VĂN BẢN QUY PHẠM PHÁP LUẬT

BỘ CÔNG THƯƠNG

BỘ CÔNG THƯƠNG	**CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM** **Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**
Số: 39/2022/TT-BCT	*Hà Nội, ngày 30 tháng 12 năm 2022*

THÔNG TƯ

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

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004; Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012 và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Đầu tư công, Luật Đầu tư theo phương thức đối tác công tư, Luật Đầu tư, Luật Nhà ở, Luật Đấu thầu, Luật Điện lực, Luật Doanh nghiệp, Luật Thuế tiêu thụ đặc biệt và Luật Thi hành án dân sự ngày 11 tháng 01 năm 2022;

Căn cứ Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Nghị định số 137/2013/NĐ-CP ngày 21 tháng 10 năm 2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực;

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT

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

Điều 1. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối

1. Sửa đổi khoản 7 Điều 1 như sau:

"7. Sửa đổi, bổ sung khoản 1 Điều 31 như sau:

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

2. Sửa đổi khoản 10 Điều 1 như sau:

"10. Sửa đổi khoản 2 Điều 37 như sau:

2. Yêu cầu kết nối của Trung tâm điều khiển

a) Yêu cầu về kết nối hệ thống thông tin

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

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

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

b) Yêu cầu về kết nối hệ thống SCADA

- Có một kết nối với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Trường hợp có nhiều cấp điều độ có quyền điều khiển, các cấp điều độ có trách nhiệm chia sẻ thông tin;

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

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

3. Sửa đổi khoản 11 Điều 1 như sau:

“11. Sửa đổi khoản 3 Điều 38 như sau:

3. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải có khả năng tham gia vào việc điều khiển tần số sơ cấp khi tần số lệch ra khỏi dải chết của hệ thống điều tốc và đáp ứng ít nhất 50% công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy trong 15 giây đầu tiên, 100% công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy trong 30 giây và duy trì công suất này tối thiểu 15 giây tiếp theo. Công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy được tính toán theo độ lệch tần số thực tế, lượng công suất khả dụng còn lại của tổ máy, giới hạn khả năng đáp ứng sơ cấp theo công nghệ của tổ máy và các thông số cài đặt do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện yêu cầu.”.

4. Sửa đổi khoản 12 Điều 1 như sau:

“12. Sửa đổi Điều 42 như sau:

Điều 42. Yêu cầu kỹ thuật đối với nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời

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

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

b) Chế độ điều khiển công suất phát:

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

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

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

2. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 8 như sau:

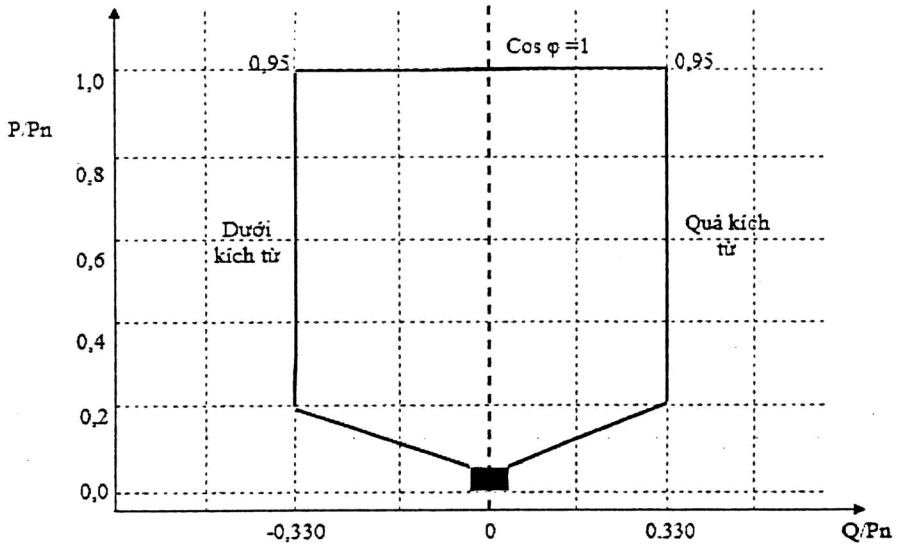
Bảng 8

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

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

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

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



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

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

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

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

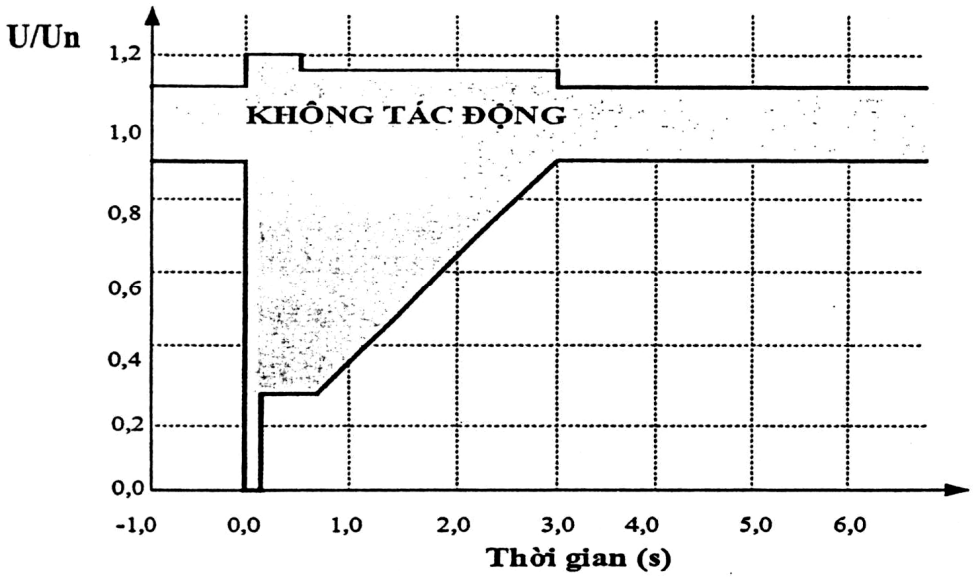
- Chế độ điều khiển điện áp theo giá trị đặt điện áp, đặc tính độ dốc điều chỉnh điện áp (đặc tính quan hệ điện áp/công suất phản kháng);

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

- Chế độ điều khiển theo hệ số công suất.

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

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



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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5. Sửa đổi khoản 17 Điều 1 như sau:

"17. Sửa đổi Điều 73 như sau:

Điều 73. Yêu cầu kỹ thuật đối với các dịch vụ phụ trợ

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

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

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

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

5. Khởi động đen: Tổ máy phát điện, nhà máy điện cung cấp dịch vụ khởi động đen phải có khả năng tự khởi động từ trạng thái nguội mà không cần nguồn

cấp từ hệ thống điện quốc gia và phải có khả năng kết nối, cấp điện cho hệ thống điện sau khi đã khởi động thành công.”.

6. Sửa đổi khoản 18 Điều 1 như sau:

“18. Sửa đổi Điều 74 như sau:

Điều 74. Xác định nhu cầu và vận hành dịch vụ phụ trợ

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

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

b) Đảm bảo chi phí tối thiểu phù hợp với các điều kiện, ràng buộc trong hệ thống điện quốc gia.

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

7. Sửa đổi khoản 10 Điều 2 như sau:

“10. Sửa đổi khoản 1 và khoản 2 Điều 38 như sau:

1. Nhà máy điện đấu nối vào lưới điện phân phối có công suất từ 10 MW trở lên (không phân biệt cấp điện áp đấu nối) và các trạm biến áp 110 kV chưa kết nối đến Trung tâm điều khiển phải được trang bị Gateway hoặc RTU và thiết lập hai kết nối độc lập về mặt vật lý với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Trường hợp nhà máy điện, trạm biến áp có nhiều cấp điều độ có quyền điều khiển, các cấp điều độ có trách nhiệm chia sẻ thông tin phục vụ phối hợp vận hành hệ thống điện.

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

8. Sửa đổi khoản 11 Điều 2 như sau:

"11. Sửa đổi, bổ sung Điều 40 như sau:

Điều 40. Yêu cầu đối với nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có công suất lớn hơn 1MW đấu nối vào lưới điện phân phối từ cấp điện áp trung áp trở lên

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

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

b) Chế độ điều khiển công suất phát:

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

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

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

2. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 5b như sau:

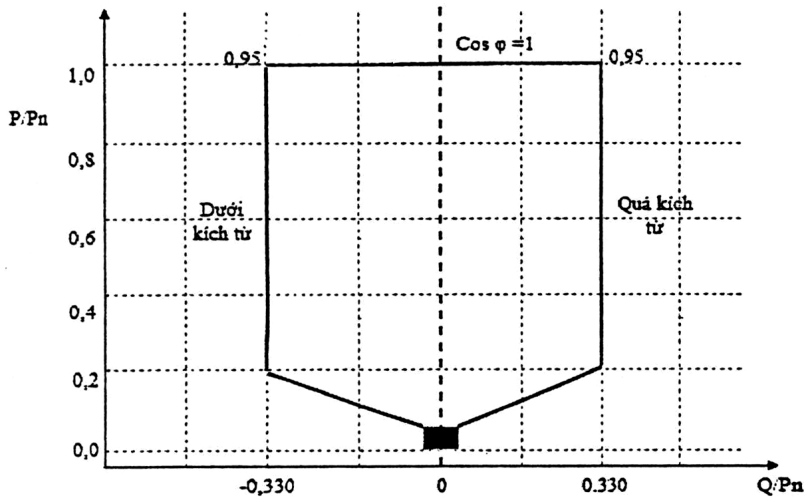
Bảng 5b.

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

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

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

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



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

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

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

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

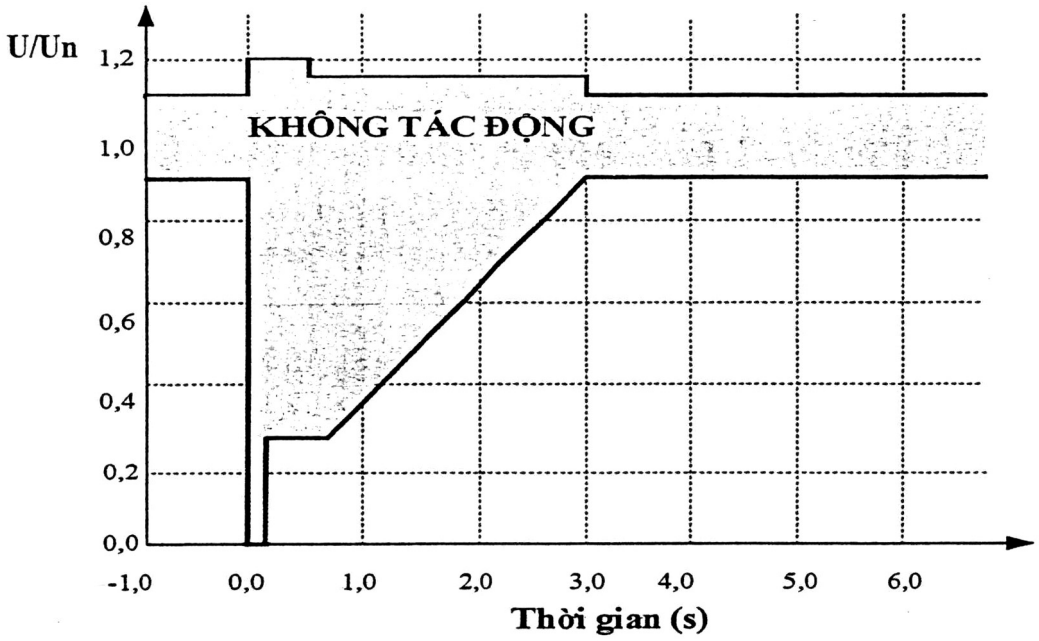
- Chế độ điều khiển điện áp theo giá trị đặt điện áp, đặc tính độ dốc điều chỉnh điện áp (đặc tính quan hệ điện áp/công suất phản kháng);

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

- Chế độ điều khiển theo hệ số công suất;

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

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



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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

10. Khi điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện nằm ngoài dải ± 10% điện áp danh định, nhà máy điện phải có khả năng ưu tiên phát dòng điện phản kháng (khi điện áp thấp) hoặc hút dòng điện phản kháng (khi điện áp cao) để hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình sự cố, dòng điện phản kháng có khả năng thay đổi từ 0% đến 10% dòng điện định mức của nhà máy cho mỗi 01% điện áp thay đổi với sai số không quá 20% (tốc độ thay đổi do cấp điều độ có

quyền điều khiển tính toán xác định), thời gian hoàn thành đáp ứng không trễ hơn 100 miligiây.

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

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

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

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

9. Sửa đổi khoản 13 Điều 2 như sau:

“13. Sửa đổi khoản 2 Điều 42 như sau:

2. Yêu cầu kết nối của Trung tâm điều khiển

a) Yêu cầu về kết nối hệ thống thông tin:

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

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

- Các phương tiện thông tin liên lạc tối thiểu phục vụ công tác điều độ giữa các Cấp điều độ có quyền điều khiển với Trung tâm điều khiển gồm trực thông, điện thoại,

DIM, mạng máy tính. Thông tin liên lạc tối thiểu giữa Trung tâm điều khiển với các nhà máy điện, trạm điện gồm trực thông, điện thoại, mạng máy tính.

b) Yêu cầu về kết nối hệ thống SCADA:

- Có một kết nối với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Trường hợp có nhiều Cấp điều độ có quyền điều khiển, các Cấp điều độ có trách nhiệm chia sẻ thông tin;

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

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

Điều 2. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải

1. Sửa đổi, bổ sung khoản 16 Điều 3 như sau:

“16. *Đơn vị truyền tải điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực truyền tải điện.”.

2. Bổ sung điểm d khoản 1 Điều 37 như sau:

“d) Tổng công suất định mức của các nhà máy điện thuộc Trung tâm điều khiển không vượt quá công suất định mức của tổ máy phát điện lớn nhất đang vận hành phát điện trong hệ thống điện quốc gia do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định.”.

3. Sửa đổi, bổ sung khoản 1 Điều 38 như sau:

“1. Nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW phải đầu tư các trang thiết bị, hệ thống điều khiển, hệ thống AGC đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy và bảo mật với hệ thống điều khiển công suất tổ máy của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ điều khiển từ xa công suất tổ máy theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đối với các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng điện lên hệ thống điện quốc gia, sự cần thiết của việc trang bị hệ thống AGC được các bên thỏa thuận và ghi rõ trong Thỏa

thuận đấu nối. Yêu cầu kỹ thuật cụ thể về kết nối tín hiệu hệ thống AGC của tổ máy phát điện với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được quy định tại Quy định về yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA do Cục Điều tiết điện lực ban hành.”.

4. Bổ sung khoản 8 Điều 38 như sau:

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

5. Sửa đổi tên Điều 46 như sau:

“**Điều 46. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu**”.

6. Sửa đổi, bổ sung gạch đầu dòng thứ nhất điểm c khoản 1 Điều 46 như sau:

“- Thông số kỹ thuật của thiết bị lắp đặt bao gồm cả thông số của đường dây đấu nối;”.

7. Sửa đổi tên Điều 47 như sau:

“**Điều 47. Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu**”.

8. Sửa đổi, bổ sung khoản 2 Điều 47 như sau:

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

9. Sửa đổi tên Điều 48 như sau:

“**Điều 48. Đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu**”.

10. Sửa đổi, bổ sung điểm a khoản 1 Điều 48 như sau:

“a) Các tài liệu pháp lý và kỹ thuật của công trình:

- Văn bản xác nhận và cam kết của Khách hàng có nhu cầu đấu nối khẳng định các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thử nghiệm, kiểm tra đáp ứng các yêu cầu vận hành, yêu cầu kỹ thuật thỏa thuận tại điểm đấu nối và tuân thủ đầy đủ quy định pháp luật;

- Bản sao Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối khẳng định đã đáp ứng đầy đủ các yêu cầu tại Thỏa thuận đấu nối;

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

- Hợp đồng mua bán điện đã ký hoặc thỏa thuận về mua bán, giao nhận điện;".

11. Sửa đổi, bổ sung khoản 5 Điều 49 như sau:

"5. Lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối chỉ được chính thức đưa vào vận hành sau khi đã có đầy đủ biên bản thử nghiệm, chạy thử, nghiệm thu từng phần, toàn phần, đáp ứng đầy đủ các yêu cầu quy định tại Thông tư này, các quy định về quy hoạch, đất đai, xây dựng, phòng cháy chữa cháy, môi trường và các quy định pháp luật có liên quan.".

12. Sửa đổi tên Điều 52 như sau:

"**Điều 52. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối các thiết bị của Đơn vị truyền tải điện để chạy thử, nghiệm thu**".

13. Sửa đổi điểm đ khoản 1 Điều 52 như sau:

"đ) Sơ đồ thể hiện chi tiết phương án đấu nối công trình điện của Đơn vị truyền tải điện và thông số của đường dây đấu nối;".

14. Sửa đổi tên Điều 53 như sau:

"**Điều 53. Đóng điện điểm đấu nối các thiết bị của Đơn vị truyền tải điện để chạy thử, nghiệm thu**".

15. Sửa đổi, bổ sung điểm a khoản 1 Điều 53 như sau:

"a) Các tài liệu về pháp lý và kỹ thuật:

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

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

16. Sửa đổi, bổ sung khoản 4 Điều 59 như sau:

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

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

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

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

17. Bổ sung điểm đ khoản 3 Điều 60 như sau:

“đ) Yêu cầu cấu hình huy động nguồn tối thiểu và quán tính tối thiểu hệ thống điện để đảm bảo vận hành an toàn hệ thống điện.”.

18. Sửa đổi, bổ sung khoản 3 Điều 62 như sau:

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

19. Sửa đổi, bổ sung điểm a và điểm c khoản 3 Điều 64 như sau:

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

c) Hệ thống sa thải phụ tải tự động phải được bố trí, cài đặt hợp lý để đảm bảo hệ thống điện không bị tan rã khi có sự cố xảy ra. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định vị trí lắp đặt, các giá trị chỉnh định của

các rơ le bảo vệ để thực hiện sa thải phụ tải trong trường hợp sự cố xảy ra trong hệ thống điện nhằm đảm bảo an toàn, an ninh hệ thống điện;".

Điều 3. Sửa đổi, bổ sung một số điều 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

1. Sửa đổi, bổ sung khoản 1 Điều 37 như sau:

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

2. Bổ sung điểm e khoản 2 Điều 39 như sau:

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

3. Bổ sung Điều 40a sau Điều 40 như sau:

"**Điều 40a. Yêu cầu đối với nguồn điện mặt trời, điện gió đấu nối vào lưới điện trung áp có công suất từ 01 MW trở xuống**

1. Tại mọi thời điểm đang nối lưới, nguồn điện mặt trời, điện gió phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 5c như sau:

Bảng 5c.

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

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

2. Khi tần số hệ thống điện lớn hơn 50,5 Hz, nguồn điện mặt trời, điện gió phải giảm công suất tác dụng xác định theo công thức sau:

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

Trong đó:

- ΔP: Mức giảm công suất phát tác dụng (MW);

- P_m: Công suất tác dụng tương ứng với thời điểm trước khi thực hiện giảm công suất (MW);

- f_n: Tần số hệ thống điện trước khi thực hiện giảm công suất (Hz).

3. Nguồn điện mặt trời, điện gió phải có khả năng duy trì vận hành phát điện liên tục trong các dải điện áp tại điểm đấu nối theo quy định tại Bảng 5d như sau:

Bảng 5d.

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

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

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

5. Nguồn điện mặt trời, điện gió phải tuân theo các quy định về điện áp, cân bằng pha, sóng hài, nhấp nháy điện áp và chế độ nối đất quy định tại Điều 5, Điều 6, Điều 7, Điều 8 và Điều 10 Thông tư này.

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

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

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

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

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

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

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

7. Ngoài các yêu cầu quy định tại khoản 1 đến khoản 6 Điều này, nguồn điện mặt trời, gió có công suất từ 100 kW đến 1 MW đấu nối vào lưới điện trung áp phải đảm bảo các yêu cầu kỹ thuật sau:

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

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

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

4. Bổ sung điểm d khoản 1 Điều 42 như sau:

"d) Tổng công suất định mức của các nhà máy điện thuộc Trung tâm điều khiển không vượt quá công suất định mức của tổ máy phát điện lớn nhất đang vận hành phát điện trong hệ thống điện quốc gia do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định.".

5. Sửa đổi tên Điều 47 như sau:

"**Điều 47. Cung cấp hồ sơ kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu đối với khách hàng sử dụng lưới điện phân phối đấu nối cấp điện áp 110kV và khách hàng có tổ máy phát điện đấu nối ở cấp điện áp trung áp**".

6. Sửa đổi tên Điều 48 như sau:

"**Điều 48. Cung cấp hồ sơ kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu đối với khách hàng sử dụng điện có trạm riêng đấu nối vào lưới điện trung áp**".

7. Sửa đổi tên Điều 49 như sau:

"**Điều 49. Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu**".

8. Sửa đổi, bổ sung khoản 3 Điều 49 như sau:

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

9. Sửa đổi tên Điều 50 như sau:

"**Điều 50. Đóng điện điểm đấu nối để chạy thử nghiệm thu**".

10. Sửa đổi, bổ sung điểm a khoản 1 Điều 50 như sau:

"a) Các tài liệu pháp lý và kỹ thuật:

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

- Bản sao Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối khẳng định đã đáp ứng đầy đủ các yêu cầu tại Thỏa thuận đấu nối;

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

- Hợp đồng mua bán điện đã ký hoặc thỏa thuận về mua bán, giao nhận điện;".

11. Bổ sung khoản 4 Điều 50 như sau:

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

12. Sửa đổi, bổ sung điểm d khoản 1 Điều 51 như sau:

"d) Lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối chỉ được chính thức đưa vào vận hành sau khi đã có đầy đủ biên bản thử nghiệm, chạy thử, nghiệm thu từng phần, toàn phần, đáp ứng đầy đủ các yêu cầu quy định tại Thông tư này, các quy định về quy hoạch, đất đai, xây dựng, phòng cháy chữa cháy, môi trường và các quy định pháp luật có liên quan.".

13. Sửa đổi tên Điều 55 như sau:

"**Điều 55. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối các thiết bị của Đơn vị phân phối điện để chạy thử, nghiệm thu**".

14. Sửa đổi tên Điều 56 như sau:

"**Điều 56. Đóng điện điểm đấu nối các thiết bị của Đơn vị phân phối điện để chạy thử, nghiệm thu**".

15. Sửa đổi, bổ sung điểm a khoản 1 Điều 56 như sau:

"a) Các tài liệu về pháp lý và kỹ thuật:

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

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

16. Sửa đổi, bổ sung khoản 1 Điều 62 như sau:

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

17. Sửa đổi, bổ sung điểm a khoản 1 Điều 64 như sau:

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

18. Bổ sung khoản 2a sau khoản 2 Điều 100 như sau:

"2a. Sở Công Thương các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương có trách nhiệm kiểm tra, giám sát việc tuân thủ các quy định của Thông tư này trong phạm vi địa bàn quản lý.".

Điều 4. Điều khoản thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 16 tháng 02 năm 2023.

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

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

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

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

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

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Đặng Hoàng An