu đối với kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối hàng năm

1. Đảm bảo cung cấp điện cho nhu cầu phụ tải của khách hàng hiện có và các khách hàng mới; đầu nối các nguồn điện mới vào lưới điện phân phối.

2. Đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành hệ thống điện phân phối quy định tại Chương II Thông tư này.

3. Đề xuất danh mục và tiến độ đưa vào vận hành các công trình lưới điện phân phối cần đầu tư trong năm tới và tổng khối lượng đầu tư theo các hạng mục công trình cho bốn (04) năm tiếp theo.

4. Đề xuất danh mục các công trình lưới điện truyền tải cần đầu tư, nâng cấp để đáp ứng các yêu cầu về tiến độ đầu tư các công trình trong kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối.

Điều 28. Nội dung kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối

Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối bao gồm các nội dung sau:

1. Đánh giá hiện trạng lưới điện phân phối.

2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện năm tới của từng điểm giao nhận điện với lưới điện truyền tải và dự báo nhu cầu phụ tải điện theo các thành phần phụ tải của toàn Đơn vị phân phối điện cho bốn (04) năm tiếp theo.

3. Đánh giá tình hình thực hiện đầu tư các công trình lưới điện phân phối đã được phê duyệt.

4. Danh mục các đầu nối mới với Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối kèm theo dự kiến điểm đầu nối đã được thỏa thuận.

5. Các tính toán phân tích, lựa chọn sơ đồ kết lưới tối ưu, bao gồm:

a) Tính toán chế độ vận hành lưới điện phân phối;

b) Tính toán tổn thất điện áp;

c) Tính toán ngắn mạch tới thanh cái trung thế của các trạm 110kV;

d) Tính toán tổn thất điện năng trên lưới phân phối;

đ) Tính toán bù công suất phản kháng;

e) Kế hoạch thực hiện bù công suất phản kháng trên lưới điện phân phối.

6. Danh mục các công trình đường dây và trạm biến áp phân phối điện xây mới hoặc cải tạo cho năm tới và tổng khối lượng đầu tư xây dựng mới và cải

tạo lưới điện phân phối theo các cấp điện áp và các hạng mục công trình cho bốn (04) năm tiếp theo theo quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này.

7. Tổng hợp vốn đầu tư xây dựng mới và cải tạo lưới điện phân phối theo các cấp điện áp.

Điều 29. Trình tự lập, thẩm định và phê duyệt kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối

1. Hồ sơ kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối hàng năm trình thẩm định, phê duyệt bao gồm:

a) Tờ trình phê duyệt;

b) Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối hàng năm theo nội dung quy định tại Điều 28 Thông tư này.

2. Hàng năm, Đơn vị phân phối điện phải trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam hồ sơ kế hoạch đầu tư phát triển lưới phân phối trong phạm vi quản lý để tổng hợp, xây dựng kế hoạch đầu tư lưới điện phân phối toàn quốc cho năm tới.

3. Trước ngày 31 tháng 8 hàng năm, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm trình Cục Điều tiết điện lực kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối toàn quốc và của từng Đơn vị phân phối điện cho năm tới.

4. Trước ngày 30 tháng 9 hàng năm, Cục Điều tiết điện lực thẩm định và thông qua kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối toàn quốc và của từng Đơn vị phân phối điện để làm cơ sở tính toán và xây dựng giá bán điện.

Chương V

ĐẤU NÓI VÀO LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

Mục 1

NGUYÊN TẮC CHUNG

Điều 30. Điểm đấu nối

1. Điểm đấu nối là:

a) Điểm nối trang thiết bị, lưới điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối vào lưới điện phân phối của Đơn vị phân phối điện;

b) Điểm nối trang thiết bị, lưới điện giữa hai Đơn vị phân phối điện;

c) Điểm nối trang thiết bị, lưới điện của Khách hàng sử dụng điện vào lưới điện phân phối của Đơn vị phân phối và bán lẻ điện.

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

Điều 31. Ranh giới phân định tài sản và quản lý vận hành

1. Ranh giới phân định tài sản giữa Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị phân phối và bán lẻ điện với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối là điểm đấu nối.

2. Tài sản của mỗi bên tại ranh giới phân định tài sản phải được liệt kê chi tiết kèm theo các bản vẽ, sơ đồ có liên quan trong thỏa thuận đấu nối hoặc hợp đồng mua bán điện.

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

Điều 32. Tuân thủ quy hoạch phát triển điện lực

1. Phương án đấu nối các thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện mới vào lưới điện phân phối phải tuân theo quy hoạch phát triển điện lực đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

2. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối trong trường hợp phương án đấu nối đề nghị của khách hàng không phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực đã được phê duyệt.

3. Trường hợp phương án đấu nối vào cấp điện áp 110kV hoặc đấu nối nhà máy điện mới không phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực được duyệt, chủ đầu tư có phương án đề nghị đấu nối phải lập hồ sơ báo cáo UBND cấp tỉnh để trình Cục Điều tiết điện lực thẩm định trình Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực tỉnh.

4. Trường hợp phương án đấu nối vào cấp điện áp trung thế không phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực đã được phê duyệt, chủ đầu tư có phương án đề nghị đấu nối phải lập hồ sơ đề nghị điều chỉnh, bổ sung quy hoạch trình Sở Công Thương thẩm định trình UBND cấp tỉnh phê duyệt điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quận, huyện.

Điều 33. Trách nhiệm phối hợp thực hiện

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp thực hiện phương án đấu nối khi khách hàng có hồ sơ đề nghị đấu nối hợp lệ. Việc đấu nối và điều chỉnh đấu nối phải đảm bảo đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành tại điểm đấu nối quy định tại Mục 2 Chương này.

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

Mục 2

YÊU CẦU KỸ THUẬT TẠI ĐIỂM ĐẤU NỐI

Điều 34. Yêu cầu về cân bằng pha

Trong chế độ làm việc bình thường, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải đảm bảo thiết bị của mình không gây ra thành phần thứ tự nghịch của

điện áp pha tại điểm đầu nối quá 3% điện áp danh định đối với cấp điện áp 110kV hoặc quá 5% điện áp danh định đối với cấp điện áp dưới 110kV.

Điều 35. Yêu cầu về sóng hài

1. Giá trị cực đại cho phép (tính theo giá trị tuyệt đối của dòng điện hoặc % dòng điện phụ tải tại điểm đầu nối) của tổng độ biến dạng dòng điện do các thành phần sóng hài bậc cao gây ra tùy theo cấp điện áp được quy định như sau:

a) Đối với đầu nối vào cấp điện áp hạ áp có công suất tới 10kW:

- Khách hàng đầu nối vào cấp điện áp hạ áp 1 pha: giá trị dòng điện của sóng hài bậc cao không quá 5A;

- Khách hàng đầu nối vào cấp điện áp hạ áp 3 pha: giá trị dòng điện của sóng hài bậc cao không quá 14A.

b) Đối với đầu nối vào cấp điện áp trung áp hoặc đầu nối có công suất trên 10kW và nhỏ hơn 50kW: giá trị dòng điện của sóng hài bậc cao không vượt quá 20% dòng điện phụ tải;

c) Đối với đầu nối vào cấp điện áp cao áp hoặc các đầu nối có công suất từ 50kW trở lên: giá trị dòng điện của sóng hài bậc cao không vượt quá 12% dòng điện phụ tải.

2. Tổng độ biến dạng sóng hài do Đơn vị phân phối điện đo tại điểm đầu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối được đo đếm theo tiêu chuẩn IEC1000-4-7, kéo dài ít nhất 24 giờ với chu kỳ 10 phút 1 lần. Chậm nhất sáu (06) tháng kể từ thời điểm phát hiện thiết bị của khách hàng không đạt được giá trị quy định tại khoản 1 Điều này, khách hàng phải áp dụng các biện pháp khắc phục để đạt được tổng độ biến dạng sóng hài trong giới hạn cho phép.

Điều 36. Yêu cầu về nhấp nháy điện áp

Mức nhấp nháy điện áp tối đa cho phép tại điểm đầu nối với lưới điện phân phối phải theo quy định tại Điều 8 Thông tư này.

Điều 37. Yêu cầu về nối đất

1. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải sử dụng các chế độ nối đất trung tính trong lưới điện của mình theo quy định tại Điều 10 Thông tư này, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

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

Điều 38. Yêu cầu về hệ số công suất

Khách hàng sử dụng điện để sản xuất, kinh doanh, dịch vụ có công suất sử dụng cực đại từ 80kW hoặc máy biến áp có dung lượng từ 100kVA trở lên có trách nhiệm duy trì hệ số công suất ($\cos\phi$) tại điểm đầu nối không nhỏ hơn 0,85 trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

Điều 39. Yêu cầu về hệ thống rơ le tần số thấp

Trong trường hợp cần thiết, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng đấu nối vào cấp điện áp 110kV có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt rơ le tần số thấp phục vụ tự động sa thải phụ tải theo tính toán của Đơn vị phân phối điện. Yêu cầu về rơ le tần số thấp phải được ghi rõ trong Thỏa thuận đấu nối.

Điều 40. Yêu cầu về hệ thống thông tin

1. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu nhà máy điện đấu nối vào lưới điện phân phối có công suất lớn hơn hoặc bằng 10MW và các trạm biến áp 110kV có trách nhiệm lắp đặt hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý của mình và kết nối hệ thống này với hệ thống thông tin của Đơn vị phân phối điện phục vụ thông tin liên lạc và truyền dữ liệu trong vận hành hệ thống điện. Các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải tương thích với hệ thống thông tin hiện có của Đơn vị phân phối điện.

2. Khách hàng không thuộc trường hợp quy định tại khoản 1 Điều này có quyền thỏa thuận về việc lắp đặt hệ thống thông tin nhưng phải ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối.

3. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm đầu tư, quản lý hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý lưới điện của mình phục vụ vận hành hệ thống điện phân phối.

4. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm cung cấp cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối các yêu cầu về dữ liệu thông tin, truyền dữ liệu và giao diện thông tin cần thiết và phối hợp với khách hàng trong việc thử nghiệm, kiểm tra và kết nối hệ thống thông tin, dữ liệu của khách hàng vào hệ thống thông tin, dữ liệu hiện có trong phạm vi quản lý.

Điều 41. Yêu cầu về hệ thống SCADA/DMS

1. Nhà máy điện đấu nối vào lưới điện phân phối có công suất lớn hơn hoặc bằng 10MW và các trạm biến áp 110kV phải được trang bị hệ thống điều khiển phân tán DCS hoặc RTU có hai (02) cổng độc lập với nhau và được kết nối trực tiếp với hệ thống SCADA/DMS của Đơn vị phân phối điện.

2. Đối với nhà máy điện có công suất nhỏ hơn 10MW đấu nối trực tiếp vào lưới điện 110kV, yêu cầu về hệ thống SCADA/DMS được thỏa thuận giữa các bên tùy theo từng trường hợp cụ thể và phải được ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối.

3. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt và kết nối đường truyền dữ liệu hệ thống SCADA/DMS từ lưới điện thuộc phạm vi quản lý với hệ thống SCADA/DMS của Đơn vị phân phối điện.

4. Hệ thống SCADA/DMS của khách hàng phải có đặc tính kỹ thuật tương thích và đảm bảo kết nối được với hệ thống SCADA/DMS của Đơn vị phân phối điện.

5. Việc kết nối hệ thống SCADA/DMS của khách hàng với hệ thống SCADA/DMS hiện có của Đơn vị phân phối điện phải được hai bên phối hợp thực hiện. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm cung cấp đường truyền đến điểm đấu nối và tích hợp các thông số của hệ thống SCADA/DMS của khách hàng với hệ thống SCADA/DMS của đơn vị.

6. Trong trường hợp hệ thống SCADA/DMS của Đơn vị phân phối điện có sự thay đổi về công nghệ và được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt sau thời điểm ký thỏa thuận đấu nối dẫn đến phải thay đổi hoặc nâng cấp hệ thống SCADA/DMS của khách hàng, Đơn vị phân phối điện và khách hàng có trách nhiệm phối hợp thực hiện các hiệu chỉnh cần thiết để các thiết bị của khách hàng tương thích với các thay đổi của hệ thống SCADA/DMS. Khách hàng có trách nhiệm đầu tư, nâng cấp hệ thống SCADA/DMS để đảm bảo kết nối với hệ thống SCADA/DMS của Đơn vị phân phối điện.

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

8. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổ chức, xây dựng và ban hành Quy định yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA/DMS.

Điều 42. Yêu cầu về hệ thống bảo vệ

1. Hệ thống rơ le bảo vệ của các trạm điện và đường dây cấp điện áp 110kV phải tuân thủ quy định về yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống rơ le bảo vệ và tự động hóa trong nhà máy điện và trạm biến áp do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

2. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng phải thống nhất các yêu cầu về hệ thống bảo vệ trong Thỏa thuận đấu nối.

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

4. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng phải phối hợp với Đơn vị phân phối điện để thiết kế, lắp đặt, thí nghiệm và vận hành hệ thống bảo vệ trên lưới điện của mình để đáp ứng các tiêu chuẩn và yêu cầu kỹ thuật về thời gian tác động, độ nhạy và tính chọn lọc đối với các sự cố nhằm giảm thiểu ảnh hưởng đến lưới điện phân phối.

5. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng không được tự ý lắp đặt thiết bị để hạn chế dòng điện ngắn mạch tại thanh cái đấu nối với lưới điện phân phối, trừ trường hợp có thỏa thuận khác với Đơn vị phân phối điện.

6. Đơn vị phân phối điện phải cung cấp cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng về các thông số của hệ thống rơ le bảo vệ trên lưới điện phân phối trong Thỏa thuận đấu nối.

Điều 43. Yêu cầu đối với tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối

Tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối phải đáp ứng các yêu cầu sau:

1. Máy cắt của tổ máy phát điện tại điểm đấu nối phải có khả năng cắt dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép và cách ly được tổ máy ra khỏi lưới điện phân phối trong mọi chế độ vận hành.

2. Có khả năng phát công suất tác dụng định mức liên tục trong dải tần số từ 49Hz đến 51Hz. Trong dải tần số từ 47Hz đến 49Hz, mức giảm công suất không được vượt quá giá trị tính theo tỷ lệ yêu cầu của mức giảm tần số hệ thống điện, phù hợp với đặc tuyến quan hệ giữa công suất tác dụng và tần số của tổ máy. Trong trường hợp tần số thấp hơn 47Hz hoặc cao hơn 51Hz, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có tổ máy phát điện có quyền quyết định tách hoặc không tách đấu nối các tổ máy phát điện khỏi lưới phân phối điện .

3. Trong điều kiện vận hành bình thường, tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối phải có khả năng phát công suất phản kháng theo đặc tính công suất của tổ máy và giữ được độ lệch điện áp trong dải quy định tại Điều 5 Thông tư này.

4. Nhà máy điện đấu nối vào lưới điện phân phối có khả năng cung cấp công suất phản kháng phải đảm bảo các điều kiện sau:

a) Có khả năng điều chỉnh liên tục công suất phản kháng phát lên lưới điện phân phối để điều chỉnh điện áp trên lưới điện phân phối;

b) Có hệ thống kích từ đảm bảo duy trì điện áp đầu ra ổn định trong dải vận hành của các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối.

5. Tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối phải có khả năng chịu được mức mất đối xứng điện áp trong hệ thống điện theo quy định tại Điều 6 Thông tư này và chịu được thành phần dòng điện thứ tự không và thứ tự nghịch không nhỏ hơn thời gian loại trừ ngắn mạch pha-pha và pha-đất gần máy phát bằng bảo vệ dự phòng có liên hệ với điểm đấu nối.

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

7. Ngoài các yêu cầu kỹ thuật được quy định tại Điều này, các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối còn phải đáp ứng các quy định tại các Điều 34, 35, 36, 40 và Điều 41 Thông tư này.

Điều 44. Yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối giữa Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện

Khách hàng sử dụng điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có trách nhiệm:

1. Đảm bảo trang thiết bị lưới điện phân phối đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành theo quy định tại Mục 1 Chương II Thông tư này.

2. Đảm bảo yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối đáp ứng các quy định tại các Điều 34, 35, 36, 37 và Điều 38 Thông tư này.

Mục 3

TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THỎA THUẬN ĐẤU NỐI

Điều 45. Hồ sơ đề nghị đấu nối

1. Trường hợp đấu nối vào cấp điện áp hạ áp, 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 2A, 2B và thực hiện theo quy định tại Điều 48 Thông tư này.

2. Trường hợp đấu nối ở cấp điện áp trung áp và 110kV, 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 sau:

a) Hồ sơ đề nghị đấu nối theo mẫu quy định tại các Phụ lục từ 2C đến 2Đ của 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 kinh tế - kỹ thuật của dự án đấu nối mới hoặc thay đổi đấu nối hiện tại.

Điều 46. Trình tự thỏa thuận đấu nối vào cấp điện áp trung áp và 110kV

1. 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.

2. 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 các yêu cầu liên quan đến thiết bị điện dự kiến tại điểm đấu nối;

b) 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 biến áp 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) 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;

d) Dự thảo Thỏa thuận đấu nối theo các nội dung được quy định tại Phụ lục 3 của Thông tư này và gửi cho khách hàng đề nghị đấu nối.

3. 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.

4. 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 Cục Điều tiết điện lực về lý do không thống nhất phương án đấu nối.

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

Thời hạn để thực hiện đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối được quy định tại Bảng 5 như sau:

Bảng 5. Thời hạn xem xét và ký Thỏa thuận đấu nối

Các bước chuẩn bị và đạt được thỏa thuận đấu nối	Thời gian		Trách nhiệm thực hiện
	Lưới điện trung áp	Lưới điện 110kV	
Gửi hồ sơ đề nghị đấu nối			Khách hàng đề nghị đấu nối
Xem xét hồ sơ đề nghị đấu nối	10 ngày làm việc	20 ngày làm việc	Đơn vị phân phối điện
Chuẩn bị dự thảo Thỏa thuận đấu nối	10 ngày làm việc	10 ngày làm việc	Đơn vị phân phối điện
Thực hiện đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối	15 ngày làm việc	20 ngày làm việc	Đơn vị phân phối điện và khách hàng đề nghị đấu nối

Điều 48. Trình tự cung cấp điện cho Khách hàng sử dụng điện đấu nối vào cấp điện áp hạ áp

1. Đối với trường hợp cung cấp điện phục vụ mục đích sinh hoạt, trong thời hạn bảy (07) ngày làm việc kể từ khi nhận đủ hồ sơ hợp lệ của khách hàng, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải ký và gửi khách hàng hợp đồng cung cấp điện.

2. Đối với trường hợp cung cấp điện ngoài mục đích sinh hoạt, trong thời hạn mười (10) ngày làm việc kể từ khi nhận đủ hồ sơ hợp lệ của khách hàng, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có trách nhiệm kiểm tra, khảo sát và lập phương án cấp điện cho khách hàng đề nghị cung cấp điện.

3. Trường hợp không cung cấp được điện cho khách hàng, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có trách nhiệm thông báo cho khách hàng và phải ghi rõ lý do có xác nhận của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền.

4. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổ chức, xây dựng và ban hành Quy định trình tự cung cấp điện cho Khách hàng sử dụng điện đấu nối vào cấp điện áp hạ áp.

Mục 4

THỰC HIỆN ĐẦU NỐI

Điều 49. Quyền tiếp cận thiết bị tại điểm đầu nối

1. Đơn vị phân phối điện có quyền tiếp cận các thiết bị tại điểm đầu nối trong quá trình xây dựng, lắp đặt, thay thế, tháo dỡ, kiểm tra, thử nghiệm, bảo dưỡng và vận hành các thiết bị này.

2. Khách hàng có quyền tiếp cận các thiết bị thuộc phạm vi quản lý tại điểm đầu nối trong quá trình xây dựng, lắp đặt, thay thế, tháo dỡ, kiểm tra, thử nghiệm, bảo dưỡng và vận hành các thiết bị này.

Điều 50. Cung cấp hồ sơ điều kiện đóng điện điểm đầu nối

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối, khách hàng đề nghị đầu nối phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện hai (02) bộ hồ sơ phục vụ kiểm tra tổng thể điều kiện đóng điện điểm đầu nối (bằng tiếng Việt hoặc tiếng Anh cho các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của khách hàng đề nghị đầu nối và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực), bao gồm:

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

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

c) Các biên bản nghiệm thu từng phần và toàn phần các thiết bị đầu nối của nhà máy điện, đường dây và trạm biến áp vào lưới điện phân phối tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật Việt Nam hoặc tiêu chuẩn quốc tế được Việt Nam công nhận và đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của thiết bị đầu nối quy định từ Điều 34 đến Điều 44 Thông tư này;

d) Dự kiến lịch chạy thử 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 cho phép như sau:

a) Chậm nhất hai (02) tháng trước ngày dự kiến đưa nhà máy điện vào vận hành thử lần đầu;

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

3. Chậm nhất hai mươi (20) ngày làm việc kể từ khi nhận đủ tài liệu, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm chuyển cho khách hàng đề nghị đầu nối các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị;

b) Các yêu cầu đối với chính định role bảo vệ của khách hàng từ điểm đầu

nội 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 lưới điện phân phối ban hành;

- 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/DMS (nếu có);
- g) Phương thức điều khiển tự động (nếu có);
- h) Phương thức khởi động (đối với nhà máy điện);
- i) Danh mục các Quy trình liên quan đến vận hành hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện phân phối và quy trình phối hợp vận hành;
- k) Danh sách các cán bộ liên quan và các kỹ sư điều hành hệ thống điện kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

4. Chậm nhất mười (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 các nội dung sau:

- a) Lịch chạy thử (đối với các nhà máy điện) 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 cho 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 số fax liên lạc.

Điều 51. Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối

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 đến điểm đấu nối của khách hàng đề nghị đấu nối 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 và khách hàng đề nghị đấu nối phải cùng ký biên bản đủ điều kiện đóng điện điểm đấu nối và thỏa thuận thời điểm đóng điện điểm đấu nối.

Điều 52. Đóng điện điểm đấu nối

- 1. Trước khi đóng điện điểm đấu nối, khách hàng đề nghị đấu nối phải

hoàn thiện và cung cấp cho Đơn vị phân phối điện các tài liệu xác nhận công trình đủ các thủ tục về pháp lý và kỹ thuật sau:

- a) Các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thí nghiệm, kiểm tra đủ tiêu chuẩn vận hành;
- b) Hệ thống đo đếm điện đã được hoàn thiện, đã chốt chỉ số các công tơ giao nhận điện năng;
- c) Đã ký kết hợp đồng mua bán điện;
- d) Thiết bị nhất thứ đã được đánh số đúng theo sơ đồ nhất thứ do cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành;
- đ) Role bảo vệ và tự động đã được chỉnh định đúng theo các yêu cầu của cấp điều độ có quyền điều khiển;
- e) Nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực vận hành, đã có chứng chỉ vận hành được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cấp bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm;
- g) Phương tiện thông tin điều độ (trực thông, điện thoại quay số, fax) hoạt động tốt;
- h) Hoàn thiện ghép nối với hệ thống SCADA/DMS.

2. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập và đăng ký phương thức đóng điện điểm đầu nối với cấp điều độ có quyền điều khiển lưới điện phân phối.

3. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm thực hiện đóng điện điểm đầu nối theo phương thức được cấp điều độ có quyền điều khiển duyệt.

Điều 53. Trình tự thử nghiệm để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đầu nối

1. Trong thời gian thử nghiệm để đưa vào vận hành các thiết bị sau điểm đầu nối của khách hàng đề nghị đầu nối, khách hàng phải cử nhân viên vận hành trực và thông báo danh sách nhân viên trực kèm theo số điện thoại, số fax cho Đơn vị phân phối điện để phối hợp vận hành khi cần thiết.

2. Trong thời gian nghiệm thu chạy thử, khách hàng đề nghị đầu nối có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị phân phối điện để đảm bảo các thông số vận hành đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối trong giới hạn cho phép quy định tại Mục 2 Chương này.

3. Kết thúc quá trình nghiệm thu chạy thử, khách hàng đề nghị đầu nối phải xác nhận thông số vận hành thực tế tại điểm đầu nối của các thiết bị điện, đường dây, trạm biến áp và tổ máy phát điện. Trường hợp các thông số vận hành tại điểm đầu 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 điện phân phối và yêu cầu khách hàng tiến hành các biện pháp khắc phục.

4. Lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện sau điểm đấu nối của khách hàng đề nghị đấu nối chỉ được phép chính thức đưa vào vận hành sau khi đã được nghiệm thu chạy thử từng phần, toàn phần và đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối quy định tại Mục 2 Chương này. Trong nghiệm thu chạy thử và vận hành chính thức, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải tuân thủ Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia và các quy trình khác có liên quan.

Điều 54. 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 tiêu chuẩn vận hành và các 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 tiêu chuẩn vận hành và các 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 tiến hành 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 bên thứ ba độc lập tiến hành kiểm tra thử nghiệm lại. Trường hợp kết quả kiểm tra của bên thứ ba cho thấy các vi phạm gây ra do thiết bị của khách hàng mà khách hàng không chấp nhận các giải pháp khắc phục, Đơn vị phân phối điện có quyền tách đấu nối các thiết bị của khách hàng ra khỏi lưới điện phân phối.

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 tiêu chuẩn vận hành và các 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 tiêu chuẩn vận hành và các yêu cầu kỹ thuật tại điểm đấu nối.

4. Trước khi kiểm tra thiết bị đấu nối để xác định các vi phạm tiêu chuẩn vận hành điểm đấu nối, Đơn vị phân phối điện phải thông báo trước cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối 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 mười lăm (15) ngày cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm 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 thấy có 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

Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng và yêu cầu thời gian khắc phục để loại trừ nguy cơ không đảm bảo vận hành an toàn cho hệ thống điện. Nếu sau thời gian khắc phục yêu cầu mà nguyên nhân kỹ thuật vẫn chưa được giải quyết, Đơn vị phân phối điện có quyền tách điểm đầu nối và thông báo cho khách hàng. Khách hàng phải tiến hành thử nghiệm lại để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đầu nối theo quy định tại Điều 53 Thông tư này.

Điều 55. Thay thế thiết bị tại điểm đầu nối

1. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng dự định thay thế, nâng cấp các thiết bị đầu nối, lắp đặt các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến hiệu suất và chế độ làm việc của lưới điện phân phối, phải thông báo và 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 đầu nối.

2. Trường hợp không chấp thuận đề xuất của khách hàng thì Đơn vị phân phối điện phải thông báo bằng văn 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 49 đến Điều 53 Thông tư này.

Điều 56. Thực hiện đầu nối vào lưới điện hạ áp đối với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối

1. Đối với trường hợp cung cấp điện phục vụ mục đích sinh hoạt, trong thời hạn bảy (07) ngày làm việc kể từ khi nhận đủ hồ sơ hợp lệ của khách hàng, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải hoàn thành việc lắp đặt, nghiệm thu hệ thống đo đếm điện và cung cấp điện cho khách hàng.

2. Đối với trường hợp cung cấp điện ngoài mục đích sinh hoạt, trong thời hạn năm (05) ngày làm việc kể từ ngày kiểm tra thực tế điểm đầu nối theo quy định tại Điều 48 Thông tư này, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải hoàn thành việc lắp đặt, nghiệm thu hệ thống đo đếm và cung cấp điện cho khách hàng.

Mục 5

TÁCH ĐẦU NỐI VÀ KHÔI PHỤC ĐẦU NỐI

Điều 57. Quy định chung

1. Các trường hợp tách đầu nối bao gồm:

a) Tách đầu nối tự nguyện là tách đầu nối theo đề nghị của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối, bao gồm tách đầu nối vĩnh viễn và tách đầu nối tạm thời.

b) Tách đầu nối bắt buộc là tách đầu nối trong các trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối vi phạm Thỏa thuận đầu nối, hợp đồng mua bán điện hoặc theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền khi Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối vi phạm các quy định của pháp luật.

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

Điều 58. 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 phân phối ra khỏi hệ thống điện phân phối và trách nhiệm của các bên liên quan phải được quy định trong Thỏa thuận đầu nối và hợp đồng mua bán điện;

b) Khi có nhu cầu tách đầu nối vĩnh viễn ra khỏi hệ thống điện phân phối, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải thông báo bằng văn bản cho Đơn vị phân phối điện ít nhất một (01) tháng trước ngày dự kiến tách đầu nối vĩnh viễn. Trường hợp là Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu các tổ máy phát điện đầu nối vào lưới điện phân phối thì phải thông báo bằng văn bản cho Đơn vị phân phối điện và các cấp điều độ liên quan ít nhất ba (03) tháng trước ngày dự kiến tách đầu nối vĩnh viễn.

2. Tách đầu nối tạm thời

Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện về thời điểm và thời gian tách đầu nối tạm thời ra khỏi hệ thống điện phân phối.

Điều 59. Tách đầu nối bắt buộc

Đơn vị phân phối điện có quyền tách đầu nối Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối ra khỏi hệ thống điện phân phối trong các trường hợp sau:

1. Theo yêu cầu tách đầu nối của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

2. Các trường hợp tách đầu nối bắt buộc được quy định trong hợp đồng mua bán điện hoặc thỏa thuận đầu nối.

Điều 60. Khôi phục đầu nối

Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm khôi phục đầu nối cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối trong các trường hợp sau:

1. Khi có yêu cầu khôi phục đầu nối của cơ quan có thẩm quyền hoặc khi các nguyên nhân dẫn đến tách đầu nối đã được loại trừ, các 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 đầu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối và các khoản chi phí liên quan đã được khách hàng thanh toán trong trường hợp tách đầu nối tạm thời.

Chương VI

VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI

Mục 1

TRÁCH NHIỆM VẬN HÀNH

Điều 61. Trách nhiệm của Đơn vị phân phối điện

1. Quản lý, vận hành trang thiết bị và lưới điện trong phạm vi quản lý của mình.

2. Lập kế hoạch vận hành, kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các trang thiết bị điện và lưới điện hàng năm, tháng, tuần, ngày theo quy định tại Mục 2 và Mục 3 Chương này.

3. Vận hành, duy trì chất lượng điện áp của lưới điện phân phối và đảm bảo cung cấp điện cho khách hàng đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành quy định tại Chương II Thông tư này.

4. Đầu tư, lắp đặt, quản lý và vận hành đảm bảo hệ thống SCADA/DMS, hệ thống rơ le bảo vệ làm việc ổn định, tin cậy và liên tục trong phạm vi quản lý của mình. Lập phương thức, tính toán hệ thống rơ le bảo vệ cho hệ thống bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối tại điểm đấu nối với lưới điện phân phối để đảm bảo tính chọn lọc, độ nhạy và khả năng loại trừ sự cố.

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

6. Vận hành hệ thống điện phân phối tuân thủ quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải và Quy trình Điều độ hệ thống điện quốc gia.

7. Phối hợp với Đơn vị phân phối điện khác và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng trong quá trình vận hành các thiết bị tại điểm đấu nối với lưới điện của mình.

8. Tuân thủ các quy định về an toàn điện, bảo vệ an toàn hành lang lưới điện, công trình điện theo quy định của pháp luật.

Điều 62. Trách nhiệm của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối

1. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng có trách nhiệm:

a) Vận hành trang thiết bị điện và lưới điện trong phạm vi quản lý đảm bảo phù hợp với các tiêu chuẩn quy định tại Mục 2 Chương V Thông tư này;

b) Tuân thủ quyền chỉ huy, lệnh điều độ, vận hành của Đơn vị phân phối điện theo Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia;

c) Cung cấp thông tin chính xác, kịp thời cho Đơn vị phân phối điện để lập kế hoạch vận hành, kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện phân phối;

d) Phối hợp với Đơn vị phân phối điện duy trì chất lượng điện năng và vận hành kinh tế hệ thống điện phân phối theo thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu nhà máy phát điện đấu nối với lưới điện phân phối có trách nhiệm:

a) Thực hiện các quy định tại khoản 1 Điều này;

b) Đảm bảo vận hành nhà máy điện theo cam kết trong Thỏa thuận đấu nối và hợp đồng mua bán điện;

c) Cung cấp chính xác, kịp thời kế hoạch và số liệu vận hành của nhà máy điện cho Đơn vị phân phối điện.

3. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đấu nối vào cấp điện áp hạ áp có trách nhiệm vận hành trang thiết bị điện và lưới điện của mình đảm bảo phù hợp với các tiêu chuẩn quy định tại Mục 2 Chương V Thông tư này;

Mục 2

KẾ HOẠCH BẢO DƯỠNG, SỬA CHỮA HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI

Điều 63. Quy định chung về bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện phân phối

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện phân phối năm, tháng và tuần bao gồm kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện phân phối và các nhà máy điện có công suất đặt từ 30MW trở xuống đấu nối vào lưới điện phân phối phục vụ cho việc lập kế hoạch vận hành hệ thống điện phân phối.

2. Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống điện phân phối được lập cần xem xét đến kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện, nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện và phải đáp ứng các yêu cầu sau:

- a) Đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định, tin cậy;
- b) Tối ưu việc phối hợp bảo dưỡng, sửa chữa nguồn điện và lưới điện.

3. Trường hợp không thể thực hiện được kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện phân phối dự kiến, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải thông báo lại và phối hợp với Đơn vị phân phối điện để điều chỉnh.

Điều 64. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hàng năm

1. Trước ngày 01 tháng 7 hàng năm, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị phân phối điện các thông tin về kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa cho hai (02) năm tiếp theo, bao gồm:

- a) Danh mục các đường dây, thiết bị điện liên quan đến điểm đấu nối với lưới điện của Đơn vị phân phối điện dự kiến bảo dưỡng, sửa chữa;
- b) Lý do bảo dưỡng, sửa chữa;
- c) Phạm vi ngừng cung cấp điện do công tác bảo dưỡng, sửa chữa;
- d) Lượng điện năng, công suất tính toán của phụ tải bị ngừng cung cấp điện;
- đ) Lượng điện năng, công suất tính toán không phát được lên lưới điện phân phối của nhà máy điện.

2. Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị phân phối điện phải hoàn thành dự thảo kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa cho hai (02) năm tiếp theo trên cơ sở xem xét các yếu tố sau:

- a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện;
- b) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng, các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện và các yêu cầu thay đổi lịch bảo dưỡng, sửa chữa (nếu có);
- c) Các yêu cầu bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện truyền tải;
- d) Phối hợp các kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng, các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, phù hợp với điều kiện vận hành thực tế nhằm tối ưu vận hành kinh tế kỹ thuật hệ thống điện phân phối;
- đ) Các yêu cầu khác có liên quan đến bảo dưỡng, sửa chữa.

3. Trường hợp không thống nhất với kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa của Đơn vị phân phối điện, trước ngày 15 tháng 8 hàng năm, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có quyền gửi văn bản đề nghị Đơn vị phân phối điện điều chỉnh kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm xem xét, điều chỉnh kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm phù hợp với đề nghị của khách hàng. Trường hợp không thể điều chỉnh kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa theo yêu cầu của khách hàng, Đơn vị phân phối điện phải thông báo cho khách hàng bằng văn bản và nêu rõ lý do.

4. Trước ngày 01 tháng 10 hàng năm, Đơn vị phân phối điện phải hoàn thành và công bố kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa cho hai (02) năm tiếp theo trên trang thông tin điện tử của đơn vị, bao gồm các nội dung sau:

- a) Danh mục các thiết bị điện, đường dây cần được đưa ra bảo dưỡng, sửa chữa;
- b) Lý do đưa thiết bị, đường dây ra bảo dưỡng, sửa chữa;
- c) Nội dung công việc chính;
- d) Dự kiến thời gian bảo dưỡng, sửa chữa;
- đ) Các yêu cầu khác có liên quan đến công tác bảo dưỡng, sửa chữa.

Điều 65. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tháng

1. Trường hợp kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tháng tới có thay đổi so với kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm đã công bố, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện các thông tin quy định tại khoản 1 Điều 64 Thông tư này trước ngày 15 hàng tháng.

2. Trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị phân phối điện phải hoàn thành dự thảo kế hoạch kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tháng tới trên cơ sở xem xét các yếu tố sau:

- a) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm đã công bố;

- b) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng tới;
- c) Đề nghị điều chỉnh kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện;
- d) Các yêu cầu bảo dưỡng, sửa chữa trên lưới điện truyền tải.

3. Trước ngày 25 hàng tháng, Đơn vị phân phối điện phải hoàn thành và công bố kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa cho tháng tới trên trang thông tin điện tử của đơn vị, bao gồm các nội dung sau:

- a) Tên các thiết bị điện, đường dây cần được đưa ra bảo dưỡng, sửa chữa;
- b) Lý do đưa thiết bị, đường dây ra bảo dưỡng, sửa chữa;
- c) Nội dung công việc chính;
- d) Thời gian dự kiến bắt đầu và kết thúc công tác bảo dưỡng, sửa chữa;
- đ) Các yêu cầu khác có liên quan đến công tác bảo dưỡng, sửa chữa;
- e) Ước tính công suất và điện năng không cung cấp được do bảo dưỡng, sửa chữa.

Điều 66. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tuần

1. Hàng tuần, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa cho tuần thứ ba tính từ tuần lập kế hoạch cho hai (02) tuần kế tiếp dựa trên các căn cứ sau:

- a) Kế hoạch vận hành tháng được duyệt;
- b) Kết quả dự báo phụ tải hai (02) tuần tới;
- c) Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa nguồn điện và lưới điện được cập nhật;
- d) Đề nghị điều chỉnh kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện;

2. Trường hợp có thay đổi so với kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tháng, Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải cung cấp cho Đơn vị phân phối điện các thông tin quy định tại khoản 1 Điều 64 Thông tư này trước 16h30 ngày thứ Ba của hai (02) tuần trước đó.

3. Trường hợp có nhu cầu bảo dưỡng, sửa chữa trên phạm vi lưới điện thuộc phạm vi quản lý của mình, trước 16h30 ngày thứ Ba hàng tuần, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng đấu nối ở cấp điện áp trung áp có trách nhiệm đăng ký kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa với Đơn vị phân phối điện để phối hợp lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tuần tới, bao gồm các thông tin sau đây:

- a) Danh mục thiết bị cần tách ra bảo dưỡng, sửa chữa;
- b) Nguyên nhân tách thiết bị;
- c) Dự kiến các thời điểm bắt đầu và kết thúc công tác bảo dưỡng, sửa chữa.

4. Trước 16h30 ngày thứ Năm hàng tuần, căn cứ trên cơ sở kế hoạch bảo

dưỡng, sửa chữa tháng và thông tin do Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối cung cấp, Đơn vị phân phối điện phải hoàn thành và công bố kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa cho hai (02) tuần tiếp theo trên trang thông tin điện tử của đơn vị, bao gồm các nội dung sau:

- a) Tên các thiết bị điện, đường dây cần được đưa ra bảo dưỡng, sửa chữa;
- b) Lý do đưa thiết bị, đường dây ra bảo dưỡng, sửa chữa;
- c) Nội dung công việc chính;
- d) Thời gian dự kiến bắt đầu và kết thúc công tác bảo dưỡng, sửa chữa;
- đ) Các yêu cầu khác có liên quan đến công tác bảo dưỡng, sửa chữa;
- e) Phạm vi ngừng cung cấp điện do công tác bảo dưỡng, sửa chữa;
- g) Ước tính công suất và điện năng không cung cấp được do bảo dưỡng, sửa chữa.

5. Trước 16h30 ngày thứ Sáu hàng tuần, căn cứ vào kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa tuần do Đơn vị phân phối điện công bố, các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa cho lưới điện hạ áp trong phạm vi quản lý và thông báo đến khách hàng bị ảnh hưởng theo quy định tại Quyết định số 39/2005/QĐ-BCN.

Mục 3

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH

Điều 67. Kế hoạch vận hành năm

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện phân phối cho năm tới bao gồm các nội dung chính như sau:

- a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện năm tới;
- b) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm tới;
- c) Dự kiến lượng điện năng phát năm tới của các nhà máy điện có công suất đặt từ 30 MW trở xuống đấu nối vào lưới điện phân phối.

2. Trước ngày 01 tháng 12 hàng năm, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm hoàn thành kế hoạch vận hành năm tới và công bố trên trang thông tin điện tử của đơn vị đồng thời thông báo kế hoạch vận hành năm tới của lưới điện 110kV, các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối và các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện và các Đơn vị phân phối điện khác có liên quan để phối hợp thực hiện.

Điều 68. Kế hoạch vận hành tháng

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện phân phối cho tháng tới căn cứ vào kế hoạch vận hành hệ thống điện phân phối năm được công bố, bao gồm các nội dung sau:

- a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng tới;
- b) Kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng tháng tới;
- c) Dự kiến lượng điện năng phát tháng tới của từng nhà máy điện có công suất đặt từ 30 MW trở xuống đấu nối vào lưới điện phân phối.

2. Trước ngày 25 hàng tháng, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm hoàn thành kế hoạch vận hành tháng tới và công bố trên trang thông tin điện tử của đơn vị đồng thời thông báo kế hoạch vận hành tháng tới của lưới điện trung áp và 110kV, các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối và các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện và các Đơn vị phân phối điện khác có liên quan để phối hợp thực hiện.

Điều 69. Kế hoạch vận hành tuần

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện phân phối cho hai (02) tuần tới căn cứ vào kế hoạch vận hành tháng đã công bố, bao gồm các nội dung sau:

- a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện hai (02) tuần tới;
- b) Kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng trong hai (02) tuần tới;
- c) Dự kiến thời gian và phạm vi ngừng cung cấp điện trong hai (02) tuần tới;
- d) Dự kiến sản lượng điện năng và công suất phát trong hai (02) tuần tới của từng nhà máy điện có công suất đặt từ 30 MW trở xuống đấu nối vào lưới điện phân phối.

2. Trước 15 giờ 00 phút ngày thứ Năm hàng tuần, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm hoàn thành kế hoạch vận hành của hai (02) tuần tới và công bố trên trang thông tin điện tử của đơn vị đồng thời thông báo kế hoạch vận hành hai (02) tuần tới của lưới điện trung áp và 110kV, các tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối và các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện và các Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối có liên quan biết để phối hợp thực hiện.

3. Trước ngày 15 giờ 00 phút ngày thứ Sáu hàng tuần, căn cứ vào kế hoạch vận hành tuần, Đơn vị phân phối điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có trách nhiệm hoàn thành kế hoạch vận hành lưới điện hạ thế và thông báo tới khách hàng bị ảnh hưởng trong phạm vi quản lý của mình.

Điều 70. Phương thức vận hành ngày

1. Hàng ngày, căn cứ trên kế hoạch vận hành tuần được công bố, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lập phương thức vận hành ngày tới, bao gồm các nội dung sau:

- a) Danh mục nguồn điện và lưới điện bảo dưỡng, sửa chữa;
- b) Dự kiến thời gian và phạm vi ngừng cung cấp điện ngày tới;

c) Dự kiến sản lượng điện năng và công suất phát hàng giờ ngày tới của từng nhà máy điện có công suất đặt từ 30 MW trở xuống đấu nối vào lưới điện phân phối.

2. Trước 15 giờ 00 phút hàng ngày, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm hoàn thành và công bố phương thức vận hành ngày tới trên trang thông tin điện tử của đơn vị.

Điều 71. Vận hành hệ thống điện phân phối

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm vận hành hệ thống điện phân phối theo phương thức vận hành ngày đã công bố, tuân thủ Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia và các quy định có liên quan.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng có trách nhiệm tuân thủ lệnh điều độ của cấp điều độ có quyền điều khiển lưới điện phân phối, phối hợp và cung cấp thông tin cho Đơn vị phân phối điện phục vụ điều độ hệ thống điện phân phối.

Mục 4

VẬN HÀNH TRONG TÌNH HUỐNG KHẨN CẤP

Điều 72. Tình huống khẩn cấp

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

2. Các tình huống khẩn cấp bao gồm:

a) Sự cố hoặc rã lưới toàn bộ hoặc một phần hệ thống điện truyền tải gây ảnh hưởng đến chế độ vận hành bình thường của hệ thống điện phân phối;

b) Sự cố trên hệ thống điện truyền tải dẫn đến một phần hệ thống điện phân phối vận hành trong tình trạng tách đảo;

c) Sự cố trên đường dây hoặc trạm biến áp phân phối cấp điện áp 110kV gây mất điện trên diện rộng trong hệ thống điện phân phối.

Điều 73. Vận hành hệ thống điện phân phối trong trường hợp sự cố hoặc rã lưới toàn bộ hoặc một phần hệ thống điện truyền tải

1. Trường hợp sự cố trên hệ thống điện truyền tải 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 Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện để biết thông tin về khoảng thời gian dự kiến ngừng cung cấp điện và phạm vi ảnh hưởng đến phụ tải của hệ thống điện phân phối từ sự cố này;

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

2. Trường hợp rã lưới toàn bộ hoặc một phần hệ thống điện truyền tải 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) Tuân thủ Quy trình khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia và Quy định hệ thống điện truyền tải;

b) Tách lưới điện phân phối thuộc quyền quản lý của đơn vị thành các vùng phụ tải riêng biệt theo Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia;

c) Khôi phục phụ tải theo thứ tự ưu tiên tuân thủ phương thức đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt trong phạm vi lưới điện phân phối do Đơn vị phân phối điện quản lý;

d) Duy trì liên lạc trực tiếp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường 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 giữ thông tin liên lạc, cử các chuyên gia kỹ thuật và thông báo danh sách họ tên, chức vụ, quyền hạn của các chuyên gia 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 74. Vận hành hệ thống điện phân phối trong trường hợp tách đảo

1. Trường hợp một phần hệ thống điện phân phối bị tách đảo, Đơn vị phân phối điện phải xem xét và quyết định việc vận hành các nhà máy điện đấu nối với phần lưới điện phân phối này. Đơn vị phân phối điện 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 Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

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 Đơn vị phân phối điện, nhà máy đấu nối vào lưới điện phân phối có thể vận hành tách đảo sử dụng hệ thống tự dùng và cung cấp điện cho phụ tải hoặc thiết bị của khách hàng khác với điều kiện:

a) Nhà máy được thiết kế 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 điện phân phối;

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 tiêu chuẩn nối đất trung tính của phần lưới điện phân phối bị tách đảo.

3. Trường hợp phần hệ thống điện phân phối bị tách đảo không có khả năng hòa đồng bộ với phần hệ thống điện đã được phục hồi, Đơn vị phân phối điện 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 75. Vận hành hệ thống điện phân phối khi xảy ra sự cố nghiêm trọng trên lưới điện phân phối

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

1. Khẩn trương cô lập và xử lý sự cố tuân thủ Quy trình xử lý sự cố hệ thống điện quốc gia.
2. Thông báo thông tin sự cố cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện và các Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối chịu 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 điện phân phối trong thời gian sự cố.

Điều 76. Khôi phục hệ thống điện phân phối

1. Khi hệ thống điện phân phối 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 Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện, Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối và các đơn vị liên quan đưa hệ thống điện phân phối về chế độ vận hành bình thường trong thời gian sớm nhất.

2. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phân các vùng phụ tải có quy mô phù hợp với khả năng của các nhà máy điện khởi động đen, báo cáo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, bảo đảm nhanh chóng khôi phục hệ thống điện phân phối.

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 Đơn vị phân phối điện.

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 điện truyền tải thì Đơn vị phân phối điện phải thực hiện khôi phục hệ thống điện phân phối theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. 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 với Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối để phối hợp trong quá trình xử lý sự cố khôi phục hệ thống điện phân phối.

Mục 5

ĐIỀU KHIỂN PHỤ TẢI VÀ ĐIỆN ÁP

Điều 77. Điều khiển phụ tải

Điều khiển phụ tải bao gồm các biện pháp ngừng, giảm cung cấp điện, sa thải phụ tải hoặc điều khiển giảm công suất tác dụng của phụ tải điện theo đăng

ký tự nguyện của Khách hàng sử dụng điện tham gia vào các chương trình quản lý nhu cầu điện để tránh rã lưới hay quá tải trên lưới điện.

Điều 78. Ngừng, giảm cung cấp điện

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thực hiện ngừng, giảm cung cấp điện theo kế hoạch tuân thủ kế hoạch vận hành tuần đã được công bố quy định tại Điều 69 Thông tư này.

2. Đơn vị phân phối điện được ngừng cung cấp điện không theo kế hoạch trong các trường hợp sau:

a) Theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh cung cấp điện;

b) Xảy ra sự cố hoặc đe dọa sự cố gây mất an toàn nghiêm trọng cho người, thiết bị và hệ thống điện;

c) Khi có trường hợp bất khả kháng trên lưới điện phân phối.

3. Trường hợp ngừng, giảm cung cấp điện, Đơn vị phân phối điện hoặc Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải thực hiện trình tự, thủ tục thông báo đến các Khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng theo quy định tại Quyết định số 39/2005/QĐ-BCN.

Điều 79. Xây dựng phương án sa thải phụ tải

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm xây dựng phương án sa thải phụ tải trong phạm vi quản lý căn cứ trên:

a) Yêu cầu vận hành an toàn hệ thống điện;

b) Kế hoạch ngừng cung cấp điện do đe dọa an ninh cung cấp điện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

c) Thứ tự ưu tiên của các phụ tải;

d) Các biện pháp giảm thiểu ảnh hưởng đến Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có cùng thứ tự ưu tiên cấp điện.

2. Phương án sa thải phụ tải phải bao gồm các mức công suất, thứ tự thực hiện và thời gian sa thải phụ tải.

3. Trước 15h00 ngày thứ Năm hàng tuần, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm hoàn thành và công bố phương án sa thải phụ tải cho hai (02) tuần tiếp theo.

Điều 80. Các biện pháp sa thải phụ tải

1. Sa thải phụ tải tự động là sa thải do rơle tần số tác động để cắt có chọn lọc phụ tải ở cấp điện áp trung áp nhằm giữ tần số trong giới hạn cho phép, tránh mất điện trên diện rộng.

2. Sa thải phụ tải theo lệnh là sa thải theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc Đơn vị phân phối điện trong trường hợp thiếu

nguồn hoặc có sự cố trên hệ thống điện để đảm bảo an ninh cung cấp điện.

Điều 81. Thực hiện sa thải phụ tải

1. Đơn vị phân phối điện phải thực hiện sa thải phụ tải theo phương án sa thải phụ tải đã được xây dựng và công bố.

2. Trường hợp sa thải phụ tải theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc để bảo vệ lưới điện phân phối, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện phải thông báo cho Khách hàng sử dụng điện theo quy định tại Quyết định số 39/2005/QĐ-BCN.

3. Sau khi sa thải phụ tải tự động hoặc sa thải phụ tải theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm:

a) Báo cáo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường về công suất, thời gian, khu vực phụ tải bị sa thải và các mức sa thải phụ tải theo giá trị cài đặt tác động của rơ le tần số;

b) Khôi phục phụ tải bị sa thải khi có lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Trường hợp phụ tải thuộc phạm vi quản lý của khách hàng bị sa thải phụ tải tự động, hoặc sa thải theo lệnh từ Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm:

a) Báo cáo Đơn vị phân phối điện về công suất, thời gian, khu vực phụ tải bị sa thải và các mức sa thải phụ tải theo giá trị cài đặt tác động của rơ le tần số;

b) Khôi phục phụ tải bị sa thải khi có lệnh của Đơn vị phân phối điện.

Điều 82. Thực hiện điều khiển điện áp

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm tính toán điện áp tại các nút trên lưới điện phân phối thuộc phạm vi quản lý theo các chế độ vận hành và phối hợp với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối để đảm bảo duy trì chất lượng điện áp thông qua các biện pháp điều khiển công suất phản kháng và điều chỉnh nấc phân áp của máy biến áp.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm phối hợp vận hành với Đơn vị phân phối điện để duy trì điện áp trên hệ thống điện phân phối theo thỏa thuận.

Điều 83. Giám sát và điều khiển từ xa

1. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối phải thống nhất về phương thức giám sát và điều khiển.

2. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm lắp đặt các trạm đo xa và các thiết bị tích hợp cần thiết để giám sát hệ thống lưới điện của khách hàng khi hai bên có thỏa thuận. Trong trường hợp đó, Đơn vị phân phối điện phải lắp đặt các trạm điều khiển từ xa cần thiết, bao gồm cả phần điều khiển máy cắt và được quyền điều khiển hệ thống máy cắt trong phạm vi lưới điện của khách hàng.

3. Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị phân phối điện trong việc lắp đặt và vận hành hệ thống điều khiển và giám sát từ xa.

Mục 6

TRAO ĐỔI THÔNG TIN TRONG VẬN HÀNH VÀ CHẾ ĐỘ BÁO CÁO

Điều 84. Hình thức trao đổi thông tin

1. Đơn vị phân phối điện, Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối và các Đơn vị phân phối điện khác phải thoả thuận thống nhất hình thức trao đổi thông tin để đảm bảo việc liên lạc vận hành được liên tục và thông suốt 24/24 giờ.

2. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối phải chỉ định cán bộ phụ trách liên lạc vận hành và trao đổi danh sách cán bộ phụ trách liên lạc và nhân viên vận hành.

Điều 85. Trao đổi thông tin trong vận hành

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo cho Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối trong trường hợp nhận thấy chế độ vận hành lưới điện phân phối có thể ảnh hưởng tới chế độ vận hành lưới điện hoặc tổ máy phát điện của khách hàng, bao gồm các thông tin sau đây:

a) Chế độ vận hành hệ thống điện phân phối và những ảnh hưởng có thể xảy ra cho lưới điện hoặc tổ máy phát điện của khách hàng;

b) Nguyên nhân gây ra ảnh hưởng tới lưới điện hoặc tổ máy phát điện của khách hàng.

2. Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm thông báo ngay cho Đơn vị phân phối điện khi nhận thấy chế độ vận hành lưới điện hoặc các tổ máy phát điện của mình có thể ảnh hưởng đến lưới điện phân phối, bao gồm các thông tin sau đây:

a) Nguyên nhân gây ra sự thay đổi chế độ vận hành lưới điện của khách hàng;

b) Những ảnh hưởng có thể xảy ra cho lưới điện của Đơn vị phân phối điện.

Điều 86. Thông báo các tình huống bất thường

1. Tình huống bất thường là tình huống hệ thống điện phân phối bị sự cố, đe dọa sự cố hoặc các thông số vận hành nằm ngoài dải cho phép.

2. Khi xuất hiện tình huống bất thường trên hệ thống điện phân phối, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm:

a) Thông báo ngay cho Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối có thể bị ảnh hưởng đến lưới điện của khách hàng;

b) Bổ sung, làm rõ thông tin đã cung cấp cho các Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối sở hữu nhà máy điện khi có yêu cầu.

3. Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm thông báo ngay cho Đơn vị phân phối điện khi có tình huống bất thường trên lưới điện của khách hàng gây ảnh hưởng đến hệ thống điện phân phối.

Điều 87. Thông báo về sự cố nghiêm trọng

1. Sự cố nghiêm trọng là các sự cố dẫn đến đường dây hoặc trạm biến áp phân phối cấp điện áp 110kV bị tách ra khỏi vận hành gây mất điện trên diện rộng trong hệ thống điện phân phối.

2. Đơn vị phân phối điện hoặc Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm thông báo thông tin sự cố trên lưới điện của mình ngay sau khi xảy ra sự cố nghiêm trọng trên lưới điện.

3. Thông báo về sự cố nghiêm trọng bao gồm các nội dung chính sau đây:

- a) Ngày giờ xảy ra sự cố;
- b) Khoảng thời gian tồn tại sự cố;
- c) Địa điểm xảy ra sự cố và khu vực bị ảnh hưởng;
- d) Thiết bị bị sự cố;
- đ) Mô tả ngắn gọn sự cố;
- e) Nguyên nhân gây ra sự cố (nếu có);
- g) Thời gian dự kiến khắc phục sự cố;
- h) Các biện pháp sa thải phụ tải đã được thực hiện (nếu có).

4. Đơn vị phân phối điện hoặc Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm bổ sung, làm rõ các nội dung trong thông báo sự cố nghiêm trọng khi có yêu cầu.

5. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo về các sự cố nghiêm trọng bằng văn bản cho Sở Công Thương nơi xảy ra sự cố theo các nội dung quy định tại khoản 3 Điều này.

Điều 88. Báo cáo kết quả vận hành hệ thống điện phân phối

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo định kỳ về tình hình thực hiện, kết quả vận hành hệ thống điện phân phối hàng năm và hàng tháng. Trong đó đánh giá việc thực hiện các tiêu chuẩn vận hành quy định tại Chương II Thông tư này; đánh giá kết quả vận hành hệ thống điện phân phối; 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.

2. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, Đơn vị phân phối điện phải lập báo cáo về kết quả vận hành hệ thống điện phân phối năm trước; trước ngày 05 hàng tháng lập báo cáo về kết quả vận hành hệ thống điện phân phối tháng trước gửi Cục Điều tiết điện lực và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Trong trường hợp đột xuất, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm báo cáo kết quả vận hành hệ thống điện phân phối theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Mục 7

PHỐI HỢP VẬN HÀNH

Điều 89. Trách nhiệm phối hợp vận hành

1. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng phải thống nhất về trách nhiệm, phạm vi điều khiển vận hành đối với thiết bị trên lưới điện phân phối liên quan giữa hai bên; cử người có trách nhiệm trong việc phối hợp vận hành an toàn lưới điện và thiết bị.

2. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng phải phối hợp, thiết lập và duy trì 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 phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng phải xây dựng quy trình phối hợp vận hành để đảm bảo an toàn cho người và thiết bị trong công tác vận hành, thí nghiệm, bao gồm các nội dung sau:

a) Nguyên tắc và các thủ tục phối hợp vận hành;

b) Trách nhiệm và quyền hạn trong việc điều khiển, vận hành, thí nghiệm hệ thống điện phân phối.

4. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng có trách nhiệm thống nhất về việc phối hợp vận hành và lưu trữ, quản lý, cập nhật, trao đổi các tài liệu liên quan.

Điều 90. Phối hợp thực hiện vận hành

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

2. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng 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.

3. Việc kiểm tra, giám sát và điều khiển thiết bị đấu nối tại ranh giới vận hành phải do người được Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm riêng chỉ định thực hiện.

Mục 8

THÍ NGHIỆM TRÊN HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI

Điều 91. Các yêu cầu chung về thí nghiệm trên hệ thống điện phân phối

1. Thí nghiệm trên hệ thống điện phân phối bao gồm việc thí nghiệm trên

lưới điện của Đơn vị phân phối điện và lưới điện, nhà máy điện hoặc thiết bị điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

2. Việc thí nghiệm chỉ được tiến hành trong khả năng làm việc của thiết bị điện hoặc tổ máy phát điện và trong thời gian được thông báo tiến hành thí nghiệm, có sự chứng kiến của đại diện các bên có liên quan và phải tuân thủ các quy trình, quy định hiện hành.

3. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối phải đảm bảo không gây nguy hiểm cho người và thiết bị trên hệ thống điện phân phối trong quá trình thí nghiệm.

4. Việc thí nghiệm thiết bị điện tại điểm đấu nối với lưới điện truyền tải phải tuân thủ Quy định hệ thống điện truyền tải.

5. Chi phí thí nghiệm do bên đề nghị thí nghiệm chi trả nếu kết quả thí nghiệm cho thấy lưới điện hoặc tổ máy phát điện đạt các tiêu chuẩn vận hành quy định tại Thông tư này hoặc các thông số ghi trong thoả thuận đấu nối. Trường hợp kết quả thí nghiệm cho thấy lưới điện hoặc tổ máy phát điện không đạt các tiêu chuẩn vận hành quy định tại Thông tư này hoặc không đúng với các thông số ghi trong thoả thuận đấu nối thì bên sở hữu lưới điện hoặc tổ máy phát điện không đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành phải trả chi phí thí nghiệm.

Điều 92. Các trường hợp tiến hành thí nghiệm thiết bị trên lưới điện phân phối

1. Thí nghiệm định kỳ thiết bị trên lưới điện phân phối.

2. Thí nghiệm đột xuất thiết bị trên lưới điện phân phối trong trường hợp:

a) Để đảm bảo an toàn và độ tin cậy của lưới điện phân phối;

b) Khi có khiếu nại của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối liên quan đến vi phạm chất lượng điện năng trên lưới điện phân phối quy định tại Chương II Thông tư này hoặc tại Thỏa thuận đấu nối;

c) Theo yêu cầu của Đơn vị phân phối điện khi nhận thấy thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối gây ảnh hưởng xấu đến lưới điện phân phối.

Điều 93. Các trường hợp tiến hành thí nghiệm tổ máy phát điện

1. Đơn vị phân phối điện có quyền thí nghiệm mỗi tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối không quá hai (02) lần trong năm, trừ các trường hợp sau:

a) Kết quả thí nghiệm xác định một hoặc nhiều đặc tính vận hành của tổ máy phát điện không đúng với các đặc tính ghi trong Thỏa thuận đấu nối;

b) Khi Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu nhà máy điện không thống nhất ý kiến về các thông số và đặc tính vận hành của tổ máy phát điện trong kết quả thí nghiệm;

c) Theo yêu cầu của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu nhà máy điện;

d) Thí nghiệm về chuyển đổi nhiên liệu.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu nhà máy điện có quyền yêu cầu thí nghiệm trong các trường hợp sau:

a) Để 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) Để kiểm tra tổ máy phát điện sau khi lắp đặt, sửa chữa lớn, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại.

Điều 94. Trách nhiệm trong thí nghiệm thiết bị trên lưới điện phân phối

1. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm:

a) Tiến hành thí nghiệm định kỳ thiết bị trên lưới điện phân phối thuộc phạm vi quản lý vận hành;

b) Tiến hành thí nghiệm đột xuất trên lưới điện phân phối trong trường hợp cần thiết để đảm bảo lưới điện phân phối vận hành an toàn, ổn định;

c) Tiến hành thí nghiệm trên lưới điện của khách hàng theo yêu cầu của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối;

d) Phối hợp với Đơn vị truyền tải điện, các Đơn vị phân phối điện khác tiến hành các thí nghiệm thiết bị tại các điểm đấu nối có liên quan;

đ) Thông báo trước bằng văn bản cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối và các đơn vị có liên quan về lịch thí nghiệm.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm:

a) Thực hiện thí nghiệm lưới điện và tổ máy phát điện trong phạm vi quản lý;

b) Phối hợp với Đơn vị phân phối điện trong việc thí nghiệm các thiết bị điện tại điểm đấu nối với lưới điện phân phối;

c) Thông báo trước bằng văn bản cho Đơn vị phân phối điện về lịch thí nghiệm;

d) Tổ chức thí nghiệm và bảo dưỡng định kỳ các thiết bị điện các thiết bị đấu nối vào lưới điện phân phối, hàng năm phải gửi các biên bản thí nghiệm cho Đơn vị phân phối điện để theo dõi.

Điều 95. Trình tự, thủ tục thí nghiệm theo yêu cầu của Đơn vị phân phối điện

1. Khi có nhu cầu thí nghiệm, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối bị ngừng, giảm cung cấp điện do việc thí nghiệm và Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối có thiết bị thí nghiệm ít nhất mười lăm (15) ngày trước ngày dự kiến thí nghiệm. Thông báo bao gồm các nội dung sau:

- a) Mục đích thí nghiệm;
- b) Vị trí thí nghiệm;
- c) Thời gian dự kiến thí nghiệm;
- d) Hạng mục và trình tự thí nghiệm dự kiến;
- đ) Kế hoạch ngừng, giảm cung cấp điện do yêu cầu của thí nghiệm (nếu có).

2. Trường hợp việc thí nghiệm được tiến hành trong phạm vi quản lý của Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối, nếu không nhất trí với thông báo thí nghiệm của Đơn vị phân phối điện, trong thời hạn bảy (07) ngày kể từ ngày nhận được thông báo, khách hàng phải thông báo lại và đề xuất phương án giải quyết để thống nhất với Đơn vị phân phối điện điều chỉnh kế hoạch thí nghiệm.

Điều 96. Trình tự, thủ tục thí nghiệm theo đề nghị của Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối

1. Khi có nhu cầu thí nghiệm, Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối phải gửi văn bản đề nghị thí nghiệm cho Đơn vị phân phối điện, bao gồm các nội dung sau đây:

- a) Mục đích thí nghiệm;
- b) Lý do đề nghị thí nghiệm;
- c) Vị trí và hạng mục thí nghiệm;
- d) Thời gian dự kiến tiến hành thí nghiệm.

2. Trường hợp thí nghiệm tổ máy phát điện, khách hàng phải bổ sung các thông tin sau:

- a) Lý lịch của tổ máy phát điện;
- b) Các đặc tính của tổ máy phát điện;
- c) Dự kiến chế độ vận hành tổ máy phát điện trong thời gian thí nghiệm.

3. Trong thời hạn bảy (07) ngày kể từ ngày nhận được đề nghị thí nghiệm, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm xem xét và yêu cầu khách hàng bổ sung các thông tin cần thiết.

4. Trong thời hạn mười bốn (14) ngày kể từ ngày nhận được văn bản đề nghị thí nghiệm hợp lệ, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho khách hàng đề nghị thí nghiệm và các đơn vị có liên quan về kế hoạch thí nghiệm.

5. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm thông báo bằng văn bản kết quả thí nghiệm cho khách hàng đề nghị thí nghiệm sau khi hoàn thành việc thí nghiệm.

Điều 97. Trách nhiệm thực hiện sau khi thí nghiệm

- 1. Đơn vị phân phối điện phải điều chỉnh, nâng cấp thiết bị trên lưới điện

phân phối trong trường hợp kết quả thí nghiệm cho thấy thiết bị trên lưới điện phân phối thuộc phạm vi quản lý vận hành của Đơn vị phân phối điện không đảm bảo tiêu chuẩn kỹ thuật quy định tại Mục 2 Chương II Thông tư này.

2. Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối phải điều chỉnh, nâng cấp thiết bị trong thời hạn thoả thuận với Đơn vị phân phối điện trong trường hợp kết quả thí nghiệm cho thấy thiết bị của khách hàng không đạt các tiêu chuẩn kỹ thuật quy định tại Mục 2 Chương V Thông tư này hoặc các yêu cầu trong Thỏa thuận đầu nối.

Chương VII

ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Mục 1

QUY ĐỊNH CHUNG VỀ ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Điều 98. Nguyên tắc xác định vị trí đo đếm chính

1. Vị trí đo đếm chính được xác định trùng hoặc liền kề với điểm đầu nối.

2. Trường hợp không đủ điều kiện để bố trí hệ thống đo đếm điện theo quy định tại khoản 1 Điều này hoặc vị trí đo đếm chính không đảm bảo đo đếm chính xác điện năng giao nhận, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối hoặc Đơn vị phân phối điện khác phải thoả thuận vị trí đo đếm điện năng thay thế, đồng thời xác định phương phức quy đổi điện năng từ vị trí đo đếm thay thế về điểm đầu nối.

Điều 99. Xác định vị trí đo đếm đối với cấp điện áp cao áp và trung áp

1. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối là Đơn vị phân phối và bán lẻ điện và Khách hàng sử dụng điện

a) Đối với các điểm đầu nối tại cấp điện áp 110kV, tại mỗi điểm đầu nối phải xác định vị trí đo đếm chính và một (01) vị trí đo đếm dự phòng;

b) Đối với các đầu nối cấp điện áp từ 1000V đến 35 kV, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có thể thoả thuận vị trí đo đếm dự phòng nếu thấy cần thiết;

c) Điểm đầu nối thuộc trạm biến áp của Đơn vị phân phối điện:

- Vị trí đo đếm chính 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;

- Vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thoả thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối;

d) Điểm đầu nối thuộc trạm biến áp của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối:

- 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 phân phối trừ trường hợp có thoả thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

đ) Trường hợp điểm đấu nối khác với quy định tại điểm c và điểm d Khoản này, vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

2. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối là Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu các tổ máy phát điện:

a) Đối với các nhà máy điện đấu nối tại cấp điện áp 110kV, tại mỗi điểm đấu nối phải xác định vị trí đo đếm chính và hai (02) vị trí đo đếm dự phòng;

b) Đối với các nhà máy điện đấu nối tại cấp điện áp từ 1000V đến 35kV, tại mỗi điểm đấu nối phải xác định vị trí đo đếm chính và một (01) vị trí đo đếm dự phòng;

c) Điểm đấu nối thuộc trạm biến áp của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có các tổ máy 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 phân phối trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng 1 được xác định tại các xuất tuyến lộ đường dây của trạm biến áp của nhà máy điện, trừ trường hợp có thỏa thuận khác;

- Vị trí đo đếm dự phòng 2, trong trường hợp đấu nối tại cấp điện áp 110kV được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu các tổ máy phát điện.

d) Điểm đấu nối không thuộc trạm biến áp của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu các tổ máy phát điện:

- Trường hợp trạm biến áp của Khách hàng có tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện phân phối có một đường dây liên hệ với điểm đấu nối và không có điện năng đi vòng qua thanh cái của trạm biến áp của khách hàng thì vị trí đo đếm chính trùng hoặc liền kề với điểm đấu nối;

- Trường hợp trạm biến áp của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có tổ máy phát điện có từ hai (02) đường dây trở lên và có điện năng vòng qua thanh cái trạm biến áp của khách hàng thì vị trí đo đếm chính được chọn theo quy định tại điểm a khoản 1 Điều này;

- Các vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có tổ máy phát điện.

đ) Trường hợp điểm đấu nối khác với quy định tại điểm c và điểm d Khoản này, vị trí đo đếm chính và các vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có tổ máy phát điện.

3. Điểm đấu nối giữa hai Đơn vị phân phối điện:

Vị trí đo đếm chính và vị trí đo đếm dự phòng được xác định theo thỏa thuận giữa các Đơn vị phân phối điện.

4. Điểm đấu nối giữa Đơn vị phân phối và bán lẻ điện và 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.

Điều 100. Xác định vị trí đo đếm đối với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đấu nối hạ áp

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

Điều 101. Hệ thống đo đếm điện năng

1. Hệ thống đo đếm điện năng phải được bố trí tại vị trí đo đếm chính để xác định chính xác, đầy đủ các đại lượng đo đếm, giao nhận điện năng qua điểm đấu nối và loại trừ được các yếu tố ảnh hưởng đến kết quả đo đếm từ kết cấu mạch vòng của hệ thống điện.

2. Hệ thống đo đếm điện năng 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 tại vị trí đo đếm chính, làm cơ sở tính toán các đại lượng mua bán điện trong trường hợp hệ thống đo đếm tại vị trí đo đếm chính hoạt động không chính xác hoặc bị sự cố;

b) Hỗ trợ việc giám sát, kiểm tra kết quả đo đếm của hệ thống đo đếm tại vị trí đo đếm chính trong trường hợp hệ thống đo đếm tại vị trí đo đếm chính làm việc bình thường;

c) Kết hợp với hệ thống đo đếm tại vị trí đo đếm chính và các hệ thống đo đếm dự phòng khác để tính toán sản lượng điện năng giao nhận trong một số trường hợp đặc biệt.

Mục 2

YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI HỆ THỐNG ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Điều 102. Cấu hình của hệ thống đo đếm điện năng

1. Cấu hình đầy đủ đối với hệ thống đo đếm điện năng bao gồm:

a) Biến dòng điện;

b) Biến điện áp;

c) Công tơ đo đếm điện năng;

d) Mạch điện và cáp nhị thứ;

đ) Thiết bị phục vụ thu thập số liệu đo đếm và đường truyền dữ liệu;

- e) Thiết bị bảo vệ an toàn, vị trí niêm phong, kẹp chì;
- g) Thiết bị phụ trợ, thiết bị chuyển đổi đầu nối, thiết bị cô lập mạch đo phục vụ thử nghiệm, thiết bị logic phục vụ chuyển điện áp VT, thiết bị kiểm tra điện áp và dòng điện.

2. Cấu hình cụ thể của một hệ thống đo đếm được xác định theo cấp điện áp và đặc thù của vị trí đo đếm.

Điều 103. Hệ thống đo đếm cấp điện áp 110kV

1. Yêu cầu đối với công tơ đo đếm điện năng:

- a) Là loại 3 pha 4 dây;
- b) Kiểu điện tử tích hợp chức năng và có thể lập trình được;
- c) Có nhiều biểu giá;
- d) Đo đếm điện năng tác dụng và phản kháng theo hai chiều nhận và phát riêng biệt theo 4 góc phần tư;
- đ) Có chức năng đo công suất cực đại, ghi biểu đồ phụ tải tổng;
- e) Có giao thức thích hợp để thu thập, đọc số liệu tại chỗ và từ xa;
- g) Được cấp nguồn từ hệ thống điện áp thứ cấp đo lường và phải đảm bảo duy trì hoạt động khi mất điện áp 1 hoặc 2 pha bất kỳ;
- h) Có nhiều mức mật khẩu;
- i) Có các vị trí niêm phong, kẹp chì đảm bảo không thể tiếp cận với các đầu cực đấu dây và thay đổi các thông số cài đặt trong công tơ nếu không phá bỏ chì niêm phong;
- k) Có chức năng lưu trữ thông tin đo đếm, biểu đồ phụ tải ít nhất 60 ngày với chu kỳ ghi giá trị đo đếm không quá 30 phút;
- l) Đối với hệ thống đo đếm tại vị trí đo đếm chính, công tơ đo điện năng tác dụng phải đạt cấp chính xác 0,2 theo tiêu chuẩn IEC 62053-22 và cấp chính xác 2,0 theo tiêu chuẩn IEC 62053-23 nếu đo đếm điện năng phản kháng hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;
- m) Đối với hệ thống đo đếm dự phòng, công tơ đo điện năng tác dụng phải đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 62053-22 và cấp chính xác 2,0 theo tiêu chuẩn IEC 62053-23 nếu đo đếm điện năng phản kháng hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

2. Yêu cầu đối với biến dòng điện dùng cho đo đếm điện năng:

- a) Có các cuộn dây thứ cấp đo lường dùng riêng cho công tơ đo đếm điện năng;
- b) Giá trị dòng điện thứ cấp danh định là 1A hoặc 5A;

c) Có vị trí niêm phong kẹp chì tại nắp hộp đấu dây cuộn thứ cấp đo lường cấp cho công tơ đo đếm điện năng đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối nếu không phá bỏ niêm phong;

d) Biến dòng điện phục vụ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,2 theo tiêu chuẩn IEC 60044-1 hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;

đ) Biến dòng điện phục vụ đo đếm dự phòng phải đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 60044-1 hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

3. Yêu cầu đối với biến điện áp dùng cho đo đếm điện năng:

a) Có cuộn dây thứ cấp đo lường dùng riêng cho công tơ đo đếm điện năng;

b) Giá trị điện áp hệ thống thứ cấp danh định là 100V hoặc 110V;

c) Có vị trí niêm phong tại nắp hộp đấu dây cuộn thứ cấp đo lường cấp cho công tơ đo đếm điện năng đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối;

d) Biến điện áp phục vụ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,2 theo tiêu chuẩn IEC 60044-2 đối với biến điện áp kiểu cảm ứng, tiêu chuẩn IEC 60044-5 đối với biến điện áp kiểu tụ hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;

đ) Biến điện áp phục vụ đo đếm dự phòng phải đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 60044-2 đối với biến điện áp kiểu cảm ứng, tiêu chuẩn IEC 60044-5 đối với biến điện áp kiểu tụ hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

Điều 104. Hệ thống đo đếm cấp điện áp từ 1000V đến 35 kV

1. Yêu cầu đối với công tơ đo đếm điện năng:

a) Đáp ứng các yêu cầu quy định tại các điểm a, b, c, d, đ, g, h, i, k, khoản 1 Điều 103 Thông tư này;

b) Đối với hệ thống đo đếm chính, công tơ đo điện năng tác dụng phải đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 62053-22 và cấp chính xác 2.0 theo tiêu chuẩn IEC 62053-23 nếu đo đếm điện năng phản kháng hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;

c) Cấp chính xác của hệ thống đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

2. Yêu cầu đối với biến dòng điện dùng cho đo đếm điện năng:

a) Có các cuộn dây thứ cấp đo lường dùng riêng cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng;

b) Giá trị dòng điện thứ cấp danh định là 1A hoặc 5A;

c) Có vị trí niêm phong kẹp chì tại nắp hộp đấu dây cuộn thứ cấp đo lường cấp cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối nếu không phá bỏ niêm phong;

d) Biên dòng điện phục vụ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 60044-1 hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;

e) Cấp chính xác của biến dòng điện phục vụ đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

3. Yêu cầu đối với biến điện áp dùng cho đo đếm điện năng

a) Có các cuộn dây thứ cấp đo lường dùng riêng cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng;

b) Giá trị điện áp hệ thống thứ cấp danh định là 100V hoặc 110V;

c) Có vị trí niêm phong tại nắp hộp đấu dây cuộn thứ cấp đo lường cấp cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối;

d) Biên điện áp phục vụ đo đếm chính phải đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 60044-2 đối với biến điện áp kiểu cảm ứng, tiêu chuẩn IEC 60044-5 đối với biến điện áp kiểu tụ hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương;

e) Cấp chính xác của biến điện áp phục vụ đo đếm dự phòng (nếu có) được xác định theo thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

Điều 105. Hệ thống đo đếm hạ áp

1. Yêu cầu đối với công tơ đo đếm điện năng:

a) Là loại 3 pha 4 dây hoặc 3 pha 3 dây đối với công tơ 3 pha và loại 1 pha 2 dây đối với công tơ 1 pha;

b) Có các vị trí niêm phong, kẹp chì đảm bảo không thể tiếp cận với các đầu cực đấu dây và thay đổi các thông số cài đặt trong công tơ nếu không phá bỏ niêm phong;

c) Đối với công tơ 3 pha, công tơ đo điện năng tác dụng phải đạt cấp chính xác 1,0 theo tiêu chuẩn IEC 62053-21 đối với công tơ kiểu điện tử, tiêu chuẩn IEC 62053-11 đối với công tơ kiểu cảm ứng hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương. Đối với công tơ 1 pha, công tơ đo đếm điện năng tác dụng phải đạt cấp chính xác 2,0 theo tiêu chuẩn IEC 62053-21 đối với công tơ kiểu điện tử, tiêu chuẩn IEC 62053-11 đối với công tơ kiểu cảm ứng hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

2. Yêu cầu đối với biến dòng điện trong trường hợp sử dụng cho đo đếm điện năng hạ áp:

a) Có cuộn dây thứ cấp đo lường dùng riêng cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng;

b) Giá trị dòng điện thứ cấp danh định là 1A hoặc 5A;

c) Có vị trí niêm phong kẹp chì tại nắp hộp đấu dây cuộn thứ cấp đo lường cấp cho các thiết bị đo lường và công tơ đo đếm điện năng đảm bảo không thể tác động vào mạch điện đấu nối nếu không phá bỏ niêm phong;

d) Đạt cấp chính xác 0,5 theo tiêu chuẩn IEC 60044-1 hoặc các tiêu chuẩn khác tương đương.

Điều 106. Yêu cầu kỹ thuật của mạch đo đếm

1. Cấp nhệ thứ của mạch đo đếm phải được đi theo đường ngắn nhất, số lượng điểm nối qua hàng kẹp là ít nhất và phải có đủ điều kiện thực hiện biện pháp niêm phong, kẹp chì mạch đo đếm tại các điểm nối.

2. Đối với hệ thống đo đếm 110 kV, cuộn thứ cấp của CT, VT và cấp nhệ thứ nối với công tơ đo đếm điện năng của hệ thống đo đếm chính không được sử dụng cho bất kỳ mục đích nào khác và phải hoàn toàn độc lập với hệ thống đo đếm dự phòng. Cấp nhệ thứ của hệ thống đo đếm chính phải đi riêng và nối trực tiếp từ hộp đấu dây của CT, VT đến tủ công tơ mà không qua hàng kẹp tại tủ trung gian.

3. Trường hợp công tơ được cấp điện áp từ một trong những VT thanh cái thông qua bộ chuyển mạch điện áp, các đầu đấu dây bộ chuyển mạch điện áp phải đảm bảo điều kiện niêm phong kẹp chì và công tơ đo đếm điện năng phải được lập trình để ghi lại thời điểm và khoảng thời gian chuyển mạch điện áp.

4. Phụ tải mạch thứ cấp CT, VT bao gồm cả công tơ đo đếm điện năng không được vượt quá phụ tải định mức của CT, VT.

5. Trường hợp mạch dòng điện của hệ thống đo đếm dự phòng sử dụng chung với các thiết bị đo lường khác, phải đảm bảo không làm ảnh hưởng tới độ chính xác của hệ thống đo đếm và đủ điều kiện thực hiện niêm phong kẹp chì toàn bộ mạch dòng điện, thiết bị đo lường, công tơ đo đếm điện năng.

6. Các hộp nối thí nghiệm phải được lắp đặt để phục vụ cho việc kiểm định thiết bị đo đếm và đủ điều kiện niêm phong, kẹp chì.

Điều 107. Yêu cầu kỹ thuật đối với niêm phong kẹp chì và bảo mật

1. Toàn bộ hệ thống đo đếm điện năng bao gồm hộp đấu dây CT, VT, công tơ đo đếm điện năng, hàng kẹp, con nối, mạch dòng điện, mạch điện áp, thiết bị phụ trợ, mạch logic chuyển đổi, tủ công tơ, mạng thông tin phải được niêm phong kẹp chì để chống can thiệp trái phép.

2. Đối với công tơ đo đếm điện năng điện tử, phần mềm của công tơ phải có mật khẩu bảo vệ với nhiều mức phân quyền truy nhập khác nhau.

3. Trường hợp Đơn vị phân phối điện lắp đặt và khai thác hệ thống thu thập số liệu đo đếm tự động thì phải đảm bảo các yêu cầu sau:

a) Số liệu đo đếm điện năng sau khi được đọc và truyền về máy chủ đặt tại vị trí đo đếm phải được mã hóa để tránh sự thay đổi trái phép;

b) Phần mềm quản lý hệ thống đọc, truyền và tổng hợp số liệu đo đếm điện năng phải được bảo mật bằng nhiều cấp mật khẩu để đảm bảo tính bảo mật, chính xác và tin cậy của số liệu đo đếm.

Mục 3

ĐẦU TƯ, LẮP ĐẶT VÀ QUẢN LÝ VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Điều 108. Trách nhiệm đầu tư, lắp đặt hệ thống đo đếm điện năng

1. Đối với các điểm đấu nối giữa Đơn vị phân phối điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, Khách hàng sử dụng điện

a) Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm:

- Đầu tư, lắp đặt hệ thống đo đếm chính, các hệ thống đo đếm dự phòng, hệ thống thu thập số liệu đo đếm tại các vị trí đo đếm và các thiết bị phục vụ thu thập số liệu nếu cần thiết;

- Đảm bảo vị trí đo đếm phù hợp với thoả thuận vị trí đo đếm giữa các đơn vị liên quan;

- Đảm bảo hệ thống đo đếm và thu thập số liệu đặt tại chỗ đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật, phù hợp với thiết kế hệ thống đo đếm đã được thoả thuận và các quy định pháp luật về đo lường có liên quan;

- Chủ trì thực hiện các công việc sau:

+ Thí nghiệm, kiểm định ban đầu các thiết bị đo đếm, lập trình, cài đặt các thông số làm việc của công tơ thuộc các hệ thống đo đếm;

+ Thực hiện các biện pháp niêm phong kẹp chì các thiết bị đo đếm bao gồm công tơ, CT, VT, mạch đo, hàng kẹp, tủ trung gian đảm bảo tính bảo mật của hệ thống đo đếm;

+ Xây dựng kế hoạch nghiệm thu hệ thống đo đếm và thống nhất với các đơn vị có liên quan.

b) Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị phân phối điện thực hiện lắp đặt và kiểm tra toàn bộ hệ thống đo đếm trong trường hợp vị trí đo đếm thuộc phạm vi lưới điện của khách hàng.

2. Đối với điểm đấu nối giữa Đơn vị phân phối điện và nhà máy điện

a) Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu các tổ máy phát điện có trách nhiệm đầu tư lắp đặt hệ thống đo đếm theo các nội dung quy định tại điểm a khoản 1 Điều này;

b) Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm phối hợp với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối sở hữu các tổ máy phát điện trong quá trình lắp đặt và kiểm tra toàn bộ hệ thống đo đếm.

3. Đối với các điểm đấu nối giữa hai Đơn vị phân phối điện

Trách nhiệm đầu tư hệ thống đo đếm tại điểm đấu nối được thực hiện theo thỏa thuận giữa các Đơn vị phân phối điện.

4. Đối với các điểm đấu nối giữa Đơn vị phân phối và bán lẻ điện và Khách hàng sử dụng điện

a) Đơn vị phân phối và bán lẻ điện có trách nhiệm đầu tư lắp đặt hệ thống đo đếm điện năng theo các nội dung quy định tại điểm a khoản 1 Điều này;

b) Khách hàng sử dụng điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị phân phối và bán lẻ điện thực hiện lắp đặt và kiểm tra toàn bộ hệ thống đo đếm trong trường hợp vị trí đo đếm thuộc phạm vi lưới điện của khách hàng.

Điều 109. Trách nhiệm quản lý, vận hành hệ thống đo đếm

1. Đơn vị đầu tư, sở hữu hệ thống đo đếm chịu trách nhiệm chung trong việc quản lý, vận hành và thực hiện các công tác kiểm tra, kiểm định và bảo dưỡng định kỳ đối với hệ thống đo đếm.

2. Đơn vị phân phối điện phải thỏa thuận với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối và Đơn vị phân phối điện khác đấu nối vào lưới điện của mình để phối hợp quản lý, vận hành, bảo dưỡng, thay thế các hệ thống đo đếm đảm bảo các hệ thống đo đếm làm việc chính xác, ổn định, tin cậy và bảo mật.

3. Trong quá trình quản lý, vận hành, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm thường xuyên theo dõi, kiểm tra tình trạng hoạt động của hệ thống đo đếm. Trường hợp phát hiện bất thường hoặc sự cố trong hệ thống đo đếm phải thông báo ngay cho các bên liên quan để phối hợp xử lý.

Điều 110. Trách nhiệm xây dựng quy trình quản lý, vận hành hệ thống đo đếm

Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổ chức, xây dựng và ban hành Quy trình giao nhận và vận hành hệ thống đo đếm điện năng.

Chương VIII MIỄN TRỪ THỰC HIỆN

Điều 111. Các trường hợp được xét miễn trừ thực hiện

Các đơn vị thuộc đối tượng áp dụng của Thông tư này có quyền nộp hồ sơ đề nghị để được xét miễn trừ thực hiện trong các trường hợp sau:

1. Đã có hợp đồng được ký trước thời điểm Thông tư này có hiệu lực mà hợp đồng có nội dung khác với quy định tại Thông tư này.

2. Việc áp dụng Thông tư này làm tăng chi phí quá mức và không hợp lý cho đơn vị đó.

3. Đơn vị chứng minh được việc được hưởng miễn trừ phù hợp với các nguyên tắc của Thông tư này.

Điều 112. Thẩm quyền và căn cứ quyết định miễn trừ thực hiện

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét và chấp thuận các trường hợp miễn trừ thực hiện theo quy định tại Điều 111 Thông tư này.

2. Các căn cứ để xem xét miễn trừ thực hiện bao gồm:

a) Quyền của các bên trong các hợp đồng mua bán điện, Thỏa thuận đấu nối đã được ký kết trước khi Thông tư này có hiệu lực;

b) Chi phí phát sinh cho các đơn vị có liên quan để đáp ứng các quy định của Thông tư này;

c) Ý kiến của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về ảnh hưởng của việc miễn trừ thực hiện tới việc đảm bảo các tiêu chuẩn vận hành được quy định tại Chương II Thông tư này;

d) Phạm vi và thời hạn đề nghị được hưởng miễn trừ thực hiện;

đ) Các căn cứ khác liên quan đến việc hưởng miễn trừ (nếu có).

Điều 113. Hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện

Hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện bao gồm:

1. Văn bản đề nghị hưởng miễn trừ phải kèm theo các nội dung quy định tại khoản 2 Điều 112 Thông tư này.

2. Bản sao hợp lệ Giấy phép hoạt động điện lực đối với Đơn vị điện lực.

3. Giải trình chi tiết ảnh hưởng đến vận hành của hệ thống điện và các cam kết nếu được miễn trừ thực hiện.

Điều 114. Thủ tục thẩm định hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện

1. Trong thời hạn bảy (07) ngày kể từ ngày tiếp nhận hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho đơn vị nộp hồ sơ về tính hợp lệ của hồ sơ. Trong trường hợp hồ sơ chưa hợp lệ, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thông báo những nội dung cần bổ sung.

2. Trong thời hạn ba mươi (30) ngày làm việc kể từ khi nhận đủ hồ sơ hợp lệ, Cục Điều tiết điện lực phải hoàn thành thẩm định hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện và có trách nhiệm ban hành văn bản cho phép miễn trừ thực hiện. Trường hợp không chấp thuận đề nghị miễn trừ thực hiện, Cục Điều tiết điện lực phải có văn bản thông báo cho đơn vị đề nghị, nêu rõ lý do không chấp thuận.

3. Trường hợp đề nghị miễn trừ thực hiện có nhiều tình tiết phức tạp, liên quan tới nhiều đơn vị khác, cho phép gia hạn thời gian thẩm định nhưng không quá mười lăm (15) ngày làm việc.

4. Đơn vị nộp hồ sơ phải nộp chi phí thẩm định đề nghị miễn trừ thực hiện theo quy định.

Điều 115. Trách nhiệm cung cấp thông tin

Đơn vị phân phối điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp thông tin và có ý kiến bằng văn bản về đề nghị được miễn trừ thực hiện theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Điều 116. Rút đề nghị miễn trừ thực hiện

Trường hợp rút đề nghị được miễn trừ thực hiện, đơn vị nộp hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện phải thông báo bằng văn bản tới Cục Điều tiết điện lực.

Điều 117. Bãi bỏ Quyết định cho phép miễn trừ thực hiện

Cục Điều tiết điện lực có quyền bãi bỏ Quyết định cho phép miễn trừ thực hiện trong các trường hợp sau:

1. Phát hiện có sự gian dối trong việc đề nghị được miễn trừ thực hiện.
2. Đơn vị được miễn trừ thực hiện không thực hiện hoặc thực hiện không đúng các điều kiện, nghĩa vụ đã cam kết và thời gian thực hiện quy định tại Quyết định cho phép miễn trừ thực hiện.
3. Các điều kiện cho phép miễn trừ thực hiện không còn tồn tại.

Chương IX

GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM

Điều 118. Giải quyết tranh chấp

Trường hợp xảy ra tranh chấp giữa các đơn vị liên quan đến việc thực hiện Thông tư này, các đơn vị có quyền trình vụ việc lên Cục Điều tiết điện lực để giải quyết theo quy định về trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp trong hoạt động điện lực do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 119. Xử lý vi phạm

1. Khi phát hiện hành vi vi phạm các quy định tại Thông tư này, các tổ chức, cá nhân có quyền trình báo Cục Điều tiết điện lực.
2. Trình báo về hành vi vi phạm phải nêu rõ các thông tin sau đây:
 - a) Tổ chức, cá nhân vi phạm quy định của Thông tư này;
 - b) Hành vi vi phạm;
 - c) Thời gian vi phạm;
 - d) Các tổ chức, cá nhân bị ảnh hưởng do hành vi vi phạm;
 - đ) Các thông tin khác có liên quan (nếu có).
3. Cục Điều tiết điện lực có quyền yêu cầu các bên có liên quan cung cấp thông tin về hành vi vi phạm trong quá trình kiểm tra và xử lý vi phạm.

Chương X

TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 120. Thời hạn đáp ứng các tiêu chuẩn của Quy định hệ thống điện phân phối

1. Trong thời hạn một (01) năm kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trách nhiệm đầu tư nâng cấp các trang thiết bị để đáp ứng các tiêu chuẩn được quy định tại Thông tư này.

2. Trong thời hạn hai (02) năm, kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực, đối với khu vực lưới điện phân phối hiện tại chưa đáp ứng các tiêu chuẩn quy định tại Thông tư này, Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm đầu tư, nâng cấp lưới điện để đáp ứng các tiêu chuẩn được quy định tại Thông tư này.

Điều 121. Tổ chức thực hiện

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm phổ biến, hướng dẫn và kiểm tra việc thực hiện Thông tư này.

2. Trong quá trình thực hiện nếu có vướng mắc, các đơn vị phải báo cáo Cục Điều tiết điện lực để xem xét và đề xuất Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung Thông tư.

Điều 122. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày **15 tháng 9** năm 2010.

2. Bãi bỏ Quyết định số 37/2006/QĐ-BCN ngày 16 tháng 10 năm 2006 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp ban hành Quy định đấu nối vào hệ thống điện quốc gia./.

Nơi nhận:

- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng Chính phủ;
- Các Bộ, Cơ quan ngang Bộ, Cơ quan thuộc Chính phủ;
- UBND các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Viện Kiểm sát Nhân dân tối cao; Tòa án Nhân dân tối cao;
- Bộ trưởng, các Thứ trưởng Bộ Công Thương;
- Cục Kiểm tra văn bản QPPL (Bộ Tư pháp);
- Công báo;
- Kiểm toán nhà nước;
- Website: Chính phủ, Bộ Công Thương;
- Tập đoàn Điện lực Việt Nam;
- Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia;
- Các Tổng công ty Điện lực;
- Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia;
- Lưu: VT, ĐTĐL, PC.

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Đỗ Hữu Hòa

Phụ lục 1

DANH MỤC ĐƯỜNG DÂY VÀ TRẠM BIẾN ÁP XÂY DỰNG MỚI/CẢI TẠO TRONG 5 NĂM TIẾP THEO

(Ban hành kèm theo Thông tư số 32 /2010/TT-BCT ngày 30 tháng 7 năm 2010 Quy định hệ thống điện phân phối)

Bảng 1.1. Danh mục các đường dây xây dựng mới và cải tạo

TT	Danh mục	Tiết diện		Quy mô		Thời điểm vận hành	Ghi chú
		Hiện có	Xây dựng mới hoặc sau cải tạo	Số mạch	Chiều dài (km)		
I	Cấp điện áp 110kV						
1	Đường dây xây dựng mới						
2	Đường dây cải tạo						
II	Cấp điện áp 35kV						
1	Đường dây xây dựng mới						
2	Đường dây cải tạo						
III	Cấp điện áp 22kV						
1	Đường dây xây dựng mới						
2	Đường dây cải tạo						
IV	Cấp điện áp 10kV						
1	Đường dây xây dựng mới						

TT	Danh mục	Tiết diện		Quy mô		Thời điểm vận hành	Ghi chú
		Hiện có	Xây dựng mới hoặc sau cải tạo	Số mạch	Chiều dài (km)		
2	Đường dây cải tạo						
<i>V</i>	<i>Cấp điện áp 6kV</i>						
1	Đường dây xây dựng mới						
2	Đường dây cải tạo						

Bảng 1.2. Danh mục các Trạm biến áp xây dựng mới và cải tạo

TT	Danh mục trạm	Máy	Hiện có		Năm tới		Ghi chú
			Quy mô (MVA)	Điện áp (kV)	Quy mô (MVA)	Điện áp (kV)	
<i>I</i>	<i>Cấp điện áp 110kV</i>						
1	Trạm biến áp xây dựng mới						
2	Trạm biến áp nâng cấp, cải tạo						
<i>II</i>	<i>Cấp điện áp 35kV</i>						
1	Trạm biến áp xây dựng mới						
2	Trạm biến áp nâng cấp, cải tạo						
<i>III</i>	<i>Cấp điện áp 22kV</i>						
1	Trạm biến áp xây dựng mới						

TT	Danh mục trạm	Máy	Hiện có		Năm tới		Ghi chú
			Quy mô (MVA)	Điện áp (kV)	Quy mô (MVA)	Điện áp (kV)	
2	Trạm biến áp nâng cấp, cải tạo						
IV	Cấp điện áp 10kV						
1	Trạm biến áp xây dựng mới						
2	Trạm biến áp nâng cấp, cải tạo						
IV	Cấp điện áp 6kV						
1	Trạm biến áp xây dựng mới						
2	Trạm biến áp nâng cấp, cải tạo						

Bảng 1.3. Danh mục các công trình hạ thế xây dựng mới, cải tạo

TT	Hạng mục	Hiện có	Năm tới		Ghi chú
			Lắp mới	Cải tạo	
I	Đường dây (km)				
II	Công tơ 1 pha (cái)				
III	Công tơ 3 pha (cái)				

Phụ lục 2A

**ĐƠN ĐỀ NGHỊ CUNG CẤP ĐIỆN
(ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN HẠ ÁP 1 PHA)**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 32 /2010/TT-BCT ngày 30 tháng 7 năm 2010 Quy định hệ thống điện phân phối)

I. Thông tin khách hàng:

1. Tên khách hàng/người đại diện:
2. Số chứng minh nhân dân/hộ chiếu:
3. Hộ khẩu thường trú:
4. Địa chỉ đấu nối/điều chỉnh đấu nối:
5. Điện thoại liên lạc:

II. Thông tin đề nghị đấu nối:

1. Loại đấu nối yêu cầu (đấu nối mới/hiệu chỉnh đấu nối):
2. Công suất đấu cần đấu nối: KW.
3. Mục đích đấu nối (phục vụ sinh hoạt, canh tác, sản xuất):
4. Yêu cầu đặc biệt cho thiết bị (nếu có):
5. Thời gian cần thực hiện đấu nối/điều chỉnh đấu nối:

Phụ lục 2B

ĐƠN ĐỀ NGHỊ CUNG CẤP ĐIỆN (ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN HẠ ÁP 3 PHA)

(Ban hành kèm theo Thông tư số 32 /2010/TT-BCT ngày 30 tháng 7 năm 2010 Quy định hệ thống điện phân phối)

I. Thông tin khách hàng:

1. Tên khách hàng/người đại diện:
2. Số chứng minh nhân dân/hộ chiếu:
3. Hộ khẩu thường trú:
4. Địa chỉ đấu nối/điều chỉnh đấu nối:
5. Điện thoại liên lạc:

II. Thông tin đề nghị đấu nối:

1. Loại đấu nối yêu cầu (đấu nối mới/hiệu chỉnh đấu nối):
2. Công suất tác dụng tối đa đấu cần đấu nối: KW
3. Công suất phản kháng tối đa đấu cần đấu nối: KVAR
4. Loại phụ tải (máy hàn, xay xát, chiếu sáng...):
5. Hệ số công suất dự kiến:
6. Mục đích đấu nối (phục vụ sinh hoạt, canh tác, sản xuất):
7. Yêu cầu đặc biệt cho thiết bị (nếu có):
8. Thời gian cần thực hiện đấu nối/điều chỉnh đấu nối:
9. Thông tin công suất tác dụng và phản kháng của phụ tải có đặc tính biến động (nếu có): tốc độ thay đổi, chu kỳ lặp lại, bước nhảy lớn nhất v.v...

Phụ lục 2C

THÔNG TIN CHUNG ĐĂNG KÝ ĐẦU NỐI CHO CÁC KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI (ĐẦU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP TRỞ LÊN)

(Ban hành kèm theo Thông tư số 32 /2010/TT-BCT ngày 30 tháng 7
năm 2010 Quy định hệ thống điện phân phối)

Thông tin đăng ký đầu nối áp dụng cho các điểm đầu nối mới hoặc sửa đổi tại các điểm đầu nối cũ, bao gồm:

1. Họ và tên khách hàng có nhu cầu đầu nối:
2. Chức danh:
3. Tên đơn vị công tác:
4. Có trụ sở đăng ký tại:
5. Địa chỉ:
6. Điện thoại:
7. Fax:
8. Email:

THÔNG TIN CHUNG

1. Mô tả dự án:

- a) Tên dự án;
- b) Lĩnh vực hoạt động/loại hình sản xuất;
- c) Sản lượng dự kiến/Năng lực sản xuất;
- d) Ngày dự kiến bắt đầu khởi công xây dựng;
- đ) Ngày dự kiến đưa vào vận hành;
- e) Điểm đầu nối hiện tại (nếu có);
- g) Điểm đầu nối đề nghị;
- h) Cấp điện áp và số mạch đường dây đầu nối đề xuất;
- i) Ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối.

2. Bản đồ, sơ đồ và kế hoạch

a) Bản đồ địa lý tỷ lệ 1:50000 có đánh dấu vị trí của khách hàng có nhu cầu đầu nối, phân lưới điện phân phối liên quan của Đơn vị phân phối điện và vị trí điểm đầu nối;

b) Sơ đồ bố trí mặt bằng tỷ lệ 1:200 hoặc 1:500 mô tả vị trí các tổ máy phát, máy biến áp, các toà nhà, vị trí đầu nối;

c) Cung cấp kế hoạch xây dựng các công trình đề xuất cho các vùng bao quanh trạm biến áp, tổ máy phát điện, công trình xây dựng, điểm đầu nối với tỷ lệ 1:200 hoặc 1:500.

3. Hồ sơ pháp lý

Các tài liệu về tư cách pháp nhân (bản sao hợp lệ Giấy chứng nhận đầu tư, Giấy chứng nhận đăng ký doanh nghiệp, Giấy phép hoạt động điện lực).

Phụ lục 2D

THÔNG TIN VỀ NHU CẦU SỬ DỤNG ĐIỆN CỦA KHÁCH HÀNG ĐỀ NGHỊ ĐẦU NỐI

(ĐẦU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP TRỞ LÊN)

(Ban hành kèm theo Thông tư số 32 /2010/TT-BCT ngày 30 tháng 7
năm 2010 Quy định hệ thống điện phân phối)

Thông tin áp dụng cho các Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối không sở hữu nhà máy điện, tổ máy phát điện bao gồm:

1. Số liệu về điện năng và công suất định mức

Công suất tác dụng:	(MW)
Công suất phản kháng:	(MVA _r)
Điện năng tiêu thụ/ngày/tháng/năm:	(kWh)

2. Số liệu dự báo nhu cầu điện tại điểm đầu nối

a) Số liệu tiêu thụ điện năm đầu

- Đối với nhu cầu thay đổi đầu nối hiện có, Khách hàng đề nghị thay đổi đầu nối phải cung cấp các thông tin về tình hình tiêu thụ điện của phụ tải điện hiện có tại điểm đầu nối, Biểu đồ phụ tải tất cả các ngày trong năm gần nhất, trong đó bao gồm các số liệu sau:

- + Công suất tác dụng và công suất phản kháng nhận từ lưới điện phân phối;
- + Công suất tác dụng và công suất phản kháng tự phát (nếu có).

- Đối với đề nghị đầu nối mới, Khách hàng đề nghị đầu nối mới phải cung cấp các thông tin về nhu cầu phụ tải điện tại điểm đầu nối bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng của năm vào vận hành, trong đó bao gồm chi tiết các số liệu sau:

- + Công suất tác dụng và công suất phản kháng nhận từ lưới điện phân phối;
- + Công suất tác dụng và công suất phản kháng tự phát (nếu có).

b) Dự báo nhu cầu điện dự kiến trong 5 năm tiếp theo

- Đối với đề nghị thay đổi đầu nối hiện có, Khách hàng đề nghị thay đổi đầu nối phải cung cấp phụ tải điện dự kiến tại điểm đầu nối, bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng cho 5 năm tiếp theo. Trong đó xác định rõ nhu cầu công suất tác dụng, phản kháng nhận từ lưới điện phân phối và tự phát;

- Đối với đề nghị đầu nối mới, Khách hàng đề nghị đầu nối mới phải cung cấp những thông tin dự báo nhu cầu điện chi tiết, bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng cho năm (05) năm tiếp

theo từ ngày vận hành hành chính thức. Trong đó xác định rõ nhu cầu công suất tác dụng, phản kháng nhận từ lưới điện phân phối và tự phát.

c) Các số liệu liên quan tới dự báo nhu cầu điện (nếu có): bao gồm các số liệu liên quan tới tiêu thụ điện như sản lượng sản phẩm, suất tiêu hao điện cho một đơn vị sản phẩm, chế độ tiêu thụ điện (ca, ngày làm việc và ngày nghỉ), tổng công suất lắp đặt của thiết bị điện và công suất cực đại, hệ số công suất...

3. Số liệu kỹ thuật thiết bị, lưới điện của phụ tải điện tại điểm đấu nối

a) Sơ đồ điện

- Sơ đồ mặt bằng bố trí thiết bị;
- Sơ đồ nối điện chính, trong đó chỉ rõ:
 - + Bố trí thanh cái;
 - + Các mạch điện (đường dây trên không, cáp ngầm, máy biến áp...);
 - + Bố trí pha;
 - + Bố trí nối đất;
 - + Các thiết bị đóng cắt;
 - + Điện áp vận hành;
 - + Phương thức bảo vệ;
 - + Vị trí điểm đấu nối;
 - + Bố trí thiết bị bù công suất phản kháng.

Sơ đồ này chỉ giới hạn ở trạm biến áp đầu vào điểm đấu nối và các thiết bị điện khác của Khách hàng đề nghị đấu nối có khả năng ảnh hưởng tới hệ thống điện phân phối, nêu rõ những phân dự kiến sẽ mở rộng hoặc thay đổi (nếu có) trong tương lai.

b) Các thiết bị điện

- Thiết bị đóng cắt (cầu dao, cách ly...) của các mạch điện liên quan tới điểm đấu nối:
 - + Điện áp vận hành định mức;
 - + Dòng điện định mức (A);
 - + Dòng điện cắt ngắn mạch 3 pha định mức (kA);
 - + Dòng điện cắt ngắn mạch 1 pha định mức (kA);
 - + Dòng cắt tải 3 pha định mức (kA);
 - + Dòng cắt tải 1 pha định mức (kA);
 - + Dòng ngắn mạch 3 pha nặng nề nhất định mức (kA);
 - + Dòng ngắn mạch 1 pha nặng nề nhất định mức (kA);
 - + Mức cách điện cơ bản –BIL (kV).

- Máy biến áp:
 - + Điện áp định mức và bố trí cuộn dây;
 - + Công suất định mức MVA của mỗi cuộn dây;
 - + Cuộn dây phân áp, kiểu điều áp (dưới tải hoặc không), vùng phân áp (số lượng đầu ra và kích cỡ bước phân áp);
 - + Chu kỳ thời gian điều áp;
 - + Bố trí nối đất (nối đất trực tiếp, không nối đất và nối đất qua cuộn kháng);
 - + Đường cong bão hòa;
 - + Điện trở và điện kháng tự thuận của máy biến áp tại các phân áp danh định, nhỏ nhất, lớn nhất trên phần trăm công suất định mức MVA của máy biến áp. Cho máy biến áp 3 cuộn dây, có cả 3 cuộn dây đầu nối bên ngoài, điện trở và điện kháng giữa mỗi cặp cuộn dây phải được tính toán với cuộn thứ 3 là mạch mở;
 - + Điện trở và điện kháng tự không của máy biến áp tại các phân áp danh định, thấp nhất và cao nhất (Ω);
 - + Mức cách điện cơ bản (kV).
- Các thiết bị bù công suất phản kháng (Tụ/cuộn cảm):
 - + Loại thiết bị (cố định hoặc thay đổi) điện dung và/hoặc tỷ lệ điện cảm hoặc vùng vận hành MVAR;
 - + Điện trở/điện kháng, dòng điện nạp/phóng;
 - + Với thiết bị tụ/cuộn cảm có thể điều khiển được, phải cung cấp chi tiết nguyên lý điều khiển, các số liệu điều khiển như điện áp, tải, đóng cắt hoặc tự động, thời gian vận hành và các cài đặt khác.
- Máy biến điện áp (VT)/máy biến dòng (TI):
 - + Tỷ số biến;
 - + Giấy chứng nhận kiểm tra tuân thủ Quy định đo đếm điện năng.
- Hệ thống bảo vệ và điều khiển:
 - + Cấu hình hệ thống bảo vệ;
 - + Giá trị cài đặt đề xuất;
 - + Thời gian giải phóng sự cố của hệ thống bảo vệ chính và dự phòng;
 - + Chu kỳ tự động đóng lại (nếu có);
 - + Quản lý điều khiển và giao tiếp dữ liệu.
- Đường dây trên không và cáp điện liên quan tới điểm đầu nối:
 - + Điện trở/điện kháng/điện dung;

+ Dòng điện tải định mức và dòng điện tải lớn nhất.

c) Các thông số liên quan đến ngắn mạch

- Dòng điện ngắn mạch 3 pha (xuất hiện tức thì tại điểm sự cố và sau sự cố thoáng qua) từ hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối vào hệ thống điện phân phối tại điểm đấu nối;

- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự không của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối tính từ điểm đấu nối;

- Giá trị điện áp trước khi sự cố phù hợp với dòng sự cố lớn nhất;

- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự nghịch của của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối tính từ điểm đấu nối;

- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự không của mạch tương đương Pi của của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.

d) Yêu cầu về mức độ dự phòng

Đối với Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện phân phối có nhu cầu nhận điện từ hai nguồn trở lên, yêu cầu chỉ rõ:

- Nguồn dự phòng;

- Công suất dự phòng yêu cầu (MW và MVar).

4. Đặc tính phụ tải

Yêu cầu Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện phân phối phải cung cấp các thông tin sau đây:

- Chi tiết về các thành phần phụ tải của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện phân phối, trong đó đặc biệt lưu ý cung cấp thông tin về các phụ tải có thể gây ra dao động quá 5% tổng công suất của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện phân phối tại điểm đấu nối và mức gây nhấp nháy điện áp của các phụ tải đó.

- Các chi tiết sau đây về đặc tính phụ tải tại từng điểm đấu nối:

Thông số	Đơn vị
Hệ số công suất trong chế độ nhận công suất phản kháng	
Độ nhạy của phụ tải với điện áp	MW/kV, MVar/kV
Độ nhạy của phụ tải với tần số	MW/Hz, MVar/Hz
Dự kiến mức độ gây mất cân bằng pha cực đại và trung bình	%
Dự kiến mức độ gây sóng hài tối đa	
Dự kiến mức độ gây nhấp nháy điện áp ngắn hạn và dài hạn	
Tỷ lệ thay đổi tải bao gồm cả tăng lên và hạ xuống	kW/s và kVar/s

Thông số	Đơn vị
Bước thời gian lặp lại ngắn nhất của độ dao động phụ tải	giây (s)
Độ lớn của bước thay đổi lớn nhất trong nhu cầu điện	kW và kVAr

5. Các yêu cầu khác có liên quan tới phụ tải điện

Phụ lục 2Đ:

THÔNG TIN VỀ NHÀ MÁY ĐIỆN VÀ CÁC TỔ MÁY PHÁT ĐIỆN CỦA KHÁCH HÀNG CÓ ĐỀ NGHỊ ĐẦU NỐI (ĐẦU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP TRỞ LÊN)

(Ban hành kèm theo Thông tư số 32 /2010/TT-BCT ngày 30 tháng 7 năm 2010 Quy định hệ thống điện phân phối)

Thông tin áp dụng cho các nhà máy điện, tổ máy phát điện của khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối đề nghị đầu nối gồm:

1. Mô tả nhà máy

- Tên nhà máy;
- Địa điểm đặt;
- Loại nhà máy (thủy điện, nhiệt điện than, khí...);
- Số tổ máy, công suất định mức;
- Sản lượng điện dự kiến;
- Công suất dự kiến phát vào lưới;
- Thời gian dự kiến đưa vào vận hành;
- Cấp điện áp đề xuất tại điểm đầu nối.

2. Mạch điện

- a) Sơ đồ mặt bằng bố trí thiết bị;
- b) Sơ đồ nối điện chính, trong đó chỉ rõ:
 - Bố trí thanh cái;
 - Các mạch điện (đường dây trên không, cáp ngầm, máy biến áp...);
 - Các tổ máy phát điện;
 - Bố trí pha;
 - Bố trí nối đất;
 - Các thiết bị đóng cắt;
 - Điện áp vận hành;
 - Phương thức bảo vệ;
 - Vị trí điểm đầu nối;
 - Bố trí thiết bị bù công suất phản kháng.

Sơ đồ này chỉ giới hạn ở trạm biến áp đầu vào điểm đầu nối và các thiết bị điện khác của Khách hàng đề nghị đầu nối có khả năng ảnh hưởng tới phần lưới điện của Đơn vị phân phối điện, nêu rõ những phần dự kiến sẽ mở rộng hoặc thay đổi (nếu có) trong tương lai.

3. Đặc tính vận hành máy phát điện

Với mỗi loại tổ máy phát điện, cần phải cung cấp đầy đủ các thông tin sau:

- Số tổ máy phát điện;
- Công suất phát định mức MW;
- Công suất phát tổ máy định mức MVA;
- Công suất tác dụng tải tự dùng MW;
- Công suất phản kháng tải tự dùng MVA_r;
- Điện áp đầu cực kV;
- Dải công suất tác dụng MW-MW;
- Công suất phản kháng phát tại mức công suất tác dụng định mức MVA_r;
- Công suất phản kháng nhận tại mức công suất tác dụng định mức MVA_r;
- Hệ số ngắn mạch;
- Dòng stator định mức (A);
- Dòng rotor định mức tại dòng đầu ra định mức (công suất tác dụng định mức, hệ số mang tải định mức, điện áp đầu cực định mức) và tốc độ rotor định mức (A);
- Điện áp rotor định mức (kV);
- Dải vận hành của tổ máy phát bao gồm giới hạn nhiệt và kích từ;
- Đồ thị từ hóa hở mạch;
- Đặc tính ngắn mạch;
- Đồ thị thành phần công suất không tải;
- Đồ thị điện áp;
- Thời gian đồng bộ từ trạng thái ấm (giờ);
- Thời gian đồng bộ từ trạng thái lạnh (giờ);
- Thời gian vận hành tối thiểu;
- Thời gian dừng tối thiểu;
- Tải bình thường định mức (MW/phút);
- Tách tải bình thường định mức (MW/phút);
- Loại nhiên liệu khởi động;
- Khả năng thay đổi nhiên liệu khi có tải;
- Các chế độ sẵn sàng;
- Thời gian thay đổi chế độ tải;

- Dải điều khiển cho hệ thống điều chỉnh tần số thứ cấp (SFRS) vận hành (MW);

- Các đặc tính vận hành liên quan khác;

- Cung cấp thông tin chi tiết về công suất dự phòng của máy phát trong các chế độ vận hành khác nhau.

Với các nhà máy nhiệt điện, ngoài các thông số yêu cầu ở trên phải cung cấp thêm sơ đồ khối chức năng của các thành phần chính của nhà máy, lò hơi, máy phát xoay chiều, các nguồn cung cấp nhiệt hoặc hơi.

4. Mô tả kỹ thuật của mỗi tổ máy phát điện

Các thông số và giá trị sau:

- Điện kháng đồng bộ dọc trục X_d ;

- Điện kháng quá độ dọc trục X'_d

- Điện kháng tiền quá độ chưa bão hòa dọc trục X''_d ;

- Điện kháng đồng bộ ngang trục X_q ;

- Điện kháng quá độ chưa bão hòa ngang trục X'_q ;

- Điện kháng tiền quá độ ngang trục X''_q ;

- Điện kháng nghịch X_2 ;

- Điện kháng tự không X_0 ;

- Điện trở Stator R_a ;

- Điện kháng khe hở stator X_L ;

- Điện kháng điểm X_p ;

- Biểu tượng và giá trị hằng số thời gian máy phát điện;

- Trục thuận mở mạch quá độ T_{do}' (s);

- Trục thuận mở mạch tiền quá độ T_{do}'' (s)

- Trục góc vuông mở mạch quá độ T_{qo}' (s);

- Trục góc vuông mở mạch tiền quá độ T_{qo}'' (s)

- Trục thuận ngắn mạch quá độ T_d' (s);

- Trục thuận ngắn mạch tiền quá độ T_d'' (s);

- Trục góc vuông ngắn mạch quá độ T_q' (s);

- Trục góc vuông ngắn mạch tiền quá độ T_q'' (s);

- Hằng số quán tính tuabin máy phát cho toàn bộ khối quay (MWsec/MVA);

5. Hệ thống kích từ

Dự kiến kiểu kích từ và thiết bị ổn định hệ thống điện (PSS) (nếu có), sơ đồ khối Laplace theo tiêu chuẩn IEEE (hoặc tiêu chuẩn tương đương được phép áp dụng) cùng các thông số và hàm truyền kèm theo.

6. Hệ thống điều tốc và ổn định

Dự kiến kiểu điều tốc, sơ đồ khối Laplace theo tiêu chuẩn IEEE (hoặc tiêu chuẩn tương đương được phép áp dụng) cùng các thông số và hàm truyền kèm theo.

7. Hệ thống bảo vệ và điều khiển

- Cung cấp thông tin về hệ thống bảo vệ rơ le của máy phát.
- Cung cấp thông tin về hệ thống tự động điều khiển của nhà máy và dự kiến phương thức ghép nối với hệ thống SCADA, thiết bị đầu cuối viễn thông của nhà máy và trạm biến áp của Khách hàng có đề nghị đầu nối.

8. Khởi động đen

Yêu cầu cung cấp các thông tin về hệ thống khởi động đen.

9. Ảnh hưởng tới môi trường

Yêu cầu cung cấp các thông tin liên quan tới phát thải khí nhà kính, bao gồm các thông tin sau:

a) Đối với các nhà máy nhiệt điện

- Khí CO₂;
- Tấn CO₂/tấn nhiên liệu;
- Hiệu suất giảm khí CO₂;
- Khí SO₂;
- Tấn SO₂/tấn nhiên liệu;
- Hiệu suất giảm khí SO₂;
- Khí NO_x;
- Tấn NO_x/đường cong xuất điện năng MWh.

b) Nhà máy điện tích năng

- Công suất dự trữ (MWh bơm);
- Công suất bơm lớn nhất (MW);
- Công suất bơm nhỏ nhất (MW);
- Công suất phát lớn nhất (MW);
- Công suất phát nhỏ nhất (MW);

- Hiệu suất (phát/bơm tỷ lệ %).

c) Trạm phát điện gió

- Loại turbine (cố định hay biến tốc);
- Chi tiết nhà sản xuất về đặc tính kỹ thuật và đặc tính vận hành với tham khảo riêng biệt về độ nhấp nháy và thể hiện sóng hài;
- Phương thức vận hành mùa của máy phát: mùa hay liên tục;
- Liệt kê mức xuất lớn nhất dự kiến phát vào lưới phân phối của Đơn vị phân phối điện cho mỗi tháng vận hành (MW);
- Đồ thị phát điện ngày điển hình của tháng với lượng phát lớn nhất;
- Dự kiến chi tiết sự biến đổi đầu ra thường xuyên hay nhanh, bao gồm độ lớn, tỷ lệ thay đổi lớn nhất, tần suất và quãng thời gian.

10. Dự báo tính sẵn sàng

- Yêu cầu bảo dưỡng dự kiến: ...Tuần/năm;
- Khả năng sẵn sàng (lấy từ yêu cầu bảo dưỡng được lập lịch dự kiến);
- Khả năng sẵn sàng tỷ lệ công suất phát theo mùa MW;
- Khả năng sẵn sàng tuyệt đối;
- Khả năng sẵn sàng bộ phận;
- Xác xuất ngừng chạy ép buộc;
- Tổng 100%;
- Giới hạn điện năng;
- Phát điện ngày (GWh);
- Phát điện tuần (GWh);
- Phát điện tháng (GWh);
- Phát điện năm (GWh).

Đối với nhà máy thủy điện phải cung cấp thêm dữ liệu về công suất phát và điện năng dự kiến cho mỗi tháng của năm và các thông tin liên quan đến thủy văn, thủy năng, cụ thể như sau:

<u>A. NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP – THỦY NĂNG:</u>		
<u>A.1. Các thông số hồ và điều tiết hồ chứa:</u>		
1. Các số liệu về hồ chứa nước:		
Dung tích hữu ích:	tỉ m ³	
Dung tích toàn bộ hồ:	tỉ m ³	
Dung tích chống lũ:	tỉ m ³	
Mực nước dâng bình thường:	m	

Mực nước chết:	m	
Mực nước gia cường:	m	
Dung tích dành cho điều tiết nhiều năm (nếu có):	tỉ m ³	
Diện tích lòng hồ:	km ²	
Chiều dài hồ ở mực nước dâng bình thường:	km	
Chiều rộng trung bình hồ:	km	
Chiều sâu trung bình hồ:	m	
Đường đặc tính hồ chứa:	V = f(h)	
2. Điều tiết hồ chứa:		
Kiểu điều tiết:	năm, nhiều năm, hỗn hợp	
Quy trình điều tiết hồ chứa tóm tắt:	(đặt trong 1 file văn bản)	
Quy trình điều tiết hồ chứa đầy đủ:	(đặt trong 1 file văn bản)	
Biểu đồ điều tiết hồ chứa:	theo tháng hay tuần	
<u>A.2. Các thông số về đập</u>		
1. Cấu tạo đập chính (xả lũ):		
Loại đập:	(chất liệu đất đá, bê tông...)	
Kiểu xả lũ:	(tự nhiên, dùng cửa xả)	
Cao độ đỉnh đập:	m	
Chiều cao mặt đập:	m	
Chiều dài mặt đập:	m	
Chiều dài đáy đập:	m	
Cao độ trên của cánh phai xả lũ:	m	
(Sơ đồ nguyên lý cấu tạo đập)	(là 1 file ảnh)	
2. Cấu tạo đập phát điện:		
Loại đập:	(chất liệu đất đá, bê tông..)	
Cao độ đỉnh đập:	m	
Chiều cao mặt đập:	m	
Chiều dài mặt đập:	m	
Chiều dài đáy đập:	m	
Cao độ trên của cửa nhận nước:	m	
Cao độ dưới của cửa nhận nước:	m	
(Sơ đồ nguyên lý cấu tạo đập)	(là 1 file ảnh)	
3. Phía thượng lưu:		
Mực nước dâng bình thường:	m	
Mực nước chết:	m	
Mực nước gia cường:	m	
Mực nước điều tiết nhiều năm (nếu có):	m	
4. Phía hạ lưu:		
Mực nước khi dừng toàn bộ nhà máy:	m	
Mực nước khi chạy công suất min:	m	
Mực nước khi chạy công suất định mức:	m	
Mực nước khi xả lưu lượng tần suất 0,01%	m	

<u>A.3. Các số liệu chính về thời tiết và thủy văn:</u>		
1. Đặc điểm thời tiết khí hậu	(là 1 file văn bản)	
2. Các số liệu đặc trưng thủy văn		
Diện tích lưu vực sông:	km ²	
Tổng lượng dòng chảy trung bình nhiều năm:	m ³	
Lưu lượng nước về trung bình năm:	m ³ /s	
Bảng tổng hợp lưu lượng nước về trung bình tháng:	(là 1 file văn bản)	
Lượng mưa trung bình hằng năm:	mm	
Lưu lượng lũ:		

Tần suất	Lưu lượng lũ tối đa (m ³ /s)	Lưu lượng trung bình ngày đêm (m ³ /s)
10,00%		
1,00%		
0,10%		
0,01%		

Bảng tần suất nước về và năng lượng theo thiết kế		
Tần suất	Lưu lượng	Năng lượng
25%		
50%		
65%		
75%		
90%		
Trung bình nhiều năm		
<u>A.4. Những lưu ý đặc biệt:</u>		
(là 1 file văn bản)		
<u>B. CƠ KHÍ THỦY LỰC</u>		
<u>B.1. Các loại cánh phai (van) dùng cho công trình</u>		
1. Hệ thống nhận nước:	(là 1 file văn bản)	
2. Hệ thống xả nước:	(là 1 file văn bản)	
<u>B.2 Tua bin nước</u>		

1. Các thông số kỹ thuật		
Kiểu	(francis ,pelton, hỗn hợp)	
Nước sản xuất		
Mã hiệu		
Công suất	MW	
Dải công suất khả dụng ứng với cột nước tính toán	từMW tới...MW	
Cột nước tính toán	m	
Cột nước tối đa	m	
Cột nước tối thiểu	m	
Lưu lượng nước qua tuabin khi tải định mức	m ³ /s	
Tốc độ quay định mức	vòng/phút	
Tốc độ quay lồng tốc	vòng/phút	
Độ cao hút (HS)	m	
Suất tiêu hao nước ở cột nước định mức	m ³ /kWh	
2. Cấu tạo của tua bin (phần này cho vào 1 file văn bản có cấu trúc giống như sau:)		
Stator tuabin		
Sec măng		
- ổ đỡ		
- ổ hướng		
Buồng xoắn		
Bánh xe công tác		
Trục tuabin		
Cánh hướng nước		
Servomotor		
Bộ điều chỉnh tốc độ của tua bin		
3. Hoạt động của tua bin		
Diễn giải về sự hoạt động của tua bin (khởi động, bình thường, ngừng tuabin, ngừng bình thường, ngừng sự cố, chuyển bù...)	(là 1 file văn bản)	
Đặc tính tuabin	$P = f(\Delta h)$	
Đặc tính suất tiêu hao nước theo cột nước		
3. Các hệ thống, thiết bị phụ đi kèm	(là 1 file văn bản)	
(Đưa ra dưới dạng văn bản, gồm có: Hệ thống khí nén cao - hạ áp, hệ thống dầu, hệ thống nước cứu hoả, hệ thống nước kỹ thuật làm mát....)		

11. Số liệu kỹ thuật của các thiết bị điện tại điểm đầu nối

a) Thiết bị đóng cắt: cầu dao, dao cách ly của các mạch đấu nối liên quan tới điểm đấu nối

- Điện áp vận hành định mức;
- Dòng điện định mức (A);
- Dòng cắt ngắn mạch 3 pha định mức (kA);
- Dòng cắt ngắn mạch 1 pha định mức (kA);
- Dòng cắt tải 3 pha định mức (kA);
- Dòng cắt tải 1 pha định mức (kA);
- Dòng ngắn mạch 3 pha nặng nề nhất định mức;
- Dòng ngắn mạch 1 pha nặng nề nhất định mức;
- Mức cách điện cơ bản-BIL (kV).

b) Máy biến áp

- Điện áp định mức và bố trí cuộn dây;
- Công suất định mức MVA của mỗi cuộn dây;
- Cuộn dây phân áp, kiểu điều áp (dưới tải hoặc không), vùng điều áp (số lượng đầu ra và kích cỡ bước điều áp);
- Chu kỳ thời gian điều áp;
- Bố trí nối đất (nối đất trực tiếp, không nối đất, nối đất qua cuộn kháng);
- Đường cong bão hòa;
- Điện trở và điện kháng thứ tự thuận của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, nhỏ nhất, lớn nhất ($R+jX$ trên phần trăm công suất định mức MVA của máy biến áp). Cho máy biến áp 3 cuộn dây, cả 3 cuộn dây có đấu nối bên ngoài, điện trở và điện kháng giữa mỗi cặp cuộn dây phải được tính toán với cuộn thứ 3 là hồ mạch;
- Điện trở và điện kháng thứ tự không của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, thấp nhất và cao nhất (Ω);
- Mức cách điện cơ bản (kV).

c) Các thiết bị bù công suất phản kháng (Tụ/cuộn cảm)

- Loại thiết bị (cố định hoặc thay đổi) điện dung và/hoặc tỷ lệ điện cảm hoặc vùng vận hành MVAR;
- Điện trở/điện kháng, dòng điện nạp/phóng;
- Với thiết bị tụ/cuộn cảm có thể điều khiển được, phải cung cấp chi tiết nguyên lý điều khiển, các số liệu điều khiển như điện áp, tải, đóng cắt hoặc tự động, thời gian vận hành và các cài đặt khác.

d) Máy biến điện áp (VT)/máy biến dòng (TI)

- Tỷ số biến;
- Giấy chứng nhận kiểm tra tuân theo quy định đo đếm.

đ) Hệ thống bảo vệ và điều khiển

- Cấu hình hệ thống bảo vệ;
- Giá trị cài đặt đề xuất;
- Thời gian giải phóng sự cố của hệ thống bảo vệ chính và dự phòng;
- Chu kỳ tự động đóng lại (nếu có);
- Quản lý điều khiển và giao tiếp dữ liệu.

e) Đường dây và cáp phân phối liên quan tới điểm đấu nối

- Điện trở/điện kháng/điện dung;
- Dòng điện tải định mức và dòng điện tải lớn nhất.

12. Máy phát điện thuộc sở hữu của khách hàng đề nghị đấu nối

Đối với các máy phát điện thuộc quyền sở hữu của khách hàng phải cung cấp các thông tin dự báo phụ tải như sau:

- Dự báo nhu cầu phụ tải điện cực đại và cực tiểu;
- Các yêu cầu điện năng.

Phụ lục 3

Mẫu THỎA THUẬN ĐẦU NÓI

(Ban hành kèm theo Thông tư số 32 /2010/TT-BCT ngày 30 tháng 7 năm 2010 Quy định hệ thống điện phân phối)

THỎA THUẬN ĐẦU NÓI

GIỮA (ĐƠN VỊ PHÂN PHỐI ĐIỆN) VÀ ... (TÊN KHÁCH HÀNG ĐỀ NGHỊ ĐẦU NÓI)

Số:

- Căn cứ Thông tư số/2010/TT-BCT ngày ...tháng....năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định hệ thống điện phân phối;
- Căn cứ đơn đề nghị đầu nối ngày ... tháng ... năm của [tên khách hàng đề nghị đầu nối] gửi [Đơn vị phân phối điện];
- Căn cứ hồ sơ đề nghị đầu nối của [tên khách hàng đề nghị đầu] gửi [Đơn vị phân phối điện] ngày ... tháng ... năm ;
- Căn cứ vào các biên bản làm việc và thỏa thuận sơ bộ phương án đầu nối
- Căn cứ vào yêu cầu và khả năng cung cấp dịch vụ phân phối điện, Hôm nay, ngày... tháng ... năm ... tại ..., chúng tôi gồm:

Bên A: [Đơn vị phân phối điện]

Đại diện là: ...

Chức vụ:

Địa chỉ:

Điện thoại:; Fax:

Tài khoản số: ...

Mã số thuế: ...

Bên B: [Tên khách hàng đề nghị đầu nối]

Đại diện là: ...

Chức vụ: ...

Địa chỉ: ...

Điện thoại: ...; Fax: ...

Tài khoản số:

Mã số thuế: ...

Hai bên đồng ý ký kết Thỏa thuận đấu nối với các nội dung sau:

Điều 1. [*Tên Đơn vị phân phối điện*] thống nhất phương án đấu nối nhà máy điện [*Tên nhà máy*] của [*tên khách hàng đề nghị đấu nối*] vào lưới điện phân phối, cụ thể như sau:

1. Quy mô công trình
 - a) Điểm đầu: ...
 - b) Điểm cuối: ...
 - c) Cấp điện áp đấu nối: ...
 - d) Dây dẫn: ...
 - đ) Số mạch: ...
 - e) Kết cấu: ...
 - g) Chế độ vận hành: ...
 - h) Chiều dài tuyến: ...

2. Ranh giới đo đếm

Ranh giới đo đếm mua bán điện năng lắp đặt tại vị trí đấu nối vào lưới điện phân phối.

3. Ranh giới đầu tư

4. Yêu cầu về giải pháp kỹ thuật

5. Các hồ sơ kèm theo

- Tài liệu đính kèm số 1: Sơ đồ nguyên lý và sơ đồ bố trí thiết bị tại điểm đấu nối
- Tài liệu đính kèm số 2: Tài liệu quy định ranh giới cố định
- Tài liệu đính kèm số 3: Các biên bản kiểm tra, nghiệm thu thiết bị
- Tài liệu đính kèm số 4: Các biên bản, thỏa thuận bổ sung sau khi đóng điện điểm đấu nối (nếu có)

Điều 2. Trách nhiệm của các bên

1. Trách nhiệm của Bên A

[*Tên Đơn vị phân phối điện*] có trách nhiệm đầu tư xây dựng lưới điện phân phối để kết nối với lưới điện của [*tên khách hàng có nhu cầu đấu nối*] theo đúng ranh giới đầu tư xây dựng quy định tại khoản 3 Điều 1 của Thỏa thuận đấu nối này.

2. Trách nhiệm của Bên B

a) [*Tên Đơn vị phân phối điện*] có trách nhiệm đầu tư xây dựng lưới điện phân phối của mình để kết nối với lưới điện của [*tên khách hàng đề nghị đấu nối*] theo đúng ranh giới đầu tư xây dựng quy định tại khoản 3 Điều 1 của Thỏa thuận đấu nối này.

b) [*Tên khách hàng đề nghị đấu nối*] cam kết quản lý, vận hành hệ thống điện/nhà máy điện của mình tuân thủ Thông tư số .../2010/TT-BCT ngày...tháng...năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định hệ thống điện phân phối và các quy định khác có liên quan.

Điều 3. Ngày đấu nối

Ngày đóng điện dự kiến là(ngày, tháng, năm).

Điều 4. Chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung

Chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung trong trường hợp quy định tại khoản...Điều ...Thông tư số .../2010/TT-BCT ngày...tháng...năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định hệ thống điện phân phối được hai bên thống nhất như sau:

1.
2.

Điều 5. Các thỏa thuận khác

1. Trong quá trình vận hành, khi có sự thay đổi hay sửa chữa liên quan tới điểm đấu nối hoặc thiết bị đấu nối, bên có thay đổi phải thông báo bằng văn bản và gửi các tài liệu kỹ thuật liên quan tới bên kia; soạn thảo Phụ lục Thỏa thuận đấu nối để cả hai bên ký làm tài liệu kèm theo Thỏa thuận đấu nối này.

2.
3.

Điều 6. Tách đấu nối

Sau khi đấu nối, khách hàng có quyền đề xuất kế hoạch ngừng đấu nối dài hạn cho Đơn vị phân phối điện chỉ trong trường hợp được nêu trong tài liệu đính kèm số 4 và phải tuân thủ Thông tư quy định lưới phân phối.

Điều 7. Hiệu lực thi hành

1. Thỏa thuận đấu nối này có hiệu lực kể từ ngày ký.
2. Thỏa thuận đấu nối này được làm thành 04 bản có giá trị như nhau, mỗi bên giữ 02 bản./.

Đại diện Bên B

Đại diện Bên A

(Tên, chức danh)

(Tên, chức danh)

[Tài liệu đính kèm số 1] Sơ đồ nguyên lý và sơ đồ bố trí thiết bị tại điểm đấu nối

(Kèm theo Thỏa thuận đấu nối số.....)

[Tài liệu đính kèm số 2] Tài liệu quy định ranh giới cô định

(Kèm theo Thỏa thuận đấu nối số.....)

Ngày.....Tháng.....Năm.....

Tên trạm biến áp hoặc lộ đấu nối:

Địa điểm:

Địa chỉ:

Số điện thoại:

Kỹ thuật viên vận hành lưới điện của Đơn vị phân phối điện (Tên, số ĐT):

Kỹ thuật viên vận hành lưới điện của khách hàng đề nghị đấu nối (Tên, số ĐT):

Điểm đấu nối:

Ranh giới sở hữu:

Đại diện có thẩm quyền của Đơn vị
phân phối điện

Đại diện có thẩm quyền của khách
hàng đề nghị đấu nối

(Ký và ghi rõ họ tên, đóng dấu)

(Ký và ghi rõ họ tên, đóng dấu)

(Tài liệu đính kèm số 3): Danh sách thiết bị sở hữu cố định tại điểm đầu nối

I. Thiết bị chính (bao gồm lộ phân phối và trạm biến áp)

1. Số, tên của thiết bị:
2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

II. Thiết bị thứ cấp

1. Số tên thiết bị:
2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

III. Hệ thống đo đếm

1. Số/Tên thiết bị:
2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

IV. Các thiết bị khác

1. Số/tên thiết bị:
2. Thông số kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

[Tài liệu đính kèm số 4] Mô tả kỹ thuật thiết bị điện liên quan tới điểm đầu nối của khách hàng có nhu cầu đầu nối

(Kèm theo Thỏa thuận đầu nối số.....)

Bao gồm tất cả các dữ liệu cập nhật sửa đổi trong phần 2 và phần 3 của Hồ sơ đầu nối vào lưới điện phân phối, đã được cập nhật và/hoặc sửa đổi.

[Tài liệu đính kèm số 5] Các biên bản kiểm tra, nghiệm thu thiết bị (SCADA/DMS)

(Kèm theo Thỏa thuận đầu nối số.....)

Bao gồm tất cả các biên bản nghiệm thu, chạy thử thiết bị, kiểm tra thiết bị có

liên quan tới điểm đấu nối của khách hàng sau khi đóng điện.

***[Tài liệu đính kèm số 6]* Yêu cầu ngừng đấu nối vĩnh viễn hoặc tạm thời của khách hàng sử dụng lưới điện phân phối**

(Kèm theo Thỏa thuận đấu nối số.....)

Mô tả tất cả các trường hợp mà Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đề xuất ngừng đấu nối tạm thời (ít hơn 12 tháng) và dài hạn tới Đơn vị phân phối điện và các trách nhiệm phù hợp của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối với từng trường hợp.

PHỤ LỤC

CHƯƠNG I	1
QUY ĐỊNH CHUNG	1
Điều 1. Phạm vi điều chỉnh.....	1
Điều 2. Đối tượng áp dụng.....	1
Điều 3. Giải thích từ ngữ	2
CHƯƠNG II	5
TIÊU CHUẨN VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI	5
Mục 1 5	
TIÊU CHUẨN KỸ THUẬT	5
Điều 4. Tần số.....	5
Điều 5. Điện áp.....	5
Điều 6. Cân bằng pha.....	5
Điều 7. Sóng hài.....	6
Điều 8. Nhấp nháy điện áp.....	Error! Bookmark not defined.
Điều 9. Dòng ngắn mạch và thời gian loại trừ sự cố	Error! Bookmark not defined.
Điều 10. Chế độ nối đất.....	Error! Bookmark not defined.
Điều 11. Hệ số sự cố chạm đất.....	8
Mục 2 8	
TIÊU CHUẨN ĐỘ TIN CẬY	8
Điều 12. Các chỉ số về độ tin cậy của lưới điện phân phối	8
Điều 13. Các trường hợp ngừng cung cấp điện không xét đến khi tính toán các chỉ số độ tin cậy	9
Điều 14. Trình tự phê duyệt tiêu chuẩn độ tin cậy hàng năm cho lưới điện phân phối	10
Điều 15. Chế độ báo cáo	10
Mục 3 10	
TIÊU CHUẨN TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG	10
Điều 16. Tổn thất điện năng của lưới điện phân phối	10
Điều 17. Trình tự phê duyệt chỉ tiêu tổn thất điện năng của lưới điện phân phối	10
Mục 4 11	
TIÊU CHUẨN CHẤT LƯỢNG DỊCH VỤ	11
Điều 18. Các loại tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ	11
Điều 19. Tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ cho lưới điện phân phối	11
Điều 20. Báo cáo tiêu chuẩn chất lượng dịch vụ.....	12
CHƯƠNG III	12
DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI	12

Điều 21. Quy định chung.....	12
Điều 22. Dự báo nhu cầu phụ tải điện năm.....	12
Điều 23. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng.....	14
Điều 24. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần.....	15
Điều 25. Nghiên cứu phụ tải.....	15
CHƯƠNG IV	15
LẬP KẾ HOẠCH ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI	15
Điều 26. Nguyên tắc chung	15
Điều 27. Yêu cầu đối với kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối hàng năm.....	16
Điều 28. Nội dung kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối.....	16
Điều 29. Trình tự lập, thẩm định và phê duyệt kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối.....	17
Chương V	17
ĐẦU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI	17
Mục 1 17	
NGUYÊN TẮC CHUNG	17
Điều 30. Điểm đầu nối.....	17
Điều 31. Ranh giới phân định tài sản và quản lý vận hành.....	17
Điều 32. Tuân thủ quy hoạch phát triển điện lực.....	18
Điều 33. Trách nhiệm phối hợp thực hiện.....	18
Mục 2 18	
YÊU CẦU KỸ THUẬT TẠI ĐIỂM ĐẦU NỐI	18
Điều 34. Cân bằng pha.....	18
Điều 35. Sóng hài.....	19
Điều 36. Nhấp nháy điện áp.....	19
Điều 37. Nổi đất.....	19
Điều 38. Hệ số công suất.....	19
Điều 39. Hệ thống rơ le tần số thấp.....	20
Điều 40. Hệ thống thông tin.....	20
Điều 41. Hệ thống SCADA/DMS.....	20
Điều 42. Hệ thống bảo vệ.....	21
Điều 43. Tổ máy phát điện đầu nối vào lưới điện phân phối.....	22
Điều 44. Yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối giữa Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện.....	22
Mục 3 23	
TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THỎA THUẬN ĐẦU NỐI	23
Điều 45. Hồ sơ đề nghị đầu nối.....	23
Điều 46. Trình tự thỏa thuận đầu nối vào cấp điện áp trung áp và 110kV.....	23
Điều 47. Thời hạn xem xét và ký kết Thỏa thuận đầu nối.....	24

Điều 48. Trình tự cung cấp điện cho Khách hàng sử dụng điện đấu nối vào cấp điện áp hạ áp 24

Mục 4 25

THỰC HIỆN ĐẤU NỐI	25
Điều 49. Quyền tiếp cận thiết bị tại điểm đấu nối.....	25
Điều 50. Cung cấp hồ sơ điều kiện đóng điện điểm đấu nối.....	25
Điều 51. Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối.....	26
Điều 52. Đóng điện điểm đấu nối.....	26
Điều 53. Trình tự thử nghiệm để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đấu nối.....	27
Điều 54. Kiểm tra và giám sát vận hành các thiết bị đấu nối.....	28
Điều 55. Thay thế thiết bị tại điểm đấu nối.....	29
Điều 56. Thực hiện đấu nối vào lưới điện hạ áp đối với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.....	29

Mục 5 29

TÁCH ĐẤU NỐI VÀ KHÔI PHỤC ĐẤU NỐI	29
Điều 57. Quy định chung.....	29
Điều 58. Tách đấu nối tự nguyện.....	30
Điều 59. Tách đấu nối bắt buộc.....	30
Điều 60. Khôi phục đấu nối.....	30

CHƯƠNG VI..... 30

VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI 30

Mục 1 30

TRÁCH NHIỆM VẬN HÀNH	30
Điều 61. Trách nhiệm của Đơn vị phân phối điện.....	30
Điều 62. Trách nhiệm của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối.....	31

Mục 2 32

KẾ HOẠCH BẢO DƯỠNG, SỬA CHỮA	32
HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI	32
Điều 63. Quy định chung về bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện phân phối.....	32
Điều 64. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hàng năm.....	32
Điều 65. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tháng.....	33
Điều 66. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tuần.....	34

Mục 3 35

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH	35
Điều 67. Kế hoạch vận hành năm.....	35
Điều 68. Kế hoạch vận hành tháng.....	35
Điều 69. Kế hoạch vận hành tuần.....	36
Điều 70. Phương thức vận hành ngày.....	36
Điều 71. Vận hành hệ thống điện phân phối.....	37

Mục 4 37

VẬN HÀNH TRONG TÌNH HUỐNG KHẨN CẤP	37
Điều 72. Tình huống khẩn cấp.....	37
Điều 73. Vận hành hệ thống điện phân phối trong trường hợp sự cố hoặc rã lưới toàn bộ hoặc một phần hệ thống điện truyền tải	37
Điều 74. Vận hành hệ thống điện phân phối trong trường hợp tách đảo.....	38
Điều 75. Vận hành hệ thống điện phân phối khi xảy ra sự cố nghiêm trọng trên lưới điện phân phối.....	39
Điều 76. Khôi phục hệ thống điện phân phối.....	39

Mục 5 39

ĐIỀU KHIỂN PHỤ TẢI VÀ ĐIỆN ÁP	39
Điều 77. Điều khiển phụ tải.....	39
Điều 78. Ngừng, giảm cung cấp điện	40
Điều 79. Xây dựng phương án sa thải phụ tải.....	40
Điều 80. Các biện pháp sa thải phụ tải.....	40
Điều 81. Thực hiện sa thải phụ tải	41
Điều 82. Thực hiện điều khiển điện áp	41
Điều 83. Giám sát và điều khiển từ xa.....	41

Mục 6 42

TRAO ĐỔI THÔNG TIN TRONG VẬN HÀNH VÀ CHẾ ĐỘ BÁO CÁO	42
Điều 84. Hình thức trao đổi thông tin.....	42
Điều 85. Trao đổi thông tin trong vận hành	42
Điều 86. Thông báo các tình huống bất thường.....	42
Điều 87. Thông báo về sự cố nghiêm trọng.....	43
Điều 88. Báo cáo kết quả vận hành hệ thống điện phân phối	43

Mục 7 44

PHỐI HỢP VẬN HÀNH	44
Điều 89. Trách nhiệm phối hợp vận hành.....	44
Điều 90. Phối hợp thực hiện vận hành.....	44

Mục 8 44

THÍ NGHIỆM TRÊN HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI	44
Điều 91. Các yêu cầu chung về thí nghiệm trên hệ thống điện phân phối.....	44
Điều 92. Các trường hợp tiến hành thí nghiệm thiết bị trên lưới điện phân phối.....	45
Điều 93. Các trường hợp tiến hành thí nghiệm tổ máy phát điện.....	45
Điều 94. Trách nhiệm trong thí nghiệm thiết bị trên lưới điện phân phối	46
Điều 95. Trình tự, thủ tục thí nghiệm theo yêu cầu của Đơn vị phân phối điện.....	46
Điều 96. Trình tự, thủ tục thí nghiệm theo đề nghị của Khách hàng lớn sử dụng lưới điện phân phối.....	47
Điều 97. Trách nhiệm thực hiện sau khi thí nghiệm.....	47

CHƯƠNG VII.....	48
------------------------	-----------

ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG.....	48
Mục 1	48
QUY ĐỊNH CHUNG VỀ ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG	48
Điều 98. Nguyên tắc xác định vị trí đo đếm chính.....	48
Điều 99. Xác định vị trí đo đếm đối với cấp điện áp cao áp và trung áp	48
Điều 100. Xác định vị trí đo đếm đối với Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đầu nổi hạ áp 50	
Điều 101. Hệ thống đo đếm điện năng.....	50
Mục 2	50
YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI HỆ THỐNG ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG	50
Điều 102. Cấu hình của hệ thống đo đếm điện năng.....	50
Điều 103. Hệ thống đo đếm cấp điện áp 110kV	51
Điều 104. Hệ thống đo đếm cấp điện áp từ 1000V đến 35 kV	52
Điều 105. Hệ thống đo đếm hạ áp.....	53
Điều 106. Yêu cầu kỹ thuật của mạch đo đếm.....	54
Điều 107. Yêu cầu kỹ thuật đối với niêm phong kẹp chì và bảo mật.....	54
Mục 3	55
ĐẦU TƯ, LẮP ĐẶT VÀ QUẢN LÝ VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG	55
Điều 108. Trách nhiệm đầu tư, lắp đặt hệ thống đo đếm điện năng	55
Điều 109. Trách nhiệm quản lý, vận hành hệ thống đo đếm.....	56
Điều 110. Trách nhiệm xây dựng quy trình quản lý, vận hành hệ thống đo đếm.....	56
CHƯƠNG VIII.....	56
MIỄN TRỪ THỰC HIỆN.....	56
Điều 111. Các trường hợp được xét miễn trừ thực hiện	56
Điều 112. Thẩm quyền và căn cứ quyết định miễn trừ thực hiện.....	57
Điều 113. Hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện	57
Điều 114. Thủ tục thẩm định hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện	57
Điều 115. Trách nhiệm cung cấp thông tin.....	57
Điều 116. Rút đề nghị miễn trừ thực hiện.....	58
Điều 117. Bãi bỏ Quyết định cho phép miễn trừ thực hiện.....	58
CHƯƠNG IX.....	58
GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM	58
Điều 118. Giải quyết tranh chấp.....	58
Điều 119. Xử lý vi phạm.....	58
CHƯƠNG X.....	59
TỔ CHỨC THỰC HIỆN.....	59
Điều 120. Thời hạn đáp ứng các tiêu chuẩn của Quy định hệ thống điện phân phối ...	59

Điều 121. Tổ chức thực hiện	59
Điều 122. Hiệu lực thi hành	59
PHỤ LỤC 1.....	1
DANH MỤC ĐƯỜNG DÂY VÀ TRẠM BIẾN ÁP XÂY DỰNG MỚI/CẢI TẠO TRONG 5 NĂM TIẾP THEO.....	1
Phụ lục 2A	1
ĐƠN ĐỀ NGHỊ CUNG CẤP ĐIỆN	1
(ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN HẠ ÁP 1 PHA).....	1
PHỤ LỤC 2B.....	2
ĐƠN ĐỀ NGHỊ CUNG CẤP ĐIỆN	2
(ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN HẠ ÁP 3 PHA).....	2
PHỤ LỤC 2C.....	3
THÔNG TIN CHUNG ĐĂNG KÝ ĐẤU NỐI	3
CHO CÁC KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI	3
(ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP TRỞ LÊN).....	3
PHỤ LỤC 2D.....	5
THÔNG TIN VỀ NHU CẦU SỬ DỤNG ĐIỆN CỦA KHÁCH HÀNG	5
ĐỀ NGHỊ ĐẤU NỐI	5
<i>(ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP TRỞ LÊN)</i>	<i>5</i>
THÔNG TIN VỀ NHÀ MÁY ĐIỆN VÀ CÁC TỔ MÁY PHÁT ĐIỆN CỦA KHÁCH HÀNG CÓ	10
ĐỀ NGHỊ ĐẤU NỐI	10
(ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP TRỞ LÊN).....	10
PHỤ LỤC 3.....	1
MẪU THỎA THUẬN ĐẤU NỐI.....	1
MÔ TẢ TẤT CẢ CÁC TRƯỜNG HỢP MÀ KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI	
ĐỀ XUẤT NGỪNG ĐẤU NỐI TẠM THỜI (ÍT HƠN 12 THÁNG) VÀ DÀI HẠN TỚI ĐƠN VỊ	
PHÂN PHỐI ĐIỆN VÀ CÁC TRÁCH NHIỆM PHÙ HỢP CỦA KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG LƯỚI	
ĐIỆN PHÂN PHỐI VỚI TỪNG TRƯỜNG HỢP.....	6