

## Chương VI

# VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

## Mục 1

### NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

#### Điều 59. Các chế độ vận hành của hệ thống điện truyền tải

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

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

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

- a) <sup>41</sup> Mức dự phòng điều tần thứ cấp, dự phòng khởi động nhanh thấp hơn mức yêu cầu ở chế độ vận hành bình thường;
- b) Mức mang tải của các đường dây và máy biến áp trong lưới điện truyền tải từ 90 % trở lên nhưng không vượt quá giá trị định mức;
- c) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện truyền tải ngoài phạm vi cho phép trong chế độ vận hành bình thường, nhưng trong dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố đơn lẻ trong hệ thống điện quy định tại Điều 6 Thông tư này;
- d) Có khả năng xảy ra thiên tai hoặc các điều kiện thời tiết bất thường có thể

---

<sup>41</sup> Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 13 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

gây ảnh hưởng tới an ninh cung cấp điện;

đ) Có khả năng xảy ra các vấn đề về an ninh, quốc phòng đe dọa an ninh hệ thống điện.

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

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

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

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

4. <sup>42</sup> Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ cực kì khẩn cấp khi xuất hiện hoặc tồn tại một trong các điều kiện sau đây:

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

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

c) Điện áp tại nút bất kỳ trên lưới điện truyền tải giảm thấp dẫn đến rơ le sa thải phụ tải theo điện áp thấp làm việc; điện áp trên lưới điện truyền tải thấp hơn 10% điện áp danh định hoặc có nguy cơ sụp đổ điện áp hệ thống điện theo tính toán của cấp điều độ khi không còn biện pháp điều chỉnh ngoài việc sa thải phụ tải và điện áp tiếp tục có xu hướng giảm thấp..

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

<sup>42</sup> Khoản này được sửa đổi, bổ sung theo quy định tại khoản 16 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023.

## **Điều 60. Nguyên tắc vận hành hệ thống điện truyền tải**

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chung trong việc vận hành hệ thống điện truyền tải an toàn, tin cậy, ổn định, chất lượng và kinh tế. Đảm bảo phù hợp với các nguyên tắc, quy định về vận hành, điều độ hệ thống điện quốc gia quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Nguyên tắc lập kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải

a) Đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và tin cậy;

b) Tuân thủ yêu cầu về chống lũ, tưới tiêu và duy trì dòng chảy sinh thái theo các quy trình vận hành hồ chứa thủy điện đã được phê duyệt;

c) Đảm bảo ràng buộc về nhiên liệu sơ cấp cho các nhà máy nhiệt điện;

d) Đảm bảo các điều kiện kỹ thuật cho phép của các tổ máy phát điện và lưới điện truyền tải;

đ) Đảm bảo thực hiện các thỏa thuận về sản lượng điện và công suất trong các hợp đồng xuất, nhập khẩu điện, hợp đồng mua bán điện;

e) Đảm bảo nguyên tắc tối thiểu chi phí mua điện cho toàn hệ thống điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải cho năm tới (năm N+1) và có xét đến 01 năm tiếp theo (năm N+2), tháng tới, tuần tới, lịch huy động ngày tới và lịch huy động chu kỳ giao dịch tới, bao gồm các nội dung chính sau:

a) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị điện, lưới điện truyền tải;

b) Đánh giá an ninh hệ thống điện;

c) Dự báo nhu cầu phụ tải điện, kế hoạch cung cấp nhiên liệu từ các nhà máy nhiệt điện, tiến độ vào vận hành các công trình điện mới, dự báo thủy văn từ các nhà máy thủy điện, tính toán mức dự phòng hệ thống điện, kế hoạch huy động nguồn, huy động các dịch vụ phụ trợ và sa thải phụ tải (nếu có) để đảm bảo an ninh hệ thống điện;

d) Cảnh báo tình trạng suy giảm an ninh hệ thống điện (nếu có);

đ) <sup>43</sup> Yêu cầu cấu hình huy động nguồn tối thiểu và quán tính tối thiểu hệ thống điện để đảm bảo vận hành an toàn hệ thống điện..

<sup>43</sup> Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 17 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023.

4. Kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải năm tới (năm N+1) và có xét đến một năm tiếp theo (năm N+2) phải đảm bảo:

a) Kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải năm tới (năm N+1) được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập phù hợp với phương thức vận hành hệ thống điện quốc gia năm tới (năm N+1) quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành;

b) Kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải cho năm N+2 phục vụ đánh giá an ninh, định hướng các kịch bản vận hành và các giải pháp trong trung hạn để đảm bảo hệ thống điện quốc gia vận hành an toàn, ổn định và tin cậy.

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

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

a) Trong chế độ vận hành bình thường, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm vận hành, điều độ hệ thống điện đảm bảo các tiêu chuẩn, thông số vận hành trong phạm vi cho phép đối với chế độ vận hành bình thường quy định tại Chương II Thông tư này và đáp ứng các điều kiện quy định tại Khoản 1 Điều 59 Thông tư này;

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

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

d) Trong chế độ vận hành cực kỳ khẩn cấp hoặc khi xảy ra sự cố nhiều phần tử hoặc khi có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người hoặc an toàn thiết bị, có quyền sa thải phụ tải điện nhưng phải phù hợp với quy định tại Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

7.<sup>44</sup> Trong trường hợp có khả năng thừa nguồn, cấp điều độ có quyền điều khiển có quyền thực hiện ngay việc điều tiết giảm công suất phát các nguồn điện

---

<sup>44</sup> Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 2 Điều 4 của Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.

đang phát lên lưới theo đúng các quy định hiện hành đảm bảo tần số hệ thống điện nằm trong dải quy định, hệ thống điện vận hành an toàn, ổn định.

Mức điều tiết giảm công suất huy động của các nhà máy điện và loại hình nhà máy điện phải tiết giảm do cấp điều độ có quyền điều khiển tính toán và công bố phù hợp với cơ cấu nguồn điện đang phát, công suất truyền tải giữa các vùng miền, mức dự phòng dịch vụ phụ trợ cần thiết tại thời điểm phải tiết giảm theo nguyên tắc minh bạch giữa các loại hình nguồn điện.

### **Điều 61. Kiểm tra, giám sát hệ thống rơ le bảo vệ**

Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm kiểm tra, giám sát và yêu cầu các đơn vị liên quan đảm bảo hệ thống rơ le bảo vệ, tự động hóa và điều khiển trong hệ thống điện đáp ứng các yêu cầu tại Thông tư này, Quy phạm trang bị điện do Bộ Công Thương ban hành và 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.

### **Điều 62. Vận hành ổn định hệ thống điện**

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

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xem xét các ràng buộc an ninh hệ thống điện khi lập kế hoạch vận hành hệ thống điện để đảm bảo chế độ vận hành của hệ thống điện không vượt quá tiêu chuẩn ổn định hệ thống điện quy định tại Điều 5 Thông tư này.

3. <sup>45</sup> Các Đơn vị phát điện có trách nhiệm vận hành nhà máy điện để duy trì điều chỉnh điện áp làm việc và đảm bảo cung cấp đủ công suất phản kháng cho hệ thống điện trong thời gian vận hành; không được tách các tổ máy phát điện ra khỏi vận hành khi xảy ra sự cố, trừ trường hợp sự cố có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người hoặc an toàn thiết bị hoặc tần số vượt quá giới hạn cho phép được quy định tại Điều 38 và Điều 42 Thông tư này hoặc được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho phép.

4. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm duy trì vận hành các thiết bị điều chỉnh điện

<sup>45</sup> Khoản này được sửa đổi, bổ sung theo quy định tại khoản 18 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023.

áp trong lưới điện thuộc phạm vi quản lý của mình nhằm đảm bảo ổn định điện áp cho toàn hệ thống điện.

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

### **Điều 63. Thử nghiệm và giám sát thử nghiệm**

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

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

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

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền thử nghiệm một tổ máy phát điện vào bất cứ thời gian nào nhưng không được thử nghiệm đối với một tổ máy phát điện quá 03 (ba) lần trong 01 năm, trừ các trường hợp quy định tại Khoản 6 Điều 50 Thông tư này.

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

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

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

6. Khi có yêu cầu thử nghiệm tổ máy phát điện, Đơn vị phát điện phải đăng ký cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, trong đó ghi rõ các thông tin sau:

a) Lý lịch của tổ máy phát điện;

b) Các đặc tính của tổ máy phát điện;

c) Các giá trị của đặc tính vận hành dự định thay đổi trong quá trình thử nghiệm.

7. Trong thời hạn 03 ngày làm việc kể từ ngày nhận được yêu cầu của Đơn vị phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm bố trí kế hoạch thử nghiệm. Trường hợp chưa thể thực hiện thử nghiệm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể yêu cầu Đơn vị phát điện vận hành

tổ máy phát điện theo đặc tính vận hành hiện tại.

#### **Điều 64. Xử lý sự cố**

1. Trong quá trình xử lý sự cố, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép vận hành hệ thống điện với tần số và điện áp khác với tiêu chuẩn quy định ở chế độ vận hành bình thường nhưng phải nhanh chóng thực hiện các giải pháp để khôi phục hệ thống điện về chế độ vận hành bình thường, đảm bảo sự làm việc ổn định của hệ thống điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thực hiện xử lý sự cố đảm bảo tuân thủ quy định tại Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

3. Các biện pháp chính xử lý sự cố

a) <sup>46</sup> Thay đổi công suất phát tổ máy phát điện, ngừng hoặc khởi động tổ máy phát điện để khôi phục hệ thống điện về chế độ vận hành bình thường;

b) <sup>47</sup> Sa thải phụ tải theo từng tuyến đường dây bằng rơ le tự động sa thải hoặc sa thải phụ tải theo lệnh điều độ;

c) <sup>48</sup> Hệ thống sa thải phụ tải tự động phải được bố trí, cài đặt hợp lý để đảm bảo hệ thống điện không bị tan rã khi có sự cố xảy ra. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định vị trí lắp đặt, các giá trị chỉnh định của các rơ le bảo vệ để thực hiện sa thải phụ tải trong trường hợp sự cố xảy ra trong hệ thống điện nhằm đảm bảo an toàn, an ninh hệ thống điện;

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

<sup>46</sup> Điểm này được sửa đổi, bổ sung theo quy định tại khoản 19 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023.

<sup>47</sup> Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 14 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

<sup>48</sup> Điểm này được sửa đổi, bổ sung theo quy định tại khoản 19 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023.

trong từng vùng; nhằm duy trì vận hành riêng rẽ một phần hệ thống điện và ngăn ngừa sự cố lan rộng trong hệ thống điện;

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

e) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền can thiệp để hạn chế việc phải tách liên tiếp các tổ máy phát điện, các đường dây tải điện ra khỏi vận hành;

g) Trường hợp sự cố tan rã toàn bộ hoặc một phần hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được chỉ định nhà máy điện có khả năng khởi động đen để khôi phục hệ thống điện. Trường hợp cần thiết, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể yêu cầu nhà máy phát điện vận hành tổ máy phát điện không theo các đặc tính vận hành với điều kiện đảm bảo an toàn cho người và thiết bị. Đơn vị phát điện có trách nhiệm tuân thủ lệnh khởi động đen và thông báo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm khôi phục các phụ tải thích hợp để đảm bảo vận hành ổn định tổ máy phát điện và hoà đồng bộ với các tổ máy phát điện khác.

#### **Điều 65. Thông báo suy giảm an ninh hệ thống điện**

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

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

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

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

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



- a) Các khu vực đã bị ngừng, giảm cung cấp điện;
- b) Lý do ngừng, giảm cung cấp điện;
- c) Thời điểm bắt đầu ngừng, giảm cung cấp điện;
- d) Thời điểm dự kiến khôi phục cung cấp điện.

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

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

b) Gửi văn bản, ra lệnh điều độ trong phạm vi quyền điều khiển và đăng thông tin trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện đối với thông báo suy giảm an ninh hệ thống điện theo kế hoạch và phương thức vận hành hệ thống điện tuần, ngày.

#### **Điều 66. Sa thải phụ tải đảm bảo an ninh hệ thống điện**

1. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm tính toán, phân bổ công suất và điện năng cắt giảm tại các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải phù hợp với các quy định tại Điều 60 và Điều 64 Thông tư này và Quy định về việc lập và thực hiện kế hoạch cung ứng điện khi hệ thống điện quốc gia thiếu nguồn điện do Bộ Công Thương ban hành để đảm bảo hệ thống điện được vận hành an toàn, ổn định và tin cậy.

2. Các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm thực hiện ngừng, giảm cung cấp điện đúng mức công suất và điện năng theo yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

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

### **Mục 2**

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

**Điều 67. Trách nhiệm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện**

1. Lập kế hoạch, phương thức vận hành phục vụ công tác điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia cho năm, tháng, tuần, ngày và lịch huy động giờ tới theo quy định tại Thông tư này và Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ

Công Thương ban hành.

2. Chỉ huy, điều độ hệ thống điện truyền tải tuân thủ quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia, Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia, Quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành và các quy định tại Thông tư này để đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy, ổn định, chất lượng và kinh tế.

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

4. Thiết lập và đảm bảo duy trì hoạt động ổn định, tin cậy và liên tục hệ thống thông tin, hệ thống thông tin liên lạc, truyền dữ liệu, hệ thống SCADA/EMS và điều khiển từ xa phục vụ vận hành, điều độ hệ thống điện.

5. Điều độ, vận hành các tổ máy phát điện, lưới điện truyền tải theo quy định tại Chương này và Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

6. Chủ trì thoả thuận thống nhất kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy phát điện và lưới điện với Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

7. Kiểm tra, giám sát việc cài đặt, chỉnh định các thông số hệ thống bảo vệ, tự động hoá, điều khiển, hệ thống điều tốc, hệ thống kích từ, kết nối hệ thống AGC của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đáp ứng các yêu cầu quy định tại Thông tư này và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo vận hành ổn định, tin cậy hệ thống điện truyền tải. Báo cáo Cục Điều tiết điện lực các trường hợp không tuân thủ để có biện pháp giải quyết.

8. Yêu cầu thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung các thiết bị trong phạm vi quản lý của Đơn vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

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

10. Chia sẻ và cung cấp các thông tin cần thiết cho Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phục vụ công tác phối hợp vận hành hệ thống điện truyền tải.

#### **Điều 68. Trách nhiệm của Đơn vị truyền tải điện**

1. Quản lý, vận hành lưới điện truyền tải thuộc phạm vi quản lý đảm bảo đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật theo quy định tại Thông tư này, tuân thủ quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia, Quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia, Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác có liên quan.

2. Cung cấp cho Cấp điều độ có quyền điều khiển các thông số kỹ thuật của thiết bị theo mẫu và thời gian do Cấp điều độ có quyền điều khiển quy định. Trừ trường hợp bảo dưỡng, sửa chữa có kế hoạch hoặc sự cố, Đơn vị truyền tải điện phải đảm bảo toàn bộ thiết bị của mình ở trạng thái sẵn sàng vận hành theo lệnh điều độ của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Đơn vị truyền tải điện phải cung cấp cho Cấp điều độ có quyền điều khiển mọi thông tin thay đổi về mức độ sẵn sàng của thiết bị và lý do thay đổi.

3. Thiết lập các hệ thống bảo vệ, tự động hoá và điều khiển đáp ứng các yêu cầu theo quy chuẩn ngành được áp dụng, yêu cầu quy định tại Thông tư này và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo vận hành ổn định, tin cậy hệ thống điện truyền tải.

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

5. Duy trì vận hành lưới điện truyền tải trong tình trạng an toàn và tin cậy, khôi phục lại lưới điện truyền tải sau sự cố.

6. Tuân thủ các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về vận hành lưới điện truyền tải; tuân thủ các quy định về an toàn điện, bảo vệ hành lang an toàn lưới điện, công trình điện theo quy định của pháp luật.

7. Đầu tư, lắp đặt, bảo trì, quản lý và vận hành đảm bảo hệ thống DCS, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway, hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý và đường truyền thông tin, dữ liệu để đảm bảo kết nối, truyền thông tin, dữ liệu tin cậy và liên tục về hệ thống SCADA, hệ thống thông tin, hệ thống điều khiển của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Không tự ý tách thiết bị liên quan ra khỏi vận hành dẫn tới gây gián đoạn tín hiệu SCADA, tín hiệu thông tin và điều khiển khi chưa được sự đồng ý của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển.

8. Phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển trong quá trình lập kế hoạch vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện truyền tải, thiết lập sơ đồ bảo vệ, hệ thống thông tin liên lạc, hệ thống thông tin, truyền dữ liệu SCADA và tín hiệu điều khiển phục vụ vận hành hệ thống điện quốc gia.

9. Cung cấp các thông tin cần thiết cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phục vụ công tác phối hợp vận hành hệ thống điện truyền tải.

### **Điều 69. Trách nhiệm của Đơn vị phát điện**

1. Quản lý, vận hành nhà máy điện và lưới điện thuộc phạm vi quản lý đảm bảo đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật theo quy định tại Thông tư này, tuân thủ quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia, Quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia, Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác có liên quan.

2. Cung cấp cho Cấp điều độ có quyền điều khiển các thông tin về độ sẵn

sàng của các tổ máy phát điện, bao gồm công suất phát, thời gian khởi động và ngừng tổ máy, tốc độ tăng giảm tải. Trường hợp có thay đổi về độ sẵn sàng của các tổ máy phát điện, Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp ngay cho Cấp điều độ có quyền điều khiển các thay đổi và nêu rõ lý do.

2a.<sup>49</sup> Cung cấp thông tin về nguồn năng lượng sơ cấp (thông tin về thủy văn đối với nhà máy thủy điện, than - dầu - chất đốt đối với nhà máy nhiệt điện, thông tin quan trắc khí tượng đối với nhà máy điện gió, mặt trời), dự báo công suất, sản lượng của nhà máy và truyền số liệu về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Duy trì hoạt động tin cậy và ổn định hệ thống điều tốc, hệ thống kích từ, kết nối hệ thống AGC và các yêu cầu kỹ thuật khác liên quan đến thiết bị tại điểm đấu nối theo quy định tại Thông tư này để đảm bảo cung cấp đầy đủ công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phù hợp với hợp đồng mua bán điện và Thỏa thuận đấu nối đã ký. Không tự ý thay đổi các thông số chỉnh định của các hệ thống điều tốc, hệ thống kích từ, kết nối hệ thống AGC và các yêu cầu kỹ thuật khác liên quan khi chưa được sự đồng ý của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Tiến hành các thí nghiệm, thử nghiệm và hiệu chỉnh cần thiết khi có yêu cầu từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ công tác tính toán ổn định, vận hành hệ thống điện.

4. Khi thực hiện đại tu tổ máy phát điện, Đơn vị phát điện có trách nhiệm thực hiện thí nghiệm để đánh giá vận hành của hệ thống kích từ, hệ thống điều tốc tổ máy phát điện và gửi kết quả thí nghiệm cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Chi tiết nội dung và yêu cầu thí nghiệm thực hiện theo Quy trình thử nghiệm và giám sát thử nghiệm do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

5. Thiết lập các hệ thống bảo vệ, tự động hoá và điều khiển đáp ứng các yêu cầu theo quy chuẩn ngành được áp dụng, yêu cầu quy định tại Thông tư này và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo vận hành ổn định hệ thống điện quốc gia.

6. Đầu tư, lắp đặt, bảo trì, quản lý và vận hành đảm bảo hệ thống DCS, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway, hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý và đường truyền thông tin, dữ liệu để đảm bảo kết nối, truyền thông tin, dữ liệu tin cậy và liên tục về hệ thống SCADA, hệ thống thông tin, hệ thống điều khiển của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Không tự ý tách thiết bị liên quan ra khỏi vận hành dẫn tới gây gián đoạn tín hiệu SCADA, tín hiệu thông tin và điều khiển khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

10. Cung cấp các thông tin cần thiết cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và

<sup>49</sup> Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 15 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

Đơn vị truyền tải điện phục vụ công tác phối hợp vận hành hệ thống điện truyền tải.

**Điều 70. Trách nhiệm của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện**

1. Quản lý, vận hành lưới điện phân phối thuộc phạm vi quản lý đảm bảo đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật theo quy định tại Thông tư này, tuân thủ quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia, Quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia, Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác có liên quan.

2. Cung cấp cho Cấp điều độ có quyền điều khiển các thông số kỹ thuật của thiết bị theo mẫu và thời gian do Cấp điều độ có quyền điều khiển quy định. Trừ trường hợp bảo dưỡng, sửa chữa có kế hoạch hoặc sự cố, Đơn vị phân phối điện phải đảm bảo toàn bộ thiết bị của mình ở trạng thái sẵn sàng vận hành theo lệnh điều độ của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Đơn vị phân phối điện phải cung cấp cho Cấp điều độ có quyền điều khiển mọi thông tin thay đổi về mức độ sẵn sàng của thiết bị và lý do thay đổi.

3. Thiết lập các hệ thống bảo vệ, tự động hoá và điều khiển đáp ứng các yêu cầu theo quy chuẩn ngành được áp dụng, yêu cầu quy định tại Thông tư này và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo vận hành ổn định, tin cậy hệ thống điện truyền tải.

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

5. Duy trì hoạt động của hệ thống bảo vệ, khả năng sẵn sàng làm việc của hệ thống tự động sa thải phụ tải theo yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

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

7. Đầu tư, lắp đặt, bảo trì, quản lý và vận hành đảm bảo hệ thống DCS, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway, hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý và đường truyền thông tin, dữ liệu để đảm bảo kết nối, truyền thông tin, dữ liệu tin cậy và liên tục về hệ thống SCADA, hệ thống thông tin, hệ thống điều khiển của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Không tự ý tách thiết bị liên quan ra khỏi vận hành dẫn tới gây gián đoạn tín hiệu SCADA, tín hiệu thông tin và điều khiển khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

8. Cung cấp các thông tin cần thiết cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện phục vụ công tác phối hợp vận hành hệ thống điện truyền tải.

**Điều 71. Trách nhiệm của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải**

1. Quản lý, vận hành thiết bị điện, lưới điện thuộc phạm vi quản lý đảm bảo đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật theo quy định tại Thông tư này,

tuan thủ quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia, Quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia, Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác có liên quan.

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

3. Đầu tư, lắp đặt, bảo trì, quản lý và vận hành hệ thống rơ le bảo vệ, tự động hoá và điều khiển trong phạm vi quản lý của mình để đảm bảo làm việc ổn định, tin cậy chống sự cố lan truyền vào hệ thống điện quốc gia. Không tự ý thay đổi các thông số chỉnh định của các hệ thống rơ le bảo vệ, tự động hoá, điều khiển và các yêu cầu kỹ thuật khác liên quan trong phạm vi quản lý khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Tiến hành các thí nghiệm hiệu chỉnh cần thiết khi có yêu cầu từ Cấp điều độ có quyền điều khiển.

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

5. Đầu tư, lắp đặt, bảo trì, quản lý và vận hành đảm bảo hệ thống DCS, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway, hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý và đường truyền thông tin, dữ liệu để đảm bảo kết nối, truyền thông tin, dữ liệu tin cậy và liên tục về hệ thống SCADA, hệ thống thông tin, hệ thống điều khiển của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Không tự ý tách thiết bị liên quan ra khỏi vận hành dẫn tới gây gián đoạn tín hiệu SCADA, tín hiệu thông tin và điều khiển khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

6. Cung cấp các thông tin cần thiết cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện khi có yêu cầu phục vụ vận hành an toàn, tin cậy hệ thống điện quốc gia.

### Mục 3

## DỊCH VỤ PHỤ TRỢ

### **Điều 72. Các loại dịch vụ phụ trợ<sup>50</sup>**

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

1. Điều khiển tần số thứ cấp (Điều tần thứ cấp).
2. Khởi động nhanh.
3. Điều chỉnh điện áp.
4. Dự phòng vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện.
5. Khởi động đen.

<sup>50</sup> Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 16 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

### **Điều 73. Yêu cầu kỹ thuật đối với các dịch vụ phụ trợ<sup>51</sup>**

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

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

3. Điều chỉnh điện áp: Tổ máy phát điện, nhà máy điện cung cấp dịch vụ điều chỉnh điện áp phải có khả năng thay đổi công suất phản kháng ngoài dải điều chỉnh quy định tại khoản 2 Điều 38 và khoản 4 Điều 42 Thông tư này, đáp ứng yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

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

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

### **Điều 74. Xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ<sup>52</sup>**

<sup>51</sup> Điều này đã được sửa đổi theo quy định tại khoản 17 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020, nay được sửa đổi theo quy định tại khoản 5 Điều 1 Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2026.

<sup>52</sup> Điều này đã được sửa đổi theo quy định tại khoản 18 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020, được sửa đổi lần thứ hai theo quy định tại khoản 6 Điều 1 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một

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

- a) Đảm bảo duy trì mức dự phòng điện năng và công suất của hệ thống điện để đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành và an ninh hệ thống điện;
- b) Đảm bảo chi phí tối thiểu phù hợp với các điều kiện, ràng buộc trong hệ thống điện quốc gia.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định và trình nhu cầu dịch vụ phụ trợ cho hệ thống điện quốc gia theo Quy trình xác định nhu cầu và vận hành dịch vụ phụ trợ do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

#### **Điều 75. Đăng ký dịch vụ phụ trợ**

1. Trừ dịch vụ khởi động đen, Đơn vị phát điện có trách nhiệm đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ của từng tổ máy phát điện phù hợp với các yêu cầu kỹ thuật và nhu cầu dịch vụ phụ trợ quy định tại Điều 73 và Điều 74 Thông tư này.

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

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

### **Mục 4**

#### **BẢO DƯỠNG, SỬA CHỮA HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI**

**Điều 76. Quy định chung về bảo dưỡng và sửa chữa hệ thống điện truyền tải**

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện truyền tải bao gồm kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện truyền tải, các nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW và các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải phục vụ lập kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải theo quy định.

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

---

số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023; nay được sửa đổi theo quy định tại Điều 7 Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.



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

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

c) Tối ưu việc phối hợp bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị, lưới điện và nhà máy điện với các ràng buộc về điều kiện thủy văn, yêu cầu về cấp nước hạ du, phòng lũ và cung cấp nhiên liệu sơ cấp cho phát điện;

d) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa ngắn hạn phải được lập dựa trên Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa dài hạn;

đ) Đảm bảo công suất, điện năng dự phòng ở mức cao nhất có thể trong các giờ cao điểm của hệ thống điện quốc gia. Ưu tiên bố trí sắp xếp bảo dưỡng, sửa chữa vào những thời điểm phụ tải thấp của hệ thống điện quốc gia;

e) Hạn chế tối đa việc ngừng, giảm cung cấp điện trong hệ thống điện quốc gia; hạn chế bố trí kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa vào các thời điểm đặc biệt có sự kiện chính trị, văn hoá, xã hội.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải đánh giá mức độ ảnh hưởng của kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện truyền tải do Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đăng ký đối với vấn đề an ninh hệ thống điện theo quy định từ Điều 92 đến Điều 95 Thông tư này.

4. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tuân thủ kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện truyền tải do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và công bố.

5. Kế hoạch bảo dưỡng sửa, chữa hệ thống điện truyền tải bao gồm:

a) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm: Được lập cho năm tới (năm N+1) và có xét đến 01 năm tiếp theo (năm N+2) phục vụ lập kế hoạch vận hành hệ thống điện năm và đánh giá an ninh trung hạn;

b) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tháng: Được lập và cập nhật cho tháng tới và có xét đến 01 tháng tiếp theo trên cơ sở kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm được duyệt;

c) Lịch bảo dưỡng, sửa chữa tuần: Được lập và cập nhật cho tuần tới và có xét đến 01 tuần tiếp theo trên cơ sở kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tháng được duyệt;

d) Lịch bảo dưỡng, sửa chữa ngày: Xác định cụ thể các công tác bảo dưỡng, sửa chữa cần thực hiện trong ngày tới.

6. Thời gian đăng ký kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện truyền tải phải phù hợp với quy định về thời gian đăng ký kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải.

7. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện truyền tải bao gồm các nội dung chính sau:

- a) Tên thiết bị cần được bảo dưỡng, sửa chữa;
- b) Yêu cầu và nội dung bảo dưỡng, sửa chữa;
- c) Dự kiến thời gian bắt đầu và hoàn thành công việc bảo dưỡng, sửa chữa;
- d) Những thiết bị liên quan khác.

**Điều 77. Lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện truyền tải**

1. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện truyền tải phải đảm bảo phối hợp lịch bảo dưỡng, sửa chữa cho các thiết bị, lưới điện, nhà máy điện để giảm thiểu ảnh hưởng tới an ninh hệ thống điện quốc gia.

2. Định kỳ hàng năm, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện, nhà máy điện năm.

3. Trên cơ sở các thông tin đăng ký về kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa được cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa cho các tổ máy phát điện, lưới điện truyền tải và các thiết bị đấu nối liên quan đảm bảo tuân thủ các quy định tại Điều 76 Thông tư này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải phối hợp với các đơn vị có liên quan để lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị hợp lý, đảm bảo an ninh cung cấp điện của hệ thống điện quốc gia.

5. Sau khi hoàn thành kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống điện truyền tải, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải định kỳ công bố trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện các thông tin sau:

- a) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm: Công bố hàng năm;
- b) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa tháng: Công bố hàng tháng;
- c) Lịch bảo dưỡng, sửa chữa tuần: Công bố hàng tuần;
- d) Lịch bảo dưỡng, sửa chữa ngày: Công bố hàng ngày.

**Điều 78. Thứ tự ưu tiên tách thiết bị để bảo dưỡng, sửa chữa**

1. Trong quá trình lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị quy định tại Điều 77 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể từ chối yêu cầu tách thiết bị để bảo dưỡng, sửa chữa khi xác định việc tách thiết bị này ảnh hưởng đến an ninh hệ thống điện và phải nêu rõ lý do.

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

- a) Tách thiết bị để bảo dưỡng, sửa chữa nguồn điện có mức ưu tiên cao

hơn so với lưới điện truyền tải;

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

c) Trường hợp có hai hoặc nhiều yêu cầu tách thiết bị để bảo dưỡng, sửa chữa nguồn điện có cùng ảnh hưởng đến chi phí phát điện thì yêu cầu nào đưa trước sẽ có thứ tự ưu tiên cao hơn.

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

### **Điều 79. Đăng ký tách thiết bị để bảo dưỡng, sửa chữa**

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

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

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

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

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

a) Tên thiết bị;

b) Nội dung công việc chính;

c) Thời gian dự kiến tiến hành công việc;

d) Thời gian dự kiến tiến hành nghiệm thu, chạy thử;

đ) Thời điểm dự kiến tháo tác tách thiết bị và đưa thiết bị trở lại làm việc;

e) Các thiết bị cần cô lập khác;

g) Các thông tin cần thiết khác.

3. Trường hợp có cảnh báo suy giảm an ninh hệ thống điện dẫn đến phải thay đổi lịch tách thiết bị ra sửa chữa, Đơn vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải đăng ký lại với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất 48 giờ trước giờ thiết bị được tách ra khỏi vận hành, kể cả sửa chữa trong kế hoạch và ngoài kế hoạch.

4. Trường hợp cần thiết, khi có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người hoặc an toàn thiết bị, Đơn vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có thể tách thiết bị đó để tránh nguy hiểm cho người hoặc thiết bị. Đơn

vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thông báo ngay cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đầy đủ các thông tin về việc tách thiết bị khẩn cấp khỏi vận hành.

5. Khi có thông báo suy giảm an ninh hệ thống điện quy định tại Điều 65 Thông tư này, Đơn vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có thể đưa thiết bị đang tách bảo dưỡng, sửa chữa trở lại vận hành trong thời gian sớm nhất so với kế hoạch đã được phê duyệt, đảm bảo không chậm hơn 48 giờ kể từ khi nhận được yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Trường hợp này, Đơn vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước thời điểm dự kiến đưa thiết bị vận hành trở lại ít nhất 04 giờ.

#### **Điều 80. Tách sửa chữa khẩn cấp thiết bị đang vận hành**

1. Trường hợp phát hiện thiết bị đang vận hành có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người hoặc an toàn thiết bị, nhân viên vận hành của Đơn vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có quyền tách khẩn cấp thiết bị ra khỏi hệ thống điện truyền tải và phải chịu hoàn toàn trách nhiệm về quyết định của mình trong việc tách thiết bị đó ra khỏi hệ thống điện truyền tải.

2. Tách thiết bị khẩn cấp bao gồm cả việc tách thiết bị tự động do các thiết bị bảo vệ hoặc các thiết bị tự động khác.

#### **Điều 81. Báo cáo việc tách sửa chữa khẩn cấp thiết bị**

Trường hợp tách sửa chữa khẩn cấp thiết bị, các đơn vị có trách nhiệm thực hiện báo cáo như sau:

1. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm cập nhật và thông báo ngay cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về sự thay đổi trạng thái của thiết bị và các thông tin liên quan đến thiết bị.

2. Trong thời hạn 24 giờ, đối với các trường hợp tách sửa chữa khẩn cấp gây ngừng, giảm cung cấp điện diện rộng trong hệ thống điện quốc gia, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi báo cáo Cục Điều tiết điện lực về lý do tách thiết bị khỏi vận hành, nêu rõ nguyên nhân và phạm vi ảnh hưởng.

### **Mục 5**

#### **LẬP LỊCH VÀ ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN**

##### **Điều 82. Lập lịch huy động ngày tới**

1. Mục đích của việc lập lịch huy động ngày tới là để cập nhật, điều chỉnh lịch huy động các tổ máy phát điện và các dịch vụ phụ trợ trong các chu kỳ giao dịch của ngày tới.

2. Lập lịch huy động ngày tới được thực hiện theo Quy định vận hành thị trường điện cạnh tranh và Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công

Thương ban hành, đồng thời xét đến các ràng buộc an ninh hệ thống điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, lập lịch huy động ngày tới và công bố thông tin về kết quả lịch huy động ngày tới trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện theo thời gian biểu vận hành thị trường điện.

### **Điều 83. Ràng buộc an ninh hệ thống**

1. Để lập lịch huy động và điều độ đảm bảo phù hợp với các nguyên tắc vận hành an toàn quy định tại Điều 60 và Điều 62 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải xác định cụ thể các ràng buộc an ninh hệ thống điện trong mô hình tính toán lập lịch huy động.

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

- a) Ràng buộc lưới điện truyền tải;
- b) Ràng buộc khả năng phát của tổ máy phát điện;
- c) Yêu cầu đối với dịch vụ phụ trợ;

d) Các ràng buộc cần thiết để đảm bảo an ninh cung cấp điện quy định tại Điều 60 và Điều 62 Thông tư này.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố cơ sở xác định và cách tính các ràng buộc an ninh hệ thống điện trước ít nhất 01 tuần và phải được cập nhật liên tục.

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

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

### **Điều 84. Điều độ hệ thống điện thời gian thực**

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

- a) Đảm bảo điều độ các tổ máy phát điện và dịch vụ phụ trợ trong thời gian thực được thực hiện minh bạch đối với các bên khi tham gia thị trường điện;
- b) Đảm bảo hệ thống điện được vận hành an toàn, ổn định và tin cậy theo quy định.

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

- a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm vận

hành, điều độ hệ thống điện trong thời gian thực, ra lệnh điều độ và tuân thủ theo các quy trình, quy định có liên quan. Lịch huy động các tổ máy phát điện trong thời gian thực phải đảm bảo đáp ứng các ràng buộc an ninh hệ thống điện và tối thiểu hoá chi phí toàn hệ thống;

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

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

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

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

### **Điều 85. Các phương thức vận hành hệ thống điện thời gian thực**

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

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đảm bảo cân bằng cung cầu trong thời gian thực bằng cách ra lệnh điều độ và các thao tác vận hành căn cứ vào lịch huy động chu kỳ giao dịch tới;

b) <sup>53</sup> Khi xảy ra trạng thái mất cân bằng trên hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động các tổ máy phát điện cung cấp dịch vụ phụ trợ và điều chỉnh công suất phát của các tổ máy phát điện căn cứ vào thứ tự huy động của các tổ máy phát điện trong hệ thống để đưa hệ thống điện trở lại trạng thái cân bằng và duy trì mức dự phòng theo quy định.

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

a) Trường hợp đã thực hiện các biện pháp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này mà hệ thống điện không trở về chế độ vận hành bình thường, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm huy động các tổ máy phát điện cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh trên cơ sở lịch huy động chu kỳ giao dịch tới và đảm bảo tối thiểu hoá chi phí toàn hệ thống;

<sup>53</sup> Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 19 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

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

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

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

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

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

d) Các tình huống trên phải được ghi trong báo cáo vận hành của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển và thông báo cho các bên liên quan.

### 4. Khôi phục hệ thống điện

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

### 5. Vận hành khi dừng thị trường điện

Trong trường hợp thị trường điện dừng hoạt động, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều độ, huy động các tổ máy phát điện trong hệ thống điện trên cơ sở lịch huy động ngày tới và lịch huy động chu kỳ giao dịch tới có xét đến các ràng buộc an ninh hệ thống điện đã được tính toán, công bố và đảm bảo chi phí tối thiểu toàn hệ thống.

## Mục 6

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

#### Điều 86. Trách nhiệm chung trong phối hợp vận hành

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

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

3. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải 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 và bảo dưỡng, sửa chữa.

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

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

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

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

### **Điều 87. Trao đổi thông tin xử lý sự cố**

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

2. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm gửi thông báo ngay theo hình thức fax hoặc các hình thức thông tin khác cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị liên quan khi có bất kỳ một sự kiện hay sự cố trong phạm vi quản lý gây ảnh hưởng đến quá trình vận hành an toàn, tin cậy hệ thống điện quốc gia hoặc để phục vụ việc phân tích, xử lý sự cố.

3. Khi nhận được thông báo theo quy định tại Khoản 2 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển phải liên hệ và phối hợp với Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải để điều tra, xác định nguyên nhân và có giải pháp xử lý kịp thời. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp các thông tin có liên quan, giải đáp các câu hỏi và yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp các thông tin liên quan đến sự cố cho Đơn vị truyền tải điện phục vụ công tác phân tích, xử lý sự cố khi có sự cố trong phạm vi quản lý của khách hàng.



4. Yêu cầu về nội dung thông báo, báo cáo hoặc giải đáp thông tin về sự cố quy định tại các Khoản 2 và Khoản 3 Điều này bao gồm:

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

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

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

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

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

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

#### **Điều 88. Bảo mật thông tin**

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

1. Các trường hợp do pháp luật quy định.

2. Có sự thỏa thuận giữa các Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, hoặc được Cấp điều độ có quyền điều khiển đồng ý cung cấp thông tin.

3. Bên thứ ba là khách hàng có đấu nối với lưới điện truyền tải quốc gia và được Cấp điều độ có quyền điều khiển đồng ý cung cấp thông tin.

#### **Điều 89. Chế độ báo cáo sự cố trong hệ thống điện quốc gia**

1. Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thực hiện chế độ báo cáo sự cố theo quy định tại Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Ngoài các quy định về chế độ báo cáo sự cố trong hệ thống điện quốc gia quy định tại Khoản 1 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thực hiện các chế độ báo cáo sự cố trong hệ thống điện quốc gia như sau:

a) Đối với sự cố kéo dài xảy ra trong hệ thống điện truyền tải từ cấp điện áp 220 kV trở lên gây hư hỏng thiết bị hoặc sự cố trên hệ thống điện quốc gia gây mất điện diện rộng trên phạm vi từ một tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương hoặc sự cố dẫn đến sa thải phụ tải với quy mô công suất từ 200 MW trở lên, ngay sau khi cô lập phần tử bị sự cố trong hệ thống điện quốc gia, gửi báo cáo về thông tin sự cố cho Cục Điều tiết điện lực thông qua hình thức tin nhắn hoặc thư điện tử (email);

b) Trong thời hạn 36 giờ kể từ khi xảy ra sự cố, các Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm gửi báo cáo về Cục Điều tiết điện lực bằng thư điện tử (email) theo mẫu quy định tại Phụ lục 3 ban hành kèm theo Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành;

c) Định kỳ trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tổng hợp báo cáo phân tích các sự cố theo mẫu quy định tại Phụ lục 4 ban hành kèm theo Quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành (đối với các sự cố phải phân tích, đánh giá) và tổng hợp các sự cố xảy ra trong tháng trước gửi về Cục Điều tiết điện lực theo đường văn thư và thư điện tử (email) đối với các sự cố sau:

- Các sự cố kéo dài trên lưới điện 500 kV;

- Các sự cố kéo dài trên lưới điện 220 kV, 110 kV và nhà máy điện mà gây mất điện diện rộng trên phạm vi từ một tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương hoặc một quận nội thành của Thủ đô Hà Nội và thành phố Hồ Chí Minh hoặc phải sa thải phụ tải với quy mô công suất từ 200 MW trở lên hoặc ảnh hưởng trực tiếp đến chế độ vận hành của nhà máy điện tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

### **Điều 90. Báo cáo kết quả vận hành lưới điện truyền tải**

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

a) Tình hình vận hành lưới điện truyền tải;

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

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

d) Các chỉ số đánh giá chất lượng hoạt động quy định tại Điều 98 Thông tư này và giải trình lý do không thực hiện đáp ứng các chỉ số;

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

2. Thời điểm báo cáo định kỳ

a) Trước ngày 15 tháng 01 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kết quả vận hành lưới điện truyền tải năm trước, bao gồm các nội dung quy định tại Khoản 1 Điều này;

b) Trước ngày 15 hàng tháng, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kết quả vận hành lưới điện truyền tải tháng trước, bao gồm các nội dung quy định tại Khoản 1 Điều này.

3. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo đột xuất tình hình vận hành lưới điện truyền tải khi có yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực, Sở Công Thương, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. <sup>54</sup> Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo theo quy định tại Khoản 1, Khoản 2 và Khoản 3 Điều này bằng văn bản theo đường văn thư và thư điện tử (email).

**Điều 91. Báo cáo kế hoạch vận hành và kết quả vận hành hệ thống điện quốc gia**

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

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập báo cáo định kỳ về tình hình thực hiện, kết quả vận hành hệ thống điện quốc gia hàng năm, hàng tháng, bao gồm các nội dung chính sau:

a) Cơ cấu huy động các dạng nguồn điện, tổng công suất đặt và khả dụng của nguồn điện; tiến độ vận hành các công trình nguồn điện và lưới điện mới;

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

c) Đánh giá nhu cầu phụ tải điện và diễn biến tiêu thụ điện, đánh giá sai số dự báo nhu cầu phụ tải điện;

d) Đánh giá kết quả vận hành lưới điện truyền tải, tình hình sự cố và nguyên nhân, đề xuất các biện pháp để đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn tin cậy và hiệu quả;

đ) Các chỉ số đánh giá chất lượng hoạt động quy định tại Điều 97 Thông tư này và giải trình lý do không thực hiện đáp ứng các chỉ số;

e) Các số liệu thống kê về cung cấp nhiên liệu, tình hình thủy văn các hồ chứa thủy điện và huy động các nhà máy điện; thống kê sự cố nguồn điện và lưới điện;

g) Tình trạng kết nối tín hiệu SCADA của nhà máy điện và trạm biến áp

<sup>54</sup> Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 20 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

thuộc quyền điều khiển.

### 3. Thời điểm báo cáo định kỳ

a) Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực kết quả vận hành hệ thống điện quốc gia năm trước, bao gồm các nội dung quy định tại Khoản 2 Điều này;

b) Trước ngày 25 hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực kết quả vận hành hệ thống điện quốc gia tháng trước, bao gồm các nội dung quy định tại Khoản 2 Điều này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo đột xuất tình hình vận hành hệ thống quốc gia khi có yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

5. <sup>55</sup> Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo theo quy định tại Khoản 1, Khoản 2, Khoản 3 và Khoản 4 Điều này bằng văn bản theo đường văn thư và thư điện tử (email).

## Chương VII

### ĐÁNH GIÁ AN NINH HỆ THỐNG ĐIỆN

#### Điều 92. Quy định chung về đánh giá an ninh hệ thống điện

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

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

3. <sup>56</sup> Đánh giá an ninh hệ thống điện bao gồm các nội dung tính toán, phân tích và công bố tổng công suất nguồn khả dụng dự kiến, dự báo nhu cầu phụ tải của hệ thống điện, đánh giá độ tin cậy và khả năng sẵn sàng đáp ứng nhu cầu phụ tải hệ thống điện, các cảnh báo an ninh hệ thống điện và các yêu cầu khác về an

<sup>55</sup> Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 21 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

<sup>56</sup> Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 3 Điều 4 của Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.

ninh hệ thống điện. Đánh giá an ninh hệ thống điện bao gồm đánh giá an ninh trung hạn và ngắn hạn được quy định như sau:

a) Đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn bao gồm:

- Đánh giá an ninh hệ thống điện tháng tới và các tháng còn lại của năm: Được thực hiện để đánh giá khả năng đảm bảo an ninh hệ thống điện quốc gia cho tháng tới và các tháng còn lại của năm, đơn vị thời gian tính toán là tháng;

- Đánh giá an ninh hệ thống điện năm tới (năm N+1) có xét đến 1 năm tiếp theo: được thực hiện để đánh giá khả năng đảm bảo an ninh hệ thống điện quốc gia cho năm tới (N+1) và một năm tiếp theo (năm N+2), đơn vị thời gian tính toán là tháng;

- Đánh giá an ninh hệ thống điện ngắn hạn:

- Đánh giá an ninh hệ thống điện ngày: được thực hiện để đánh giá khả năng đảm bảo an ninh hệ thống điện quốc gia cho 14 ngày tới, đơn vị tính toán là giờ;

- Đánh giá an ninh hệ thống điện tuần: được thực hiện để đánh giá khả năng đảm bảo an ninh hệ thống điện quốc gia trong các tuần còn lại của tháng hiện tại và các tuần của tháng tới, đơn vị thời gian tính toán là tuần.

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

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

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

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

**Điều 93.** <sup>57</sup> (được bãi bỏ)

**Điều 94.** <sup>58</sup> (được bãi bỏ)

<sup>57</sup> Điều này được bãi bỏ theo quy định tại khoản 9 Điều 9 của Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.

<sup>58</sup> Điều này được bãi bỏ theo quy định tại khoản 9 Điều 9 của Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.

**Điều 95.** <sup>59</sup> (được bãi bỏ)

**Chương VIII**  
**ĐÁNH GIÁ CHẤT LƯỢNG VẬN HÀNH**  
**HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI**

**Điều 96. Yêu cầu chung**

1. Định kỳ hàng tháng, hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực về tình hình vận hành hệ thống điện quốc gia, lưới điện truyền tải và việc thực hiện các tiêu chuẩn chất lượng vận hành.

2. Các chỉ số thực hiện được quy định trong Chương này là một trong những chỉ số để Cục Điều tiết điện lực đánh giá chất lượng điều độ, vận hành hệ thống điện truyền tải của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị truyền tải điện. Trường hợp, chỉ số thực hiện của năm (N+1) kém hơn chỉ số thực hiện năm (N), Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo giải trình và thực hiện các giải pháp để cải thiện chỉ số thực hiện cho các năm tiếp theo.

**Điều 97. Các chỉ số thực hiện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện**

Định kỳ hàng tháng, hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực và công bố trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện các chỉ số thực hiện sau:

1. Số lần tần số hệ thống điện quốc gia vượt ra ngoài dải tần số cho phép và thời gian khôi phục về chế độ vận hành bình thường trong các trường hợp sự cố theo quy định tại Điều 4 Thông tư này.

2. Chỉ số sẵn sàng của lưới điện, chỉ số độ lệch điện áp (Voltage Deviation Index), chỉ số độ lệch tần số (Frequency Deviation Index).

3. Tổng chi phí hàng tháng cho các loại dịch vụ phụ trợ.

4. Công suất huy động và thời gian huy động thực tế của từng loại dịch vụ phụ trợ.

5. Số lần và khoảng thời gian khi các loại dịch vụ phụ trợ không đáp ứng các yêu cầu về công suất và điện năng dự phòng được quy định tại Điều 93 Thông tư này.

6. Sai số dự báo nhu cầu phụ tải điện năm, tháng, tuần, ngày so với phụ tải điện thực tế.

**Điều 98. Các chỉ số thực hiện của Đơn vị truyền tải điện**

1. Định kỳ hàng tháng, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo Cục

<sup>59</sup> Điều này được bãi bỏ theo quy định tại khoản 9 Điều 9 của Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.

Điều tiết điện lực và công bố trên Trang thông tin điện tử của đơn vị các chỉ số thực hiện sau:

- a) Thống kê tình trạng quá tải của các thiết bị trên lưới điện truyền tải (mức độ quá tải, thời gian quá tải);
- b) Thống kê tình trạng cắt điện trong lưới điện truyền tải bao gồm:
  - Số lần ngừng, giảm cung cấp điện có kế hoạch và không có kế hoạch;
  - Thời gian bắt đầu và thời gian kết thúc việc ngừng, giảm cung cấp điện.
- c) Thống kê các thanh cái trong lưới điện truyền tải có điện áp không đạt tiêu chuẩn quy định tại Điều 6 Thông tư này, bao gồm:
  - Thống kê tình trạng quá áp, thấp áp so với quy định tại Điều 6 Thông tư này;
  - Thời gian bắt đầu và thời gian kết thúc của mỗi lần vi phạm tiêu chuẩn điện áp;
  - Điện áp cao nhất và thấp nhất khi có vi phạm tiêu chuẩn điện áp;
  - Các sự kiện bất thường khi có vi phạm tiêu chuẩn điện áp.
- d) Các nội dung về độ tin cậy của lưới điện truyền tải được quy định tại Điều 14 Thông tư này;
- đ) Tồn thất điện năng hàng tháng trên lưới điện truyền tải theo từng cấp điện áp;
- e) Danh sách các sự cố dẫn tới việc vi phạm các tiêu chuẩn vận hành lưới điện truyền tải được quy định tại Chương II Thông tư này. Báo cáo giải trình nguyên nhân vi phạm và những đề xuất thay đổi để đạt được các tiêu chuẩn kỹ thuật vận hành.

2. Định kỳ hàng năm, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực và công bố trên Trang thông tin điện tử của đơn vị các chỉ số thực hiện sau:

- a) Tỷ lệ đầu tư xây dựng theo từng cấp điện áp so với kế hoạch phát triển lưới điện truyền tải hàng năm đã được duyệt;
- b) Tổng số các thiết bị trên lưới điện truyền tải bị quá tải trong năm;
- c) Tổng số lần ngừng, giảm cung cấp điện có kế hoạch và không có kế hoạch ở các đường dây truyền tải và máy biến áp;
- d) Tổng số lần và tổng thời gian vi phạm tiêu chuẩn điện áp quy định tại Điều 6 Thông tư này;
- đ) Các nội dung về độ tin cậy của lưới điện truyền tải được quy định tại Điều 14 Thông tư này;
- e) Tồn thất điện năng trên lưới điện truyền tải và theo từng cấp điện áp;
- g) Tổng số các sự cố bất thường dẫn tới việc vi phạm các tiêu chuẩn vận hành lưới điện truyền tải.

## **Chương IX**

### **GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM**

#### **Điều 99. Giải quyết tranh chấp**

1. Trường hợp xảy ra tranh chấp giữa các đơn vị liên quan đến việc thực hiện Thông tư này, các đơn vị tranh chấp có thể tự giải quyết trên cơ sở thoả thuận trong thời hạn 60 ngày.

2. Hết thời hạn được quy định tại Khoản 1 Điều này mà không tự giải quyết được thì các đơn vị có quyền trình vụ việc lên Cục Điều tiết điện lực để giải quyết theo quy định của pháp luật.

3. Quyết định giải quyết tranh chấp của Cục Điều tiết điện lực có hiệu lực chung thẩm trừ các nội dung tranh chấp có liên quan đến thoả thuận hoặc hợp đồng đã ký giữa các bên.

#### **Điều 100. Xử lý vi phạm**

1. Mọi tổ chức, cá nhân có quyền trình báo Cục Điều tiết điện lực về hành vi vi phạm quy định tại Thông tư này.

2. Trình báo về hành vi vi phạm phải có các thông tin sau:

- a) Ngày, tháng, năm trình báo;
- b) Tên, địa chỉ tổ chức, cá nhân trình báo;
- c) Tên, địa chỉ tổ chức, cá nhân thực hiện hành vi có dấu hiệu vi phạm;
- d) Mô tả hành vi có dấu hiệu vi phạm;
- đ) Lý do biết hành vi có dấu hiệu vi phạm (nếu có);
- e) Các thông tin khác có liên quan (nếu có).

Mẫu trình báo được quy định tại Trình tự xác minh và xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực thuộc thẩm quyền của Thủ trưởng Cơ quan Điều tiết điện lực do Bộ Công Thương ban hành.

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 xác minh và xử lý vi phạm.

## **Chương X**

### **TỔ CHỨC THỰC HIỆN**

#### **Điều 101. 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. Trường hợp cần thiết, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổ chức xây dựng và ban hành Quy trình hướng dẫn chi tiết về yêu cầu kỹ thuật, yêu cầu đầu



nổi và phương pháp dự báo công suất, điện năng phát của các nhà máy điện mặt trời, nhà máy điện gió đầu nối vào lưới điện truyền tải, phù hợp với các quy định tại Thông tư này và đặc tính công nghệ, kỹ thuật của các nhà máy điện.

3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm chỉ đạo các đơn vị thành viên thực hiện Thông tư này. Trong thời hạn 06 tháng kể từ ngày ban hành Thông tư này, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng và trình Cục Điều tiết điện lực ban hành các Quy trình, Quy định kỹ thuật để hướng dẫn thực hiện Thông tư này, bao gồm:

- a) Quy trình dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia;
- b) Quy trình lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia;
- c) Quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn;
- d) Quy trình lập kế hoạch vận hành hệ thống điện quốc gia;
- đ) Quy trình xác định và vận hành dịch vụ phụ trợ;
- e) Quy định yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống rơ le bảo vệ và tự động hóa trong nhà máy điện và trạm biến áp;
- g) Quy định về yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA;
- h) Quy trình thử nghiệm và giám sát thử nghiệm;
- i) Quy trình sa thải phụ tải điện trong hệ thống điện quốc gia.

4. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm xây dựng kế hoạch để đầu tư, nâng cấp và cải tạo lưới điện, thiết bị điện trong phạm vi quản lý đảm bảo đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật và yêu cầu trong vận hành quy định tại Thông tư này.

#### **Điều 102. Hiệu lực thi hành <sup>60</sup>**

<sup>60</sup> Điều 4 Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020 quy định như sau:

**“Điều 4. Hiệu lực thi hành**

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

2. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, các đơn vị có liên quan phản ánh về Cục Điều tiết điện lực để xem xét, giải quyết theo thẩm quyền hoặc báo cáo về Bộ Công Thương để giải quyết./”

Điều 4 Thông tư số 39/2022/TT-BCT ngày 30 tháng 12 năm 2022 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công

1. Thông tư này có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 01 năm 2017. Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải hết hiệu lực từ ngày Thông tư này có hiệu lực.

2. Trường hợp đã có hợp đồng mua sắm, lắp đặt thiết bị được ký trước ngày 01 tháng 6 năm 2010 có nội dung khác với quy định tại Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải hoặc được ký trước ngày Thông tư này có hiệu lực mà có nội dung khác với một số nội dung mới được quy định tại Thông tư này, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải được tiếp tục thực hiện theo hợp đồng đã ký.

3. Trong quá trình thực hiện Thông tư này, nếu có vấn đề vướng mắc, yêu

Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023 quy định như sau:

**“Điều 4. Điều khoản thi hành**

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày            tháng            năm 2022.

2. Bãi bỏ một số điều, khoản của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải, Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối như sau:

a) Bãi bỏ gạch đầu dòng thứ hai điểm a khoản 3 Điều 92 và khoản 2 Điều 94 Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải;

b) Bãi bỏ Điều 92, Điều 93, Điều 94, Điều 95, Điều 96, Điều 97 và Điều 98 Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối.

3. Trường hợp trang thiết bị điện đã được đưa vào vận hành hoặc có hợp đồng mua sắm, lắp đặt thiết bị được ký trước ngày Thông tư này có hiệu lực mà có yêu cầu, thông số kỹ thuật khác so với quy định tại Thông tư này, các đơn vị thực hiện theo quy định có liên quan trước thời điểm Thông tư này có hiệu lực.

4. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, các đơn vị có liên quan phản ánh về Cục Điều tiết điện lực để xem xét, giải quyết theo thẩm quyền hoặc báo cáo về Bộ Công Thương để giải quyết./.”

Điều 10 của Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024 quy định như sau:

**“Điều 10. Điều khoản thi hành**

1. Thông tư này có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.

2. Giấy chứng nhận vận hành và quyết định về việc công nhận các chức danh tham gia công tác điều độ, vận hành hệ thống điện, thị trường điện được cấp theo quy định tại Thông tư số 40/2014/TT-BCT và Thông tư số 45/2018/TT-BCT trước khi Thông tư này có hiệu lực tiếp tục có giá trị sử dụng đến hết thời hạn đã được cấp.

3. Trong thời hạn 06 tháng tính từ ngày ban hành Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm căn cứ vào các quy định tại Điều 1 Thông tư này để rà soát, hiệu chỉnh các quy trình quy định tại khoản 1 Điều 132 Thông tư số 45/2018/TT-BCT và trình Cục Điều tiết điện lực xem xét ban hành.

4. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, tổ chức, cá nhân có trách nhiệm phản ánh về Cục Điều tiết điện lực để xem xét, giải quyết theo thẩm quyền hoặc báo cáo Bộ Công Thương để giải quyết./.”

cầu các đơn vị có liên quan phản ánh trực tiếp về Cục Điều tiết điện lực để xem xét, giải quyết theo thẩm quyền hoặc báo cáo Bộ Công Thương để giải quyết./.

**BỘ CÔNG THƯƠNG**

Số: 16 /VBHN-BCT

**Nơi nhận:**

- Văn phòng Chính phủ (để đăng Công báo);
- Trang thông tin điện tử Bộ Công Thương;
- Bộ Tư pháp (để theo dõi);
- Cơ sở dữ liệu quốc gia về VBPL;
- Vụ Pháp chế;
- Lưu: VT, ĐTĐL.

**XÁC THỰC VĂN BẢN HỢP NHẤT**

Hà Nội, ngày 07 tháng 8 năm 2024

**KT. BỘ TRƯỞNG  
THỨ TRƯỞNG****Trương Thanh Hoài**



**Phụ lục 1A**  
**THÔNG TIN ĐĂNG KÝ ĐẦU NỐI**  
**CHO KHÁCH HÀNG CÓ NHU CẦU ĐẦU NỐI**

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 25 /2016/TT-BCT  
ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

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

Họ và tên khách hàng có nhu cầu đầu nối:

Chức danh:

Tên đơn vị công tác:

Có trụ sở đăng ký tại:

Địa chỉ:

Điện thoại:

Fax:

Email:

**1. Mô tả dự án**

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

**2. Bản đồ, sơ đồ và kế hoạch**

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

b) Sơ đồ bố trí mặt bằng tỷ lệ 1:200 hoặc 1:500 mô tả vị trí các tổ máy phát điện, 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 Giấy phép đầu tư hoặc Quyết định đầu tư, Quyết định thành lập doanh nghiệp, Giấy đăng ký kinh doanh, Giấy phép hoạt động điện lực và các giấy phép khác theo quy định của pháp luật).

## Phụ lục 1B

### THÔNG TIN VỀ NHÀ MÁY ĐIỆN VÀ TỔ MÁY PHÁT ĐIỆN CỦA KHÁCH HÀNG CÓ NHU CẦU ĐẦU NỔI

(Ban hành kèm theo Thông tư số 25 /2016/TT-BCT  
ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

Thông tin áp dụng cho nhà máy điện, tổ máy phát điện, trạm điện của khách hàng có nhu cầu đầu nổi gồm:

#### 1. Mô tả nhà máy điện

- a) Tên nhà máy;
- b) Địa điểm xây dựng;
- c) Loại hình và công nghệ của nhà máy điện (thủy điện, nhiệt điện than, khí, năng lượng tái tạo,...);
- d) Số tổ máy phát điện, công suất định mức;
- đ) Sản lượng điện dự kiến;
- e) Công suất dự kiến phát vào lưới;
- g) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành;
- h) Cấp điện áp đề xuất tại điểm đầu nổi.

#### 2. Sơ đồ 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 nổi;
  - Bố trí thiết bị bù công suất phản kháng.

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

#### 3. Đặc tính vận hành tổ 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 tác dụng phát định mức (MW);
- Công suất biểu kiến phát định mức (MVA);
- Công suất tác dụng phụ tải tự dùng (MW);
- Công suất phản kháng phụ tải tự dùng (MVA<sub>r</sub>);
- Điện áp đầu cực (kV);
- Dải công suất tác dụng (MW-MW);
- Công suất phản kháng phát tối đa tại mức công suất tác dụng định mức (MVA<sub>r</sub>);
- Công suất phản kháng nhận tối đa tại mức công suất tác dụng định mức (MVA<sub>r</sub>);
- Hệ số ngắn mạch;
- Dòng điện stator định mức (A);
- Dòng điện rotor định mức tại dòng điện 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 điện 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 hòa đồng bộ từ trạng thái ấm (giờ);
- Thời gian hòa đồng bộ từ trạng thái lạnh (giờ);
- Thời gian vận hành tối thiểu;
- Thời gian dừng tối thiểu;
- Tốc độ tăng tải định mức (MW/phút);
- Tốc độ giảm tải 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 của hệ thống điều chỉnh tần số thứ cấp (MW);
- Các đặc tính vận hành liên quan khác;



- Cung cấp thông tin chi tiết về công suất dự phòng của tổ máy phát điện 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. Thông số kỹ thuật của 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 siêu 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 siêu quá độ chưa bão hòa ngang trục  $X''_q$ ;
- Các thông số bão hòa của các điện kháng  $X_d, X'_d, X''_d, X_q, X'_q, X''_q$ ;
- Điện kháng thứ tự nghịch  $X_2$ ;
- Điện kháng thứ tự không  $X_0$ ;
- Điện trở Stator  $R_a$ ;
- Điện kháng khe hở stator  $X_L$ ;
- Điện kháng điểm  $X_p$ ;
- Biểu tượng và giá trị hằng số thời gian máy phát điện;
- Hằng số thời gian quá độ hở mạch dọc trục  $T_{do}'$  (s);
- Hằng số thời gian siêu quá độ hở mạch dọc trục  $T_{do}''$  (s)
- Hằng số thời gian quá độ hở mạch ngang trục  $T_{qo}'$  (s);
- Hằng số thời gian siêu quá độ hở mạch ngang trục  $T_{qo}''$  (s)
- Hằng số thời gian quá độ ngắn mạch dọc trục  $T_d'$  (s);
- Hằng số thời gian siêu quá độ ngắn mạch dọc trục  $T_d''$  (s);
- Hằng số thời gian quá độ ngắn mạch ngang trục  $T_q'$  (s);
- Hằng số thời gian siêu quá độ ngắn mạch ngang trục  $T_q''$  (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), sơ đồ khối Laplace theo tiêu chuẩn của 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 thiết bị 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 rơ le bảo vệ của tổ máy phát điện.
- 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.

### **8. Khởi động đen**

Yêu cầu cung cấp các thông tin về trang bị khả năng 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 nhà máy nhiệt điện**

- Khí CO<sub>2</sub>:
- + Tấn CO<sub>2</sub>/tấn nhiên liệu;
- + Hiệu suất giảm khí CO<sub>2</sub>.
- Khí SO<sub>2</sub>:
- + Tấn SO<sub>2</sub>/tấn nhiên liệu;
- + Hiệu suất giảm khí SO<sub>2</sub>.
- Khí NO<sub>x</sub>:
- + Tấn NO<sub>x</sub>/ đường cong xuất điện năng MWh.

#### **b) Nhà máy thủy 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) Nhà máy điện gió**

- Loại turbine (cố định hay biến tốc);
- Chi tiết về đặc tính kỹ thuật và đặc tính vận hành của nhà sản xuất;
- Phương thức vận hành theo mùa của tổ máy phát điện: mùa hay liên tục;
- Dự kiến khả năng phát vào lưới điện truyền tải hàng tháng (MW);

- Đồ thị phát điện ngày điển hình của từng tháng;
- 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;
- Số liệu về kết quả đo gió trong quá khứ.

#### **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 suất ngừng chạy ép buộc.
- Giới hạn khả năng phát điện:
- + Phát điện ngày (GWh);
- + Phát điện tuần (GWh);
- + Phát điện tháng (GWh);
- + Phát điện năm (GWh).

#### **11. Số liệu kỹ thuật của các thiết bị điện tại điểm đấu nối**

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

- Điện áp vận hành định mức (kV);
- Dòng điện định mức (A);
- Dòng cắt ngắn mạch 03 pha định mức (kA);
- Dòng cắt ngắn mạch 01 pha định mức (kA);
- Dòng cắt tải 03 pha định mức (kA);
- Dòng cắt tải 01 pha định mức (kA);
- Dòng ngắn mạch 03 pha nặng nề nhất định mức (kA);
- Dòng ngắn mạch 01 pha nặng nề nhất định mức (kA);
- 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 bảo 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 03 cuộn dây, cả 03 cuộn dây có đầu nối bên ngoài, điện trở và điện kháng giữa mỗi cặp cuộn dây phải được tính toán với cuộn thứ ba là hở mạch;
- Điện trở và điện kháng thứ tự không của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, thấp nhất và cao nhất ( $\Omega$ );
- 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 (TU)/Máy biến dòng (TI)**

- Tỷ số biến;
- Giấy chứng nhận kiểm tra, kiểm định tuân theo quy định đo đếm.

#### **đ) Hệ thống bảo vệ và điều khiển**

- Cấu hình hệ thống bảo vệ;
- Giá trị cài đặt đề xuất;
- Thời gian giải phóng sự cố của hệ thống bảo vệ chính và dự phòng;
- Chu kỳ tự động đóng lại (nếu có);
- Quản lý, điều khiển và giao tiếp dữ liệu.

#### **e) Đường dây và cáp truyền tải liên quan tới điểm đấu nối**

- Điện trở/ điện kháng/ điện dung;
- Dòng điện tải định mức và dòng điện tải lớn nhất.

### **12. Nhà máy thủy điện**

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

#### **a) Năng lượng sơ cấp - thủy năng**

- Các thông số hồ chứa và điều tiết hồ chứa:
  - + Dung tích hữu ích (tỉ m<sup>3</sup>);
  - + Dung tích toàn bộ hồ (tỉ m<sup>3</sup>);
  - + Dung tích chống lũ (tỉ m<sup>3</sup>);
  - + 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<sup>3</sup>);
  - + Diện tích lòng hồ (km<sup>2</sup>);
  - + 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  $V = f(h)$ ;
  - + Kiểu điều tiết (năm, nhiều năm, hỗn hợp);
  - + Quy trình điều tiết hồ chứa tóm tắt (đặt trong 01 file văn bản);
  - + Quy trình điều tiết hồ chứa đầy đủ (đặt trong 01 file văn bản);
  - + Biểu đồ điều tiết hồ chứa (theo tháng hay tuần).
- Các thông số về đập chính:
  - + Loại đập (đất đá, bê tông,...);
  - + Kiểu xả lũ (xả tự nhiên, dùng cửa xả);
  - + Cao độ đỉnh đập (m);
  - + Chiều cao mặt đập (m);
  - + Chiều dài mặt đập (m);
  - + Chiều dài đáy đập (m);
  - + Cao độ trên của cánh phai xả lũ (m);
  - + Sơ đồ nguyên lý cấu tạo đập (file ảnh).
- Các thông số về đập phát điện:
  - + Loại đập (đất đá, bê tông,...);
  - + Cao độ đỉnh đập (m);
  - + Chiều cao mặt đập (m);
  - + Chiều dài mặt đập (m);
  - + Chiều dài đáy đập (m);
  - + Cao độ trên của cửa nhận nước (m);
  - + Sơ đồ nguyên lý cấu tạo đập (file ảnh).
- Các thông số phía thượng lưu:
  - + Mực nước dâng bình thường (m);
  - + Mực nước chết (m);

- + Mức nước gia cường (m);
- + Mức nước điều tiết nhiều năm (nếu có) (m).
- Các thông số phía hạ lưu:
  - + Mức nước khi dừng toàn bộ nhà máy (m);
  - + Mức nước khi chạy công suất min (m);
  - + Mức nước khi chạy công suất định mức (m);
  - + Mức nước khi xả lưu lượng tần suất 0,01% (m).
- Các số liệu chính về thời tiết và thủy văn:
  - + Đặc điểm thời tiết khí hậu;
  - + Diện tích lưu vực sông (km<sup>2</sup>);
  - + Tổng lượng dòng chảy trung bình nhiều năm (m<sup>3</sup>);
  - + Lưu lượng nước về trung bình năm (m<sup>3</sup>/s);
  - + Bảng tổng hợp lưu lượng nước về trung bình tháng;
  - + Lượng mưa trung bình hằng năm (mm);
  - + Lưu lượng lũ.

**b) Tần suất nước về và năng lượng theo thiết kế**

- Các số liệu chính về tần suất nước về theo bảng sau:

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

- Các số liệu chính về tần suất nước về và năng lượng theo thiết kế:

Tần suất	Lưu lượng	Năng lượng
25%		
50%		
65%		
75%		
90%		
Trung bình nhiều năm		

**c) Cơ khí thủy lực**

- Các loại cánh phai (van) dùng cho công trình:
- + Hệ thống nhận nước (file văn bản);
- + Hệ thống xả nước (file văn bản).
- Các thông số về Tua bin nước:
- + Kiểu tuabin ;

- + Nước sản xuất;
- + Mã hiệu;
- + Công suất thiết kế (MW);
- + Dải công suất khả dụng ứng với cột nước tính toán (từ ...MW đến ...MW);
- + Cột nước tính toán (m);
- + Cột nước tối đa (m);
- + Cột nước tối thiểu (m);
- + Lưu lượng nước qua Tua bin ứng với tải định mức ( $m^3/s$ );
- + 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 ( $m^3/kWh$ ).
- Cấu tạo của Tua bin nước (file văn bản):
- + Stator tuabin;
- + Séc măng ổ đỡ;
- + Séc măng ổ hướng;
- + Buồng xoắn;
- + Bánh xe công tác;
- + Trục tuabin;
- + Cánh hướng nước;
- + Servomotor;
- + Hệ thống điều tốc của tuabin.
- Hoạt động của Tua bin nước:
- + Khởi động;
- + Vận hành bình thường;
- + Ngừng bình thường tuabin;
- + Ngừng sự cố tuabin;
- + Chuyển bù;
- + Đặc tính tuabin  $P=f(\Delta h)$ ;
- + Đặc tính suất tiêu hao nước theo cột nước.
- d) Các hệ thống, thiết bị phụ đi kèm**
- + Hệ thống khí nén cao áp - hạ áp;
- + Hệ thống dầu;
- + Hệ thống nước cứu hoả;
- + Hệ thống nước kỹ thuật làm mát.
- e) Những lưu ý đặc biệt**

### Phụ lục 1C

## THÔNG TIN VỀ NHU CẦU SỬ DỤNG ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ PHÂN PHỐI ĐIỆN, ĐƠN VỊ PHÂN PHỐI VÀ BÁN LẺ ĐIỆN VÀ KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 25 /2016/TT-BCT  
ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

Thông tin áp dụng cho Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải, Đơn vị bán buôn điện có xuất - nhập khẩu điện thông qua lưới điện truyền tải có nhu cầu đấu nối mới hoặc thay đổi đấu nối cũ, bao gồm:

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

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

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

##### a) Số liệu tiêu thụ điện năm đầu

- Trường hợp thay đổi đấu nối hiện có, Khách hàng có nhu cầu thay đổi đấu nối phải cung cấp các thông tin về tình hình tiêu thụ điện của phụ tải điện hiện có tại điểm đấu nối, biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng trong năm gần nhất, trong đó bao gồm các số liệu sau:

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

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

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

##### b) Dự báo nhu cầu điện dự kiến trong 01 năm tiếp theo

- Đối với nhu cầu thay đổi đấu nối hiện có, Khách hàng có nhu cầu thay đổi đấu nối phải cung cấp nhu cầu phụ tải điện dự kiến tại điểm đấu nối, bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng cho 01 năm tiếp theo. Trong đó xác định rõ nhu cầu công suất tác dụng, phản kháng nhận từ lưới điện truyền tải và tự phát;



- Đối với nhu cầu đầu nối mới, Khách hàng có nhu cầu đầu nối mới phải cung cấp những thông tin dự báo nhu cầu phụ tải điện chi tiết, bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng cho 01 năm tiếp theo. Trong đó xác định rõ nhu cầu công suất tác dụng, phản kháng nhận từ lưới điện truyền tải và tự phát.

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

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

#### **a) Sơ đồ điện**

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

Sơ đồ này chỉ giới hạn ở trạm biến áp đầu vào điểm đầu nối và các thiết bị điện khác của Khách hàng có nhu cầu đầu nối có khả năng ảnh hưởng tới hệ thống điện truyền tải, nêu rõ những 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 đầu nối:
  - + Điện áp vận hành định mức;
  - + Dòng điện định mức (A);
  - + Dòng điện cắt ngắn mạch 03 pha định mức (kA);
  - + Dòng điện cắt ngắn mạch 01 pha định mức (kA);
  - + Dòng cắt tải 03 pha định mức (kA);
  - + Dòng cắt tải 01 pha định mức (kA);
  - + Dòng ngắn mạch 03 pha nặng nề nhất định mức (kA);
  - + Dòng ngắn mạch 01 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 thứ 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 03 cuộn dây, có cả 03 cuộn dây đầu nối bên ngoài, điện trở và điện kháng giữa mỗi cặp cuộn dây phải được tính toán với cuộn thứ ba là mạch mở;
  - + Điện trở và điện kháng thứ tự không của máy biến áp tại các phân áp danh định, thấp nhất và cao nhất ( $\Omega$ );
- + Mức cách điện cơ bản (kV).
- Các thiết bị bù công suất phản kháng (Tụ/cuộn cảm):
  - + Loại thiết bị (cố định hoặc thay đổi) điện dung và/ hoặc tỷ lệ điện cảm hoặc vùng vận hành MVAR;
  - + Điện trở/ điện kháng, dòng điện nạp/ phóng;
  - + Với thiết bị tụ/ cuộn cảm có thể điều khiển được, phải cung cấp chi tiết nguyên lý điều khiển, các số liệu điều khiển như điện áp, tải, đóng cắt hoặc tự động, thời gian vận hành và các cài đặt khác.
- Máy biến điện áp (VT)/ máy biến dòng (TI):
  - + Tỷ số biến;
  - + Giấy chứng nhận kiểm tra tuân thủ Quy định đo đếm điện năng.
- Hệ thống bảo vệ và điều khiển:
  - + Cấu hình hệ thống bảo vệ;
  - + Giá trị cài đặt đề xuất;
  - + Thời gian giải phóng sự cố của hệ thống bảo vệ chính và dự phòng;
  - + Chu kỳ tự động đóng lại (nếu có);
  - + Quản lý điều khiển và giao tiếp dữ liệu.
- Đường dây trên không và cáp điện liên quan tới điểm đấu nối:
  - + Điện trở, điện kháng, điện dung (thứ tự thuận, thứ tự không và hồ cảm) theo giá trị đo lường thực tế của đơn vị thí nghiệm;
  - + Dòng điện tải định mức và dòng điện tải lớn nhất.

### c) Các thông số liên quan đến ngắn mạch

- Dòng điện ngắn mạch 03 pha (xuất hiện tức thì tại điểm sự cố và sau sự cố thoát qua) từ hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vào hệ thống điện truyền tải tại điểm đầu nối;
- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự không của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tính từ điểm đầu nối;
- Giá trị điện áp trước khi sự cố phù hợp với dòng sự cố lớn nhất;
- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự nghịch của của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tính từ điểm đầu nối;
- Giá trị điện trở và điện kháng thứ tự không của mạch tương đương Pi của của hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

### d) Yêu cầu về mức độ dự phòng

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

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

### 4. Đặc tính phụ tải

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

- Chi tiết về các thành phần phụ tải của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải, trong đó đặc biệt lưu ý cung cấp thông tin về các phụ tải có thể gây ra dao động quá 5% tổng công suất của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải tại điểm đầu 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 đầu nối:

Thông số	Đơn vị
Hệ số công suất trong chế độ nhận công suất phản kháng	
Độ nhạy của phụ tải với điện áp	MW/kV, MVar/kV
Độ nhạy của phụ tải với tần số	MW/Hz, MVar/Hz
Dự kiến mức độ gây mất cân bằng pha cực đại và trung bình	%
Dự kiến mức độ gây sóng hài tối đa	
Dự kiến mức độ gây nhấp nháy điện áp ngắn hạn và dài hạn	

Đối với Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có nhu cầu sử dụng với công suất từ 5MW trở lên tại điểm đấu nối phải cung cấp các dữ liệu sau:

- Tỷ lệ thay đổi tải (kW/s và kVAr/s) bao gồm cả tăng lên và hạ xuống;
- Bước thời gian lặp lại ngắn nhất của độ dao động phụ tải (giây);
- Độ lớn của bước thay đổi lớn nhất trong nhu cầu điện (kW; kVAr).

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

**Phụ lục 2****THỎA THUẬN ĐẦU NÓI MẪU**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 25 /2016/TT-BCT  
ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

**CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM**

**Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**

**THỎA THUẬN ĐẦU NÓI**

**GIỮA** (ĐƠN VỊ TRUYỀN TẢI ĐIỆN) VÀ ... (TÊN KHÁCH HÀNG ĐỀ NGHỊ ĐẦU NÓI)

Số: /NPT - TTĐN

- Căn cứ Thông tư số ...../2016/TT-BCT ngày ...tháng....năm 2016 của Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải;
- Căn cứ Văn bản đề nghị đầu nối vào lưới điện truyền tải ngày ... tháng ... năm ..... của [Tên khách hàng có nhu cầu đầu nối] gửi [Tên Đơn vị truyền tải điện];
- Căn cứ hồ sơ đề nghị đầu nối của [Tên khách hàng có nhu cầu đầu nối] gửi [Tên Đơn vị truyền tải điện] ngày ... tháng ... năm .... ;
- Căn cứ vào các biên bản làm việc và thỏa thuận sơ bộ phương án đầu nối ....;
- Căn cứ vào yêu cầu và khả năng cung cấp dịch vụ truyền tải điện,  
Hôm nay, ngày... tháng ... năm ... tại ..., chúng tôi gồm:

**Bên A: [Tên Đơn vị truyền tải điện]**

Đại diện là: ...

Chức vụ: ....

Địa chỉ: ....

Điện thoại: .....; Fax: ....

Tài khoản số: ...

Mã số thuế: ...

**Bên B: [Tên khách hàng có nhu cầu đầu nối]**

Đại diện là: ...

Chức vụ: ...

Địa chỉ: ...

Điện thoại: ...; ..... Fax: ...

Tài khoản số: ....

Mã số thuế: ...

Hai bên đồng ý ký kết Thỏa thuận đấu nối với các nội dung sau:

### **Điều 1. Nội dung đấu nối**

[Tên Đơn vị truyền tải điện] thống nhất phương án đấu nối nhà máy điện .... của [tên khách hàng có nhu cầu đấu nối] vào lưới điện truyền tải, cụ thể như sau:

1. Quy mô công trình

a) Điểm đấu nối (yêu cầu chỉ rõ điểm đấu nối tại vị trí nào):

b) Điểm đầu đường dây đấu nối vào hệ thống điện: ...

c) Điểm cuối đường dây đấu nối vào hệ thống điện: ...

d) Cấp điện áp đấu nối: ...

đ) Tiết diện dây dẫn:...

e) Số mạch: ...

g) Kết cấu: ...

h) Chế độ vận hành: ...

i) Chiều dài đường dây đấu nối: ...

2. Ranh giới đo đếm

Ranh giới đo đếm mua bán điện năng lắp đặt tại vị trí đấu nối ..... vào lưới điện truyền tải.

3. Ranh giới đầu tư

4. Yêu cầu về giải pháp kỹ thuật

5. Các tài liệu kèm theo

a) Tài liệu đính kèm 01: ...

b) Tài liệu đính kèm 02: ...

c) Tài liệu đính kèm 03: ...

d) Tài liệu đính kèm 04: ...

đ) Tài liệu đính kèm 05: ...

e) Tài liệu đính kèm 06: ...

g) Tài liệu đính kèm 07: ...

### **Điều 2. Trách nhiệm của các bên**

## 1. Trách nhiệm của Bên A

[Tên Đơn vị truyền tải điện] có trách nhiệm đầu tư xây dựng lưới điện truyền tải để kết nối với lưới điện của [tên khách hàng có nhu cầu đấu nối] theo đúng ranh giới đầu tư xây dựng quy định tại Khoản 3 Điều 1 của Thỏa thuận đấu nối này.

## 2. Trách nhiệm của Bên B

a) [Tên khách hàng có nhu cầu đấu nối] có trách nhiệm đầu tư xây dựng hệ thống lưới điện trong phạm vi quản lý theo các mô tả kỹ thuật tại Tài liệu đính kèm 3, tuân thủ Quy định hệ thống điện truyền tải và các quy định khác có liên quan.

b) [Tên khách hàng có nhu cầu đấu nối] có trách nhiệm quản lý, vận hành hệ thống điện hoặc nhà máy điện tuân thủ Quy định hệ thống điện truyền tải và các quy định khác có liên quan.

### Điều 5. Ngày đấu nối

Ngày đấu nối dự kiến là .....(ngày, tháng, năm).

### Điều 6. Chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung

Chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung trong trường hợp quy định tại Khoản 1 Điều 51 Thông tư số .../2016/TT-BCT ngày...tháng...năm 2016 của Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải được hai bên thống nhất như sau:

1. ....
2. ....

### Điều 7. Tách đấu nối

1. Bên B có quyền đề nghị tách đấu nối tự nguyện trong các trường hợp cụ thể quy định tại Tài liệu đính kèm số 6 và phải tuân thủ các quy định có liên quan tại Thông tư số .../2016/TT-BCT ngày tháng năm 2016 của Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải.

2. Bên A có quyền tách đấu nối bắt buộc trong các trường hợp quy định tại Điều 57 Thông tư số .../2016/TT-BCT ngày tháng năm 2016 của Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải.

### Điều 8. Các thoả thuận khác

1. Trong quá trình vận hành, khi có sự thay đổi hay sửa chữa liên quan tới điểm đấu nối hoặc thiết bị đấu nối, bên có thay đổi phải thông báo bằng văn bản và gửi các tài liệu kỹ thuật liên quan tới bên kia; soạn thảo Phụ lục Thỏa thuận đấu nối để cả hai bên ký làm tài liệu kèm theo Thỏa thuận đấu nối này.

2. ....
3. ....

**Điều 9. Hiệu lực thi hành**

1. Thỏa thuận đấu nối này có hiệu lực kể từ ngày ký.
2. Thời hạn có hiệu lực của Thỏa thuận đấu nối:
3. Thỏa thuận đấu nối này được làm thành 04 bản có giá trị như nhau, mỗi bên giữ 02 bản./.

**ĐẠI DIỆN Bên B**  
(Tên, chức danh)

**ĐẠI DIỆN Bên A**  
(Tên, chức danh)

**Tài liệu đính kèm 1****Sơ đồ 01 sợi tại khu vực đấu nối**

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

**Tài liệu đính kèm 02 quy định ranh giới sở hữu, quản lý vận hành**

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

Ngày.....tháng.....năm.....

Tên Trạm biến áp:

Địa điểm:

Địa chỉ:

Số điện thoại:

Nhân viên vận hành lưới điện truyền tải của Đơn vị truyền tải điện (Tên):

Nhân viên vận hành của Khách hàng có nhu cầu đấu nối (Tên):

Điểm đấu nối:

Ranh giới sở hữu, quản lý vận hành:

Giám đốc/ Trưởng Trạm

(Ký và ghi tên)

**Nhân viên vận hành của Đơn vị  
truyền tải điện**

**Nhân viên vận hành của Khách  
hàng có nhu cầu đấu nối**

(Ký và ghi tên)

(Ký và ghi tên)

**Tài liệu đính kèm 03****Danh sách thiết bị sở hữu cố định tại điểm đấu nối**

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

**I. Thiết bị chính (bao gồm đường dây truyền tải điện và trạm biến áp)**

1. Số, tên của thiết bị:



2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/ chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

## **II. Thiết bị thứ cấp**

1. Số/tên thiết bị:
2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/ chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

## **III. Hệ thống đo đếm**

1. Số/tên thiết bị:
2. Mô tả kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/ chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

## **IV. Các thiết bị khác liên quan đến điểm đấu nối**

1. Số/ tên thiết bị:
2. Thông số kỹ thuật chính:
3. Nhà đầu tư/ chủ sở hữu:
4. Các thông tin cần thiết khác:
5. Nhận xét:

### **Tài liệu đính kèm 04**

**Mô tả kỹ thuật thiết bị điện liên quan tới điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối**

Bao gồm các dữ liệu cập nhật sửa đổi sơ đấu nối vào lưới điện truyền tải, đã được cập nhật và/hoặc sửa đổi.

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

### **Tài liệu đính kèm 05**

**Mô tả Danh sách các dữ liệu truyền về hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống và thị trường điện, hệ thống kỹ thuật thiết bị đầu cuối RTU/Gateway liên quan tới điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối**

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

### **Tài liệu đính kèm 06**

**Đề nghị tách đầu nối tự nguyện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải**

(Kèm theo thỏa thuận đầu nối số.....)

Mô tả các trường hợp mà Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đề xuất tách đầu nối tạm thời và các trách nhiệm của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với từng trường hợp.

(Kèm theo thỏa thuận đầu nối số.....)

**Tài liệu đính kèm 07**

Các yêu cầu cụ thể về trang bị hệ thống PSS, PMU, AGC, hệ thống rơ le bảo vệ, thỏa thuận phối hợp trang bị, lắp đặt các thiết bị rơ le bảo vệ tại điểm đầu nối giữa Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải

(Kèm theo thỏa thuận đầu nối số.....)

