

PHẦN VĂN BẢN KHÁC

VĂN BẢN HỢP NHẤT

**Văn bản hợp nhất số 05/VBHN-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2015
hợp nhất Thông tư quy định hệ thống điện truyền tải**

Chương VI VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

(Tiếp theo Công báo số 75 + 76)

Mục 2 TRÁCH NHIỆM CỦA CÁC ĐƠN VỊ TRONG VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

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

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

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

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

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

5. Điều độ vận hành lưới điện truyền tải.

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

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

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

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

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

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

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

Điều 65. Trách nhiệm của Đơn vị truyền tải điện

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Điều 66. Trách nhiệm của Đơn vị phát điện

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

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

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

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

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

Điều 67. Trách nhiệm của Đơn vị phân phối điện

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mục 3

DỊCH VỤ PHỤ TRỢ

Điều 69. Các loại dịch vụ phụ trợ

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

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

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

1. Điều tần: Tổ máy cung cấp dịch vụ điều tần phải có khả năng tăng hoặc giảm công suất đáp ứng với sự thay đổi tần số của hệ thống điện hoặc với các tín hiệu tự động khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định. Các tổ máy phải có khả năng thay đổi ít nhất 4% công suất định mức của tổ máy trong vòng mười (10) giây và có thể duy trì mức thay đổi này tối thiểu trong mười (10) phút.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Điều 72. Đăng ký dịch vụ phụ trợ

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

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

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

Mục 4

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

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

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng hệ thống điện truyền tải bao gồm kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện truyền tải và các nguồn điện đầu nối vào lưới điện truyền tải phục vụ cho việc lập kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải theo quy định.

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

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

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

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

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

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

- a) Lịch bảo dưỡng sửa chữa của mười hai (12) tháng;
- b) Lịch bảo dưỡng sửa chữa tháng, tuần, ngày;
- c) Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hai (02) năm tiếp theo để đánh giá an ninh hệ thống trung hạn.

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

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

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

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

9. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

d) Lịch bảo dưỡng sửa chữa tuần phải được cập nhật và công bố hai (02) lần một (01) tuần cho bảy (07) ngày tiếp theo;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a) Tên thiết bị;

b) Nội dung công việc chính;

c) Thời gian dự kiến tiến hành công việc;

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

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

e) Các thông tin cần thiết khác.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mục 5 LẬP LỊCH VÀ ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN

Điều 79. Lập lịch huy động ngày tới

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

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

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

Điều 80. Lập lịch huy động giờ tới

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

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

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

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

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

Điều 81. Ràng buộc an ninh hệ thống

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

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

a) Ràng buộc lưới điện truyền tải;

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

c) Yêu cầu đối với dịch vụ phụ trợ;

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

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

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

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

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

Điều 82. Điều độ hệ thống điện thời gian thực**1. Mục đích điều độ hệ thống điện thời gian thực**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Điều 83. Các phương thức vận hành hệ thống điện thời gian thực**1. Phương thức vận hành ở chế độ bình thường và cảnh báo**

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

b) Khi xảy ra trạng thái mất cân bằng trên hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh huy động các tổ máy phát điện cung cấp dịch vụ điều tần, dự phòng quay và sau đó điều chỉnh công suất phát của các tổ máy phát điện căn cứ trên thứ tự huy động theo các bản chào 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 bình thường, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm huy động các tổ máy dự phòng khởi động nhanh căn cứ trên chi phí thấp nhất bao gồm cả lịch huy động giờ tới;

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

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

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

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

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

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

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

4. Khôi phục hệ thống điện

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

5. Vận hành khi dừng thị trường điện

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

Mục 6

TRAO ĐỔI THÔNG TIN XỬ LÝ SỰ CỐ

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

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

trong việc xử lý các sự cố ảnh hưởng đến quá trình vận hành an toàn và tin cậy hệ thống điện.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Điều 85. Bảo mật thông tin

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

1. Các trường hợp do pháp luật quy định.

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

3. Bên thứ 3 là khách hàng có đầu nối với lưới điện truyền tải quốc gia và được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho phép cung cấp thông tin.

Mục 7

PHỐI HỢP VẬN HÀNH AN TOÀN

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Mục 8
CHẾ ĐỘ BÁO CÁO****Điều 88. Báo cáo kế hoạch vận hành và kết quả vận hành lưới điện truyền tải**

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

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo định kỳ về tình hình thực hiện, kết quả vận hành lưới điện truyền tải năm (05) năm, hàng năm, hàng tháng và hàng tuần. Trong đó đánh giá việc thực hiện các tiêu chuẩn vận hành quy định tại

3. Chương II Thông tư này; đánh giá kết quả vận hành lưới điện truyền tải; tình hình quá tải, sự cố thiết bị và nguyên nhân, đề xuất các biện pháp để đảm bảo vận hành lưới điện an toàn tin cậy và hiệu quả; các chỉ số đánh giá chất lượng hoạt động quy định tại Điều 97 Thông tư này.

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

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

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

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập báo cáo định kỳ về tình hình thực hiện, kết quả vận hành hệ thống điện quốc gia năm (05) năm, hàng năm, hàng tháng và hàng tuần. Trong đó đánh giá việc thực hiện các tiêu chuẩn vận hành quy định tại

3. Chương II Thông tư này; đánh giá nhu cầu phụ tải điện và diễn biến tiêu thụ điện, đánh giá sai số dự báo nhu cầu phụ tải điện; đánh giá kết quả vận hành lưới điện truyền tải; tình hình sự cố và nguyên nhân, đề xuất các biện pháp để đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn tin cậy và hiệu quả; các chỉ số đánh giá chất lượng hoạt động quy định tại Điều 96 Thông tư này; các số liệu thống kê về cung cấp nhiên liệu, tình hình thủy văn các hồ chứa thủy điện và huy động các nhà máy điện; thống kê sự cố nguồn điện và lưới điện.

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

Chương VII **ĐÁNH GIÁ AN NINH HỆ THỐNG ĐIỆN**

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

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

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

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

a) Đánh giá an ninh trung hạn:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Xác định dự phòng điện năng hợp lý:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Điều 92. Phê duyệt mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng

1. Mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng của hệ thống điện phải được Cục Điều tiết điện lực thông qua trên cơ sở đảm bảo mức dự phòng công suất và điện năng hợp lý, đồng thời đảm bảo an toàn cung cấp điện cho hệ thống điện quốc gia.

2. Trong quá trình thẩm định để phê duyệt mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm lấy ý kiến từ các bên liên quan để xác định mức dự phòng công suất và dự phòng điện năng cụ thể như sau:

a) Lấy ý kiến về tác động ảnh hưởng của chi phí mua bán dịch vụ phụ trợ từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b) Lấy ý kiến về tác động ảnh hưởng tới các tiêu chuẩn vận hành từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

c) Lấy ý kiến về tác động ảnh hưởng tới chất lượng điện từ đại diện khách hàng sử dụng điện;

d) Lấy ý kiến đánh giá tương quan chi phí cung cấp và chất lượng cấp điện từ Đơn vị bán buôn điện.

Điều 93. Đánh giá an ninh hệ thống trung hạn

1. Hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố thông tin đánh giá an ninh hệ thống trung hạn hai (02) năm tiếp theo.

2. Hàng quý, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lại đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn mười hai (12) tháng tới.

3. Hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật và công bố đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho tám (08) tuần tiếp theo kể từ tuần công bố.

4. Các thông tin đầu vào cho đánh giá an ninh hệ thống trung hạn như sau:

a) Phụ tải dự báo của hệ thống điện và của ba miền, bao gồm cả công suất cực đại và sản lượng điện tiêu thụ;

b) Biểu đồ phụ tải điển hình từng tuần của hệ thống và từng miền;

c) Điện năng đảm bảo tuần của các hồ chứa thủy điện đã phê duyệt;

d) Suất sự cố của các tổ máy và lưới điện truyền tải;

đ) Các yêu cầu về dịch vụ phụ của hệ thống;

e) Các ràng buộc lưới điện truyền tải dự kiến.

5. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin đầu vào phục vụ đánh giá an ninh hệ thống trung hạn như sau:

- a) Dự kiến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị;
- b) Công suất khả dụng hàng tuần của tổ máy;
- c) Các ràng buộc năng lượng hàng tuần (nếu có) của tổ máy.

Những thông tin này phải cung cấp theo mẫu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện yêu cầu.

6. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện truyền tải các thông tin đầu vào phục vụ đánh giá an ninh hệ thống trung hạn. Trường hợp kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện truyền tải có ảnh hưởng đến khả năng phát điện của các tổ máy phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền điều chỉnh khả năng phát điện của các tổ máy phát điện và thông báo các thay đổi và ràng buộc của lưới điện truyền tải cho các Đơn vị phát điện.

7. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện tại các điểm giao nhận trên lưới điện truyền tải.

8. Các thông tin do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố trong đánh giá an ninh hệ thống trung hạn như sau:

- a) Tổng công suất nguồn khả dụng có tính đến các ràng buộc năng lượng tổ máy, kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện truyền tải và tổ máy phát điện;
- b) Các yêu cầu về dịch vụ phụ trợ;
- c) Công suất dự phòng hệ thống;
- d) Điện năng dự phòng hệ thống;
- đ) Dự kiến các ràng buộc trên lưới điện truyền tải.

9. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhận thấy mức dự phòng công suất, dự phòng điện năng thấp hơn mức dự phòng được phê duyệt quy định tại Điều 92 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể từ chối kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa của Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị phát điện.

10. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện từ chối kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị, các đơn vị chịu ảnh hưởng có quyền đề xuất Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch sửa đổi trong thời hạn bảy (07) ngày.

11. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải duy trì cập nhật về đánh giá an ninh hệ thống trung hạn. Nếu các mức dự phòng công suất, dự phòng điện năng và an ninh cung cấp điện cục bộ được đáp ứng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải phê duyệt kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa sửa đổi.

12. Sau khi các điều kiện an ninh hệ thống trung hạn được đáp ứng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố toàn bộ việc đánh giá an ninh hệ thống.

Điều 94. Đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn

1. Thời gian quy định cho đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn là mười bốn (14) ngày tới kể từ 24h00 của ngày công bố đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho đến 24h00 của ngày thứ 14 kế tiếp với đơn vị thời gian tính toán là giờ.

2. Hàng ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn.

3. Các thông tin đầu vào cho đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn gồm:

- a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện;
- b) Suất sự cố của các tổ máy và lưới điện truyền tải;
- c) Yêu cầu về dịch vụ phụ của hệ thống;
- d) Dự kiến các ràng buộc trên lưới.

4. Đơn vị phát điện phải cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin đầu vào phục vụ đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn gồm:

- a) Kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa các thiết bị;
- b) Công suất khả dụng của tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch;
- c) Công suất công bố của tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch;
- d) Thời gian khởi động và ngừng máy đối với tổ máy khởi động chậm;
- đ) Công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy.

5. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới truyền tải điện đã được phê duyệt. Trong trường hợp kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới truyền tải có ảnh hưởng đến khả năng phát điện của các tổ máy phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền điều chỉnh khả năng phát điện của các tổ máy phát điện và thông báo cho các Đơn vị phát điện biết các điều chỉnh và ràng buộc trên lưới điện truyền tải.

6. Đơn vị phân phối điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện tại các điểm đấu nối vào lưới điện truyền tải.

7. Các thông tin do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố trong đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn bao gồm:

a) Tổng công suất khả dụng hệ thống có tính đến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa lưới truyền tải;

b) Tổng công suất công bố của hệ thống có tính đến kế hoạch sửa chữa bảo dưỡng lưới truyền tải;

c) Dự báo phụ tải hệ thống;

d) Yêu cầu về dịch vụ phụ;

đ) Dự phòng công suất hệ thống;

e) Dự phòng điện năng hệ thống;

g) Các dự kiến ràng buộc lưới.

8. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhận thấy mức dự phòng công suất, dự phòng điện năng hay an ninh cung cấp điện cục bộ không đảm bảo mức dự phòng đã phê duyệt, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể từ chối kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa của Đơn vị truyền tải điện và các Đơn vị phát điện.

9. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện từ chối kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị, các đơn vị chịu ảnh hưởng có quyền đề xuất Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kế hoạch sửa đổi trong thời hạn bảy (07) ngày.

10. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải duy trì cập nhật về đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn. Nếu các mức dự phòng công suất, dự phòng điện năng và an ninh cung cấp điện cục bộ được đáp ứng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải phê duyệt kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa sửa đổi.

11. Nếu các điều kiện an ninh hệ thống ngắn hạn được thỏa mãn, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố toàn bộ việc đánh giá an ninh hệ thống.

Chương VIII

ĐÁNH GIÁ CHẤT LƯỢNG VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 95. Yêu cầu chung

Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực và Bộ Công Thương về tình hình vận hành hệ thống điện, lưới điện truyền tải và việc thực hiện các tiêu chuẩn chất lượng vận hành.

Điều 96. Các chỉ số thực hiện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố các chỉ số thực hiện sau:

1. Số lần tần số hệ thống vượt ra ngoài dải tần số cho phép quy định tại Điều 4 Thông tư này.
2. Tổng chi phí hàng tháng cho các loại dịch vụ phụ trợ (dự phòng) có hợp đồng.
3. Tổng chi phí hàng tháng cho điều tần và khởi động đen.
4. Công suất huy động và thời gian huy động thực tế của từng loại dự phòng.
5. Số lần và khoảng thời gian khi mức độ các loại dự phòng không đáp ứng các mức dự phòng được quy định tại Điều 92 Thông tư này.
6. Sai số dự báo nhu cầu phụ tải điện năm, tháng, tuần, ngày so với phụ tải điện thực tế.

Điều 97. Các chỉ số thực hiện của Đơn vị truyền tải điện

1. Hàng tháng, Đơn vị truyền tải điện phải công bố các chỉ số thực hiện sau:
 - a) Thống kê tình trạng quá tải của các thiết bị trên lưới điện truyền tải (mức độ quá tải, thời gian quá tải);
 - b) Thống kê tình trạng cắt điện ở các đường dây truyền tải và máy biến áp bao gồm:
 - Số lần ngừng, giảm cung cấp điện có kế hoạch và không có kế hoạch;
 - Thời gian bắt đầu và thời gian kết thúc việc ngừng, giảm cung cấp điện.
 - c) Thống kê các thanh cái trong lưới điện truyền tải có điện áp không đạt tiêu chuẩn quy định tại Điều 5 Thông tư này, bao gồm:
 - Thời gian bắt đầu và thời gian kết thúc của mỗi lần vi phạm tiêu chuẩn điện áp;
 - Điện áp cao nhất và thấp nhất ghi được khi có vi phạm tiêu chuẩn điện áp;
 - Các sự kiện bất thường khi có vi phạm tiêu chuẩn điện áp.
 - d) Độ tin cậy của lưới điện truyền tải:
 - Thống kê số lần và thời gian ngừng cung cấp điện không theo kế hoạch với các gián đoạn trên lưới điện truyền tải kéo dài hơn một (01) phút;
 - Tổng điện năng không cung cấp được do ngừng, giảm cung cấp điện không theo kế hoạch quy định tại Điều 13 Thông tư này.
 - đ) Tổn thất điện năng hàng tháng trên lưới điện truyền tải theo từng cấp điện áp;
 - e) Danh sách các sự cố bất thường dẫn tới việc vi phạm các tiêu chuẩn vận hành lưới điện truyền tải được quy định tại

f) Chương II Thông tư này. Báo cáo giải trình nguyên nhân vi phạm và những đề xuất thay đổi để đạt được các tiêu chuẩn kỹ thuật vận hành.

2. Hàng năm, Đơn vị truyền tải điện phải công bố các chỉ số thực hiện sau:

a) Tổng số các thiết bị trên lưới điện truyền tải bị quá tải trong năm;

b) Tổng số lần ngừng, giảm cung cấp điện có kế hoạch và không có kế hoạch ở các đường dây truyền tải và máy biến áp;

c) Tổng số lần và tổng thời gian vi phạm tiêu chuẩn điện áp quy định tại Điều 5 Thông tư này;

d) Độ tin cậy của lưới điện truyền tải, cụ thể như sau:

- Tổng số lần và tổng thời gian ngừng cung cấp điện không theo kế hoạch với các gián đoạn trên lưới điện truyền tải kéo dài hơn một (01) phút;

- Tổng điện năng không cung cấp được do ngừng, giảm cung cấp điện không theo kế hoạch quy định tại Điều 13 Thông tư này.

đ) Tổng tổn thất điện năng trên lưới điện truyền tải theo từng cấp điện áp;

e) Tổng số các sự cố bất thường dẫn tới việc vi phạm các tiêu chuẩn vận hành lưới điện truyền tải.

Chương IX⁵ (được bãi bỏ)

Chương X

MIỄN TRỪ THỰC HIỆN

Điều 110. Các trường hợp được miễn trừ thực hiện

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

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

2. Việc áp dụng Thông tư hệ thống điện truyền tải làm tăng chi phí quá mức và không hợp lý cho đơn vị đó.

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

⁵ Chương này bao gồm các điều 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108 và 109 được bãi bỏ theo quy định tại Khoản 2 Điều 79 Thông tư số 42/2015/TT-BCT ngày 01 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định đo đếm điện năng hệ thống điện, có hiệu lực thi hành kể từ ngày 18 tháng 01 năm 2016.

Điều 111. Thẩm quyền và căn cứ quyết định miễn trừ

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét và phê duyệt các trường hợp được miễn trừ thực hiện quy định tại Điều 110 Thông tư này.

2. Các cơ sở để xem xét miễn trừ thực hiện bao gồm:

a) Quyền của các bên trong các hợp đồng đã được ký kết trước khi Thông tư này có hiệu lực;

b) Ý kiến của Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về ảnh hưởng của việc miễn trừ thực hiện tới việc đảm bảo các tiêu chuẩn vận hành hệ thống điện;

c) Chi phí cho đơn vị đề nghị được miễn trừ thực hiện nếu phải đầu tư nâng cấp để đáp ứng các tiêu chuẩn quy định tại Thông tư này;

d) Các chi phí phát sinh trong hệ thống điện nếu đơn vị đề nghị được phép miễn trừ thực hiện;

đ) Thời hạn đề nghị được hưởng miễn trừ thực hiện;

e) Các thông tin khác liên quan đến đề nghị được miễn trừ thực hiện.

Điều 112. Hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện

Hồ sơ đề nghị miễn trừ bao gồm:

1. Văn bản đề nghị miễn trừ, bao gồm các nội dung được quy định tại khoản 2 Điều 111 Thông tư này.

2. Bản sao giấy phép hoạt động điện lực (đối với đơn vị điện lực).

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

Điều 113. Thẩm định hồ sơ đề nghị miễn trừ thực hiện

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thẩm định hồ sơ đề nghị hưởng miễn trừ thực hiện.

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

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

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

5. Đơn vị nộp hồ sơ phải nộp chi phí thẩm định hồ sơ đề nghị được miễn trừ thực hiện theo quy định của pháp luật.

Điều 114. Trách nhiệm cung cấp thông tin

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

Điều 115. Rút đề nghị hưởng miễn trừ

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

Điều 116. Bãi bỏ Quyết định cho phép miễn trừ thực hiện

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

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

Chương XI

GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM

Điều 117. Giải quyết tranh chấp

1. Trường hợp xảy ra tranh chấp giữa các đơn vị liên quan đến việc thực hiện Thông tư này, các đơn vị tranh chấp cần tự giải quyết trên cơ sở thỏa thuận trong thời hạn sáu mươi (60) ngày.

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

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

Điều 118. Xử lý vi phạm

1. Mọi tổ chức, cá nhân có quyền trình báo Cục Điều tiết điện lực về hành vi vi phạm Thông tư Quy định hệ thống điện truyền tải.
2. Trình báo về hành vi vi phạm phải có các thông tin sau:
 - a) Tên tổ chức, cá nhân có hành vi vi phạm;
 - b) Hành vi vi phạm;
 - c) Thời gian vi phạm;
 - d) Các tổ chức, cá nhân bị ảnh hưởng do hành vi vi phạm;
 - đ) Các thông tin khác có liên quan (nếu có).
3. Cục Điều tiết điện lực có quyền yêu cầu các bên có liên quan cung cấp thông tin về hành vi vi phạm trong quá trình điều tra và xử lý vi phạm.

**Chương XII
TỔ CHỨC THỰC HIỆN****Điều 119. Thời hạn chuyển đổi đối với Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải**

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

Điều 120. Thời hạn chuyển đổi đối với Đơn vị truyền tải điện

1. Trong thời hạn sáu (06) tháng kể từ ngày Thông tư Quy định hệ thống điện truyền tải có hiệu lực, Đơn vị truyền tải điện phải xây dựng kế hoạch đầu tư, nâng cấp lưới điện truyền tải đáp ứng các tiêu chuẩn yêu cầu trong Thông tư này để trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

2. Trong thời hạn ba (03) tháng kể từ ngày nhận được kế hoạch của Đơn vị truyền tải điện, Cục Điều tiết điện lực phải xem xét để ra quyết định phê duyệt kế hoạch đầu tư, nâng cấp lưới điện truyền tải do Đơn vị truyền tải điện trình.

Điều 121. Tổ chức thực hiện

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

2. Trong quá trình thực hiện nếu có vướng mắc, các đơn vị phải thông báo tới Cục Điều tiết điện lực để xem xét, giải quyết.

3. Trường hợp cần sửa đổi, bổ sung Thông tư này, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổng hợp các ý kiến và đề xuất sửa đổi, bổ sung Thông tư này.

Điều 122. Hiệu lực thi hành⁶

1. Thông tư này có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 6 năm 2010.
2. Bãi bỏ các quy định trước đây trái với quy định tại Thông tư này./.

BỘ CÔNG THƯƠNG**XÁC THỰC VĂN BẢN HỢP NHẤT**

Số: 05/VBHN-BCT

Hà Nội, ngày 31 tháng 12 năm 2015

BỘ TRƯỞNG**Vũ Huy Hoàng**

⁶ Điều 102 của 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 thi hành kể từ ngày 18 tháng 01 năm 2016 quy định như sau:

“Điều 102. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực kể từ ngày 18 tháng 01 năm 2016. Thông tư số 32/2010/TT-BCT ngày 30 tháng 7 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối 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 15 tháng 9 năm 2010 mà có nội dung khác với quy định tại Thông tư này, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối được tiếp tục thực hiện theo hợp đồng đã ký.

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

Điều 79 Thông tư số 42/2015/TT-BCT ngày 01 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện, có hiệu lực kể từ ngày 18 tháng 01 năm 2016 quy định như sau:

“Điều 79. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực kể từ ngày 18 tháng 01 năm 2016.

2. Bãi bỏ các nội dung quy định tại Chương IX Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Chương II, Chương III và Chương IV Thông tư số 27/2009/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009 của Bộ Công Thương quy định đo đếm điện năng trong thị trường phát điện cạnh tranh.

3. Đối với các vấn đề về đo đếm điện năng phát sinh trong thị trường điện theo từng cấp độ, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm nghiên cứu, đề xuất Bộ Công Thương xem xét sửa đổi, bổ sung Thông tư hoặc có hướng dẫn cụ thể.

4. Trong quá trình thực hiện Thông tư này, nếu có vấn đề vướng mắc, nội dung mới phát sinh, các đơn vị có liên quan có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực để nghiên cứu, đề xuất trình Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung Thông tư cho phù hợp./.”

Phụ lục 1A
SỐ LIỆU PHỤC VỤ CÔNG TÁC
DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN NĂM

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010
của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

1. Số liệu phụ tải điện hiện tại và năm (05) năm trước gần nhất, bao gồm số liệu hàng tháng về: điện năng, công suất cực đại (tác dụng và phản kháng), biểu đồ phụ tải ngày điển hình tổng hợp của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tất cả các điểm đầu nối vào lưới điện truyền tải.

2. Số liệu xuất nhập khẩu điện hiện tại và năm (05) năm trước gần nhất, bao gồm số liệu hàng tháng về điện năng, công suất cực đại (tác dụng và phản kháng), biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và các điểm đầu nối phục vụ xuất nhập khẩu điện.

3. Số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện cho năm (05) năm tiếp theo:

a) Cho năm đầu tiên

- Số liệu dự báo phụ tải điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ phụ tải ngày điển hình tổng hợp của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tất cả các điểm đầu nối vào lưới điện truyền tải;

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

b) Cho bốn (04) năm tiếp theo

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

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

Phụ lục 1B**SỐ LIỆU PHỤC VỤ DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN THÁNG**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

1. Số liệu phụ tải điện tháng trước bao gồm điện năng, công suất cực đại (tác dụng và phản kháng), biểu đồ phụ tải ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tất cả các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải điện.

2. Số liệu xuất nhập khẩu điện tháng trước bao gồm điện năng, công suất cực đại (tác dụng và phản kháng), biểu đồ phụ tải ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và tất cả các điểm đấu nối phục vụ xuất nhập khẩu điện.

Phụ lục 1C**SỐ LIỆU PHỤC VỤ DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN TUẦN**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

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

2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện từng ngày bao gồm điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối.

Phụ lục 2A
THÔNG TIN ĐĂNG KÝ ĐẦU NỐI
CHO CÁC KHÁCH HÀNG CÓ NHU CẦU ĐẦU NỐI
(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010
của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

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

Họ và tên khách hàng có nhu cầu đầu nối:

Chức danh:

Tên đơn vị công tác:

Có trụ sở đăng ký tại:

Địa chỉ:

Điện thoại:

Fax:

Email:

1. Mô tả dự án:

a) Tên dự án;

b) Lĩnh vực hoạt động/loại hình sản xuất;

c) Sản lượng dự kiến/Năng lực sản xuất;

d) Ngày dự kiến bắt đầu khởi công xây dựng;

đ) Ngày dự kiến đưa vào vận hành;

e) Điểm đầu nối hiện tại (nếu có);

g) Điểm đầu nối đề nghị;

h) Cấp điện áp và số mạch đường dây đầu nối đề xuất;

i) Ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối.

2. Bản đồ, sơ đồ và kế hoạch

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

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

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

3. Hồ sơ pháp lý

Các tài liệu về tư cách pháp nhân (bản sao Giấy phép đầu tư hoặc Quyết định đầu tư, Quyết định thành lập doanh nghiệp, Giấy đăng ký kinh doanh, Giấy phép hoạt động điện lực và các giấy phép khác theo quy định của pháp luật).

Phụ lục 2B**THÔNG TIN VỀ NHÀ MÁY ĐIỆN VÀ CÁC TỔ MÁY PHÁT ĐIỆN
CỦA KHÁCH HÀNG CÓ NHU CẦU ĐẦU NỐI**

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010
của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

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

1. Mô tả nhà máy

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

2. Mạch điện

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

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

3. Đặc tính vận hành máy phát điện

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

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

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

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

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

Các thông số và giá trị sau:

- Điện kháng đồng bộ dọc trục X_d ;
- Điện kháng quá độ dọc trục X'_d
- Điện kháng tiền quá độ chưa bão hòa dọc trục X''_d ;
- Điện kháng đồng bộ ngang trục X_q ;
- Điện kháng quá độ chưa bão hòa ngang trục X'_q ;
- Điện kháng tiền quá độ ngang trục X''_q ;
- Điện kháng nghịch X_2 ;
- Điện kháng thứ tự không X_0 ;
- Điện trở Stator R_a ;
- Điện kháng khe hở stator X_L ;
- Điện kháng điểm X_p ;
- Biểu tượng và giá trị hằng số thời gian máy phát điện;
- Trục thuận mở mạch quá độ T_{do}' (s);
- Trục thuận mở mạch tiền quá độ T_{do}'' (s)
- Trục góc vuông mở mạch quá độ T_{qo}' (s);
- Trục góc vuông mở mạch tiền quá độ T_{qo}'' (s)
- Trục thuận ngắn mạch quá độ T_d' (s);
- Trục thuận ngắn mạch tiền quá độ T_d'' (s);
- Trục góc vuông ngắn mạch quá độ T_q' (s);
- Trục góc vuông ngắn mạch tiền quá độ T_q'' (s);
- Hằng số quán tính tuabin máy phát cho toàn bộ khối quay (MWsec/MVA);

5. Hệ thống kích từ

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

6. Hệ thống điều tốc và ổn định

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

7. Hệ thống bảo vệ và điều khiển

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

8. Khởi động đen

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

9. Ảnh hưởng tới môi trường

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

a) Đối với các nhà máy nhiệt điện

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

b) Nhà máy điện tích năng

- Công suất dự trữ (MWh bơm);
- Công suất bơm lớn nhất (MW);
- Công suất bơm nhỏ nhất (MW);
- Công suất phát lớn nhất (MW);
- Công suất phát nhỏ nhất (MW);
- Hiệu suất (phát/bơm tỷ lệ %).

c) Trạm phát điện gió

- Loại turbine (cố định hay biến tốc);
- Chi tiết nhà sản xuất về đặc tính kỹ thuật và đặc tính vận hành với tham khảo riêng biệt về độ nhấp nháy và thể hiện sóng hài;

- Phương thức vận hành mùa của máy phát: mùa hay liên tục;
- Liệt kê mức xuất lớn nhất dự kiến phát vào lưới truyền tải của Đơn vị truyền tải điện cho mỗi tháng vận hành (MW);
- Đồ thị phát điện ngày điển hình của tháng với lượng phát lớn nhất;
- Dự kiến chi tiết sự biến đổi đầu ra thường xuyên hay nhanh, bao gồm độ lớn, tỷ lệ thay đổi lớn nhất, tần suất và quãng thời gian.

10. Dự báo tính sẵn sàng

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

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

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

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

b) Máy biến áp

- Điện áp định mức và bố trí cuộn dây;
- Công suất định mức MVA của mỗi cuộn dây;

- Cuộn dây phân áp, kiểu điều áp (dưới tải hoặc không), vùng điều áp (số lượng đầu ra và kích cỡ bước điều áp);

- Chu kỳ thời gian điều áp;

- Bố trí nối đất (nối đất trực tiếp, không nối đất, nối đất qua cuộn kháng);

- Đường cong bão hòa;

- Điện trở và điện kháng thứ tự thuận của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, nhỏ nhất, lớn nhất ($R+jX$ trên phần trăm công suất định mức MVA của máy biến áp). Cho máy biến áp 3 cuộn dây, cả 3 cuộn dây có đầu nối bên ngoài, điện trở và điện kháng giữa mỗi cặp cuộn dây phải được tính toán với cuộn thứ 3 là hở mạch;

- Điện trở và điện kháng thứ tự không của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, thấp nhất và cao nhất (Ω);

- Mức cách điện cơ bản (kV).

c) Các thiết bị bù công suất phản kháng (Tụ/cuộn cảm)

- Loại thiết bị (cố định hoặc thay đổi) điện dung và/hoặc tỷ lệ điện cảm hoặc vùng vận hành MVAR;

- Điện trở/điện kháng, dòng điện nạp/phóng;

- Với thiết bị tụ/cuộn cảm có thể điều khiển được, phải cung cấp chi tiết nguyên lý điều khiển, các số liệu điều khiển như điện áp, tải, đóng cắt hoặc tự động, thời gian vận hành và các cài đặt khác.

d) Máy biến điện áp (VT)/máy biến dòng (TI)

- Tỷ số biến;

- Giấy chứng nhận kiểm tra tuân theo quy định đo đếm.

đ) Hệ thống bảo vệ và điều khiển

- Cấu hình hệ thống bảo vệ;

- Giá trị cài đặt đề xuất;

- Thời gian giải phóng sự cố của hệ thống bảo vệ chính và dự phòng;

- Chu kỳ tự động đóng lại (nếu có);

- Quản lý điều khiển và giao tiếp dữ liệu.

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

- Điện trở/điện kháng/điện dung;

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

12. Máy phát điện thuộc sở hữu của khách hàng có nhu cầu đấu nối

Đối với các máy phát điện thuộc quyền sở hữu của khách hàng phải cung cấp các thông tin dự báo phụ tải như sau:

- Dự báo nhu cầu phụ tải điện cực đại và cực tiểu;
- Các yêu cầu điện năng.

13. Nhà máy thủy điện

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

a) Năng lượng sơ cấp - thủy năng

- Các thông số hồ chứa và điều tiết hồ chứa:
 - + Dung tích hữu ích (tỷ m³);
 - + Dung tích toàn bộ hồ (tỷ m³);
 - + Dung tích chống lũ (tỷ m³);
 - + 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) (tỷ m³);
 - + Diện tích lòng hồ (km²);
 - + 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 1 file văn bản);
 - + Quy trình điều tiết hồ chứa đầy đủ (đặt trong 1 file văn bản);
 - + Biểu đồ điều tiết hồ chứa (theo tháng hay tuần).
- Các thông số về đập chính:
 - + Loại đập (đất đá, bê tông,...);
 - + Kiểu xả lũ (xả tự nhiên, dùng cửa xả);
 - + Cao độ đỉnh đập (m);
 - + Chiều cao mặt đập (m);
 - + Chiều dài mặt đập (m);
 - + Chiều dài đáy đập (m);
 - + Cao độ trên của cánh phai xả lũ (m);
 - + Sơ đồ nguyên lý cấu tạo đập (file ảnh).

- Các thông số về đập phát điện:
 - + Loại đập (đất đá, bê tông,..);
 - + Cao độ đỉnh đập (m);
 - + Chiều cao mặt đập (m);
 - + Chiều dài mặt đập (m);
 - + Chiều dài đáy đập (m);
 - + Cao độ trên của cửa nhận nước (m);
 - + Sơ đồ nguyên lý cấu tạo đập (file ảnh).
- Các thông số phía thượng lưu:
 - + Mức nước dâng bình thường (m);
 - + Mức nước chết (m);
 - + Mức nước gia cường (m);
 - + Mức nước điều tiết nhiều năm (nếu có) (m).
- Các thông số phía hạ lưu:
 - + Mức nước khi dừng toàn bộ nhà máy (m);
 - + Mức nước khi chạy công suất min (m);
 - + Mức nước khi chạy công suất định mức (m);
 - + Mức nước khi xả lưu lượng tần suất 0,01% (m).
- Các số liệu chính về thời tiết và thủy văn:
 - + Đặc điểm thời tiết khí hậu;
 - + Diện tích lưu vực sông (km²);
 - + Tổng lượng dòng chảy trung bình nhiều năm (m³);
 - + Lưu lượng nước về trung bình năm (m³/s);
 - + Bảng tổng hợp lưu lượng nước về trung bình tháng;
 - + Lượng mưa trung bình hàng 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 ³ /s)	Lưu lượng trung bình ngày đêm (m ³ /s)
10,00%		
1,00%		
0,10%		
0,01%		

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

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

c) Cơ khí thủy lực

- Các loại cánh phai (van) dùng cho công trình:

+ Hệ thống nhận nước (file văn bản);

+ Hệ thống xả nước (file văn bản);

- Các thông số về Tua bin nước:

+ Kiểu (francis, pelton, hỗn hợp);

+ Nước sản xuất;

+ Mã hiệu;

+ Công suất thiết kế (MW);

+ Dải công suất khả dụng ứng với cột nước tính toán (từ... MW đến... MW);

+ Cột nước tính toán (m);

+ Cột nước tối đa (m);

+ Cột nước tối thiểu (m);

+ Lưu lượng nước qua Tua bin ứng với tải định mức (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;
- + Bộ điều tốc của tua bin.
- Hoạt động của Tua bin nước:
 - + Khởi động;
 - + Vận hành bình thường;
 - + Ngừng bình thường tua bin;
 - + Ngừng sự cố tuabin;
 - + Chuyển bù;
 - + Đặc tính tua bin $P = f(\Delta h)$;
 - + 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 hỏa;
- + Hệ thống nước kỹ thuật làm mát.

e) Những lưu ý đặc biệt

Phụ lục 2C**THÔNG TIN VỀ NHU CẦU SỬ DỤNG ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ PHÂN PHỐI ĐIỆN VÀ KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG ĐIỆN**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

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

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

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

2. Số liệu dự báo nhu cầu điện tại điểm đấu nối**a) Số liệu tiêu thụ điện năm đầu**

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

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

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

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

b) Dự báo nhu cầu điện dự kiến trong năm (05) năm tiếp theo

- Đối với nhu cầu thay đổi đấu nối hiện có, Khách hàng có nhu cầu thay đổi đấu nối phải cung cấp phụ tải điện dự kiến tại điểm đấu nối, bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng cho năm (05) năm tiếp theo. Trong đó xác định rõ nhu cầu công suất tác dụng, phản kháng nhận từ lưới điện truyền tải và tự phát;

- Đối với nhu cầu đầu nối mới, Khách hàng có nhu cầu đầu nối mới phải cung cấp những thông tin dự báo nhu cầu điện chi tiết, bao gồm công suất cực đại, điện năng và Biểu đồ phụ tải ngày điển hình từng tháng cho năm (05) năm tiếp theo từ ngày vận hành hành chính thức. Trong đó xác định rõ nhu cầu công suất tác dụng, phản kháng nhận từ lưới điện truyền tải và tự phát.

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

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

a) Sơ đồ điện

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

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

b) Các thiết bị điện

- Thiết bị đóng cắt (cầu dao, cách ly...) của các mạch điện liên quan tới điểm đầu nối:

- + Điện áp vận hành định mức;
- + Dòng điện định mức (A);
- + Dòng điện cắt ngắn mạch 3 pha định mức (kA);
- + Dòng điện cắt ngắn mạch 1 pha định mức (kA);
- + Dòng cắt tải 3 pha định mức (kA);

- + Dòng cắt tải 1 pha định mức (kA);
- + Dòng ngắn mạch 3 pha nặng nề nhất định mức (kA);
- + Dòng ngắn mạch 1 pha nặng nề nhất định mức (kA);
- + Mức cách điện cơ bản - BIL (kV).
- Máy biến áp:
 - + Điện áp định mức và bố trí cuộn dây;
 - + Công suất định mức MVA của mỗi cuộn dây;
 - + Cuộn dây phân áp, kiểu điều áp (dưới tải hoặc không), vùng phân áp (số lượng đầu ra và kích cỡ bước phân áp);
 - + Chu kỳ thời gian điều áp;
 - + Bố trí nối đất (nối đất trực tiếp, không nối đất và nối đất qua cuộn kháng);
 - + Đường cong bão hòa;
 - + Điện trở và điện kháng tự thuận của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, nhỏ nhất, lớn nhất trên phần trăm công suất định mức MVA của máy biến áp. Cho máy biến áp 3 cuộn dây, có cả 3 cuộn dây đầu nối bên ngoài, điện trở và điện kháng giữa mỗi cặp cuộn dây phải được tính toán với cuộn thứ 3 là mạch mở;
 - + Điện trở và điện kháng tự không của máy biến áp tại nấc phân áp danh định, thấp nhất và cao nhất (Ω);
 - + Mức cách điện cơ bản (kV).
- Các thiết bị bù công suất phản kháng (Tụ/cuộn cảm):
 - + Loại thiết bị (cố định hoặc thay đổi) điện dung và/hoặc tỷ lệ điện cảm hoặc vùng vận hành MVar;
 - + Điện trở/điện kháng, dòng điện nạp/phóng;
 - + Với thiết bị tụ/cuộn cảm có thể điều khiển được, phải cung cấp chi tiết nguyên lý điều khiển, các số liệu điều khiển như điện áp, tải, đóng cắt hoặc tự động, thời gian vận hành và các cài đặt khác.
- Máy biến điện áp (VT)/máy biến dòng (TI):
 - + Tỷ số biến;
 - + Giấy chứng nhận kiểm tra tuân thủ Quy định đo đếm điện năng.
- Hệ thống bảo vệ và điều khiển:
 - + Cấu hình hệ thống bảo vệ;
 - + Giá trị cài đặt đề xuất;
 - + Thời gian giải phóng sự cố của hệ thống bảo vệ chính và dự phòng;
 - + Chu kỳ tự động đóng lại (nếu có);
 - + Quản lý điều khiển và giao tiếp dữ liệu.

- Đường dây trên không và cáp điện liên quan tới điểm đấu nối;
- + Điện trở/điện kháng/điện dung;
- + Dòng điện tải định mức và dòng điện tải lớn nhất.

c) Các thông số liên quan đến ngắn mạch

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

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

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

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

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

d) Yêu cầu về mức độ dự phòng

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

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

4. Đặc tính phụ tải

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

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

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

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

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

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

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

Phụ lục 3**THỎA THUẬN ĐẦU NÓI MẪU**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM

Độc lập - Tự Do - hạnh Phúc

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

Số: /NPT-TTĐN

- Căn cứ Thông tư số...../2010/TT-BCT ngày..... tháng..... năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định hệ thống điện truyền tải;

- Căn cứ đơn đề nghị đầu nối vào lưới điện truyền tải ngày... tháng... năm..... của [tên khách hàng có nhu cầu đầu nối] gửi [Tên Đơn vị truyền tải điện];

- Căn cứ hồ sơ đề nghị đầu nối của [tên khách hàng có nhu cầu đầu nối] gửi [Tên Đơn vị truyền tải điện] ngày... tháng... năm.....;

- Căn cứ vào các biên bản làm việc và thỏa thuận sơ bộ phương án đầu nối.....;

- Căn cứ vào yêu cầu và khả năng cung cấp dịch vụ truyền tải điện,

Hôm nay, ngày... tháng... năm... tại..., chúng tôi gồm:

Bên A: [Tên Đơn vị truyền tải điện]

Đại diện là:...

Chức vụ:....

Địa chỉ:....

Điện thoại:.....; Fax:....

Tài khoản số:...

Mã số thuế:...

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

Đại diện là:...

Chức vụ:....

Địa chỉ:...

Điện thoại:....; Fax:....

Tài khoản số:....

Mã số thuế:...

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

Điều 1. Nội dung đấu nối

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

1. Quy mô công trình:

a) Điểm đầu:...

b) Điểm cuối:...

c) Cấp điện áp đấu nối:...

d) Dây dẫn:...

đ) Số mạch:...

e) Kết cấu:...

g) Chế độ vận hành:...

h) Chiều dài tuyến:...

2. Ranh giới đo đếm:

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

3. Ranh giới đầu tư:

4. Yêu cầu về giải pháp kỹ thuật:

5. Các tài liệu kèm theo

a) Tài liệu đính kèm 1:...

b) Tài liệu đính kèm 2:...

c) Tài liệu đính kèm 3:...

d) Tài liệu đính kèm 4:...

Điều 2. Trách nhiệm của các bên

1. Trách nhiệm của Bên A

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

2. Trách nhiệm của Bên B

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

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

Điều 5. Ngày đấu nối

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

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

Chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung trong trường hợp quy định tại khoản 1 Điều 47 Thông tư số.../2010/TT-BCT ngày... tháng... năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định hệ thống điện truyền tải được hai bên thống nhất như sau:

1.

2.

Điều 7. Các thỏa thuận khác

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

2.

3.

Điều 8. Sau khi thực hiện đấu nối, [*tên khách hàng có nhu cầu đấu nối*] có quyền đề xuất kế hoạch tách đấu nối vĩnh viễn hoặc tạm thời trong các trường hợp được nêu trong tài liệu kèm theo 6 và phải tuân thủ quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải.

Điều 9. Hiệu lực thi hành

1. Thỏa thuận đấu nối này có hiệu lực kể từ ngày ký.

2. Thỏa thuận đấu nối này được làm thành 4 bản có giá trị như nhau, mỗi bên giữ 02 bản./.

Đại diện Bên B

Đại diện Bên A

(Tên, chức danh)

(Tên, chức danh)

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

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

Tài liệu đính kèm 2 quy định ranh giới cố định

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

Ngày..... tháng..... năm.....

Tên Trạm biến áp:

Địa điểm:

Địa chỉ:

Số điện thoại:

Kỹ thuật viên điều khiển mạng lưới truyền tải của Đơn vị truyền tải điện (Tên):

Kỹ thuật viên điều khiển lưới của Khách hàng có nhu cầu đấu nối (Tên):

Điểm đấu nối:

Ranh giới sở hữu:

Giám đốc/trưởng Trạm

(Ký và ghi tên)

**Kỹ thuật viên điều khiển mạng
lưới truyền tải của Đơn vị
truyền tải điện**

**Kỹ thuật viên điều khiển lưới điện của
Khách hàng có nhu cầu đấu nối**

(Ký và ghi tên)

(Ký và ghi tên)

Tài liệu đính kèm 3**Danh sách thiết bị sở hữu cố định tại điểm đấu nối**

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

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

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

II. Thiết bị thứ cấp

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

III. Hệ thống đo đếm

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

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

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

Tài liệu đính kèm 4

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

(Kèm theo thỏa thuận đấu nối số.....)

Bao gồm tất cả các dữ liệu cập nhật sửa đổi trong phần 2 và phần 3 của Hồ sơ đấu nối vào lưới điện truyền tải, đã được cập nhật và/hoặc sửa đổi.

Tài liệu đính kèm 5

Mô tả Danh sách các dữ liệu truyền về hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống và thị trường điện, hệ thống kỹ thuật thiết bị hệ thống DCS(Gateway)/RTU liên quan tới đầu nối của khách hàng có nhu cầu đầu nối
(Kèm theo thỏa thuận đầu nối số.....)

Tài liệu đính kèm 6

Yêu cầu ngừng đầu nối vĩnh viễn hoặc tạm thời của khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải

(Kèm theo thỏa thuận đầu nối số.....)

Mô tả tất cả các trường hợp mà khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đề xuất ngừng đầu nối tạm thời (ít hơn mười hai (12) tháng) và dài hạn tới TNO và các trách nhiệm phù hợp của khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với từng trường hợp.