

**BỘ CÔNG NGHIỆP**

**BỘ CÔNG NGHIỆP**      **CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM**  
**Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**

Số: 37/2006/QĐ-BCN

Hà Nội, ngày 16 tháng 10 năm 2006

**QUYẾT ĐỊNH****Về việc ban hành Quy định đấu nối vào hệ thống điện quốc gia****BỘ TRƯỞNG BỘ CÔNG NGHIỆP**

Căn cứ Nghị định số 55/2003/NĐ-CP ngày 28 tháng 5 năm 2003 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công nghiệp;

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

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

Theo đề nghị của Vụ trưởng Vụ Khoa học, Công nghệ,

**QUYẾT ĐỊNH:**

**Điều 1.** Ban hành kèm theo Quyết định này “Quy định đấu nối vào hệ thống điện quốc gia”.

**Điều 2.** Quyết định này có hiệu lực sau 15 ngày, kể từ ngày đăng Công báo.

**Điều 3.** Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ, Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương và các tổ chức, cá nhân có liên quan chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

**BỘ TRƯỞNG****Hoàng Trung Hải**

**BỘ CÔNG NGHIỆP**

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

**Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**

## **QUY ĐỊNH**

### **Đấu nối vào hệ thống điện quốc gia**

*(Ban hành kèm theo Quyết định số 37/2006/QĐ-BCN  
ngày 16 tháng 10 năm 2006 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp)*

## **Chương I**

### **NHỮNG QUY ĐỊNH CHUNG**

#### **Điều 1. Phạm vi điều chỉnh**

Quy định này xác định:

1. Những tiêu chuẩn, điều kiện liên quan đến việc đấu nối trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện của tổ chức, cá nhân (gọi chung là đối tác) trên lãnh thổ Việt Nam vào hệ thống điện quốc gia ở cấp điện áp từ 1000V trở lên.

2. Quan hệ giữa các đơn vị phát điện, truyền tải điện, phân phối điện, điều độ hệ thống điện và tổ chức, cá nhân có nhu cầu đấu nối trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia ở cấp điện áp từ 1000V trở lên trong quá trình chuẩn bị, thực hiện và duy trì đấu nối.

#### **Điều 2. Đối tượng áp dụng**

Quy định này áp dụng đối với:

1. Các đơn vị điện lực hoạt động trong lĩnh vực phát điện, truyền tải điện, phân phối điện, điều độ hệ thống điện trên lãnh thổ Việt Nam.

2. Các đối tác có trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện trên lãnh thổ Việt Nam có nhu cầu đấu nối vào hệ thống điện quốc gia hoặc thay đổi điểm đấu nối hiện tại.

#### **Điều 3. Giải thích từ ngữ**

Trong Quy định này, những từ ngữ sau đây được hiểu như sau:

1. **Đơn vị điều độ** là đơn vị thực hiện công tác điều độ hệ thống điện. Tùy thuộc vai trò, quy mô, vị trí địa lý, cấp điện áp đầu nối, lưới/nhà máy điện của đối tác sẽ đặt dưới quyền điều khiển của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia, Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền hay đơn vị Điều độ phân phối.

2. **Cấp điện áp** là một trong những giá trị của điện áp danh định được sử dụng trong hệ thống.

**Hạ áp** là điện áp dưới 1000V.

**Trung áp** là cấp điện áp từ 1000V đến 35kV.

**Cao áp** là cấp điện áp danh định trên 35kV tới 220kV.

**Siêu cao áp** là điện áp danh định trên 220kV.

3. **Cấp điều độ có quyền điều khiển** là cấp điều độ có quyền ra lệnh chỉ huy điều độ thay đổi chế độ làm việc của thiết bị. Mọi sự thay đổi chế độ làm việc của thiết bị chỉ được tiến hành theo lệnh chỉ huy điều độ trực tiếp của cấp điều độ này.

4. **Cấp điều độ có quyền kiểm tra** là cấp điều độ có quyền cho phép ra lệnh chỉ huy điều độ thay đổi hoặc nắm các thông tin về chế độ làm việc của thiết bị không thuộc quyền điều khiển của mình. Mọi lệnh chỉ huy điều độ thay đổi chế độ làm việc của thiết bị phải được sự cho phép của cấp điều độ này và sau khi thực hiện xong lệnh chỉ huy điều độ thay đổi chế độ làm việc phải báo lại kết quả cho cấp điều độ này.

5. **Điện áp vận hành** (Operating voltage) là giá trị điện áp hệ thống trong điều kiện bình thường được đo tại một thời điểm xác định và tại một điểm đã cho trong hệ thống.

6. **Độ lệch điện áp** (Voltage deviation) là sự khác nhau, giữa điện áp ở một điểm, tại một thời điểm đã cho trong hệ thống với một điện áp chuẩn (điện áp chuẩn có thể là điện áp danh định, giá trị trung bình của điện áp vận hành, điện áp cung cấp theo hợp đồng). Độ lệch điện áp thường được thể hiện theo phần trăm.

7. **Điều chỉnh tự động công suất phát nhà máy điện AGC** (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Generation Control) là cơ chế điều khiển sự tăng giảm công suất tác dụng của tổ máy phát điện nhằm duy trì tần số của hệ thống điện ổn định trong phạm vi cho phép đạt được chi phí nhỏ nhất trong vận hành các tổ máy phát điện.

8. **Điều chỉnh tần số sơ cấp** là hoạt động được thực hiện tự động bằng bộ điều chỉnh tốc độ của tuốc bin máy phát điện theo tốc độ và biên độ biến đổi tần số.

9. **Điều chỉnh tần số thứ cấp** là hoạt động nhằm đưa tần số về giá trị định mức sau khi cấp điều chỉnh tần số sơ cấp đã kết thúc thông qua tác động của hệ thống AGC, hệ thống sa thải phụ tải theo tần số hoặc lệnh của điều độ hệ thống điện.

10. **Độ tin cậy của hệ thống điện** là chỉ tiêu xác định khả năng của hệ thống điện đảm bảo cung cấp điện liên tục cho phụ tải.

11. **Độ tin cậy tác động của hệ thống bảo vệ** là chỉ tiêu xác định khả năng sẵn sàng của hệ thống bảo vệ gửi lệnh cắt tới các máy cắt liên quan với phần tử hệ thống điện bị sự cố.

12. **Đối tác** là tổ chức, cá nhân có trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện có nhu cầu đấu nối vào hệ thống điện quốc gia hoặc thay đổi điểm đấu nối hiện tại.

13. **Đơn vị quản lý lưới điện** là các đơn vị quản lý toàn bộ hoặc một phần lưới điện truyền tải hoặc phân phối thuộc hệ thống điện quốc gia.

14. **Hệ số sự cố chạm đất** là tỷ số giữa giá trị điện áp của pha không bị sự cố sau khi xảy ra ngắn mạch chạm đất với giá trị điện áp của pha đó trước khi xảy ra ngắn mạch chạm đất (áp dụng cho trường hợp ngắn mạch một pha hoặc ngắn mạch 2 pha chạm đất).

15. **Hệ thống điện** là một tổ hợp các trang thiết bị phát điện, lưới điện và các trang thiết bị phụ trợ được liên kết với nhau.

16. **Hệ thống điều khiển máy tính phân tán DCS** (viết tắt theo tiếng Anh: Distributed Control System) là hệ thống các máy tính được nối với nhau thành mạng điều khiển thống nhất nhằm mục đích giảm thiểu các ảnh hưởng do sự cố ở một trong các phần tử điều khiển trong mạng.

17. **Hệ thống SCADA** (viết tắt theo tiếng Anh: Supervisory Control And Data Acquisition System) là hệ thống giám sát, điều khiển và thu thập các dữ liệu vận hành của hệ thống điện và truyền về hệ thống máy tính trung tâm để xử lý và hiển thị tại các đơn vị điều độ.

18. **Hệ thống quản lý năng lượng EMS** (viết tắt theo tiếng Anh: Energy Management System) là hệ thống phần mềm trợ giúp cho vận hành hệ thống điện tại các đơn vị điều độ.

19. **Hệ thống quản lý lưới phân phối DMS** (viết tắt theo tiếng Anh: Distribution Management System) là hệ thống phần mềm trợ giúp cho vận hành lưới điện phân phối tại các đơn vị điều độ.

20. **Hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số** là tổ hợp các thiết bị nhằm sa thải phụ tải khi tần số hệ thống điện giảm xuống dưới ngưỡng đặt trước nhờ tác động của role tần số thấp.

21. **Hòa đồng bộ** là thao tác nối tổ máy phát điện vào hệ thống điện hoặc nối 2 phần của hệ thống điện với nhau.

22. **Khả năng khởi động đen** là khả năng của một nhà máy có thể khởi động ít nhất một tổ máy từ trạng thái dừng hoàn toàn và hòa đồng bộ vào lưới mà không cần nhận điện từ lưới truyền tải hoặc lưới phân phối khu vực.

23. **Khởi động đen** là quá trình khôi phục lại một phần hoặc toàn bộ hệ thống điện từ trạng thái ngừng toàn bộ hoặc một phần bằng cách sử dụng các tổ máy có khả năng khởi động đen.

24. **Lưới điện** là hệ thống đường dây tải điện, máy biến áp và trang thiết bị phụ trợ để truyền dẫn điện.

25. **Lưới điện truyền tải** là lưới điện có cấp điện áp từ 110kV trở lên.

26. **Lưới điện phân phối** là lưới điện có cấp điện áp dưới 110kV.

27. **Mức nhấp nháy điện áp ngắn hạn Pst** là giá trị đo được trong khoảng thời gian 10 phút bằng thiết bị đo tiêu chuẩn theo IEC 868.

**Pst95%** là ngưỡng giá trị của Pst sao cho trong khoảng 95% thời gian đo (ít nhất một tuần) và 95% số vị trí đo Pst không vượt quá giá trị này.

28. **Mức nhấp nháy điện áp dài hạn Plt** được tính từ 12 kết quả đo Pst liên tiếp (sau khoảng thời gian 2 giờ) theo công thức:

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

**Plt95%** là ngưỡng giá trị của Plt sao cho trong khoảng 95% thời gian đo (ít nhất một tuần) và 95% số vị trí đo Plt không vượt quá giá trị này.

29. **Ngày nối lưới** là ngày thực hiện trong thực tế việc đấu nối lưới điện của đối tác với hệ thống điện quốc gia.

30. **Ngày chạy thử** là ngày đối tác cho vận hành thử lưới điện của mình được quy định trong Hợp đồng mua bán điện.

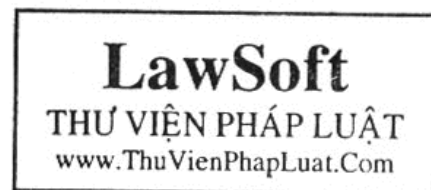
31. **Ngày vận hành thương mại** là ngày đối tác chính thức nhận (phát) điện từ (vào) lưới của đơn vị điện lực được quy định trong hợp đồng mua bán điện.

32. **Thiết bị đầu cuối RTU** (viết tắt theo tiếng Anh: Remote Terminal Unit) là thiết bị đặt tại trạm điện phục vụ việc thu thập và biến đổi dữ liệu để truyền về máy tính trung tâm của hệ thống SCADA/EMS hoặc SCADA/DMS tại các đơn vị điều độ.

33. **Thiết bị tự động điều chỉnh kích từ AVR** (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Voltage Regulator) là thiết bị tự động điều khiển điện áp đầu cực máy phát thông qua tác động vào hệ thống kích từ của máy phát.

34. **Thiết bị ổn định hệ thống điện PSS** (viết tắt theo tiếng Anh: Power System Stabilizer) là thiết bị đưa tín hiệu bổ sung tác động vào bộ tự động điều chỉnh điện áp (AVR) để giảm mức dao động cho hệ thống điện.

35. **Trạm đấu nối** là nơi lắp đặt thiết bị điện của đối tác để đấu nối vào điểm đấu nối.



## Chương II

### ĐẶC TÍNH VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN

#### Điều 4. Tần số

1. Tần số định mức của hệ thống điện Việt Nam là 50Hz. Trong điều kiện bình thường, tần số hệ thống điện được dao động trong phạm vi  $\pm 0,2\text{Hz}$  so với tần số định mức 50Hz. Trường hợp hệ thống điện chưa ổn định, cho phép độ lệch tần số là  $\pm 0,5\text{Hz}$ .

2. Tần số trong hệ thống điện được điều khiển ở hai mức: điều khiển tần số sơ cấp và điều khiển tần số thứ cấp.

#### Điều 5. Điện áp

1. Các cấp điện áp danh định trong hệ thống điện là 500kV, 220kV, 110kV, 35kV, 22kV, 15kV, 10kV, 6kV và 0.4kV.

2. Trong điều kiện làm việc bình thường và khi có sự cố đơn lẻ xảy ra trong hệ thống điện, điện áp vận hành trên lưới được cho trong Bảng 2.1.

Bảng 2.1. Điện áp vận hành trên lưới cho phép theo các cấp điện áp

Cấp điện áp	Trong chế độ làm việc bình thường	Trong chế độ sự cố đơn lẻ
500kV	475 - 525	450 - 550
220kV	209 - 242	198 - 242
110kV	104 - 121	99 - 121
Trung áp	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$

3. Trong thời gian sự cố, điện áp tại nơi xảy ra sự cố và vùng lân cận có thể giảm quá độ đến giá trị bằng 0 ở pha bị sự cố và/hoặc tăng quá 110% điện áp danh định ở các pha không bị sự cố cho đến khi sự cố được loại trừ.

4. Cho phép mức dao động điện áp tạm thời lớn hơn  $\pm 10\%$  so với điện áp danh định khi xảy ra sự cố nghiêm trọng và trong quá trình khôi phục hệ thống.

5. Bên cung cấp và khách hàng có thể thỏa thuận trị số điện áp tại điểm đầu nối, trị số này có thể cao hơn hoặc thấp hơn các giá trị trong Bảng 2.1

### Điều 6. Cân bằng pha

Trong chế độ làm việc bình thường, thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha không vượt quá 3% điện áp danh định (đối với cấp điện áp từ 110kV trở lên) hoặc 5% điện áp danh định (đối với cấp điện áp dưới 110kV).

### Điều 7. Sóng hài

1. Giá trị cực đại cho phép (tính theo % điện áp danh định) của tổng mức biến dạng điện áp gây ra bởi các thành phần sóng hài bậc cao đối với các cấp điện áp được quy định trong Bảng 2.2.

Bảng 2.2. Độ biến dạng điện áp do sóng hài

Cấp điện áp	Tổng biến dạng
110, 220, 500kV	3,0
Trung áp	6,5

2. Các đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm theo dõi và kiểm soát để mức biến dạng điện áp do sóng hài trong lưới điện thuộc quyền quản lý không vượt quá các mức quy định trong Bảng 2.2 ở điều kiện vận hành bình thường.

3. Căn cứ các giá trị quy định trong Bảng 2.2, Cục Điều tiết điện lực chủ trì xây dựng và trình Bộ trưởng Bộ Công nghiệp ban hành Quy trình kiểm tra và giám sát mức độ phát sóng hài của các thiết bị của đối tác khi đấu nối vào hệ thống điện quốc gia.

### Điều 8. Mức nhập nháy điện áp

1. Mức nhập nháy điện áp tối đa cho phép trong lưới điện truyền tải và phân phối được quy định trong Bảng 2.3.

Bảng 2.3. Mức nhập nháy điện áp

Cấp điện áp	$P_{195\%}$	$P_{95\%}$
110, 220, 500kV	0,6	0,8
Trung áp	0,8	1,0

2. Các đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm theo dõi và kiểm soát mức nhập nháy điện áp trong lưới điện thuộc quyền quản lý không vượt quá các mức quy định trong Bảng 2.3 ở điều kiện vận hành bình thường.

3. Căn cứ các giá trị quy định trong Bảng 2.3, Cục Điều tiết điện lực chủ trì xây dựng và trình Bộ trưởng Bộ Công nghiệp ban hành Quy trình kiểm tra và giám sát mức độ nhập nháy điện áp do các thiết bị của đối tác gây ra khi đấu nối vào hệ thống điện quốc gia.

### Điều 9. Dao động điện áp

Mức dao động điện áp tại điểm đấu nối ở cấp điện áp 110kV trở lên do phụ tải dao động không theo chu kỳ gây ra không được vượt quá 2,5% điện áp vận hành.

### Điều 10. Chế độ nối đất trung tính

Chế độ nối đất trung tính trong hệ thống điện quy định trong Bảng 2.4.

Bảng 2.4. Chế độ nối đất trung tính

Cấp điện áp	Chế độ làm việc của điểm trung tính
110, 220, 500kV	Nối đất trực tiếp
35 kV	Nối đất qua cuộn dập hồ quang/cách ly/trực tiếp
15, 22 kV	Nối đất trực tiếp
6, 10 kV	Cách ly



**Điều 11. Dòng ngắn mạch và thời gian loại trừ ngắn mạch**

Trị số dòng ngắn mạch lớn nhất và thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch của các bảo vệ chính trong hệ thống điện quy định trong Bảng 2.5.

*Bảng 2.5. Dòng và thời gian loại trừ ngắn mạch*

Cấp điện áp	Dòng ngắn mạch lớn nhất (kA)	Thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch bằng bảo vệ chính (ms)
500kV	40	80
220kV	40	100
110kV	31,5	150
Trung áp	25	500

**Điều 12. Hệ số chạm đất**

Hệ số sự cố chạm đất của lưới điện từ cấp điện áp 110kV trở lên không được vượt quá 1,4.

**Chương III****ĐIỂM ĐẦU NỐI VÀ RANH GIỚI PHÂN ĐỊNH TÀI SẢN****Điều 13. Điểm đầu nối**

- Điểm đầu nối là điểm nối trang thiết bị, lưới điện và nhà máy điện của đối tác vào hệ thống điện.
- Điểm đầu nối được mô tả chi tiết bằng các bản vẽ, sơ đồ, thuyết minh có liên quan trong thỏa thuận đầu nối.

**Điều 14. Ranh giới phân định tài sản**

- Điểm đầu nối là ranh giới phân định tài sản giữa đơn vị quản lý lưới điện và đối tác.
- Tài sản các bên tại ranh giới phân định phải được liệt kê chi tiết kèm theo các bản vẽ, sơ đồ có liên quan trong thỏa thuận đầu nối.
- Trừ trường hợp có thỏa thuận khác, tài sản thuộc sở hữu của bên nào do bên đó có trách nhiệm đầu tư xây dựng, thử nghiệm, vận hành và bảo dưỡng theo các tiêu chuẩn và quy định của pháp luật.

## Chương IV

### ĐIỀU KIỆN ĐẤU NÓI

#### Mục 1

### ĐIỀU KIỆN CHUNG ĐỂ ĐẤU NÓI VÀO LƯỚI ĐIỆN

#### Điều 15. Các yêu cầu chung

1. Việc đấu nối trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện của đối tác vào hệ thống điện quốc gia phải tuân theo Quy hoạch phát triển điện lực đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

Trường hợp nhu cầu đấu nối của đối tác nằm ngoài Quy hoạch phát triển điện lực được duyệt, đối tác có trách nhiệm đề nghị cơ quan nhà nước có thẩm quyền tiến hành các công việc liên quan nhằm điều chỉnh quy hoạch.

2. Đối tác phải cam kết xây dựng và vận hành trang thiết bị điện, lưới điện nhà máy điện của mình phù hợp với Quy định này và các tiêu chuẩn, quy phạm, quy trình có liên quan.

3. Trước và sau khi đấu nối vào hệ thống điện quốc gia, đối tác có trách nhiệm tuân thủ Quy trình kiểm tra và giám sát mức phát sóng hài, nhấp nháy điện áp do Bộ Công nghiệp ban hành.

Trường hợp các kết quả tính toán hoặc kiểm tra theo Quy trình do Bộ Công nghiệp ban hành cho thấy mức phát sóng hài và nhấp nháy điện áp do đối tác gây ra vượt quá quy định, đối tác có trách nhiệm tiến hành các biện pháp thích hợp để giảm các giá trị đó xuống dưới mức cho phép và phải được đơn vị quản lý lưới điện chấp thuận bằng văn bản.

4. Đơn vị quản lý lưới điện và đối tác có thể thỏa thuận các chỉ tiêu kỹ thuật, đặc tính vận hành hệ thống điện khác với quy định tại Chương II Quy định này nhưng phải được thực hiện bằng văn bản và ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối.

5. Đơn vị quản lý lưới điện có quyền từ chối đề nghị đấu nối hoặc tách đấu nối của đối tác ra khỏi hệ thống điện quốc gia nếu đối tác vi phạm Quy định này và các quy định của pháp luật về an toàn và kỹ thuật.

6. Trường hợp cơ quan có thẩm quyền sửa đổi, bổ sung hoặc ban hành mới các

quy định trong khoảng thời gian từ sau khi ký thỏa thuận đấu nối đến trước thời điểm đóng điện điểm đấu nối nhưng gây ảnh hưởng đến việc lựa chọn thiết bị của đối tác, đối tác có trách nhiệm báo cáo Bộ Công nghiệp để giải quyết.

7. Cấp điện áp đấu nối lưới điện của đối tác vào hệ thống điện phải được xác định bằng các nghiên cứu kinh tế - kỹ thuật.

a) Trường hợp đối tác muốn đấu nối vào hệ thống điện quốc gia ở cấp điện áp khác với cấp điện áp đã thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện, đối tác phải chịu mọi chi phí cho việc đầu tư bổ sung thiết bị trong hệ thống điện quốc gia để đáp ứng yêu cầu của đối tác.

b) Các bước khảo sát, thiết kế, trình duyệt, thẩm định và phê duyệt đề án thiết kế điểm đấu nối, thử nghiệm, nghiệm thu các công trình liên quan đến điểm đấu nối phải tuân theo các trình tự và thủ tục được các cơ quan có thẩm quyền ban hành.

c) Đối với mỗi điểm đấu nối, đối tác có trách nhiệm lập các bản vẽ sơ đồ đấu nối điện chính, mặt bằng bố trí thiết bị điện, hệ thống bảo vệ, tự động, điều khiển, đo lường và các bản vẽ liên quan khác.

d) Sơ đồ đấu nối điện chính phải bao gồm toàn bộ các thiết bị trung/cao áp tại trạm đấu nối và phải thể hiện được liên kết giữa hệ thống điện của đối tác và hệ thống điện quốc gia. Các trang thiết bị điện được mô tả bằng các biểu tượng và ký hiệu phải được các đơn vị điều độ đánh số theo quy định hiện hành. Tên gọi các đường dây và trạm của phía đối tác phải được thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện để tránh trùng lặp, nhầm lẫn trong quá trình vận hành.

đ) Trường hợp đối tác dự định thay đổi sơ đồ kết lưới trong phạm vi quản lý của mình có liên quan đến điểm đấu nối, đối tác có trách nhiệm thông báo với đơn vị quản lý lưới điện trước khi đầu tư và thực hiện các thay đổi đó. Các thay đổi sau đó phải được cập nhật trong các hồ sơ liên quan đến điểm đấu nối.

## Mục 2

### ĐIỀU KIỆN ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN CẤP ĐIỆN ÁP TỪ 110 kV TRỞ LÊN

#### Điều 16. Yêu cầu đối với thiết bị của đối tác tại điểm đấu nối

1. Các máy cắt của đối tác có liên hệ trực tiếp với điểm đấu nối và các hệ thống

0599208  
LawSoft \* Tel: +84-8-3845 6684 \* www.ThuVienPhapLuat.com

bảo vệ, điều khiển, đo lường đi kèm phải có đủ khả năng đóng cắt dòng điện ngắn mạch lớn nhất có thể xảy ra tại điểm đấu nối.

2. Máy cắt thực hiện thao tác đấu nối với hệ thống điện quốc gia phải được trang bị hệ thống kiểm tra đồng bộ nếu hai phía máy cắt đều có nguồn điện và được trang bị dao cách ly kèm theo các phương tiện khóa liên động để đảm bảo an toàn khi sửa chữa, bảo dưỡng thiết bị, trừ trường hợp có thỏa thuận khác với đơn vị quản lý lưới điện.

### **Điều 17. Yêu cầu về hệ thống bảo vệ rơ le**

1. Đối tác có trách nhiệm thiết kế, lắp đặt và thử nghiệm hệ thống bảo vệ rơ le trong hệ thống điện của mình nhằm đạt được các yêu cầu về tác động nhanh, độ nhạy và tính chọn lọc khi loại trừ sự cố. Phạm vi và cách bố trí thiết bị bảo vệ rơ le cho tổ máy phát, máy biến áp, thanh cái và đường dây xuất tuyến nối vào hệ thống điện quốc gia do đối tác quản lý phải phù hợp với tiêu chuẩn và quy phạm hiện hành.

2. Việc phối hợp các thiết bị bảo vệ rơ le tại điểm đấu nối phải được thỏa thuận giữa đối tác và đơn vị quản lý lưới điện.

3. Thiết bị bảo vệ rơ le liên quan đến điểm đấu nối phải được chỉnh định theo phiếu do cấp điều độ có quyền điều khiển đối với các thiết bị tại điểm đấu nối ban hành.

4. Thời gian loại trừ sự cố xảy ra trên các phần tử trong hệ thống điện của đối tác bằng các bảo vệ rơ le chính không vượt quá các giá trị trong Bảng 2.5 Chương II Quy định này.

5. Đường dây tải điện đấu nối hệ thống điện của đối tác vào hệ thống điện quốc gia phải được trang bị các thiết bị bảo vệ rơ le phù hợp với các quy định của đơn vị quản lý lưới điện. Số lượng bảo vệ tối thiểu được quy định như sau:

a) Đường dây cấp điện áp 220kV trở lên phải có 2 bảo vệ chính có tốc độ cao và một số thiết bị bảo vệ dự phòng.

b) Đường dây 110kV phải có một bảo vệ chính, một số thiết bị bảo vệ dự phòng.

6. Đối tác phải trang bị bảo vệ chống máy cắt từ chối tại tất cả các máy cắt của mình có liên hệ với điểm đấu nối. Khi máy cắt nối trực tiếp với điểm đấu nối không cắt được sự cố, bảo vệ chống máy cắt từ chối phải khởi động cắt không trì

hoãn tất cả các máy cắt liên quan với điểm sự cố trong vòng 60 mi-li giây tiếp theo.

Trong một số trường hợp, thiết bị bảo vệ rơ le trong lưới điện của đối tác có thể được phép gửi lệnh đi cắt các máy cắt ở cấp điện áp cao hơn cấp điện áp đầu nối trong hệ thống điện quốc gia, nhưng phải được sự thỏa thuận của cấp điều độ có quyền điều khiển đối với các máy cắt này và phải được ghi trong thỏa thuận đầu nối.

7. Lưới điện từ cấp điện áp 110kV trở lên của đối tác phải được trang bị thiết bị tự động đóng lặp lại sau sự cố phù hợp với yêu cầu của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia và Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền liên quan.

8. Độ tin cậy tác động của hệ thống rơ le bảo vệ của đối tác không được nhỏ hơn 99%.

### **Điều 18. Yêu cầu về hệ thống thông tin**

1. Trừ trường hợp có thỏa thuận khác, đối tác có trách nhiệm lắp đặt hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý của mình và kết nối hệ thống này với hệ thống thông tin của đơn vị quản lý lưới điện và các Trung tâm điều độ hệ thống điện liên quan nhằm phục vụ thông tin liên lạc và truyền dữ liệu. Để đảm bảo kết nối thành công, các thiết bị của đối tác phải tương thích với hệ thống thông tin hiện có của đơn vị quản lý lưới điện và các Trung tâm Điều độ hệ thống điện.

2. Đơn vị quản lý lưới điện, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia và Trung tâm Điều độ miền liên quan có trách nhiệm thông báo cho đối tác các yêu cầu về thông tin liên lạc và truyền dữ liệu đồng thời phối hợp với đối tác trong quá trình thử nghiệm, nghiệm thu và tích hợp hệ thống thông tin của đối tác vào hệ thống thông tin hiện có do các đơn vị quản lý.

3. Yêu cầu về hệ thống thông tin phải được mô tả rõ trong thỏa thuận đầu nối.

### **Điều 19. Thiết bị thu thập và truyền dữ liệu phục vụ SCADA**

1. Đối tác có trách nhiệm lắp đặt, thử nghiệm, nghiệm thu và kết nối thiết bị thu thập và truyền trực tiếp dữ liệu từ các phân tử và các điểm nút trong lưới điện của mình với hệ thống SCADA/EMS của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia và/hoặc Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền liên quan.

Tùy từng trường hợp, đối tác có thể lắp đặt thiết bị đầu cuối (RTU) hoặc sử dụng hệ thống điều khiển máy tính làm thiết bị thu thập và truyền dữ liệu.

2. Thiết bị thu thập và truyền trực tiếp dữ liệu của đối tác phải tương thích với các yêu cầu về thủ tục kết nối với hệ thống SCADA/EMS và các quy cách kỹ thuật của modem tại các Trung tâm Điều độ hệ thống điện liên quan.

Trường hợp hệ thống SCADA/EMS có sự thay đổi sau thời điểm ký thỏa thuận đầu nối, các Trung tâm Điều độ hệ thống điện có trách nhiệm thực hiện các hiệu chỉnh cần thiết để các thiết bị của đối tác tương thích với các thay đổi của hệ thống SCADA/EMS.

3. Việc kết nối giữa thiết bị thu thập và truyền dữ liệu của đối tác với hệ thống SCADA/EMS hiện có của Trung tâm Điều độ hệ thống điện thực hiện theo nguyên tắc phối hợp trong đó mỗi bên tự tiến hành các công việc cần thiết trên hệ thống của mình nhưng đối tác có trách nhiệm đảm bảo sự tương thích của thiết bị với hệ thống SCADA/EMS hiện có.

4. Các nhà máy điện của đối tác có công suất danh định từ 50MW trở lên phải được trang bị hệ thống điều khiển máy tính phân tán (DCS) có hai (02) cổng kết nối trực tiếp, đồng thời và độc lập với hệ thống SCADA/EMS của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia và Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền nơi đặt nhà máy, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

Các nhà máy điện của đối tác có công suất danh định lớn hơn 10MW và nhỏ hơn 50MW đầu nối trực tiếp vào lưới điện 110kV trở lên có thể lựa chọn phương án trang bị hệ thống điều khiển phân tán DCS hoặc thiết bị đầu cuối RTU, có hai (02) cổng kết nối trực tiếp, đồng thời và độc lập với hệ thống SCADA/EMS của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia và Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền nơi đặt nhà máy, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

Đối với các nhà máy điện của đối tác có công suất danh định nhỏ hơn 10MW đầu nối trực tiếp vào lưới điện 110kV trở lên, yêu cầu đầu nối với các hệ thống SCADA/EMS được thỏa thuận giữa các bên tùy theo từng trường hợp cụ thể và phải được ghi rõ trong thỏa thuận đầu nối.

5. Danh sách các dữ liệu truyền về hệ thống SCADA/EMS phải được đối tác thỏa thuận với các Trung tâm Điều độ hệ thống điện và ghi rõ trong thỏa thuận đầu nối nhưng ít nhất phải bao gồm các dữ liệu sau:

a) Các dữ liệu trạng thái:

- Tổ máy phát (vận hành/không vận hành), (nếu có);

- Máy cắt của máy phát (đóng/cắt/không xác định), (nếu có);

- Máy cắt của trạm biến áp hoặc sân phân phối (đóng/cắt/không xác định);
- Dao cách ly (đóng/mở);
- Vị trí nấc điều chỉnh điện áp của máy biến áp.

b) Các dữ liệu thông số vận hành:

- Điện áp thanh cái (V);
- Công suất tác dụng và phản kháng của các đường dây đến và đi (W/VAr);
- Công suất đang phát của tổ máy (W/VAr), (nếu có);
- Tần số (Hz);
- Dòng điện (A).

c) Các dữ liệu của mạch đo đếm:

- Điện năng phát của tổ máy (Wh/VArh), (nếu có);
- Điện năng truyền tải trên các lộ đường dây đến và đi (Wh/VArh).

d) Các dữ liệu điều khiển đầu ra:

- Máy cắt trạm biến áp hoặc sân phân phối (đóng/cắt);
- Máy cắt các xuất tuyến (đóng/cắt);
- Dao cách ly truyền động bằng động cơ (đóng/mở);
- Nấc điều chỉnh điện áp;

đ) Các tín hiệu báo động quan trọng khác theo yêu cầu của các Trung tâm Điều độ hệ thống điện.

Các yêu cầu khác (nếu có) đối với thiết bị thu thập và truyền trực tiếp dữ liệu phải được ghi trong hợp đồng mua bán điện và/hoặc thỏa thuận đầu nối.

### **Điều 20. Khả năng huy động và điều khiển công suất tác dụng của tổ máy phát điện**

1. Các tổ máy phát điện phải có khả năng phát công suất tác dụng định mức trong dải hệ số công suất từ 0,85 ứng với chế độ phát công suất phản kháng đến 0,90 ứng với chế độ nhận công suất phản kháng tại cực của máy phát, phù hợp với đặc tính công suất phản kháng của tổ máy.

2. Các tổ máy phát điện không đồng bộ phải được trang bị các tụ bù ngang để đảm bảo hệ số công suất tại điểm đầu nối nằm trong dải được quy định tại khoản 1 Điều này.

3. Các tổ máy phát điện phải có khả năng tham gia vào việc điều khiển tần số và điều khiển điện áp trong hệ thống điện thông qua việc điều khiển liên tục công suất tác dụng và công suất phản kháng của máy phát.

4. Trong điều kiện bình thường, sự thay đổi điện áp tại điểm đấu nối với lưới điện trong phạm vi cho phép theo quy định tại Điều 5 Chương II không được ảnh hưởng đến lượng công suất tác dụng đang phát và khả năng phát toàn bộ công suất phản kháng của máy phát điện nối trực tiếp với lưới điện.

5. Các tổ máy phát điện phải có khả năng liên tục phát công suất tác dụng danh định trong dải tần số từ 49,5Hz đến 50,5Hz. Trong dải tần số 47 đến 49,5Hz, mức giảm công suất không được vượt quá giá trị tính theo tỷ lệ yêu cầu của mức giảm tần số hệ thống, phù hợp với đặc tuyến quan hệ giữa công suất tác dụng và tần số của tổ máy.

6. Các tổ máy phát điện phải có khả năng duy trì vận hành và phát công suất khi tần số dao động trong khoảng từ 47Hz đến 52Hz. Trường hợp đặc biệt, đơn vị điều độ hệ thống điện có thể cho phép rơ le tần số hoặc rơ le tốc độ thay đổi tần số các tổ máy phát đang hoạt động trong dải tần số này khi có lý do kỹ thuật xác đáng. Trong trường hợp tần số vượt ra khỏi giới hạn 47 - 52Hz, nhà máy điện có quyền quyết định tiến hành khẩn cấp các biện pháp cần thiết để đảm bảo an toàn cho trang thiết bị và các nhân viên vận hành.

7. Tổ máy phát điện phải có khả năng chịu được mức mất đối xứng điện áp trong hệ thống điện như quy định tại Điều 6 Quy định này.

8. Các tổ máy phát điện phải có khả năng chịu được thành phần dòng điện thứ tự nghịch và thứ tự không xuất hiện trong thời gian loại trừ ngắn mạch pha - pha và pha - đất gần máy phát bằng bảo vệ dự phòng có liên hệ với điểm đấu nối mà không được phép tách lưới.

9. Các tổ máy phát điện và nhà máy điện của đối tác phải có khả năng làm việc liên tục ở các chế độ sau:

- a) Vượt tốc tới 10%;
- b) Tải không cân bằng giữa 3 pha từ 5 - 10%;
- c) Hệ số đáp ứng của kích từ lớn hơn 0,5%;
- d) Dòng điện thứ tự nghịch nhỏ hơn 5%.



## **Điều 21. Hệ thống kích từ tổ máy phát điện**

1. Hệ thống kích từ của máy phát phải đảm bảo cho máy phát có thể làm việc với dải hệ số công suất quy định tại Điều 20 Quy định này.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện có tổng công suất từ 30MW trở lên phải được trang bị thiết bị tự động điều chỉnh điện áp (AVR) hoạt động liên tục có khả năng giữ điện áp đầu cực không đổi với độ sai lệch không quá  $\pm 1\%$  điện áp định mức đối với các tổ máy có công suất danh định nhỏ hơn 25MW và không quá  $\pm 0,5\%$  điện áp định mức đối với các tổ máy có công suất danh định từ 25MW trở lên trong toàn bộ dải làm việc cho phép của máy phát.

3. Thiết bị tự động điều chỉnh điện áp phải có khả năng bù lại sự sụt áp trên máy biến áp đầu cực và đảm bảo sự phân chia ổn định công suất phản kháng giữa các máy phát điện cùng nối vào một thanh cái chung.

4. Thiết bị tự động điều chỉnh điện áp phải cho phép cài đặt các giới hạn về:

- a) Dòng điện kích từ tối thiểu;
- b) Dòng điện rô to tối đa;
- c) Dòng điện stato tối đa.

5. Khi điện áp đầu cực máy phát điện nằm trong khoảng từ 80 - 120% điện áp định mức và tần số hệ thống nằm trong dải từ 47 - 52Hz, hệ thống kích từ máy phát điện phải có khả năng nâng được dòng điện và điện áp kích từ tới các giá trị như sau:

- a) Máy phát thủy điện công suất danh định nhỏ hơn 25MW: 1,5 lần định mức trong ít nhất 10 giây;
- b) Máy phát thủy điện công suất danh định từ 25MW trở lên: 1,8 lần định mức trong ít nhất 20 giây;
- c) Máy phát nhiệt điện công suất danh định nhỏ hơn 25MW: 1,8 lần định mức trong ít nhất 10 giây;
- d) Máy phát nhiệt điện công suất danh định từ 25MW trở lên: 2,0 lần định mức trong ít nhất 30 giây.

Tốc độ thay đổi điện áp kích từ không được nhỏ hơn 2,0 đơn vị tương đối/giây so với điện áp kích từ định mức khi máy phát mang tải định mức.

6. Trong một số trường hợp, đơn vị quản lý lưới điện và Trung tâm Điều độ hệ

thông điện quốc gia có thể yêu cầu đối tác trang bị thiết bị ổn định hệ thống điện (PSS) nhằm nâng cao ổn định hệ thống điện.

7. Yêu cầu về thiết bị tự động điều chỉnh kích từ và thiết bị ổn định hệ thống điện (PSS) (nếu có) phải được quy định trong thỏa thuận đấu nối.

### **Điều 22. Hệ thống điều tốc tổ máy phát điện**

1. Tất cả các tổ máy phát điện khi đang vận hành phải tham gia vào việc điều khiển tần số sơ cấp trong hệ thống điện quốc gia.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện có tổng công suất từ 30MW trở lên phải được trang bị bộ điều tốc tác động nhanh để đáp ứng với sự thay đổi của tần số hệ thống trong điều kiện vận hành bình thường. Bộ điều tốc phải có khả năng tiếp nhận và thực hiện các lệnh tăng, giảm hoặc thay đổi điểm đặt công suất từ hệ thống SCADA/EMS của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia, trừ trường hợp Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia không có yêu cầu.

3. Bộ điều tốc của tổ máy phát điện có công suất danh định lớn hơn 25MW phải có khả năng làm việc với các giá trị hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh nhỏ hơn hoặc bằng 5%.

4. Hệ thống điều khiển bộ điều tốc phải cho phép cài đặt các giới hạn và các biện pháp bảo vệ chống vượt tốc như sau:

a) Đối với các tua bin hơi: 104% đến 112% tốc độ định mức.

b) Đối với tua bin khí và thủy điện: từ 104% đến 130% tốc độ định mức.

5. Trường hợp máy phát điện tạm thời bị tách khỏi hệ thống nhưng vẫn tiếp tục cấp điện cho khách hàng thì bộ điều tốc máy phát phải duy trì được sự ổn định tần số cho phần lưới đã tách ra, trừ trường hợp trong thỏa thuận đấu nối có quy định khác.

### **Điều 23. Khởi động đen**

Tại các vị trí quan trọng trong hệ thống điện quốc gia, theo yêu cầu của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia, một số nhà máy điện phải có khả năng khởi động đen và nội dung này phải được ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối.

### **Điều 24. Yêu cầu bổ sung đối với hệ thống bảo vệ rơ le tổ máy phát điện và nhà máy điện**

Ngoài các yêu cầu tại Điều 17 Quy định này, hệ thống bảo vệ rơ le nhà máy điện của đối tác phải đáp ứng các yêu cầu sau:

www.ThuVienPhapLuat.com  
Tel: +84-8-3845 6684  
LawSoft \*  
99692708

1. Nhà máy điện phải được trang bị hệ thống hòa đồng bộ chính xác.
2. Tổ máy phát điện phải được trang bị bảo vệ chống mất kích từ và bảo vệ chống trượt cực từ.
3. Các đường dây tải điện cấp điện áp từ 110kV trở lên đầu nối nhà máy điện của đối tác vào hệ thống điện quốc gia phải có 2 kênh thông tin liên lạc độc lập phục vụ cho việc truyền tín hiệu rơ le bảo vệ giữa hai đầu đường dây với thời gian truyền không lớn hơn 20ms.

### **Điều 25. Nối đất trung tính máy biến áp đầu cực**

Cuộn dây có điện áp cao hơn của các máy biến áp từ 110kV trở lên của tổ máy phát điện phải đấu hình sao có điểm trung tính thích hợp cho việc nối đất trực tiếp. Việc nối đất và cấu hình cuộn dây điện áp thấp của các máy biến áp nêu trên phải đảm bảo giá trị của hệ số sự cố chạm đất không vượt quá giá trị quy định tại Điều 12 Quy định này.

### **Điều 26. Yêu cầu đối với đối tác là khách hàng sử dụng điện**

1. Đối tác là các khách hàng sử dụng điện phải cam kết tiêu thụ đúng lượng công suất và biểu đồ phụ tải đã đăng ký và thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện.
2. Đặc tính của phụ tải và các yêu cầu về chất lượng điện năng cung cấp tại điểm đấu nối phải được phía đối tác thông báo rõ cho đơn vị quản lý lưới điện tại thời điểm nộp hồ sơ đề nghị đấu nối.
3. Nếu phụ tải và lưới điện của đối tác yêu cầu chất lượng điện năng đặc biệt, đối tác phải thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện và phải được ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối.
4. Đối tác và đơn vị quản lý lưới điện có thể thỏa thuận tiêu chuẩn chất lượng điện năng khác với quy định, nhưng phải được ghi rõ trong hợp đồng mua bán điện và/hoặc thỏa thuận đấu nối.

### **Điều 27. Hệ số công suất của đối tác là khách hàng sử dụng điện**

1. Trong trường hợp vận hành bình thường, đối tác là khách hàng sử dụng điện phải duy trì hệ số công suất ( $\cos\varphi$ ) nhận công suất phản kháng tại điểm đấu nối không nhỏ hơn 0,85.
2. Đối tác phải cung cấp cho đơn vị quản lý lưới điện các thông số về các thiết bị bù công suất phản kháng trong lưới điện của mình, bao gồm:

- a) Công suất phản kháng danh định và dải điều chỉnh (nếu có);
- b) Nguyên lý và hoạt động của hệ thống điều khiển;
- c) Điểm đấu nối với lưới điện.

### **Điều 28. Độ dao động phụ tải của đối tác là khách hàng sử dụng điện**

1. Tốc độ thay đổi công suất tiêu thụ của đối tác là khách hàng sử dụng điện trong một (01) phút không được lớn hơn 10% công suất tiêu thụ cực đại.
2. Trường hợp tốc độ thay đổi công suất tiêu thụ của đối tác lớn hơn giá trị nêu trên mà không thể có các giải pháp kỹ thuật khả thi để giảm xuống, đối tác phải thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện và phải ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối.

### **Điều 29. Nối đất trung tính máy biến áp của đối tác**

1. Cuộn dây có điện áp cao hơn của các máy biến áp ba pha và một pha ở cấp điện áp 110kV trở lên nối với hệ thống điện phải đấu hình sao có điểm trung tính thích hợp cho việc nối đất trực tiếp.
2. Việc nối đất và cấu hình cuộn dây điện áp thấp của các máy biến áp trên phải đảm bảo giá trị của hệ số sự cố chạm đất không vượt quá giá trị quy định tại Điều 12 Quy định này.

### **Điều 30. Hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số**

1. Đối tác có trách nhiệm lắp đặt thiết bị và đảm bảo hoạt động của hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số trong hệ thống điện của mình theo yêu cầu của Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia và Trung tâm Điều độ miền liên quan.

2. Hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số phải được thiết kế phù hợp với các yêu cầu sau:

- a) Độ tin cậy tác động chung không nhỏ hơn 96%;
- b) Việc sa thải không thành công của một phụ tải nào đó không làm ảnh hưởng đến hoạt động của toàn bộ hệ thống;
3. Trình tự sa thải và lượng công suất sa thải theo tần số phải tuân thủ mức phân bổ của các Trung tâm điều độ hệ thống điện và không được phép thay đổi trong bất kỳ trường hợp nào nếu không có sự cho phép của Trung tâm điều độ có thẩm quyền.

4. Tùy theo điều kiện cụ thể, điện áp đầu vào của rơ le tần số thấp có thể sử dụng 110/220V DC (một chiều) cấp từ hệ thống ắc quy trong trạm hoặc 100/110V

AC (xoay chiều), lấy trực tiếp từ máy biến điện áp đặt tại thanh cái xuất tuyến cấp điện cho phụ tải.

5. Rơ le tần số thấp được dùng trong hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số phải là loại rơ le số với các đặc tính kỹ thuật tối thiểu như sau:

- a) Dải tần số chỉnh định: từ 47 đến 52Hz, bước chỉnh 0,1Hz;
- b) Thời gian chỉnh định: từ 0 đến 99s, bước chỉnh 0,01s;
- c) Tốc độ thay đổi tần số: từ 0 đến 9,9Hz/s, bước chỉnh 0,1Hz/s;
- d) Thời gian trễ: nhỏ hơn 0,1s;
- đ) Khóa điện áp: lựa chọn từ 55 đến 90% điện áp danh định;
- e) Các mức chỉnh định: 4 mức theo tần số và 2 mức theo tốc độ thay đổi tần số;
- g) Tiếp điểm đầu ra: ít nhất 3 tiếp điểm cho mỗi mức.

6. Trình tự phục hồi phụ tải khi tần số tăng trở lại bình thường phải tuân thủ theo mệnh lệnh của Trung tâm Điều độ hệ thống điện có thẩm quyền.

### **Điều 31. Thiết bị đo đếm**

1. Tại điểm đấu nối hoặc tại vị trí được thỏa thuận phải lắp đặt các công tơ đo đếm các thông số sau:

- a) Dòng điện (A);
- b) Điện áp (V);
- c) Công suất tác dụng (W);
- d) Công suất phản kháng (VAr);
- đ) Hệ số công suất;
- e) Điện năng tác dụng, (Wh);
- g) Điện năng phản kháng (VArh).

2. Trách nhiệm đầu tư và lắp đặt thiết bị đo đếm được quy định cụ thể trong hợp đồng mua bán điện và/hoặc thỏa thuận đấu nối.

3. Công tơ đo đếm phải được kiểm định tại tổ chức kiểm định thiết bị đo lường có thẩm quyền. Hệ thống đo đếm phải có biện pháp chống can thiệp trái phép.

4. Máy biến dòng điện và máy biến điện áp dùng cho mạch đo đếm tại điểm đấu nối phải có cấp chính xác 0,2 đối với các nhà máy điện và các khách hàng sử dụng điện đấu nối vào cấp điện áp 110kV trở lên, trừ khi có thỏa thuận khác.

5. Công tơ phải là loại 3 pha, nhiều biểu giá, ghi hai (2) chiều, cấp chính xác 0,2 và phải ghép nối được với hệ thống thu thập dữ liệu công tơ từ xa theo yêu cầu của đơn vị quản lý lưới điện. Trong trường hợp sử dụng công tơ đo cả hai đại lượng tác dụng và phản kháng, công tơ phải có khả năng ghi nhận riêng biệt giá trị và chiều của các đại lượng tác dụng và phản kháng. Việc mất nguồn tự dùng của công tơ không được phép làm mất giá trị đã đo.

### Mục 3

## ĐIỀU KIỆN ĐẦU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN CẤP ĐIỆN ÁP DƯỚI 110 kV

### Điều 32. Giới hạn phạm vi áp dụng

1. Những nội dung trong mục này quy định điều kiện kỹ thuật liên quan đến việc đầu nối lưới điện/nhà máy điện/trang thiết bị điện của các đối tác có nhu cầu đầu nối mới vào lưới điện phân phối trong hệ thống điện quốc gia hoặc thay đổi điểm đầu nối hiện tại ở cấp điện áp từ 1000V đến dưới 110kV.

2. Điều kiện, thủ tục đầu nối ở cấp điện áp dưới 1000V tuân thủ các quy định của đơn vị quản lý lưới điện phân phối.

### Điều 33. Đặc tính vận hành lưới điện phân phối

1. Đối tác có trách nhiệm đảm bảo các chỉ tiêu kỹ thuật vận hành về dao động điện áp, độ biến dạng do sóng hài, mức nhấp nháy điện áp, mức độ mất đối xứng điện áp pha, dòng điện ngắn mạch cực đại trong lưới điện của mình không vượt quá các giá trị quy định tại Chương II Quy định này.

2. Trong trường hợp sự cố hoặc khi thao tác đóng cắt mạch điện, điện áp trong lưới điện có thể tăng hay giảm một cách quá độ tùy theo phương thức nối đất trung tính và điều này phải được đối tác xem xét đến khi lựa chọn thiết bị.

### Điều 34. Yêu cầu thiết kế và vận hành

1. Quá trình thiết kế, chế tạo, thử nghiệm và lắp đặt các thiết bị, đường dây trên không, cáp ngầm của đối tác phải tuân thủ các tiêu chuẩn, quy phạm, quy trình có liên quan, đồng thời phù hợp với các quy định về an toàn của đơn vị quản lý lưới điện.

Khi được yêu cầu, đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm cung cấp cho đối tác các văn bản liên quan đến quy định an toàn của mình.

2. Các thiết bị của đối tác phải có khả năng vận hành trong dải tần số, điện áp và dòng ngắn mạch cực đại cho phép tại điểm đấu nối như quy định trong Chương II Quy định này.

Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm cung cấp các thông số liên quan đến lưới điện của mình khi đối tác yêu cầu.

3. Đối tác có trách nhiệm thiết kế và xây dựng lưới điện của mình sao cho mức độ mang tải của thiết bị, đường dây trên không, cáp ngầm không vượt quá giới hạn cho phép.

### **Điều 35. Dòng ngắn mạch định mức của thiết bị tại điểm đấu nối**

1. Thiết bị của đối tác tại điểm đấu nối phải có khả năng chịu đựng được dòng ngắn mạch không thấp hơn giá trị dòng ngắn mạch lớn nhất cho phép tương ứng với cấp điện áp trong lưới điện của đơn vị quản lý lưới điện.

2. Đơn vị quản lý lưới điện và đối tác có trách nhiệm trao đổi các thông tin về giá trị dự kiến của dòng điện ngắn mạch, tỷ số X/R khi ngắn mạch 3 pha trong lưới điện của mỗi bên tại điểm đấu nối.

### **Điều 36. Nối đất**

1. Đối tác có trách nhiệm thực hiện nối đất trung tính lưới điện của mình phù hợp với quy định trong Bảng 2.4, Chương II Quy định này.

2. Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm cung cấp cho đối tác thông tin về phương thức nối đất trung tính lưới điện của mình để đối tác xem xét lựa chọn thiết bị.

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

### **Điều 37. Điều khiển điện áp**

1. Việc đấu nối thiết bị và lưới điện của đối tác vào lưới điện phân phối không được làm ảnh hưởng đến việc điều khiển điện áp của đơn vị quản lý lưới điện.

2. Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm cung cấp thông tin về thực tế điều khiển điện áp của mình cho đối tác khi được yêu cầu.

### **Điều 38. Thiết bị bảo vệ rơ le trong hệ thống điện của đối tác và tại điểm đấu nối**

1. Đối tác có trách nhiệm lắp đặt và chỉnh định các thiết bị bảo vệ rơ le trong hệ thống điện của mình phù hợp với yêu cầu của đơn vị quản lý lưới điện nhằm cách ly sự cố một cách nhanh nhất và không làm ảnh hưởng đến an toàn vận hành.

2. Trong quá trình xem xét đề nghị đấu nối, đơn vị quản lý lưới điện và đối tác có trách nhiệm thỏa thuận các đặc tính của thiết bị bảo vệ rơ le tại điểm đấu nối về chủng loại, thời gian tác động, tính chọn lọc, độ nhạy.

Trong quá trình vận hành, đơn vị quản lý lưới điện có quyền xem xét và thỏa thuận lại với đối tác về các đặc tính nêu trên khi cần thiết nhằm đảm bảo an toàn vận hành.

Thời gian loại trừ sự cố tối đa của các thiết bị bảo vệ rơ le không được vượt quá các giá trị nêu trong Bảng 2.5 Quy định này và phải được thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện.

3. Đối tác phải trang bị thiết bị bảo vệ dự phòng có khả năng khởi động đi cắt cả các máy cắt (hoặc thiết bị có chức năng tương đương) cho trường hợp máy cắt (hoặc thiết bị có chức năng tương đương) có liên hệ với điểm đấu nối không được sự cố.

4. Đối tác không được sử dụng thiết bị bảo vệ để hạn chế dòng ngắn mạch đi vào hệ thống điện quốc gia nếu như sự hư hỏng của thiết bị bảo vệ đó có thể dẫn đến việc thiết bị của đơn vị quản lý lưới điện phải chịu đựng dòng điện vượt quá dòng ngắn mạch định mức, trừ trường hợp có thỏa thuận khác với đơn vị quản lý lưới điện.

5. Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm thông báo cho đối tác các thông tin chi tiết về hệ thống tự động đóng lại hoặc các hệ thống kiểm soát trình tự thao tác (nếu có) trên lưới điện thuộc quyền quản lý để đối tác xem xét trong quá trình thiết kế hệ thống bảo vệ rơ le của mình.

6. Lưới điện của đối tác phải có khả năng vận hành không toàn pha trong thời gian loại trừ sự cố do tác động của hệ thống rơ le bảo vệ.

### **Điều 39. Mức cách điện của thiết bị tại điểm đấu nối**

Thiết bị của đối tác tại điểm đấu nối phải có khả năng chịu đựng và được thử nghiệm với các xung điện áp trong bảng sau:



Bảng 4.1. Mức cách điện của thiết bị tại điểm đấu nối

Cấp điện áp của thiết bị	Mức chịu đựng điện áp xoay chiều (1 phút)	Mức chịu đựng điện áp xung 1.2/125 $\mu$ S
6kV	15kV	60kV
10kV	25kV	75kV
22kV	50kV	125kV
35kV	70kV	170kV

#### Điều 40. Hệ số công suất

Đối tác mua điện để sản xuất, kinh doanh, dịch vụ có công suất sử dụng cực đại từ 80kW hoặc máy biến áp có dung lượng từ 100kVA trở lên có trách nhiệm đảm bảo hệ số công suất ( $\cos\phi$ ) trong chế độ nhận công suất phản kháng không nhỏ hơn 0,85 tại điểm đấu nối. Trong trường hợp hệ số công suất nhỏ hơn 0,85, đối tác có trách nhiệm lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng để nâng hệ số công suất hoặc thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện để mua thêm công suất phản kháng thông qua hợp đồng.

#### Điều 41. Thiết bị phục vụ giám sát và điều khiển từ xa

1. Phương thức giám sát và điều khiển thiết bị phải được ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối giữa đơn vị quản lý lưới điện và đối tác.

2. Đối tác có trách nhiệm cung cấp các điểm đo giá trị điện áp, dòng điện, tần số, công suất tác dụng, công suất phản kháng, các điểm đo trạng thái thiết bị cần thiết trong lưới điện của đối tác nhằm phục vụ giám sát từ xa tình trạng vận hành lưới điện. Khi có nhu cầu, đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng thiết bị thu thập và truyền đi các tín hiệu đo lường và trạng thái nêu trên, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

3. Trong trường hợp hai bên thỏa thuận rằng đơn vị quản lý lưới điện sẽ thực hiện điều khiển từ xa các thiết bị của đối tác, đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm lắp đặt các thiết bị phục vụ việc điều khiển xa, nhưng đối tác có trách nhiệm cung cấp các giao diện điều khiển cần thiết.

#### Điều 42. Thiết bị sa thải phụ tải tự động

Đối tác có trách nhiệm lắp đặt và chỉnh định các rơ le sa thải phụ tải theo tần số trong lưới điện thuộc quyền quản lý theo yêu cầu của đơn vị điều độ hệ thống điện.

### **Điều 43. Các yêu cầu bổ sung đối với tổ máy phát điện của đối tác**

1. Các tổ máy phát điện của đối tác phải có khả năng phát liên tục công suất danh định khi tần số hệ thống điện và điện áp tại điểm đấu nối dao động trong phạm vi cho phép tại Chương II Quy định này.

2. Tùy thuộc kiểu máy phát, độ lớn và vị trí đấu nối của tổ máy phát điện trong lưới điện phân phối, đơn vị quản lý lưới điện có thể yêu cầu đối tác trang bị thiết bị tự động điều chỉnh kích từ nhưng phải được xác nhận bằng văn bản.

Đối với các tổ máy phát điện không chịu sự điều độ tập trung từ Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia, đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm xác định cụ thể các yêu cầu về thông số vận hành tại thanh cái nhà máy điện và phải ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối.

3. Chính định của các thiết bị bảo vệ rơ le và tự động điều khiển liên quan đến điểm đấu nối phải được thỏa thuận bằng văn bản với đơn vị quản lý lưới điện nhằm đảm bảo an toàn vận hành hệ thống điện.

Đối tác không được tự ý thay đổi trị số chỉnh định của các thiết bị bảo vệ rơ le và tự động điều khiển nêu trên mà không thông báo và được sự chấp thuận của đơn vị quản lý lưới điện.

4. Các tổ máy phát điện và nhà máy điện của đối tác phải có khả năng chịu đựng dòng điện thứ tự nghịch và thứ tự không xuất hiện trong thời gian loại trừ ngắn mạch pha - pha và pha - đất gần máy phát bằng bảo vệ dự phòng mà không được phép tách lưới.

### **Điều 44. Vận hành tách đảo các tổ máy phát điện của đối tác**

1. Trong trường hợp sự cố khi một phần của hệ thống điện có các tổ máy phát của đối tác đấu nối vào bị tách ra khỏi lưới, tùy theo điều kiện cụ thể, đơn vị quản lý lưới điện có quyền quyết định việc các tổ máy phát điện của đối tác có được tiếp tục vận hành trong phần lưới điện bị tách hay không.

Trường hợp không có thiết bị để hòa đồng bộ phần lưới bị tách với hệ thống, đối tác có trách nhiệm tách các tổ máy phát của mình ra khỏi lưới theo hướng dẫn của đơn vị quản lý lưới điện và sự chỉ huy của đơn vị điều độ tương ứng để tạo điều kiện cho phần lưới bị tách ra có thể kết nối trở lại với hệ thống.

2. Nếu các tổ máy phát điện của đối tác có khả năng tiếp tục vận hành khi xảy ra sự cố làm tần số vượt ra ngoài giới hạn cho phép, đối tác có trách nhiệm phối hợp

chỉnh định các thiết bị bảo vệ rơ le của tổ máy với chỉnh định của hệ thống rơ le sa thải phụ tải theo tần số trong hệ thống điện.

#### **Điều 45. Khả năng khởi động đen**

Trong trường hợp nhà máy điện của đối tác có khả năng khởi động đen, đối tác có trách nhiệm thông báo cho đơn vị quản lý lưới điện.

#### **Điều 46. Máy phát điện dự phòng**

Máy phát điện dự phòng của đối tác không được phép hòa đồng bộ vào hệ thống điện trừ trường hợp có sự thỏa thuận và cho phép của đơn vị quản lý lưới điện bằng văn bản.

#### **Điều 47. Thiết bị bù công suất phản kháng**

Đối tác có trách nhiệm phối hợp với đơn vị quản lý lưới điện trong quá trình vận hành các thiết bị bù công suất phản kháng trong hệ thống điện của mình.

#### **Điều 48. Đo đếm**

1. Tại điểm đấu nối hoặc tại vị trí được thỏa thuận phải lắp đặt các thiết bị đo đếm các thông số sau:

- a) Công suất tác dụng (W);
- b) Công suất phản kháng (Var);
- c) Điện năng tác dụng (Wh);
- d) Điện năng phản kháng (Varh).

2. Việc đầu tư và lắp đặt thiết bị đo đếm được quy định cụ thể trong hợp đồng mua bán điện hoặc thỏa thuận đấu nối.

3. Công tơ đo đếm phải được kiểm định tại tổ chức kiểm định có thẩm quyền.

4. Hệ thống đo đếm phải có biện pháp chống can thiệp trái phép.

5. Máy biến dòng điện và máy biến điện áp dùng cho mạch đo đếm tại điểm đấu nối phải có cấp chính xác 0,5 trừ khi có thỏa thuận khác giữa đơn vị quản lý lưới điện và đối tác.

6. Công tơ phải là loại cho phép ghi hai (02) chiều, nhiều biểu giá, cấp chính xác tối thiểu 0,5. Trong trường hợp sử dụng công tơ đo cả hai đại lượng tác dụng và phản kháng, công tơ phải có khả năng ghi nhận riêng biệt giá trị và chiều của các đại lượng tác dụng và phản kháng.

Trường hợp sử dụng công tơ điện tử, việc mất nguồn tự dùng của công tơ không được phép làm mất các giá trị đã đo.

Đơn vị quản lý lưới điện và đối tác có trách nhiệm thỏa thuận về chủng loại, cấp chính xác, các đặc tính kỹ thuật chi tiết của công tơ.

## Chương V

### QUY TRÌNH VÀ THỦ TỤC THỎA THUẬN ĐẦU NỐI

#### Điều 49. Trình tự thỏa thuận đầu nối

1. Khi có nhu cầu đầu nối mới hoặc thay đổi điểm đầu nối hiện tại, đối tác cần chuẩn bị và gửi hồ sơ đề nghị đầu nối bao gồm các thông tin liên quan cần thiết cho đơn vị quản lý lưới điện theo mẫu tại Phụ lục, trong đó nêu rõ tài liệu kỹ thuật về các trang thiết bị dự định đầu nối hoặc các thay đổi dự kiến tại điểm đầu nối hiện tại và thời gian dự kiến hoàn thành dự án của đối tác.

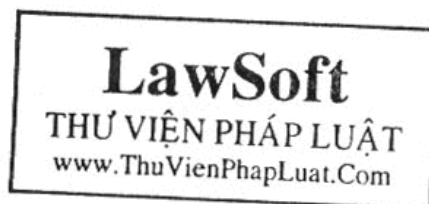
2. Sau khi nhận được hồ sơ đề nghị đầu nối của đối tác, đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm tiến hành các công việc sau đây:

- a) Xem xét các yêu cầu liên quan đến hoạt động của thiết bị dự kiến đầu nối;
- b) Đánh giá ảnh hưởng của việc đầu nối trang thiết bị, lưới điện, nhà máy điện của đối tác vào hệ thống điện, kể cả khả năng mang tải của các đường dây và trạm hiện có và các chi phí đầu tư phát sinh do việc đầu nối;
- c) Chuẩn bị dự thảo thỏa thuận đầu nối;
- d) Gửi dự thảo thỏa thuận đầu nối cho đối tác.

3. Trong quá trình xem xét hồ sơ đề nghị đầu nối, đơn vị quản lý lưới điện có quyền yêu cầu đối tác:

- a) Cung cấp thêm các thông tin cần thiết để đánh giá rõ hơn về mặt kỹ thuật và chi phí liên quan đến đề nghị đầu nối;
- b) Thực hiện một số nghiên cứu kỹ thuật bổ sung (nếu cần thiết) về mức độ ảnh hưởng của việc đầu nối tới các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật của hệ thống điện.

4. Trường hợp các kết quả xem xét chỉ ra rằng việc đầu nối trang thiết bị, lưới điện, nhà máy điện của đối tác vào hệ thống điện ảnh hưởng xấu đến hoạt động của hệ thống điện quốc gia, đơn vị quản lý lưới điện có quyền yêu cầu đối tác đề xuất



và thực hiện các biện pháp cần thiết để ngăn chặn các ảnh hưởng này và thông báo chính thức bằng văn bản cho đối tác. Nếu đối tác cam kết sẵn sàng thực hiện các biện pháp khắc phục cần thiết, hồ sơ đề nghị đấu nối kèm theo các biện pháp khắc phục của đối tác sẽ tiếp tục được xem xét. Trong trường hợp ngược lại, đơn vị quản lý lưới điện có quyền từ chối đề nghị đấu nối của đối tác.

5. Thỏa thuận đấu nối chỉ được ký chính thức giữa đơn vị quản lý lưới điện và đối tác sau khi hai bên đã thống nhất tất cả các vấn đề liên quan bằng văn bản.

### **Điều 50. Quy định về thời gian thực hiện**

Thời gian thực hiện tối đa cho các bước trong toàn bộ quá trình thỏa thuận đấu nối được quy định như sau:

*Bảng 5.1 Thời gian thực hiện trong quá trình thỏa thuận đấu nối*

Các bước	Người thực hiện	Thời hạn thực hiện tối đa
Gửi hồ sơ đề nghị đấu nối chính thức cho đơn vị quản lý lưới điện	Đối tác	
Xem xét hồ sơ đề nghị đấu nối và chuẩn bị dự thảo thỏa thuận đấu nối	Đơn vị quản lý lưới điện	+ 2 tháng
Nghiên cứu dự thảo thỏa thuận đấu nối	Đối tác	+ 2 tuần
Ký thỏa thuận đấu nối	Đối tác/Đơn vị quản lý lưới điện	+ 1 tuần

### **Điều 51. Thực hiện đấu nối**

Việc đấu nối lưới điện của đối tác vào hệ thống điện chỉ được tiến hành khi đối tác và đơn vị quản lý lưới điện đã ký thỏa thuận đấu nối và thực hiện đầy đủ các quy định về kiểm tra, thử nghiệm, nghiệm thu tại Chương VI Quy định này.

## **Chương VI**

### **KIỂM TRA, THỬ NGHIỆM, NGHIỆM THU**

#### **Điều 52. Quyền tiếp cận**

Đơn vị quản lý lưới điện và đối tác có quyền tiếp cận tất cả các thiết bị tại địa

điểm đầu nối trong quá trình xây dựng, lắp đặt, thay thế, tháo dỡ, vận hành, thử nghiệm, kiểm tra và bảo dưỡng các thiết bị này.

### **Điều 53. Chuẩn bị đóng điện điểm đầu nối**

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đầu nối, đối tác phải cung cấp cho đơn vị quản lý lưới điện hai bộ (02) các tài liệu sau (bằng tiếng Việt hoặc tiếng Anh và bản sao tài liệu nguyên bản có xác nhận của đối tác):

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

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

c) Các văn bản chứng minh việc xây dựng và lắp đặt nhà máy, đường dây và trạm là phù hợp với pháp luật và tiêu chuẩn Việt Nam, hoặc tiêu chuẩn quốc tế được Việt Nam công nhận.

d) Văn bản chứng minh các trang thiết bị, nhà máy, đường dây và trạm đáp ứng các yêu cầu của Quy định này.

đ) Các tài liệu, chứng chỉ hoặc kết quả phân tích tính toán chứng minh các thiết bị điện và lưới điện của đối tác không tác động xấu đến hệ thống điện quốc gia.

2. Thời gian cung cấp các tài liệu được quy định như sau nếu không có thỏa thuận khác giữa đơn vị quản lý lưới điện và đối tác:

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

b) Chậm nhất 01 tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử lần đầu.

3. Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm chuyển một (01) bộ tài liệu nói trên tới cấp điều độ hệ thống điện có quyền điều khiển lưới điện/nhà máy điện của đối tác.

4. Chậm nhất 15 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ tài liệu theo quy định tại khoản 1 Điều này, cấp điều độ hệ thống điện có quyền điều khiển phải có trách nhiệm chuyển cho đơn vị trực tiếp tiếp nhận quản lý vận hành điểm đầu nối (của đối tác hoặc của đơn vị quản lý lưới điện) các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị;

b) Phiếu chỉnh định hệ thống bảo vệ role và điều khiển tự động;

- c) Phương thức khởi động;
- d) Các yêu cầu về thiết lập hệ thống thông tin liên lạc với các cấp điều độ;
- đ) Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia hiện hành;
- e) Quy trình thao tác và quy trình xử lý sự cố hệ thống điện quốc gia;
- g) Danh sách các cán bộ liên quan và nhân viên vận hành kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

5. Chậm nhất 10 ngày làm việc trước ngày đóng điện điểm đấu nối, đối tác phải thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện các vấn đề sau:

- a) Lịch chạy thử và vận hành các trang thiết bị điện;
- b) Ranh giới phân định tài sản và trách nhiệm mỗi bên về quản lý trang thiết bị tại điểm đấu nối;
- c) Chi tiết về các quy định an toàn theo ranh giới quản lý thiết bị;
- d) Danh sách các nhân viên vận hành của mỗi bên bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

#### **Điều 54. Kiểm tra điểm đấu nối.**

1. Đối tác có trách nhiệm chủ động thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện ngay thực hiện kiểm tra điểm đấu nối sau khi đã hoàn tất mọi công việc chuẩn bị liên quan đến điểm đấu nối và phối hợp với đơn vị quản lý lưới điện trong việc kiểm tra điểm đấu nối.

2. Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm thỏa thuận với đối tác về lịch trình kiểm tra điểm đấu nối và tiến hành kiểm tra các tiêu chuẩn kỹ thuật, kiểm tra các biên bản thử nghiệm cần thiết liên quan đến điểm đấu nối vào ngày kiểm tra điểm đấu nối.

3. Trường hợp đơn vị quản lý lưới điện thông báo rằng điểm đấu nối hoặc trang thiết bị bất kỳ của đối tác liên quan đến điểm đấu nối chưa đủ điều kiện đóng điện thì đối tác phải hoàn tất các hiệu chỉnh, bổ sung hoặc thay thế trang thiết bị theo yêu cầu và thỏa thuận lại với đơn vị quản lý lưới điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

4. Trong quá trình kiểm tra, đối tác có trách nhiệm chứng minh các thiết bị trong lưới điện của mình hoặc có liên quan đến điểm đấu nối phải phù hợp các tiêu chuẩn kỹ thuật và thỏa mãn các quy trình, quy phạm hiện hành.

5. Đơn vị quản lý lưới điện phải ký văn bản nghiệm thu trong trường hợp điểm đấu nối đã đáp ứng các yêu cầu về an toàn và đã sẵn sàng về mọi mặt để đóng điện.

## **Điều 55. Đóng điện điểm đấu nối**

1. Khi đã có văn bản nghiệm thu và đối tác đã thực hiện đầy đủ các thủ tục pháp lý theo luật định, đối tác có trách nhiệm gửi văn bản đăng ký đóng điện điểm đấu nối tới đơn vị quản lý lưới điện để thỏa thuận thời điểm đóng điện điểm đấu nối.

2. Khi đã có văn bản nghiệm thu và văn bản đăng ký đóng điện từ phía đối tác, đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm thỏa thuận với đơn vị điều độ hệ thống điện liên quan và thông báo cho đối tác thời gian cụ thể đóng điện cho điểm đấu nối.

3. Điểm đấu nối phải được đóng điện vào ngày đã được thỏa thuận với đối tác và đơn vị điều độ hệ thống điện.

## **Điều 56. Quá trình nghiệm thu chạy thử**

1. Trong thời gian nghiệm thu chạy thử, đối tác và đơn vị điều độ hệ thống điện phải cử nhân viên vận hành, cán bộ có thẩm quyền trực 24/24 giờ và thông báo danh sách cán bộ trực kèm theo số điện thoại, số fax để liên hệ với các cấp điều độ khi cần thiết.

2. Thời gian đóng điện nghiệm thu chạy thử thực hiện theo các quy định của pháp luật và quy định của nhà chế tạo.

3. Trong thời gian nghiệm thu chạy thử, đối tác có trách nhiệm hợp tác chặt chẽ với đơn vị quản lý lưới điện và đơn vị điều độ hệ thống điện trong việc giảm đến mức thấp nhất ảnh hưởng của các thiết bị mới đưa vào nghiệm thu đến sự an toàn và chất lượng điện của hệ thống điện và sự hoạt động bình thường của các thiết bị điện khác.

4. Kết thúc quá trình nghiệm thu, chạy thử, đối tác phải xác nhận theo thực tế các đặc tính kỹ thuật của các thiết bị, đường dây, trạm và máy phát. Trường hợp các thiết bị của phía đối tác vi phạm các tiêu chuẩn kỹ thuật, quy trình, quy phạm vận hành và các đặc tính kỹ thuật của nhà máy đã đăng ký trong hợp đồng mua bán điện và thỏa thuận đấu nối, đơn vị quản lý lưới điện có quyền tạm dừng đấu nối nhà máy hay lưới điện của đối tác và yêu cầu đối tác tiến hành các biện pháp khắc phục.

5. Lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện của đối tác sẽ được phép đóng điện đấu nối khi đã có văn bản nghiệm thu và xác nhận trở lại các thiết bị điện và tổ máy phát trong lưới điện đối tác đã đảm bảo hoàn toàn các tiêu chuẩn kỹ thuật, quy trình quy phạm hiện hành và phù hợp với các điều khoản quy định trong hợp đồng mua bán điện và thỏa thuận đấu nối.



## **Điều 57. Kiểm tra, giám sát trong quá trình vận hành**

1. Trong quá trình vận hành, đơn vị quản lý lưới điện có quyền yêu cầu thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung các thiết bị trong lưới điện của đối tác đấu nối vào hệ thống điện quốc gia nhằm mục đích:

a) Kiểm tra sự phù hợp của các thiết bị trong lưới điện/nhà máy điện và điểm đấu nối của đối tác với các tiêu chuẩn kỹ thuật, quy trình quy phạm đối với lưới điện và nhà máy điện tại Việt Nam;

b) Xác nhận các điều kiện làm việc của các thiết bị điện trong lưới điện/nhà máy điện của đối tác phù hợp với các điều khoản trong hợp đồng mua bán điện và thỏa thuận đấu nối giữa đối tác và đơn vị quản lý lưới điện;

c) Đánh giá ảnh hưởng của lưới điện/nhà máy điện của đối tác đến sự vận hành an toàn của hệ thống điện quốc gia;

d) Xác định các thông số kỹ thuật của các tổ máy phát và lưới điện của đối tác phục vụ lập mô hình tính toán phân tích hệ thống điện.

2. Chi phí thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung, nếu không được ghi rõ trong thỏa thuận đấu nối hoặc hợp đồng mua bán điện, được quy định như sau:

a) Trường hợp qua kiểm tra cho thấy các thiết bị của đối tác không phù hợp với các tiêu chuẩn kỹ thuật, vi phạm các quy trình quy phạm hiện hành, hoặc thông số do đối tác cung cấp khác quá xa so với thực tế, đối tác phải chịu toàn bộ các chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung;

b) Trường hợp qua kiểm tra không phát hiện sự vi phạm nào, đơn vị quản lý lưới điện phải chịu các chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung.

3. Trước khi kiểm tra và thử nghiệm bổ sung lưới điện và thiết bị điện của đối tác, đơn vị quản lý lưới điện phải thông báo trước ít nhất 15 ngày cho phía đối tác thời điểm và thời gian kiểm tra, danh sách các cán bộ sẽ tham gia kiểm tra. Phía đối tác có trách nhiệm đảm bảo và tạo mọi điều kiện thuận lợi để đơn vị quản lý lưới điện có thể thực hiện công tác kiểm tra của mình.

4. Khi thực hiện kiểm tra, đối tác phải cho phép đơn vị quản lý lưới điện lắp đặt các thiết bị giám sát và kiểm tra trong lưới điện và thiết bị của đối tác trong suốt quá trình kiểm tra nhưng không được làm ảnh hưởng đến hiệu suất làm việc và sự an toàn của lưới điện và thiết bị.

5. Trong quá trình vận hành, nếu đơn vị điều độ hệ thống điện xét thấy tại điểm đấu nối nảy sinh các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo an toàn cho hệ thống điện quốc gia thì đơn vị điều độ hệ thống điện có quyền tách điểm đấu nối và giao trả

lại cho phía đối tác. Trong trường hợp này đối tác phải thực hiện lại nội dung quy định tại Điều 54 Quy định này trước khi đề nghị đóng điện lại cho điểm đấu nối.

6. Đối với các tổ máy phát điện, cấp điều độ có quyền điều khiển có thể yêu cầu thử nghiệm các tổ máy phát và cả nhà máy vào bất cứ thời gian nào để kiểm chứng một hoặc tổ hợp các đặc tính vận hành mà nhà máy điện đã đăng ký, nhưng không được thử nghiệm một tổ máy quá 3 lần trong một năm trừ các trường hợp sau:

a) Kết quả thử nghiệm và kiểm tra chỉ ra rằng một hoặc nhiều đặc tính vận hành không giống như đối tác đã công bố;

b) Khi đơn vị điều độ hệ thống điện và nhà máy điện không thống nhất ý kiến về đặc tính vận hành của máy phát;

c) Thử nghiệm, kiểm tra theo yêu cầu của đối tác;

d) Thí nghiệm về chuyển đổi nhiên liệu.

7. Đối tác có quyền tiến hành kiểm tra và thử nghiệm các máy phát điện của mình với mục đích xác định lại các đặc tính vận hành của máy phát sau mỗi lần sửa chữa, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại. Thời gian tiến hành các thử nghiệm phải được thỏa thuận với cấp điều độ có quyền điều khiển và thông báo với cấp điều độ có quyền kiểm tra.

### **Điều 58. Trao đổi thông tin trong quá trình vận hành**

1. Đơn vị điều độ hệ thống điện và đơn vị quản lý lưới điện phải thông báo một cách nhanh nhất cho mọi đối tác đấu nối vào hệ thống điện về những thao tác hoặc sự cố trên các phần tử trong hệ thống điện có thể ảnh hưởng đến hoạt động bình thường của đối tác.

2. Đối tác phải thông báo ngay cho đơn vị quản lý lưới điện và đơn vị điều độ hệ thống điện liên quan về bất kỳ một thao tác hay sự cố nào có ảnh hưởng đến độ an toàn ổn định trong vận hành lưới điện khu vực. Khi được yêu cầu, đối tác có trách nhiệm cung cấp đầy đủ thông tin cho đơn vị quản lý lưới điện và đơn vị điều độ hệ thống điện để phân tích nguyên nhân sự cố.

### **Điều 59. Lưu trữ và cung cấp số liệu**

1. Đối tác có trách nhiệm lưu trữ các số liệu về chế độ làm việc, công tác vận hành, duy tu, bảo dưỡng và các sự cố trên các phần tử trong lưới điện của mình và điểm đấu nối trong thời gian 5 năm. Trong trường hợp đơn vị quản lý lưới điện có yêu cầu, đối tác phải cung cấp các thông tin cần thiết liên quan đến sự cố xảy ra trên lưới điện và thiết bị điện của mình.

2. Trường hợp đối tác dự định thay thế, nâng cấp các thiết bị đầu nối, lắp đặt các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến hiệu suất và chế độ làm việc của lưới điện, đối tác phải thông báo và thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện về các thay đổi này và nội dung thay đổi phải được cập nhật trong thỏa thuận đầu nối.

3. Trường hợp đề xuất của đối tác không được đơn vị quản lý lưới điện thỏa thuận, đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm thông báo cho đối tác các yêu cầu kỹ thuật cần thiết đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

## Chương VII

### TÁCH ĐẦU NỐI VÀ KHÔI PHỤC ĐẦU NỐI

#### Điều 60. Các trường hợp tách đầu nối

Tách đầu nối bao gồm các trường hợp sau đây:

1. Tách đầu nối tự nguyện;
2. Tách đầu nối bắt buộc.

#### Điều 61. Tách đầu nối tự nguyện

1. Các trường hợp tách đầu nối vĩnh viễn thiết bị của đối tác ra khỏi hệ thống điện quốc gia và trách nhiệm của các bên liên quan phải được quy định rõ trong hợp đồng mua bán điện và/hoặc thỏa thuận đầu nối.

2. Phù hợp với các điều khoản nêu trong hợp đồng mua bán điện và/hoặc thỏa thuận đầu nối, đối tác có quyền yêu cầu tách đầu nối vĩnh viễn các thiết bị của mình ra khỏi hệ thống điện quốc gia với điều kiện đối tác chịu toàn bộ chi phí cho việc tách đầu nối đồng thời thông báo trước cho đơn vị quản lý lưới điện và các đơn vị điều độ liên quan.

3. Đối tác là đơn vị phát điện phải thông báo cho đơn vị quản lý lưới điện và các cấp điều độ liên quan ít nhất 6 tháng trước ngày dự kiến tách đầu nối vĩnh viễn.

4. Đối tác là khách hàng sử dụng điện có thể yêu cầu tách tạm thời thiết bị của mình ra khỏi lưới trong trường hợp có thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện và các cấp điều độ liên quan về áp dụng điều khiển phụ tải.

#### Điều 62. Tách đầu nối bắt buộc

Đơn vị quản lý lưới điện hoặc đơn vị điều độ có thẩm quyền có quyền yêu cầu tách các thiết bị của đối tác ra khỏi hệ thống điện quốc gia trong các trường hợp sau:

1. Khi có yêu cầu tách đầu nối của các cơ quan chức năng có thẩm quyền;
2. Trong trường hợp khẩn cấp nhằm đảm bảo sự hoạt động an toàn, tin cậy của hệ thống điện quốc gia và/hoặc sự an toàn của người và thiết bị;
3. Theo các điều khoản của Luật Điện lực hoặc các văn bản quy phạm pháp luật khác;
4. Theo các điều khoản được quy định trong hợp đồng mua bán điện và thỏa thuận đầu nối;
5. Khi đối tác vi phạm nghiêm trọng các điều khoản của hợp đồng mua bán điện và/hoặc thỏa thuận đầu nối.
6. Khi có sự cố gây tách lưới tổ máy phát điện của đối tác hoặc rơ le sa thải phụ tải theo tần số tác động.

### **Điều 63. Khôi phục đầu nối**

Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm xem xét quyết định việc khôi phục đầu nối thiết bị của đối tác với hệ thống điện quốc gia khi xét thấy các nguyên nhân dẫn đến tách đầu nối đã được loại trừ và hậu quả (nếu có) đã được khắc phục.

## **Chương VIII**

### **TỔ CHỨC THỰC HIỆN**

### **Điều 64. Trách nhiệm hướng dẫn, kiểm tra việc thực hiện Quy định**

Các cơ quan thực hiện chức năng quản lý nhà nước về hoạt động điện lực và sử dụng điện thuộc Bộ Công nghiệp và các địa phương có trách nhiệm phổ biến, hướng dẫn, kiểm tra việc thực hiện Quy định này.

### **Điều 65. Trách nhiệm thi hành**

Tập đoàn Điện lực Việt Nam, các đơn vị quản lý lưới điện truyền tải và phân phối, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia, các Trung tâm Điều độ miền, các đơn vị điều độ phân phối, các đối tác là tổ chức, cá nhân có nhu cầu đầu nối trang thiết bị, lưới điện và nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia hoặc có nhu cầu thay đổi điểm đầu nối hiện tại có trách nhiệm thực hiện Quy định này./.

**BỘ TRƯỞNG**

**Hoàng Trung Hải**

Phụ lục I

## HỒ SƠ ĐỀ NGHỊ ĐÁU NÓI

(Mẫu)

MẪU 1-1

## HỒ SƠ ĐỀ NGHỊ ĐÁU NÓI ÁP DỤNG CHO TRƯỜNG HỢP ĐÁU NÓI VÀO LƯỚI ĐIỆN CẤP ĐIỆN ÁP 110 KV TRỞ LÊN

### Phần 1

### CÁC THÔNG TIN CHUNG

Tên Đối tác:

Địa chỉ:

Người đại diện:

Điện thoại:

Fax:

Email:

#### 1. Mô tả dự án:

- a) Tên dự án
- b) Lĩnh vực hoạt động/Sản phẩm
- c) Sản lượng dự kiến/Năng lực sản xuất
- d) Ngày dự kiến bắt đầu xây dựng
- e) Ngày dự kiến đưa vào vận hành
- f) Điểm đấu nối hiện tại (nếu có)
- g) Điểm đấu nối đề nghị
- h) Cấp điện áp và số mạch đường dây đấu nối dự kiến
- i) Ngày dự kiến nối lưới

v.v...

## 2. Bản đồ và các sơ đồ:

a) Bản đồ địa lý tỷ lệ 1: 50000 có đánh dấu vị trí của Đối tác, phân lưới điện của đơn vị quản lý lưới điện, vị trí điểm đấu 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 đấu nối...

## 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).

## Phần 2

### THÔNG TIN VỀ NHU CẦU CÔNG SUẤT VÀ ĐIỆN NĂNG CỦA ĐỐI TÁC

#### 1. Công suất và điện năng đăng ký

Công suất tác dụng: MW

Công suất phản kháng: MVA<sub>r</sub>

Điện năng tiêu thụ/ngày/tháng/năm: kWh

#### 2. Các yêu cầu đặc biệt về chất lượng điện cung cấp (nếu có)

#### 3. Thống kê và dự báo phụ tải

##### a) Số liệu phụ tải điện đo được trong quá khứ

*(chỉ áp dụng với các đối tác đã đấu nối vào hệ thống điện Quốc gia nhưng có nhu cầu thay đổi điểm đấu nối hiện tại)*

- Biểu đồ phụ tải của tất cả các ngày trong năm, trong đó phân biệt:

+ Biểu đồ công suất tác dụng và phản kháng nhận từ hệ thống điện Quốc gia;

+ Lượng công suất tự đáp ứng (nếu có).

- Điện năng tiêu thụ các tháng trong năm.

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

- Dự báo biểu đồ phụ tải điển hình ngày cực đại, cực tiểu trong năm của 5 năm tiếp theo (với các đối tác đã đấu nối và muốn thay đổi điểm đấu nối hiện tại) hoặc của 5 năm sau thời gian vận hành chính thức (với các đối tác đấu nối mới), trong đó nêu rõ công suất tác dụng và phản kháng dự kiến nhận từ lưới của đơn vị quản lý lưới điện và lượng công suất tự đáp ứng (nếu có).

- Dự báo nhu cầu điện năng năm của 5 năm nêu trên, nêu rõ lượng điện năng nhận từ lưới của đơn vị quản lý lưới điện và lượng điện năng tự đáp ứng (nếu có).

- Dự báo công suất tác dụng tiêu thụ tối đa, tối thiểu và hệ số công suất của phụ tải tại từng điểm đấu nối.

## 4. Đặc tính phụ tải

Yêu cầu Đối tác cung cấp các thông tin sau đây:

- Chi tiết về các thành phần phụ tải của Đối tác, 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 Đối tác 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	

09692708

### Phần 3

## THÔNG SỐ NHÀ MÁY ĐIỆN VÀ CÁC TỔ MÁY PHÁT ĐIỆN CỦA ĐỐI TÁC

(Nếu có)

### 1. Mô tả nhà máy

- a) Tên nhà máy
- b) Địa điểm đặt
- c) Loại nhà máy (thủy điện, nhiệt điện than, khí...)
- d) Số tổ máy, công suất định mức
- e) Sản lượng điện dự kiến
- f) Công suất dự kiến phát vào lưới
- g) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành.

### 2. Các thông số kỹ thuật của tổ máy phát điện

Yêu cầu cung cấp tối thiểu các thông tin sau cho từng tổ máy phát điện:

- a) Công suất định mức
- b) Công suất biểu kiến
- c) Công suất tối thiểu
- d) Khả năng phát quá tải
- e) Đường đặc tính MW-MVAr
- f) Dự kiến chế độ vận hành
- g) Nhu cầu công suất tác dụng và phản kháng tự dùng
- h) Điện kháng và hằng số thời gian dọc trục quá độ, siêu quá độ và đồng bộ
- i) Điện kháng và hằng số thời gian ngang trục quá độ, siêu quá độ và đồng bộ
- j) Tỷ số ngắn mạch
- k) Hằng số quán tính tua bin - máy phát



l) Công suất biểu kiến của máy biến áp đầu cực

m) Nấc điều chỉnh điện áp của máy biến áp đầu cực

n) Trở kháng tự thuận của máy biến áp đầu cực ở nấc biến áp cực đại, cực tiểu và trung bình.

*Ghi chú:* Tùy theo công suất đặt, vị trí và cấp điện áp dự kiến đầu nối của nhà máy, đơn vị quản lý lưới điện và các Trung tâm điều độ hệ thống điện có thể yêu cầu Đối tác cung cấp thêm các thông tin bổ sung phục vụ việc mô phỏng, tính toán ảnh hưởng của việc đấu nối nhà máy điện của đối tác vào hệ thống điện Quốc gia.

### 3. 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 theo thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện) cùng các thông số và hàm truyền kèm theo.

### 4. Hệ thống điều tốc

Dự kiến kiểu điều tốc, sơ đồ khối Laplace theo tiêu chuẩn IEEE (hoặc tiêu chuẩn tương đương theo thỏa thuận với đơn vị quản lý lưới điện) cùng các thông số và hàm truyền kèm theo.

### 5. Hệ thống bảo vệ rơ le

Cung cấp thông tin về hệ thống bảo vệ rơ le của máy phát.

### 6. Hệ thống điều khiển và ghép nối SCADA

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 của các Trung tâm Điều độ.

### 7. Khả năng khởi động đen (nếu có)

Cung cấp thông tin về hệ thống khởi động đen.

### 8. Tài liệu điều tiết hồ chứa nhà máy thủy điện

Đối với nhà máy thủy điện, yêu cầu Đối tác cung cấp các tài liệu về tình hình thủy văn và điều tiết hồ chứa.

*Ghi chú:* Tùy từng trường hợp, một số thông tin nêu trên Đối tác có thể cung cấp sau nếu được đơn vị quản lý lưới điện đồng ý.

## Phần 4

# THÔNG TIN VỀ HỆ THỐNG ĐIỆN CỦA ĐỐI TÁC

### 1. Sơ đồ điện:

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

Sơ đồ này chỉ giới hạn ở trạm điện nơi sẽ đấu vào điểm đấu nối và các phần điện khác của Đối tác có khả năng ảnh hưởng tới hệ thống điện Quốc gia, nêu rõ những phần dự kiến sẽ mở rộng hoặc thay đổi (nếu có) trong tương lai.

### 2. Các thiết bị điện

- a) Các thiết bị đóng cắt (máy cắt, dao cách ly) của tất cả các mạch nối tới điểm đấu nối
  - Điện áp định mức
  - Dòng điện định mức
  - Dòng điện ngắn mạch ba pha định mức
  - Dòng điện ngắn mạch một pha định mức
  - Mức cách điện cơ bản BIL.

## b) Máy biến áp

- Cấp điện áp/Tổ đấu dây
- Công suất định mức các cuộn dây
- Cuộn dây đặt điều áp dưới tải, loại điều chỉnh điện áp (dưới tải/không tải), dải điều chỉnh điện áp, số nấc và bước điều chỉnh giữa các nấc
- Nổi đất (điện trở và điện kháng nổi đất trung tính)
- Điện trở, điện kháng thứ tự thuận của máy biến áp tại các nấc điều chỉnh điện áp cực đại, cực tiểu, trung bình
- Điện trở, điện kháng thứ tự không của máy biến áp tại các mức điều chỉnh điện áp cực đại, cực tiểu, trung bình
- Mức cách điện cơ bản BIL.

## c) Thiết bị bù công suất phản kháng (tụ/kháng)

- Loại thiết bị bù (cố định, điều chỉnh được, v.v...), dung lượng bù, dải vận hành
- Nếu thiết bị bù là tụ/kháng có điều chỉnh yêu cầu cung cấp các thông tin liên quan đến hệ thống điều khiển và các chỉnh định.

## d) Biến dòng điện/ biến điện áp

- Tỷ số biến đổi
- Số cuộn dây, cấp chính xác.

## e) Hệ thống bảo vệ role

- Các loại bảo vệ cho từng thiết bị
- Thời gian loại trừ sự cố của các bảo vệ chính và dự phòng
- Thiết bị tự động đóng lại (nếu có).

## f) Hệ thống điều khiển và ghép nối SCADA

- Thông tin về hệ thống tự động điều khiển trạm (nếu có)
- Dự kiến phương thức ghép nối và truyền số liệu SCADA với các Trung tâm Điều độ.

g) Thiết bị đo đếm

- Các thiết bị đo đếm dự kiến lắp đặt tại điểm đấu nối.

h) Các đường dây không, cáp ngầm nối tới điểm đấu nối

- Điện trở, điện kháng, điện dẫn thứ tự thuận và thứ tự không
- Trị số mang tải định mức và khả năng chịu quá tải.

**3. Các thông số liên quan đến ngăn mạch**

- Dòng ngăn mạch ba pha tối đa đi từ hệ thống điện của Đối tác vào hệ thống điện Quốc gia tại điểm đấu nối

- Trị số trở kháng thứ tự không nhỏ nhất của hệ thống điện Đối tác nhìn từ điểm đấu nối.

**4. Yêu cầu về mức độ dự phòng**

Nếu đối tác 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).



09692708

LawSoft \* Tel: +84-8-3845 6684 \* www.ThuVienPhapLuat.com

**MẪU 1-2****HỒ SƠ ĐỀ NGHỊ ĐẤU NÓI****ÁP DỤNG CHO TRƯỜNG HỢP ĐẤU NÓI VÀO LƯỚI ĐIỆN CẤP ĐIỆN  
ÁP DƯỚI 110 KV**

*(trừ trường hợp mua bán điện phục vụ mục đích sinh hoạt)*

Tên Đối tác:

Địa chỉ:

Người đại diện:

Điện thoại:

Fax:

Email:

**1. Đặc tính phụ tải đăng ký****a) Thông tin chung**

- Nhu cầu công suất tác dụng tối đa
- Nhu cầu công suất phản kháng tối đa và tối thiểu
- Loại phụ tải
- Hệ số công suất dự kiến
- Thông số về hệ thống điện của Đối tác để tính toán mức độ làm tăng dòng ngắn mạch trong hệ thống điện Quốc gia sau khi đấu nối

**b) Chi tiết về các loại phụ tải biến động (nếu có)**

Trường hợp trong hệ thống điện của Đối tác có các phụ tải có đặc tính biến động, yêu cầu Đối tác cung cấp các thông tin về đặc tính thay đổi của phụ tải như tốc độ thay đổi, chu kỳ lặp lại, bước nhảy lớn nhất v.v... của công suất tác dụng và phản kháng.

**2. Thông số tổ máy phát và nhà máy điện (nếu có)**

Đối tác có trách nhiệm cung cấp các thông tin sau đây về các tổ máy phát điện và nhà máy điện của mình, *trừ trường hợp có thỏa thuận khác với đơn vị quản lý lưới điện:*

**a) Thông số tổ máy phát và nhà máy điện**

- Loại máy phát
- Kiểu tua bin
- Công suất định mức (kVA và kW)
- Điện áp định mức (kV)
- Công suất tác dụng tối đa và tối thiểu dự kiến phát lên lưới (kW)
- Nhu cầu nhận công suất phản kháng từ lưới nếu có (kVAr)
- Chế độ vận hành dự kiến
- Công suất ngắn mạch nhìn từ điểm đấu nối
- Phương thức điều khiển điện áp
- Chi tiết về máy biến áp đầu cực
- Nhu cầu điện tự dùng của từng tổ máy và cả nhà máy trong chế độ phát công suất định mức và công suất tối thiểu

b) Các giao diện với hệ thống điện Quốc gia

- Thiết bị hòa đồng bộ
- Phương thức nối đất phần nối lưới trực tiếp của nhà máy
- Thiết bị liên quan đến đấu nối và tách đấu nối nhà máy/tổ máy từ hệ thống điện
- Các biện pháp an toàn khi có một điểm trung tính nối đất nào đó của nhà máy bị tách ra

*Trừ trường hợp có thỏa thuận khác với đơn vị quản lý lưới điện, Đối tác có các tổ máy công suất từ 5 MW trở lên, dự kiến đấu nối vào cấp điện áp từ 6 kV trở lên phải cung cấp thêm các thông tin bổ sung sau:*

- Hệ thống kích từ và bộ tự động điều chỉnh điện áp (AVR) cùng các sơ đồ khối, hàm truyền, các thông số chỉnh định, các hằng số thời gian
- Bộ điều tốc cùng các sơ đồ khối, hàm truyền
- Hằng số quán tính [MWgiây/MVA]
- Điện trở stato
- Trở kháng dọc trục quá độ, siêu quá độ và đồng bộ
- Hằng số thời gian dọc trục quá độ và siêu quá độ

- Trở kháng thứ tự không
- Trở kháng thứ tự nghịch
- Thông số máy biến áp đầu cực (điện trở, trở kháng, công suất định mức, nấc điều áp, tổ đấu dây, đồ thị véc tơ, phương thức nối đất)

### **3. Sơ đồ nối điện chính tại điểm đấu nối**

Yêu cầu Đối tác cung cấp sơ đồ nối điện chính của các thiết bị của Đối tác tại điểm đấu nối.

**4. Các thiết bị bù công suất phản kháng trong hệ thống điện của Đối tác (nếu có)**

**5. Các yêu cầu đặc biệt về chất lượng điện năng (nếu có)**