

BỘ CÔNG THƯƠNG

QUY ĐỊNH

**THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH
THÍ ĐIỂM**

Hà Nội, 12/2008

QUYẾT ĐỊNH

Ban hành Quy định thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm

BỘ TRƯỞNG BỘ CÔNG THƯƠNG

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

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

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

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

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Ban hành kèm theo Quyết định này Quy định thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm.

Điều 2. Tổ chức thực hiện

1. Giao Tập đoàn Điện lực Việt Nam:

a) Triển khai thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm theo Quy định này nhằm tiếp tục rút kinh nghiệm, tổng kết để phát triển thị trường phát điện cạnh tranh hoàn chỉnh;

b) Trong quá trình vận hành thị trường, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm đảm bảo an ninh cung cấp điện ở mức độ cao nhất, đồng thời phải đảm bảo tính minh bạch và cạnh tranh bình đẳng giữa tất cả các đơn vị tham gia thị trường;

c) Nâng cấp, bổ sung cơ sở hạ tầng cần thiết cho hoạt động của thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm;

d) Tổ chức đào tạo nâng cao năng lực đội ngũ cán bộ của các đơn vị tham gia thị trường;

đ) Định kỳ báo cáo Cục Điều tiết điện lực kết quả hoạt động của thị trường và đề xuất những sửa đổi, bổ sung cần thiết trong Quy định thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm;

e) Báo cáo Bộ Công thương và Cục Điều tiết điện lực về thời điểm việc vận hành thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm.

2. Giao Cục Điều tiết điện lực giám sát chặt chẽ hoạt động của thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm và kịp thời báo cáo Bộ Công Thương về những kiến nghị sửa đổi, bổ sung khi cần thiết.

Điều 3. Quyết định này có hiệu lực kể từ ngày ký và thay thế Quyết định số 3956/QĐ-BCN ngày 29 tháng 12 năm 2006 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp về việc ban hành Quy định thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm.

Điều 4. Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực, Chánh Văn phòng Bộ, Chánh Thanh tra Bộ, các Vụ trưởng, Cục trưởng thuộc Bộ, Hội đồng quản trị Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các tổ chức, cá nhân có liên quan chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

Nơi nhận:

- TTgCP (để b/c);
- PTTg Hoàng Trung Hải (để b/c);
- Như Điều 4;
- Lưu: VT, ĐTĐL.

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG



Đỗ Hữu Hào

Mục lục

Chương I	1
QUY ĐỊNH CHUNG.....	1
<i>Điều 1. Phạm vi điều chỉnh</i>	<i>1</i>
<i>Điều 2. Đối tượng áp dụng.....</i>	<i>1</i>
<i>Điều 3. Giải thích từ ngữ.....</i>	<i>1</i>
<i>Điều 4. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực</i>	<i>5</i>
Chương II.....	6
QUYỀN, NGHĨA VỤ CỦA EVN VÀ CÁC THÀNH VIÊN THỊ TRƯỜNG.....	6
<i>Điều 5. Quyền và nghĩa vụ của EVN.....</i>	<i>6</i>
<i>Điều 6. Quyền và nghĩa vụ của EPTC.....</i>	<i>7</i>
<i>Điều 7. Quyền và nghĩa vụ của A₀.....</i>	<i>7</i>
<i>Điều 8. Quyền và nghĩa vụ của các đơn vị phát điện thị trường</i>	<i>8</i>
<i>Điều 9. Quyền và nghĩa vụ của các đơn vị phát điện gián tiếp</i>	<i>9</i>
<i>Điều 10. Quyền và nghĩa vụ của các đơn vị quản lý lưới điện.....</i>	<i>10</i>
<i>Điều 11. Quyền và nghĩa vụ của đơn vị quản lý số liệu đo đếm.....</i>	<i>10</i>
<i>Điều 12. Quyền và nghĩa vụ của đơn vị quản lý chất lượng hệ thống đo đếm</i>	<i>11</i>
<i>Điều 13. Quyền và nghĩa vụ của đơn vị cung cấp dịch vụ thông tin</i>	<i>11</i>
Chương III	12
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN	12
<i>Điều 14. Hệ thống công nghệ thông tin vận hành thị trường điện lực</i>	<i>12</i>
<i>Điều 15. Thông tin thị trường.....</i>	<i>12</i>
<i>Điều 16. Chương trình đánh giá an ninh hệ thống và kế hoạch sửa chữa</i>	<i>14</i>
<i>Điều 17. Chào giá</i>	<i>18</i>
<i>Điều 18. Thông tin điều độ.....</i>	<i>21</i>
<i>Điều 19. Điều độ hệ thống</i>	<i>24</i>
<i>Điều 20. Giá thị trường.....</i>	<i>29</i>
<i>Điều 21. Can thiệp và dừng thị trường điện lực.....</i>	<i>30</i>
Chương IV.....	31
AN NINH HỆ THỐNG	31
<i>Điều 22. Các khái niệm liên quan đến an ninh hệ thống.....</i>	<i>31</i>
<i>Điều 23. Nguyên tắc duy trì vận hành hệ thống an toàn và tin cậy.....</i>	<i>33</i>
<i>Điều 24. Trách nhiệm của A₀ trong việc duy trì an ninh hệ thống.....</i>	<i>34</i>
<i>Điều 25. Trách nhiệm của các Thành viên thị trường trong việc duy trì an ninh hệ thống.....</i>	<i>35</i>
<i>Điều 26. Điều khiển tần số trong hệ thống.....</i>	<i>35</i>
<i>Điều 27. Điều khiển điện áp trong hệ thống</i>	<i>36</i>
<i>Điều 28. Rơ le bảo vệ và hệ thống tự động chống sự cố</i>	<i>37</i>

Điều 29. Vận hành hệ thống trong tình trạng thiếu công suất dự phòng quay.....	38
Điều 30. Can thiệp thị trường điện lực liên quan đến an ninh hệ thống	38
Điều 31. Tuân theo lệnh điều độ liên quan đến an ninh hệ thống.....	39
Điều 32. Khởi động đen	39
Điều 33. Phân tích sự cố.....	40
Điều 34. Các quy định vận hành hệ thống điện.....	40
Điều 35. Các quy định về vận hành lưới điện truyền tải.....	40
Điều 36. Các thiết bị giám sát và điều khiển từ xa.....	40
Điều 37. Các thiết bị thông tin liên lạc, lưu trữ dữ liệu và ghi âm phục vụ vận hành.....	41
Điều 38. Ghi chép, lưu trữ trao đổi thông tin vận hành.....	41
Chương V.....	42
ĐO ĐẾM.....	42
Điều 39. Các quy định chung về đo đếm.....	42
Chương VI.....	42
THANH TOÁN.....	42
Điều 40. Đối tượng áp dụng.....	42
Điều 41. Các thông số thanh toán.....	42
Điều 42. Tính tiền điện thanh toán.....	43
Điều 43. Trình tự, thủ tục thanh toán.....	48
Điều 44. Điều chỉnh thanh toán tiền điện.....	50
Điều 45. Tiền lãi do thanh toán chậm.....	50
Điều 46. Tranh chấp trong thanh toán.....	50
Chương VII.....	50
HỢP ĐỒNG CfD.....	50
Điều 47. Quy định chung.....	50
Điều 48. Trách nhiệm của EVN đối với hợp đồng CfD.....	51
Điều 49. Trách nhiệm của đơn vị phát điện thị trường.....	51
Điều 50. Nội dung của hợp đồng CfD.....	51
Điều 51. Nguyên tắc xác định giá và sản lượng hợp đồng CfD.....	52
Chương VIII.....	52
QUAN HỆ GIỮA ĐƠN VỊ CHÀO GIÁ THAY, ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN GIÁN TIẾP, ĐƠN VỊ QUẢN LÝ LƯỚI ĐIỆN VÀ A_0.....	52
Điều 52. Mục đích của việc chào giá thay.....	52
Điều 53. Các yêu cầu đối với đơn vị chào giá thay.....	52
Điều 54. Quan hệ giữa các đơn vị phát điện gián tiếp với đơn vị chào giá thay và A_0	53
Điều 55. Quan hệ giữa các đơn vị quản lý lưới điện với A_0	53
Chương IX.....	53
XỬ LÝ TRANH CHẤP.....	53

<i>Điều 56. Nguyên tắc xử lý tranh chấp</i>	53
<i>Điều 57. Những hành vi bị cấm trên thị trường</i>	53
<i>Điều 58. Xử lý vi phạm</i>	54
Chương X	54
TỔ CHỨC THỰC HIỆN	54
<i>Điều 59. Đăng ký tham gia thị trường điện lực</i>	54
<i>Điều 60. Sửa đổi, bổ sung Quy định</i>	54

QUY ĐỊNH

Thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm

*(Ban hành kèm theo Quyết định số 6540 /QĐ-BCT
ngày 12 tháng 12 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

Chương I

QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Quy định này quy định về chức năng, nhiệm vụ, mối quan hệ của các thành viên tham gia thị trường và hoạt động của thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm trong Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Quy định này áp dụng đối với các thành viên tham gia thị trường điện lực (gọi tắt là Thành viên thị trường), bao gồm:

1. Đơn vị phát điện trực tiếp tham gia thị trường điện lực (viết tắt là đơn vị phát điện thị trường);
2. Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (viết tắt là A₀);
3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam (viết tắt là EVN);
4. Công ty mua bán điện (viết tắt là EPTC);
5. Công ty điện lực;
6. Tổng công ty truyền tải điện quốc gia (viết tắt là NPT);
7. Đơn vị cung cấp các dịch vụ phục vụ hoạt động của thị trường;
8. Đơn vị chào giá thay.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

Trong Quy định này các từ ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. *Biểu đồ Qc* là biểu đồ mua bán điện năng từng chu kỳ giao dịch của hợp đồng CfD.
2. *Chu kỳ giao dịch* là một giờ;
3. *Chu kỳ chào giá* là khoảng thời gian giữa hai lần chào giá liên tiếp trong ngày D theo thời gian biểu thị trường, do Cục Điều tiết điện lực phê duyệt theo đề nghị của EVN tùy theo giai đoạn phát triển thị trường điện;
4. *Công suất khả dụng* là mức công suất tác dụng (MW) lớn nhất mà tổ máy có thể phát ổn định trong chu kỳ giao dịch hoặc khoảng thời gian xác định do các đơn vị phát điện công bố;

5. *Công suất công bố* là mức công suất tác dụng (MW) lớn nhất của các tổ máy thủy điện hoặc các tổ máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu dầu, khí mà đơn vị phát điện mong muốn được huy động trong chu kỳ giao dịch. Đối với các tổ máy còn lại, công suất công bố là công suất khả dụng của tổ máy;

6. *Công suất công bố mới* là công suất công bố bổ sung của các tổ máy sau sửa chữa dự kiến đưa vào vận hành trong ngày D, được khai báo sau thời hạn nộp bản chào giá ngày tới hoặc sau thời hạn nộp bản chào giá cho chu kỳ chào giá tới cho đến trước chu kỳ giao dịch;

7. *Công suất công bố thay thế* là công suất của tổ máy được đơn vị phát điện thị trường công bố mới thay thế cho tổ máy đã có trong phương thức ngày, lịch điều độ giờ tới bị ngừng vì sự cố của chính đơn vị phát điện thị trường này;

8. *Công suất huy động* là mức công suất tác dụng (MW) của tổ máy hoặc nhà máy điện tùy từng trường hợp, theo yêu cầu huy động của A_0 tại thời điểm xác định;

9. *Công suất phát ổn định thấp nhất* là mức công suất tác dụng nhỏ nhất theo điều kiện kỹ thuật mà tổ máy có thể phát ổn định trong chu kỳ giao dịch hoặc khoảng thời gian xác định. Đối với các đơn vị phát điện thị trường có hợp đồng mua bán điện với EVN hoặc EPTC, giá trị công suất phát ổn định thấp nhất này được quy định trong các hợp đồng mua bán điện;

10. *Công suất dự phòng quay* là phần công suất tác dụng (MW) còn dư có thể huy động của tất cả các tổ máy đang nối lưới tại thời điểm xác định;

11. *DIM* là hệ thống quản lý thông tin điều độ các tổ máy/nhà máy điện;

12. *Dịch vụ điều tần* là dịch vụ phụ trong thị trường điện lực do thành viên thị trường chịu trách nhiệm cung cấp cho hệ thống theo yêu cầu của A_0 nhằm duy trì tần số hệ thống điện quốc gia trong phạm vi cho phép theo quy định tại Điều 4 của 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;

13. *Đánh giá an ninh hệ thống* là chương trình đánh giá an ninh hệ thống của hệ thống điện dựa trên việc đánh giá tương quan giữa tổng công suất nguồn khả dụng và phụ tải dự kiến của hệ thống, có tính đến các ràng buộc trong hệ thống điện và yêu cầu dự phòng công suất theo quy định trong từng khung thời gian tính toán;

14. *Đơn vị phát điện* là đơn vị hoạt động phát điện, quản lý một hoặc nhiều nhà máy điện;

15. *Đơn vị phát điện thị trường* là đơn vị phát điện trực tiếp tham gia thị trường điện lực hoặc là các đơn vị hạch toán phụ thuộc của EVN được phép trực tiếp chào giá trên thị trường điện lực. Danh sách các đơn vị phát

điện thị trường do Cục Điều tiết điện lực phê duyệt theo đề nghị của EVN và được công bố trên trang web thị trường;

16. *Đơn vị phát điện gián tiếp* là đơn vị phát điện không trực tiếp tham gia thị trường. Danh sách các đơn vị phát điện gián tiếp được công bố trên trang web thị trường;

17. *Đơn vị quản lý lưới điện* là các đơn vị thực hiện chức năng truyền tải điện, bao gồm Tổng công ty truyền tải điện quốc gia và các Công ty điện lực;

18. *Đơn vị quản lý chất lượng hệ thống đo đếm* là các đơn vị có chức năng kiểm tra, thí nghiệm, kiểm định thiết bị và hệ thống đo đếm điện năng. Trong Quy định này, các đơn vị quản lý chất lượng hệ thống đo đếm là các Trung tâm thí nghiệm điện 1, 2 và 3;

19. *Đơn vị quản lý số liệu đo đếm* là đơn vị có trách nhiệm lắp đặt, quản lý vận hành, kiểm tra, bảo dưỡng hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm phục vụ thị trường điện lực. Trong Quy định này, đơn vị quản lý số liệu đo đếm là Trung tâm công nghệ thông tin - Tập đoàn điện lực Việt Nam;

20. *Đơn vị cung cấp dịch vụ thông tin* là đơn vị có trách nhiệm lắp đặt, quản lý vận hành, bảo dưỡng đường truyền thông tin mà đơn vị quản lý số liệu đo đếm sử dụng phục vụ thị trường điện lực. Trong Quy định này, đơn vị cung cấp dịch vụ thông tin là Công ty thông tin viễn thông điện lực;

21. *Đơn vị chào giá thay* là đơn vị được EVN uỷ quyền chào giá thay cho các Đơn vị phát điện gián tiếp;

22. *Điểm giao nhận* là điểm giao nhận điện năng giữa Đơn vị phát điện thị trường và EVN. Trong Quy định này, điểm giao nhận đặt tại phía cao áp và trung áp (nếu có) của máy biến áp tăng áp nối tổ máy với lưới điện quốc gia;

23. *Điểm chào giá* là đầu cực các tổ máy;

24. *Điểm điều độ* là đầu cực các tổ máy;

25. *Điện năng đảm bảo tuần* là tổng sản lượng điện tối thiểu mỗi tuần được phê duyệt và công bố mà nhà máy và công ty thủy điện phải sẵn sàng phát để đảm bảo an ninh cung cấp điện cho hệ thống điện quốc gia theo Quy định khai thác hồ chứa thủy điện;

26. *Giá biên hệ thống* là giá của MW cuối cùng xếp trong lịch phát điện đáp ứng nhu cầu phụ tải của hệ thống có xét đến ràng buộc, tổn thất lưới điện 500 kV và được xác định cho từng miền tại mỗi chu kỳ giao dịch;

27. *Giá thị trường* là giá được xác định theo quy định tại Điều 20 cho từng chu kỳ giao dịch và công bố cùng với lịch điều độ ngay trước chu kỳ giao dịch. Giá này dùng để thanh toán cho các đơn vị phát điện thị trường;

28. *Giá thị trường dự kiến* là giá được xác định theo quy định tại Điều 20 cho từng chu kỳ giao dịch và công bố cùng với phương thức ngày;

29. *Giá trần* là mức giá thị trường lớn nhất, áp dụng trong khoảng thời gian xác định vận hành thị trường điện lực;

30. *Giá sàn* là mức giá thị trường thấp nhất, áp dụng trong khoảng thời gian xác định vận hành thị trường điện lực;

31. *Hợp đồng CfD* là hợp đồng tài chính mua bán điện năng trên thị trường điện lực được ký giữa đơn vị phát điện thị trường (Bên bán) và EVN (Bên mua);

32. *Giá hợp đồng CfD (Pc)* là giá mua bán điện quy định tại hợp đồng CfD;

33. *Giờ H* là giờ vận hành thị trường;

34. *Giờ H - / + i* là giờ trước hoặc sau giờ vận hành thị trường i giờ;

35. *Kỳ thanh toán* là một tháng;

36. *Lệnh điều độ* là các mệnh lệnh do A_0 đưa ra chỉ đạo các đơn vị phát điện, đơn vị quản lý lưới điện thực hiện theo Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia và Quy định thị trường;

37. *Mức nước giới hạn tuần* là mức nước thượng lưu thấp nhất của hồ chứa thủy điện cuối mỗi tuần được phê duyệt và công bố theo Quy định khai thác hồ chứa thủy điện;

38. *Nhà máy điện* là nhà máy phát điện đấu nối vào lưới điện quốc gia;

39. *Nhà máy điện điều tần* là nhà máy điện điều tần cấp 1 theo Quy trình xử lý sự cố hệ thống điện quốc gia ban hành theo Quyết định số 13/2007/QĐ-BCN ngày 13 tháng 3 năm 2007 của Bộ Công nghiệp;

40. *Ngày D* là ngày vận hành thị trường;

41. *Ngày D - / +i* là ngày trước hoặc sau ngày vận hành thị trường i ngày;

42. *Ngày làm việc* là bất cứ ngày nào không phải là ngày thứ bảy, chủ nhật hoặc ngày nghỉ lễ theo quy định của Bộ luật Lao động;

43. *Ngày, tháng, năm* là ngày, tháng, năm tính theo dương lịch;

44. *Quy định thị trường* là quy định về thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm;

45. *Quy định đo đếm* là Quy định quản lý đo đếm điện năng phục vụ thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm ban hành kèm theo Quyết định số 1592/QĐ-BCN ngày 09 tháng 5 năm 2007 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp;

46. *Quy định đấu nối lưới điện* là 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;

47. *Quy định khai thác hồ chứa thủy điện* là Quy định khai thác nước phục vụ phát điện trong thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm ban hành kèm theo Quyết định số 2702/QĐ-BCN ngày 02 tháng 8 năm 2007 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp;

48. *Sản lượng điện kế hoạch năm* là sản lượng điện kế hoạch năm của mỗi đơn vị phát điện được xác định từ đầu năm;

49. *Sản lượng điện thanh toán* là sản lượng điện mua bán xác định theo phương thức giao nhận điện năng trong từng chu kỳ giao dịch giữa đơn vị phát điện thị trường và EVN. Chi tiết phương thức giao nhận điện năng được quy định trong từng hợp đồng CfD được ký giữa đơn vị phát điện thị trường và EVN;

50. *Thị trường điện lực* là thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm;

51. *Thành viên thị trường* là các thành viên tham gia thị trường điện lực;

52. *Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia (A_0)* là đơn vị vận hành hệ thống điện và vận hành thị trường điện lực;

53. *Tổ máy* là tổ máy phát điện thuộc nhà máy điện;

54. *Tổ máy/nhà máy* được hiểu là tổ máy hoặc nhà máy;

55. *Trang web thị trường* là trang thông tin điện tử của thị trường điện lực www.thitruongdien.evn.vn;

56. *Tổ máy khởi động nhanh* là các tổ máy có khả năng khởi động và hoà lưới trong thời gian nhỏ hơn hoặc bằng 30 phút;

57. *Tổ máy khởi động chậm* là các tổ máy có khả năng khởi động và hoà lưới trong thời gian lớn hơn 30 phút. Danh sách các tổ máy khởi động chậm được EVN phê duyệt và công bố trên trang web thị trường;

58. *Thời hạn nộp bản chào giá cho chu kỳ chào giá tới* là thời hạn do Cục Điều tiết điện lực phê duyệt theo đề nghị của EVN.

Điều 4. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực

1. Thẩm định, trình Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Quy định thị trường.

2. Kiểm tra việc thực hiện các hợp đồng mua bán điện ngắn hạn, dài hạn và CfD đã ký kết và các loại giá điện áp dụng trong thị trường điện lực.

3. Kiểm tra, giám sát hoạt động thị trường điện lực theo Quy định thị trường và các quy định, quy trình liên quan.

4. Giải quyết các tranh chấp, khiếu nại theo thẩm quyền.

5. Sử dụng cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện lực và hệ thống điện do A_0 cung cấp để phục vụ công tác giám sát và giải quyết tranh chấp trên thị trường điện lực.

6. Sử dụng các thông tin về hoạt động của thị trường điện lực do EVN và Thành viên thị trường cung cấp để phục vụ công tác giám sát và giải quyết tranh chấp trên thị trường điện lực.

7. Yêu cầu dừng thị trường điện lực trong trường hợp cần thiết.

8. Thực hiện điều tiết thị trường theo quy định của Luật Điện lực.

Chương II

QUYỀN, NGHĨA VỤ CỦA EVN VÀ CÁC THÀNH VIÊN THỊ TRƯỜNG

Điều 5. Quyền và nghĩa vụ của EVN

1. EVN có các quyền sau:

a) Mua toàn bộ điện năng trên thị trường điện lực ngày tới theo giá thị trường để đáp ứng nhu cầu phụ tải hệ thống;

b) Ký kết hoặc ủy quyền cho EPTC ký kết các hợp đồng CfD với các đơn vị phát điện thị trường theo mẫu ban hành kèm theo Quy định này;

c) Chỉ định EPTC là đơn vị chào giá thay cho các đơn vị phát điện gián tiếp;

d) Phê duyệt, điều chỉnh sản lượng điện năm của hợp đồng CfD (Qcn) và giá hợp đồng CfD (Pc), giá trần của thị trường điện lực;

đ) Phê duyệt quy trình lập biểu đồ Qc và các sửa đổi, bổ sung;

e) Phê duyệt kế hoạch sửa chữa năm, tháng, tuần của các đơn vị phát điện thị trường, các đơn vị phát điện gián tiếp và các đơn vị quản lý lưới điện;

g) Quyết định can thiệp và dừng thị trường trong các trường hợp quy định tại Điều 21 Quy định này;

h) Quyết định khôi phục thị trường.

2. EVN có các nghĩa vụ sau:

a) Tổ chức xây dựng và trình Cục Điều tiết điện lực Quy định thị trường, các quy định, quy trình liên quan và các sửa đổi, bổ sung;

b) Quản lý và giám sát các hoạt động của thị trường điện lực;

c) Giải quyết các tranh chấp theo thẩm quyền;

d) Chỉ đạo các hoạt động của thị trường theo Quy định thị trường và các quy định của pháp luật;

đ) Chỉ đạo các thành viên thị trường thực hiện đúng Quy định thị trường và các quy định của pháp luật và các văn bản quy định của EVN, khen thưởng các cá nhân, đơn vị thuộc EVN hoặc kỷ luật các đối tượng này nếu vi phạm các quy định liên quan đến các hoạt động trên thị trường điện lực;

e) Lập và công bố kế hoạch mua bán điện năm, tháng và biểu đồ Qc đối với các đơn vị phát điện thị trường;

g) Lập và thỏa thuận với các đơn vị phát điện thị trường sở hữu tổ máy khởi động chậm lịch lên xuống tổ máy;

h) Khi thực hiện chào giá thay cho các đơn vị phát điện gián tiếp, thực hiện các quyền, nghĩa vụ của đơn vị phát điện theo quy định tại Điều 8 của Quy định này;

i) Thực hiện đúng các quy định trong hợp đồng mua bán điện với các công ty điện lực, các đơn vị phát điện;

k) Nhận hồ sơ thanh toán tiền điện, hoàn tất các thủ tục thanh toán và thanh toán tiền điện cho các đơn vị phát điện thị trường;

l) Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực;

m) Tuân thủ Quy định thị trường.

Điều 6. Quyền và nghĩa vụ của EPTC

EPTC được EVN uỷ quyền thực hiện các quyền và nghĩa vụ sau:

1. EPTC có các quyền sau:

a) Ký kết các hợp đồng CfD theo mẫu ban hành kèm theo Quy định này với các đơn vị phát điện thị trường;

b) Chào giá thay cho các đơn vị phát điện gián tiếp theo danh sách do EVN chỉ định.

2. EPTC có các nghĩa vụ sau:

a) Lập và công bố biểu đồ Qc đối với các đơn vị phát điện thị trường;

b) Thực hiện các điểm a, b, d, e, g, i, k, l tại khoản 2 Điều 8 của Quy định này khi chào giá thay cho các Đơn vị phát điện gián tiếp;

c) Thực hiện đúng các quyền và nghĩa vụ của EVN hoặc EPTC trong các hợp đồng mua bán điện với các công ty điện lực, các đơn vị phát điện;

d) Thanh toán tiền điện cho các đơn vị phát điện thị trường;

đ) Tuân thủ Quy định thị trường.

Điều 7. Quyền và nghĩa vụ của A₀

A₀ thực hiện các quyền và nghĩa vụ liên quan đến vận hành thị trường và vận hành hệ thống như sau:

1. Thực hiện quyền và nghĩa vụ của đơn vị vận hành thị trường

a) Vận hành thị trường điện lực theo Quy định thị trường và các quy định hiện hành ;

b) Can thiệp và dừng thị trường điện lực theo quy định tại Điều 21 theo Quy định này;

c) Tiếp nhận bản chào giá ngày tới, lập phương thức ngày tới, xác định giá thị trường dự kiến, công bố biểu đồ huy động ngày tới của các tổ máy/nhà máy điện và các thông tin liên quan;

d) Tiếp nhận bản chào cho chu kỳ chào giá tới, lập lịch điều độ giờ tới, xác định giá thị trường, công bố biểu đồ huy động giờ tới của các tổ máy/nhà máy điện và các thông tin liên quan theo Quy định thị trường;

đ) Phối hợp với đơn vị vận hành hệ thống thực hiện chương trình đánh giá an ninh hệ thống trung hạn và ngắn hạn;

e) Kiến nghị sửa đổi các văn bản pháp lý không phù hợp khi vận hành thị trường điện lực, trình các cấp có thẩm quyền phê duyệt và công bố;

g) Quản trị trang web thị trường;

h) Thiết lập, vận hành và bảo trì hệ thống máy tính vận hành thị trường điện lực;

i) Không phân biệt đối xử giữa các đơn vị phát điện;

k) Phối hợp với đơn vị quản lý số liệu đo đếm công bố các số liệu đo đếm trên trang web thị trường;

l) Phối hợp với các bên liên quan xử lý tranh chấp trong thị trường điện lực.

2. Thực hiện quyền và nghĩa vụ của đơn vị vận hành hệ thống:

a) Vận hành hệ thống điện an toàn tin cậy theo các quy định hiện hành và phù hợp với điều kiện thực tế của hệ thống;

b) Lập và công bố đánh giá an ninh hệ thống trung hạn và ngắn hạn; phê duyệt các đăng ký công tác sửa chữa các tổ máy/nhà máy điện trên cơ sở kế hoạch sửa chữa năm, tháng của các tổ máy/nhà máy điện đã được EVN phê duyệt; phê duyệt đăng ký công tác sửa chữa nhỏ lẻ, bất thường khác của các tổ máy/nhà máy điện;

c) Thực hiện điều độ hệ thống điện theo biểu đồ huy động giờ tới và điều kiện thực tế để đảm bảo yêu cầu an ninh hệ thống;

d) Tính toán và công bố ràng buộc lưới truyền tải, công suất dự phòng theo tiêu chuẩn an ninh hệ thống quy định tại Chương IV của Quy định này;

đ) Cung cấp cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện lực và hệ thống điện cho Cục Điều tiết điện lực phục vụ công tác giám sát và giải quyết tranh chấp;

e) Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực;

g) Bảo mật các thông tin theo Quy định thị trường;

h) Tuân thủ Quy định thị trường, Quy định khai thác hồ chứa thủy điện và các quy định hiện hành khác.

Điều 8. Quyền và nghĩa vụ của các đơn vị phát điện thị trường

1. Đơn vị phát điện thị trường có các quyền sau:

a) Chào giá trên thị trường điện lực;

b) Được thanh toán tiền điện theo Quy định thị trường;

c) Khiếu nại về các thông tin do A_0 công bố liên quan đến phương thức vận hành, huy động thực tế của tổ máy, nhà máy điện, giá thị trường dự kiến, giá thị trường;

d) Được cung cấp các thông tin cần thiết liên quan đến thị trường điện lực; truy cập trang web thị trường;

đ) Đề nghị sửa đổi, bổ sung Quy định thị trường và các quy trình, quy định liên quan khác.

2. Đơn vị phát điện thị trường có các nghĩa vụ sau:

a) Cung cấp các thông tin cho A_0 theo quy định;

b) Cung cấp thông tin cho EVN theo yêu cầu phục vụ công tác lập kế hoạch mua điện;

c) Ký kết hợp đồng CfD với EVN theo mẫu ban hành kèm theo Quy định này;

d) Thực hiện chào giá theo quy định tại Điều 17 Quy định này;

đ) Tuân theo quy định về lắp đặt, vận hành hệ thống quản lý thông tin điều độ tổ máy, nhà máy điện (DIM);

e) Bảo mật thông tin theo quy định;

g) Phối hợp với EVN lập kế hoạch sửa chữa năm, tháng, tuần theo thời gian biểu thị trường điện lực;

h) Cung cấp thông tin và đăng ký với EVN về vị trí các điểm đo đếm trong hệ thống đo đếm chính và dự phòng, các sửa đổi, bổ sung trong nhà máy điện do đơn vị quản lý; thống nhất với EVN phương thức giao nhận điện năng;

i) Phối hợp với đơn vị quản lý số liệu đo đếm trong việc thu thập, xử lý, lưu trữ, bảo mật, truyền các số liệu đo đếm phục vụ thị trường điện lực;

k) Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực;

l) Tuân thủ Quy định thị trường và các quy trình, quy định hiện hành khác của EVN không trái với Quy định thị trường.

3. Không áp dụng các quy định tại điểm b khoản 1 và điểm c khoản 2 Điều này đối với các đơn vị phát điện thị trường là đơn vị hạch toán phụ thuộc của EVN.

Điều 9. Quyền và nghĩa vụ của các đơn vị phát điện gián tiếp

1. Đơn vị phát điện gián tiếp có các quyền sau:

a) Các quyền theo quy định tại các hợp đồng mua bán điện, hợp đồng khí đã ký với EVN;

b) Truy cập trang web thị trường;

c) Được cung cấp các thông tin cần thiết liên quan đến hoạt động sản xuất điện;

d) Các đơn vị phát điện quản lý các nhà máy điện có công suất đặt lớn hơn 30 MW hoặc đấu nối vào lưới điện 110 kV trở lên được quyền đăng ký tham gia thị trường điện lực.

2. Đơn vị phát điện gián tiếp có các nghĩa vụ sau:

a) Các nghĩa vụ quy định tại các hợp đồng mua bán điện, hợp đồng khí đã ký với EVN;

b) Tuân thủ quy định về việc vận hành và sử dụng hệ thống quản lý thông tin điều độ tổ máy, nhà máy điện (DIM) trong công tác điều độ;

c) Trong trường hợp tham gia thị trường điện lực, phải đăng ký với EVN và tuân thủ các quy định về yêu cầu đối với hệ thống thu thập và xử lý số liệu đo đếm từ xa và các quy định vận hành khác trong thị trường điện lực;

d) Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Điều 10. Quyền và nghĩa vụ của các đơn vị quản lý lưới điện

1. Đơn vị quản lý lưới điện có các quyền sau:

a) Cung cấp dịch vụ lưới truyền tải điện;

b) Được cung cấp các nguồn lực cho hoạt động truyền tải điện theo quy định hiện hành.

2. Đơn vị quản lý lưới điện có các nghĩa vụ sau:

a) Duy trì chất lượng dịch vụ truyền tải điện (suất sự cố, thời gian tách lưới bảo dưỡng...) theo đúng quy định của EVN;

b) Phối hợp với các đơn vị thuộc EVN và A_0 trong công tác lập kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng và đưa đường dây mới vào vận hành;

c) Công bố thông tin cho A_0 theo Quy định thị trường;

d) Phối hợp cùng đơn vị phát điện và các bên liên quan nghiệm thu, kiểm tra định kỳ, kiểm tra bất thường và xử lý sự cố hệ thống đo đếm và truyền số liệu tại các nhà máy điện;

đ) Phối hợp cùng với các bên liên quan xác nhận chỉ số công tơ và sản lượng điện năng tại điểm giao nhận điện giữa EVN và các đơn vị phát điện;

e) Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực;

g) Tuân thủ Quy định thị trường.

Điều 11. Quyền và nghĩa vụ của đơn vị quản lý số liệu đo đếm

1. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm có các quyền sau:

a) Được cung cấp các nguồn lực theo quy định cho hoạt động thu thập, xử lý, lưu trữ, bảo mật số liệu đo đếm phục vụ thị trường điện lực;

b) Yêu cầu các đơn vị liên quan phối hợp tổ chức lắp đặt, kiểm tra, vận hành, sửa chữa, bảo dưỡng hệ thống thu thập, xử lý, truyền, bảo mật, lưu trữ số liệu đo đếm;

c) Đề nghị sửa đổi, bổ sung các điều khoản liên quan tới việc cung cấp dịch vụ đo đếm và truyền số liệu nêu trong Quy định thị trường.

2. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm có các nghĩa vụ sau:

a) Thu thập, xử lý, lưu trữ, bảo mật số liệu đo đếm phục vụ thị trường điện lực;

b) Tư vấn, lắp đặt các hệ thống phần cứng, phần mềm phục vụ việc thu thập, xử lý và bảo mật số liệu đo đếm; thực hiện đồng bộ thời gian cho hệ thống đo đếm tại các đơn vị phát điện thị trường;

c) Đảm bảo các số liệu đo đếm từ xa đầy đủ, chính xác, tin cậy phù hợp với các số liệu đo đếm đọc tại chỗ từ công tơ;

d) Cung cấp số liệu đo đếm cho EVN, đơn vị phát điện thị trường và các đơn vị có liên quan theo Quy định thị trường;

đ) Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Điều 12. Quyền và nghĩa vụ của đơn vị quản lý chất lượng hệ thống đo đếm

1. Đơn vị quản lý chất lượng hệ thống đo đếm có các quyền sau:

a) Kiểm tra, thí nghiệm, kiểm định thiết bị và hệ thống đo đếm điện năng của các nhà máy điện đảm bảo điều kiện kỹ thuật theo quy định;

b) Kiến nghị, đề xuất biện pháp hoàn chỉnh và nâng cao độ chính xác và tin cậy của hệ thống đo đếm điện năng của các nhà máy điện.

2. Đơn vị quản lý chất lượng hệ thống đo đếm có các nghĩa vụ sau:

a) Thực hiện các biện pháp niêm phong kẹp chì, đảm bảo an toàn cho hệ thống đo đếm;

b) Quản lý, bảo mật mật khẩu cài đặt công tơ, chịu trách nhiệm trước đơn vị phát điện thị trường và pháp luật về bí mật của mật khẩu;

c) Phối hợp với các đơn vị sở hữu công tơ, đơn vị quản lý chất lượng hệ thống đo đếm trong quá trình kiểm tra, xử lý sự cố công tơ và hệ thống đo đếm điện năng;

d) Lưu trữ các hồ sơ liên quan bao gồm biên bản cài đặt công tơ, kiểm định thiết bị đo đếm; biện pháp niêm phong kẹp chì;

đ) Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Điều 13. Quyền và nghĩa vụ của đơn vị cung cấp dịch vụ thông tin

1. Đơn vị cung cấp dịch vụ thông tin có các quyền sau:

a) Cung cấp, quản lý vận hành đường truyền thông tin phục vụ thị trường điện lực do đơn vị quản lý;

b) Được cung cấp các nguồn lực cho hoạt động quy định tại điểm a khoản 1 Điều này.

2. Đơn vị cung cấp dịch vụ thông tin có các nghĩa vụ sau:

- a) Đảm bảo đường truyền thông tin phục vụ thị trường điện lực hoạt động thông suốt, ổn định, an toàn và tin cậy;
- b) Chủ trì xử lý sự cố liên quan đến kênh truyền thông tin phục vụ thị trường điện lực do đơn vị quản lý;
- c) Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Chương III

VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 14. Hệ thống công nghệ thông tin vận hành thị trường điện lực

1. Hệ thống máy tính vận hành thị trường điện lực

- a) A_0 có trách nhiệm thiết lập, duy trì, vận hành hệ thống máy tính vận hành thị trường điện lực, trang web thị trường.
- b) A_0 có trách nhiệm cấp tài khoản cho từng thành viên thị trường truy cập vào trang web thị trường và quản lý việc truy cập của các thành viên này.
- c) Các thành viên thị trường có trách nhiệm xây dựng và lắp đặt hệ thống công nghệ thông tin có khả năng giao tiếp với hệ thống máy tính vận hành thị trường điện lực và trang web thị trường.

2. Các chương trình lập phương thức ngày và điều độ giờ tới

A_0 có trách nhiệm công bố thuật toán và vận hành các chương trình lập phương thức ngày và điều độ giờ tới với các đặc điểm sau:

- a) Chương trình lập phương thức ngày dùng để xác định biểu đồ phát điện dự kiến của từng tổ máy và giá thị trường dự kiến trong mỗi chu kỳ giao dịch ngày tới;
- b) Chương trình tính toán điều độ giờ tới dùng để xác định biểu đồ phát điện của từng tổ máy và giá thị trường giờ tới;
- c) Các chương trình tính toán phải mô phỏng được hệ thống điện với ba nút tham chiếu cho từng miền (Bắc, Trung, Nam) có tính đến các ràng buộc trên hệ thống truyền tải điện 500 kV.

A_0 phải công bố công khai thuật toán và các sửa đổi, bổ sung của các chương trình lập phương thức, tính toán nêu trên.

Điều 15. Thông tin thị trường

1. Công bố thông tin

A_0 có trách nhiệm công bố các thông tin sau:

- a) Thông tin công khai rộng rãi:
 - Sản lượng, công suất phát điện của toàn hệ thống và sản lượng điện năng giao dịch trên thị trường điện lực;
 - Các sự cố lớn ảnh hưởng đến việc cung cấp điện;

- Giá biên hệ thống và giá thị trường;
- Các thông tin khác theo quyết định của Tổng giám đốc EVN.

b) Thông tin công khai đối với các thành viên:

- Thông số kỹ thuật của các tổ máy quy định tại khoản 2 Điều này;
- Thông tin thành viên thị trường, ràng buộc và hệ số tính tổn thất trên hệ thống truyền tải điện 500kV, giá trần, giá sàn và các quy trình vận hành hệ thống điện;
- Quy trình lập chương trình đánh giá an ninh hệ thống trung hạn và ngắn hạn nêu tại Điều 16 của Quy định này;
- Các thông tin liên quan đến điều độ hệ thống nêu tại Điều 18 của Quy định này;
- Thông tin các bản chào và giá thị trường công bố sau ngày giao dịch;
- Kế hoạch điều độ theo thời gian biểu thị trường quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này;
- Các thông tin khác như: tình huống dự kiến an ninh hệ thống bị vi phạm (nếu có); thay đổi kế hoạch điều độ; can thiệp và dừng thị trường; thông số vận hành bất thường của các tổ máy, lưới truyền tải...

Định kỳ theo thời gian biểu thị trường, A_0 có trách nhiệm lập các báo cáo thị trường và công bố trên trang web thị trường. Các thành viên thị trường có thể xem, in và tải các báo cáo từ trang thông tin đó.

c) Thông tin riêng

Thông tin riêng là những thông tin bảo mật giữa A_0 và từng Thành viên thị trường. Các thông tin riêng bao gồm:

- Thông tin về bản chào tại thời điểm trước và trong ngày giao dịch chính thức;
- Công suất công bố của tổ máy tại thời điểm trước và trong ngày giao dịch chính thức;
- Biểu đồ phát điện của tổ máy tại thời điểm trước mỗi chu kỳ giao dịch;
- Công suất phát điện thực tế của tổ máy trong ngày giao dịch chính thức.

A_0 có trách nhiệm đảm bảo tính bảo mật của thông tin riêng đối với từng Thành viên thị trường.

2. Thông số kỹ thuật liên quan đến vận hành thị trường điện lực của tổ máy

Các đơn vị phát điện thị trường, đơn vị chào giá thay phải cung cấp cho A_0 các thông số kỹ thuật liên quan đến vận hành thị trường điện lực của tổ máy khi tham gia thị trường điện lực, cụ thể như sau:

- a) Công suất danh định theo hợp đồng mua bán điện (MW);
- b) Công suất phát ổn định thấp nhất (MW);
- c) Tốc độ tăng, giảm công suất trung bình (MW/phút);
- d) Thời gian khởi động tương ứng với từng trạng thái nóng, ấm và nguội (giờ).

Trong quá trình vận hành, A_0 được quyền yêu cầu đơn vị chào giá thay và các đơn vị phát điện thị trường kiểm định các thông số kỹ thuật nêu trên. Trong trường hợp có thay đổi về thông số kỹ thuật trên của tổ máy, A_0 bắt đầu được sử dụng kể từ ngày giao dịch kế tiếp sau khi nhận được thông báo của EVN. Trong thời hạn năm (05) ngày làm việc kể từ khi bắt đầu sử dụng thông số mới, A_0 phải công bố công khai các thông số mới.

3. Lưu trữ thông tin vận hành thị trường điện lực

a) A_0 có trách nhiệm lưu trữ lại toàn bộ các thông tin, dữ liệu vận hành thị trường điện lực bằng nhật ký vận hành và cơ sở dữ liệu quá khứ, đảm bảo tính bảo mật cao nhất cho thông tin vận hành thị trường điện lực.

b) A_0 có trách nhiệm lưu giữ cơ sở dữ liệu trong thời gian tối thiểu năm (05) năm.

c) A_0 có trách nhiệm cung cấp cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện lực cho Cục Điều tiết điện lực để phục vụ công tác giám sát và giải quyết tranh chấp.

d) Thành viên thị trường có thể đề nghị A_0 cùng kiểm tra các thông tin trên cơ sở dữ liệu liên quan đến vận hành thị trường điện lực đối với đơn vị mình và thông báo cho A_0 thời gian cần kiểm tra. A_0 có trách nhiệm phối hợp giải quyết các đề nghị này.

đ) Trong trường hợp xảy ra tranh chấp liên quan đến vận hành thị trường điện lực, nội dung cơ sở dữ liệu này sẽ là cơ sở để giải quyết tranh chấp.

Điều 16. Chương trình đánh giá an ninh hệ thống và kế hoạch sửa chữa

1. Quy định chung về đánh giá an ninh hệ thống

a) Đánh giá an ninh hệ thống là chương trình dựa trên các thông tin thu thập, phân tích và công bố tổng công suất nguồn khả dụng dự kiến cùng với phụ tải dự báo của hệ thống và các yêu cầu về an ninh hệ thống tương ứng trong khung thời gian trung hạn và ngắn hạn. Thông tin từ chương trình này là cơ sở để các Thành viên thị trường tự xây dựng kế hoạch phát điện, bảo dưỡng thiết bị, tham gia điều tiết cân bằng cung cầu của hệ thống trước khi A_0 can thiệp vì an ninh hệ thống;

b) A_0 có trách nhiệm xây dựng, quản lý, vận hành đánh giá an ninh hệ thống;

c) Các Thành viên thị trường có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các thông tin liên quan đến đánh giá an ninh hệ thống cho A_0 theo thời gian biểu thị trường. Các thông tin cung cấp bao gồm: kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới truyền tải, kế hoạch sửa chữa các tổ máy, công suất khả dụng và công suất công bố của các tổ máy, các ràng buộc năng lượng, tiến độ các công trình nguồn và lưới mới đưa vào vận hành và các thông tin liên quan khác;

d) A_0 có trách nhiệm công bố thông tin đánh giá an ninh hệ thống theo quy định tại khoản 2 và 3 Điều này. Các thông tin gắn với thời điểm giao dịch thị trường phải cụ thể, chi tiết, đặc biệt phải nhấn mạnh các tình huống có thể xảy ra vi phạm an ninh hệ thống.

2. Đánh giá an ninh hệ thống trung hạn

a) Khoảng thời gian đánh giá an ninh hệ thống trung hạn được tính từ ngày thứ hai kế tiếp sau thời điểm công bố đánh giá an ninh hệ thống trung hạn cho đến tuần cuối cùng của 12 tháng kế tiếp với đơn vị thời gian tính toán là tuần.

b) Định kỳ 3 tháng một lần, A_0 có trách nhiệm công bố lại đánh giá an ninh hệ thống trung hạn 12 tháng.

c) Hàng tuần, A_0 có trách nhiệm cập nhật và công bố đánh giá an ninh hệ thống cho 8 tuần kế tiếp kể từ tuần công bố theo quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này.

d) A_0 có trách nhiệm lập các thông tin đầu vào cho đánh giá an ninh hệ thống trung hạn như sau:

- Phụ tải dự báo của hệ thống và từng miền, bao gồm cả công suất cực đại và sản lượng điện;
- Biểu đồ phụ tải điển hình từng tuần của hệ thống và từng miền;
- Điện năng đảm bảo tuần từ các hồ chứa thủy điện đã phê duyệt;
- Yêu cầu dự phòng công suất hệ thống (nếu có);
- Các ràng buộc lưới dự kiến.

đ) Theo thời gian biểu thị trường quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này, các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị chào giá thay có trách nhiệm cung cấp cho A_0 các thông tin đầu vào cho đánh giá an ninh hệ thống trung hạn như sau:

- Công suất khả dụng hàng tuần của tổ máy;
- Các ràng buộc năng lượng hàng tuần (nếu có) của tổ máy.

Các thông tin do các đơn vị phát điện thị trường, đơn vị chào giá thay hoặc đơn vị phát điện gián tiếp cung cấp là những thông tin kế hoạch.

e) Theo thời gian biểu thị trường quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này, các đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm thông báo cho A_0 kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng lưới truyền tải điện đã được phê duyệt.

Trong trường hợp kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng lưới truyền tải có ảnh hưởng đến khả năng phát điện của các tổ máy phát điện, A_0 có quyền điều chỉnh khả năng phát điện của các tổ máy (cụm tổ máy) và thông báo các ràng buộc lưới truyền tải này cho Thành viên thị trường liên quan.

g) Theo thời gian biểu thị trường quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này, EPTC có trách nhiệm cung cấp cho A_0 dự báo nhu cầu mua bán điện giữa EPTC và các công ty điện lực.

h) Các thông tin do A_0 công bố trong đánh giá an ninh hệ thống trung hạn:

- Tổng công suất nguồn khả dụng, có tính đến các ràng buộc năng lượng tổ máy, kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng lưới truyền tải và tổ máy;
- Công suất dự phòng hệ thống;
- Dự kiến các ràng buộc trên lưới truyền tải;
- Yêu cầu công suất dự phòng của hệ thống (nếu có).

i) A_0 có trách nhiệm lập quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống trung hạn, phương pháp dự báo phụ tải trung hạn và công bố công khai quy trình và phương pháp này cho các thành viên thị trường.

3. Đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn

a) Khoảng thời gian đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn là bảy (07) ngày tới kể từ 00h00 ngày D+1 đến 24h00 của ngày D+7 với đơn vị thời gian tính toán là giờ.

b) A_0 có trách nhiệm công bố đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn theo thời gian quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này hàng ngày.

c) A_0 có trách nhiệm lập các thông tin đầu vào sau đây cho đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn:

- Dự báo nhu cầu phụ tải;
- Yêu cầu công suất dự phòng (nếu có);
- Dự kiến các ràng buộc lưới.

d) Các đơn vị phát điện thị trường, đơn vị chào giá thay cung cấp cho A_0 các thông tin đầu vào sau đây cho đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn:

- Công suất khả dụng của tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch;
- Công suất công bố của tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch;
- Thời gian khởi động và ngừng máy đối với tổ máy khởi động chậm;
- Công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy (P_{min}).

Trừ các thông tin về công suất công bố, thời gian khởi động và ngừng máy đối với tổ máy khởi động chậm được công bố trước ngày giao dịch chính

thứ 2 ngày (ngày D-2); các thông tin còn lại không là các thông tin cam kết của các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị chào giá thay.

đ) Theo thời gian biểu thị trường quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này, các đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm thông báo cho A_0 kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng lưới truyền tải điện đã được phê duyệt. Trong trường hợp kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng lưới truyền tải có ảnh hưởng đến khả năng phát điện của các tổ máy phát điện, A_0 có quyền điều chỉnh khả năng phát điện của các tổ máy (cụm tổ máy) và thông báo các ràng buộc lưới truyền tải này cho thành viên thị trường liên quan.

e) Các thông tin do A_0 công bố trong đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn:

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

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

- Dự báo phụ tải hệ thống và công suất dự phòng hệ thống;

- Yêu cầu công suất dự phòng hệ thống (nếu có);

- Các dự kiến ràng buộc lưới.

g) A_0 có trách nhiệm lập quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn, phương pháp dự báo phụ tải ngắn hạn và công bố công khai cho các thành viên thị trường.

4. Thoả thuận lịch sửa chữa

a) Định kỳ trước ngày 01 tháng 11 hàng năm, EVN và từng đơn vị phát điện thoả thuận thống nhất lịch sửa chữa, bảo dưỡng các tổ máy cho năm kế tiếp;

b) Thông qua đánh giá an ninh hệ thống trung hạn, trong trường hợp an ninh hệ thống có nguy cơ bị vi phạm liên quan đến lịch sửa chữa, EVN và các đơn vị phát điện phải thoả thuận lại lịch sửa chữa;

c) Trong trường hợp an ninh hệ thống bị đe dọa thông qua cảnh báo của đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn, trình tự thực hiện như sau:

- A_0 thông báo và yêu cầu các đơn vị phát điện điều chỉnh lại lịch sửa chữa và đăng ký lại với A_0 ngay trong khung thời gian tính toán của đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn tám (08) ngày để loại trừ tình huống trên; EVN và các đơn vị phát điện phải xem xét và thoả thuận để điều chỉnh kế hoạch sửa chữa trừ trường hợp việc điều chỉnh kế hoạch sửa chữa có thể ảnh hưởng đến an toàn thiết bị hoặc tính mạng con người hoặc có thể gây thiệt hại lớn về tài chính cho đơn vị phát điện;

- Trong trường hợp không thể điều chỉnh kế hoạch sửa chữa đã được phê duyệt, các đơn vị phát điện phải báo cáo A_0 để thực hiện các biện pháp đảm bảo an ninh hệ thống cần thiết.

d) Trước ngày tách tổ máy ra sửa chữa theo lịch sửa chữa đã thoả thuận với EVN, các đơn vị phát điện phải gửi A_0 đăng ký công tác tổ máy theo mẫu do A_0 quy định và chỉ được tách tổ máy ra sửa chữa khi có sự đồng ý của A_0 , trừ trường hợp không thể điều chỉnh được kế hoạch sửa chữa nêu tại điểm c khoản 4 Điều này.

đ) Đối với các sửa chữa tổ máy bất thường, các đơn vị phát điện phải thoả thuận với EVN và đăng ký với A_0 . đơn vị phát điện chỉ được tách tổ máy khi có sự đồng ý của A_0 . A_0 phải phê duyệt kế hoạch sửa chữa của đơn vị phát điện nếu kế hoạch này không vi phạm an ninh hệ thống theo kết quả chương trình đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn và trung hạn.

Điều 17. Chào giá

1. Quy định chung về chào giá

Các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị chào giá thay phải nộp bản chào giá cho A_0 thông qua hệ thống thông tin thị trường điện lực (trang web thị trường, thư điện tử, fax...) theo thời gian biểu thị trường quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này.

a) Tính hợp lệ của bản chào giá

- A_0 có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của các bản chào giá do các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị chào giá thay gửi. Trường hợp phát hiện thấy bản chào không hợp lệ thì thông báo ngay với đơn vị phát điện thị trường và yêu cầu chào lại trong khuôn khổ thời gian biểu thị trường.

- Bản chào hợp lệ là bản chào thoả mãn các điều kiện sau:

+ Theo đúng mẫu quy định tại Phụ lục 3.2 ban hành kèm theo Quy định này;

+ Tuân thủ các yêu cầu quy định tại khoản 1 và khoản 2 của Điều này.

- Một bản chào giá được A_0 chấp nhận khi được A_0 công bố trên trang web thị trường.

Các Đơn vị phát điện thị trường và Đơn vị chào giá thay có trách nhiệm kiểm tra bản chào giá của đơn vị đã được A_0 chấp nhận hay không.

b) Công suất khả dụng

Vào ngày D-2, các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị chào giá thay phải cung cấp các thông tin sau cho A_0 :

- Công suất khả dụng tính tại đầu cực tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch theo đúng khả năng sẵn sàng của tổ máy;

- Công suất công bố tính tại đầu cực tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D;

- Yêu cầu công suất thử nghiệm (nếu có);

- Trạng thái tổ máy tại thời điểm bắt đầu ngày D;

- Ràng buộc năng lượng của các tổ máy;

- Tốc độ tăng /giảm công suất phát của tổ máy.

c) Bản chào giá ngày tới

Vào ngày D-1, theo thời gian biểu thị trường các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị chào giá thay cung cấp bản chào giá cho A_0 bao gồm các thông tin sau:

- Giá chào

Giá chào mà các đơn vị thị trường và đơn vị chào giá thay cung cấp phải bảo đảm các nội dung:

+ Tối đa năm (05) giá tương ứng với năm (05) dải công suất chào cho từng chu kỳ giao dịch;

+ Giá chào không giảm theo chiều tăng của dải công suất phát;

+ Giá chào có độ chính xác tới 0.1 đồng/kWh;

+ Giá chào của các đơn vị phát điện thị trường phải nhỏ hơn hoặc bằng giá trần; riêng đối với Công ty nhiệt điện Bà Rịa cho phép chào giá cao hơn giá trần đối với trường hợp chạy dầu hoặc chạy hỗn hợp dầu – khí;

+ Giá chào phải lớn hơn hoặc bằng giá sàn. Giá chào bằng giá sàn chỉ áp dụng đối với các tổ máy khởi động chậm tại mức công suất phát ổn định thấp nhất (P_{min}) trong trường hợp mong muốn duy trì trạng thái nổi lưới hoặc đối với các tổ máy thủy điện trong mùa lũ.

- Dải công suất chào

Dải công suất chào mà các đơn vị thị trường và đơn vị chào giá thay cung cấp phải bảo đảm các nội dung:

+ Đối với mỗi giá chào, có 24 giá trị công suất (tính tại đầu cực tổ máy) tương ứng với 24 chu kỳ giao dịch trong ngày D;

+ Đối với mỗi chu kỳ giao dịch, công suất chào không giảm và công suất chào lớn nhất phải bằng công suất công bố của tổ máy;

+ Giá trị công suất của hai dải công suất liên kế bằng nhau thể hiện dải công suất sau có mức giá tăng công suất bằng 0;

+ Trừ trường hợp các dải công suất liên kế có giá trị bằng nhau, chênh lệch giá trị công suất của hai dải công suất liên kế không được nhỏ hơn sai số điều độ lớn nhất quy định tại khoản 8, Điều 19 của Quy định này;

+ Dải công suất chào đầu tiên trong bản chào không được lớn hơn công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy (nhỏ hơn hoặc bằng P_{min} trong các hợp đồng mua bán điện).

- Chào giá của các tổ máy sau sửa chữa dự kiến vào vận hành trong ngày D:

Các đơn vị phát điện thị trường, đơn vị chào giá thay phải chào giá ngày tới cho các tổ máy sau sửa chữa dự kiến đưa vào vận hành trong ngày D.

- Bản chào mặc định ngày tới:

Trong trường hợp đơn vị phát điện thị trường hoặc đơn vị chào giá thay không thể nộp bản chào giá ngày tới trước thời hạn chào giá ngày tới theo thời gian biểu quy định nêu tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này thì A_0 có thể xem xét sử dụng bản chào ngày tới hợp lệ đã chấp nhận gần nhất của đơn vị đó làm bản chào giá cho ngày D.

- Thay đổi công suất trong bản chào giá ngày tới:

Sau 10 (mười) giờ ngày D-2, các Thành viên thị trường không được phép khai báo giảm công suất công bố của tổ máy khởi động chậm trong các chu kỳ giao dịch ngày D, trừ các trường hợp sau:

- + Nguyên nhân kỹ thuật bất khả kháng của tổ máy;
- + Sự cố ngừng tổ máy.

Thành viên thị trường phải thông báo ngay việc ngừng tổ máy bất buộc và biểu đồ công suất khả dụng sửa đổi cho A_0 .

Sau 10 (mười) giờ ngày D-2 đến trước mỗi chu kỳ chào giá, các thành viên thị trường được phép khai báo công suất công bố mới. Công suất công bố mới được cập nhật vào lịch huy động ngày tới nếu việc công bố công suất mới thực hiện trước hai (02) giờ so với thời điểm công bố lịch huy động ngày tới theo thời gian biểu thị trường.

Sau 10 (mười) giờ ngày D-1, các thành viên thị trường không được phép thay đổi giá trong bản chào giá ngày tới.

d) Bản chào cho chu kỳ chào giá tới

- Trước thời hạn quy định, các thành viên thị trường nộp bản chào cho chu kỳ chào giá tới và các giờ còn lại trong ngày. Nội dung bản chào phải tuân thủ các quy định tại điểm c, khoản 1, Điều 17 của Quy định này và các điều kiện sau:

- + Không được thay đổi giá chào so với bản chào giá ngày tới;
- + Được phép thay đổi các mức công suất chào trong bản chào giá ngày tới;
- Số lần chào lại tối đa được phép là một (01) lần.
- Bản chào mặc định cho chu kỳ chào giá tới

Trong trường hợp đơn vị phát điện thị trường hoặc đơn vị chào giá thay không thể nộp bản chào giá cho chu kỳ chào giá tới trước thời hạn chào giá theo thời gian biểu quy định nêu tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này thì A_0 có thể xem xét sử dụng bản chào giá hợp lệ đã được chấp nhận gần nhất của đơn vị đó làm bản chào giá cho chu kỳ chào giá tới.

- Sau thời hạn nộp bản chào giá cho chu kỳ chào giá tới cho đến trước chu kỳ giao dịch, các thành viên thị trường chỉ được phép khai báo lại công suất trong bản chào giá trong các trường hợp sau:

- + Bất khả kháng liên quan đến kỹ thuật của tổ máy;

- + Sự cố ngừng tổ máy;
- + Công suất công bố mới của tổ máy vào vận hành sau sửa chữa;
- + Sử dụng tổ máy có công suất công bố thay thế cho tổ máy bị ngừng sự cố đã chào giá và có công suất phát trong lịch điều độ giờ tới. Tổ máy có công suất công bố thay thế là tổ máy của đơn vị phát điện không được lập lịch huy động nhưng sẵn sàng để vận hành thay thế cho tổ máy được lập lịch huy động nhưng bị ngừng do sự cố.

Nếu việc khai báo công suất công bố mới thực hiện sau thời hạn nộp bản chào thì tại tất cả các giờ giao dịch của chu kỳ chào giá tới, công suất công bố mới chỉ được sử dụng trong các tình huống quy định tại khoản 7 Điều 19 của Quy định này.

2. Công suất dự phòng hệ thống

Mức công suất dự phòng hệ thống trong tình trạng hệ thống vận hành bình thường được quy định tại Chương IV của Quy định này. Nếu công suất dự phòng hệ thống trong đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn thấp hơn quy định, A_0 phải thực hiện theo thứ tự ưu tiên các công việc sau:

- a) Công bố ngay tình trạng công suất dự phòng hệ thống thấp cho các thành viên thị trường;
- b) Cập nhật các điều chỉnh công suất công bố của các thành viên thị trường trong đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn;
- c) Thực hiện các lệnh điều độ liên quan đến an ninh hệ thống theo quy định nêu tại Chương IV của Quy định này.

3. Chào giá nhóm tổ máy

- a) Việc chào giá cho nhóm các tổ máy chỉ được áp dụng đối với các nhóm tổ máy có điều kiện đặc biệt và được quy định riêng.
- b) A_0 ứng xử với mỗi nhóm tổ máy như là một tổ máy duy nhất theo quan điểm vận hành thị trường và vận hành hệ thống.

Điều 18. Thông tin điều độ

1. Quy định chung về thông tin điều độ

A_0 có nghĩa vụ lập, công bố thông tin điều độ trước ngày giao dịch thị trường, cập nhật và công bố các thông tin điều độ trong và sau ngày giao dịch theo các quy định dưới đây:

a) Trước ngày giao dịch

- Theo thời gian biểu quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này, trong ngày làm việc, A_0 có trách nhiệm lập và công bố phương thức ngày cho ngày làm việc tiếp theo và cho các ngày nghỉ giữa hai ngày làm việc liên tiếp. Các thông tin công bố bao gồm:

- + Phụ tải hệ thống và phụ tải miền dự báo cho từng chu kỳ giao dịch;
- + Các ràng buộc vì lý do an ninh hệ thống;

- + Giá thị trường dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch;
- + Công suất phát dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch của từng tổ máy và từng thành viên thị trường.

- Trong phạm vi thời gian biểu thị trường điện lực, A_0 có thể tính toán và công bố lại phương thức ngày tới nếu xét thấy có những thay đổi ảnh hưởng nghiêm trọng đến an ninh hệ thống;

- A_0 có trách nhiệm lập quy trình lập phương thức ngày, kể cả các điều chỉnh nếu có và công bố công khai cho các thành viên thị trường.

b) Trong ngày giao dịch

A_0 cập nhật các thông tin dưới đây cho phương thức điều độ giờ tới và các giờ còn lại của ngày giao dịch bao gồm các thông tin sau:

- Các thông tin A_0 cập nhật trước khi bắt đầu chu kỳ giao dịch tới:
 - + Bản chào giá của chu kỳ chào giá tới;
 - + Phụ tải hệ thống và phụ tải miền dự báo tại giờ chính điểm của chu kỳ giao dịch tới và dự kiến cho các chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó;
 - + Ràng buộc trên hệ thống truyền tải 500 kV dự kiến của chu kỳ giao dịch tới và dự kiến cho các chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó;
 - + Các ràng buộc an ninh hệ thống dự kiến của chu kỳ giao dịch tới và dự kiến cho chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó;
 - + Trạng thái và công suất phát điện của các tổ máy hiện tại;
 - + Các thông tin khác quy định tại Quy định lập lịch giờ tới.
- Các thông tin A_0 công bố cho các thành viên thị trường trước giờ giao dịch:
 - + Phụ tải hệ thống và phụ tải miền dự báo tại giờ chính điểm của chu kỳ giao dịch tới và dự kiến cho các giờ còn lại trong cùng chu kỳ chào giá và chu kỳ chào giá liền kề sau đó;
 - + Ràng buộc trên hệ thống truyền tải 500 kV dự kiến của chu kỳ giao dịch tới và dự kiến cho các giờ còn lại trong cùng chu kỳ chào giá và chu kỳ chào giá liền kề sau đó;
 - + Các ràng buộc an ninh hệ thống dự kiến của chu kỳ giao dịch tới và dự kiến cho các giờ còn lại trong cùng chu kỳ chào giá và chu kỳ chào giá liền kề sau đó;
 - + Giá thị trường của chu kỳ giao dịch tới và dự kiến cho các giờ còn lại trong cùng chu kỳ chào giá và chu kỳ chào giá liền kề sau đó;
 - + Công suất phát điện giờ tới của từng tổ máy và dự kiến cho các giờ còn lại trong cùng chu kỳ chào giá và chu kỳ chào giá liền kề sau đó cho từng thành viên thị trường.

Ngoài ra, chương trình lập lịch điều độ cũng cung cấp cho A_0 thứ tự điều độ các tổ máy trong giờ tới.

c) Sau ngày giao dịch

Trước chín (09) giờ của ngày làm việc liền kề sau khi kết thúc ngày giao dịch, A_0 phải công bố công khai toàn bộ các thông tin vận hành từng chu kỳ giao dịch của các ngày giao dịch trước đó như sau:

- Phụ tải hệ thống và phụ tải miền;
- Điện năng của từng nhà máy điện;
- Giá thị trường;
- Ràng buộc lưới;
- Các ràng buộc an ninh hệ thống;
- Các điều chỉnh công suất phát điện tổ máy kèm theo các lý do;
- Bản chào giá của các thành viên thị trường.

2. Các thông tin điều độ khác

a) Bất cứ thời điểm nào trong chu kỳ giao dịch, khi phát hiện có dấu hiệu vi phạm an ninh hệ thống, A_0 phải lập tức thông báo ngay cho các thành viên thị trường;

b) A_0 lập các ràng buộc lưới điện truyền tải theo các tiêu chuẩn an ninh hệ thống quy định tại Chương IV của Quy định này;

c) A_0 có trách nhiệm lập quy trình lập lịch điều độ, các sửa đổi bổ sung nếu có và công bố công khai cho các thành viên thị trường trên trang web thị trường;

d) A_0 có trách nhiệm lập các mẫu báo cáo vận hành thị trường, định kỳ lập các báo cáo và công bố công khai cho các thành viên thị trường trên trang web thị trường;

đ) Khi phải can thiệp hoặc dừng thị trường, A_0 có trách nhiệm thông báo công khai cho các thành viên thị trường trên trang web thị trường các thông tin sau:

- Trong vòng 02 (hai) ngày làm việc kể từ ngày xảy ra việc can thiệp hoặc dừng thị trường điện lực, các thông tin sơ bộ liên quan;

- Trong vòng 15 (mười lăm) ngày làm việc kể từ ngày xảy ra việc can thiệp hoặc dừng thị trường điện lực, thông tin chi tiết bao gồm các nội dung sau:

- + Lý do dẫn đến việc phải can thiệp hoặc dừng thị trường điện lực;
- + Các hành động mà A_0 đã thực hiện tại các thời điểm trước, trong và sau khi can thiệp hoặc dừng thị trường điện lực.

e) Vi phạm lệnh điều độ

Nếu có một tổ máy tham gia thị trường vi phạm lệnh điều độ theo quy định tại khoản 8 Điều 19 của Quy định này, thì trong vòng 02 (hai) ngày làm việc A_0 phải thông báo công khai các thông tin sau:

- Tổ máy vi phạm lệnh điều độ;
- Nguyên nhân dẫn đến tình huống vi phạm lệnh điều độ;
- Thời điểm và khoảng thời gian xảy ra vi phạm lệnh điều độ;
- Ảnh hưởng đến các tổ máy khác (nếu có).

Điều 19. Điều độ hệ thống

1. Tình trạng sẵn sàng tổ máy

a) Các thành viên thị trường không được phép ngừng tổ máy khi chưa được A_0 đồng ý trừ trường hợp liên quan đến tính mạng con người và an toàn thiết bị được quy định tại các quy trình, quy phạm hiện hành;

b) Các thành viên thị trường phải thông báo ngay cho A_0 thời điểm tổ máy ở tình trạng không sẵn sàng.

2. Cơ chế khởi động và hoà lưới tổ máy

a) Đối với các tổ máy khởi động chậm, thành viên thị trường khởi động và cam kết hoà lưới theo đúng phương thức ngày. Trường hợp để đáp ứng đúng phương thức ngày đòi hỏi tổ máy phải được khởi động trước thời điểm công bố kết quả phương thức ngày, thành viên thị trường phải căn cứ thông tin đăng ký trong đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn công bố vào ngày D-2. Trường hợp việc hoà lưới diễn ra sớm hơn dự kiến trong PASA ngắn hạn, A_0 có trách nhiệm cập nhật công suất khả dụng của tổ máy vào PASA ngắn hạn.

b) Đối với các tổ máy khởi động nhanh, việc khởi động và hoà lưới phải tuân thủ theo lịch điều độ giờ tới và yêu cầu của A_0 nhằm bảo đảm an ninh hệ thống.

c) Các thành viên thị trường phải thông báo ngay cho A_0 bất cứ thay đổi nào trong việc khởi động và hoà lưới tổ máy.

d) Các Thành viên thị trường có trách nhiệm:

- Công bố biểu đồ công suất phát khả dụng từng giờ kể từ thời điểm hoà lưới dự kiến;

- Thông báo cho A_0 thời điểm dự kiến hoà lưới tổ máy trước ít nhất 30 (ba mươi) phút;

- Thông báo cho A_0 05 (năm) phút trước khi hoà lưới tổ máy, trừ trường hợp có thoả thuận khác với A_0 ;

- Thông báo ngay cho A_0 trước và sau khi hoà lưới tổ máy;

- Thông báo ngay cho A_0 thời điểm tổ máy đạt mức công suất phát ổn định tối thiểu;

- Không được tăng công suất phát tổ máy cao hơn mức công suất phát theo lịch điều độ trừ trường hợp phát theo yêu cầu của A_0 .

3. Cơ chế ngừng tổ máy

a) Thành viên thị trường phải thông báo cho A_0 kế hoạch ngừng tổ máy khởi động chậm (đã có trong thông tin cung cấp cho chương trình đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn) trước 02 (hai) ngày giao dịch và phải thông báo lại ngay kế hoạch này khi có thay đổi. Trường hợp tổ máy khởi động chậm được yêu cầu tách lưới trong chu kỳ thừa công suất, A_0 có trách nhiệm cập nhật vào PASA ngắn hạn. Đối với chu kỳ thừa công suất, căn cứ theo kết quả PASA ngắn hạn, A_0 có thể quyết định ngừng tổ máy khởi động chậm theo trình tự quy định tại khoản 6, Điều 19 của Quy định này.

b) Các thông tin mà thành viên thị trường thông báo cho A_0 bao gồm:

- Biểu đồ công suất phát khả dụng trước khi ngừng tổ máy;
- Thời điểm ngừng tổ máy dự kiến.

c) Thành viên thị trường có trách nhiệm:

- Thông báo cho A_0 30 phút trước khi dự kiến ngừng tổ máy;
- Sau khi được A_0 đồng ý, thông báo ngay cho A_0 thời điểm bắt đầu và biểu đồ giảm công suất phát, mức công suất phát trước khi tách lưới, thời điểm tách lưới tổ máy.

4. Điều độ thời gian thực

a) Ba mươi (30) phút trước mỗi chu kỳ giao dịch, A_0 có trách nhiệm công bố giá thị trường và biểu đồ công suất phát điện của các tổ máy của chu kỳ giao dịch.

b) A_0 thực hiện điều độ các tổ máy trong hệ thống thông qua hệ thống DIM (nếu có) và hệ thống thông tin điều độ khác theo quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia. Thành viên thị trường có trách nhiệm nhận và tuân thủ lệnh điều độ tổ máy theo chỉ dẫn từ hệ thống DIM và hệ thống thông tin điều độ trừ các trường hợp bất khả kháng hoặc vì lý do an toàn con người, thiết bị như nêu trong Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia.

c) Các thành viên thị trường có trách nhiệm xây dựng, quản lý và vận hành hệ thống thông tin liên lạc cần thiết để A_0 có thể thực hiện được các quy định nêu tại điểm b khoản 4 Điều này.

d) Trong mỗi chu kỳ giao dịch, A_0 có trách nhiệm vận hành hệ thống theo biểu đồ công suất phát điện của tổ máy quy định tại điểm a khoản 4 Điều này. A_0 phải đảm bảo rằng việc xử lý các sai khác giữa phụ tải thực tế và dự kiến, xử lý ràng buộc truyền tải, sự cố và các bất thường khác trong mỗi chu kỳ giao dịch với chi phí thấp nhất, thứ tự huy động như sau:

- Sử dụng tới mức công suất khả dụng của các tổ máy thủy điện và tổ máy sử dụng nhiên liệu DO; công suất công bố mới (nếu có) trong chu kỳ giao dịch “thiếu công suất” hoặc xử lý sự cố. Thứ tự huy động công suất khả dụng còn lại trong xử lý sự cố hoặc trong chu kỳ giao dịch “thiếu công suất” quy định tại qui trình lập lịch huy động và điều độ thời gian thực do EVN ban hành; điện năng sai khác giữa vận hành thực tế của tổ máy và biểu đồ công

suất phát điện tổ máy xác định tại điểm a khoản 4 Điều này được thanh toán bằng giá thị trường tại chu kỳ giao dịch.

5. Ràng buộc lưới truyền tải

a) Theo thời gian biểu thị trường, các đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm cung cấp đầy đủ kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện đã phê duyệt cho A_0 . A_0 thực hiện mô phỏng hệ thống và xác định các ràng buộc lưới điện làm đầu vào cho các chương trình lập phương thức ngày và lịch điều độ giờ tới.

b) Các tổ máy phát điện huy động theo yêu cầu an ninh hệ thống không tham gia xác lập giá thị trường.

6. Thừa công suất phát

a) Hiện tượng “thừa công suất” xảy ra khi phụ tải hệ thống thấp hơn tổng công suất phát ổn định thấp nhất của các tổ máy khởi động chậm và công suất chào của các nhà máy thủy điện có giá bằng 0.

b) Khoảng thời gian xảy ra “thừa công suất” được dự báo bằng đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn và các bản chào giá. A_0 có quyền không cho phép hòa các tổ máy khởi động chậm khi có xảy ra tình huống “thừa công suất”.

c) Khi xảy ra tình huống “thừa công suất”, A_0 thực hiện các biện pháp theo thứ tự ưu tiên sau:

- Công bố tình trạng “thừa công suất” cho các thành viên thị trường;
- Dự báo khoảng thời gian xảy ra “thừa công suất”;
- Kiểm tra PASA ngắn hạn;
- Ngừng tổ máy (các tổ máy) khởi động chậm để loại trừ tình huống “thừa công suất” theo thứ tự ưu tiên sau: tổ máy tự nguyện ngừng, thời gian khởi động ngắn nhất, chi phí khởi động thấp nhất, công suất phát tối thiểu nhỏ nhất đủ để loại trừ tình huống “thừa công suất”. Các thông số trên do EVN quy định.

- Sau khi ngừng tổ máy khởi động chậm, A_0 thực hiện thứ tự ưu tiên huy động các nguồn như sau: khai thác nhà máy thủy điện đang hoặc chuẩn bị xả lũ, phần còn lại xử lý theo điều khoản bản chào có giá bằng nhau quy định tại khoản 3 Điều 20 của Quy định này;

- Tổ máy khởi động chậm ngừng vì lý do “thừa công suất” sẽ được thanh toán bù chi phí khởi động cho lần khởi động tiếp theo. EVN chịu trách nhiệm thanh toán khoản chi phí này.

7. Thiếu công suất phát

a) Hiện tượng “thiếu công suất” xảy ra khi phụ tải hệ thống cao hơn tổng công suất công bố trong các bản chào giá của các đơn vị phát điện thị trường và đơn vị chào giá thay trong một hoặc nhiều chu kỳ giao dịch.

b) Khoảng thời gian xảy ra “thiếu công suất” được dự báo bằng đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn, trung hạn.

c) Trong trường hợp các điều chỉnh của thành viên thị trường trong kế hoạch tham gia thị trường vẫn không loại trừ được khả năng xảy ra tình huống “thiếu công suất”, thì A_0 thực hiện các biện pháp sau:

- Công bố trên trang web thị trường tình trạng “thiếu công suất”;
- Công bố trên trang web thị trường dự kiến khoảng thời gian xảy ra “thiếu công suất”;
- Thoả thuận lại kế hoạch sửa chữa các tổ máy gần nhất đã được chấp nhận trước đó;
- Huy động tới mức công suất khả dụng theo thứ tự huy động công suất khả dụng còn lại trong xử lý sự cố và chu kỳ giao dịch “thiếu công suất” hoặc công suất công bố mới (nếu có);
- Cắt tải.

8. Tuân thủ lệnh điều độ

a) Tại bất kỳ thời điểm nào, thành viên thị trường phải vận hành các tổ máy với mức công suất phát tuân thủ đúng lệnh điều độ trong phạm vi sai số điều độ cho phép. Mức sai số điều độ cho phép được quy định như sau:

- Đối với tổ máy có công suất định mức nhỏ hơn hoặc bằng 100 MW, mức sai số cho phép không quá $\pm 5\%$ công suất định mức tổ máy;
- Đối với tổ máy có công suất định mức lớn hơn 100 MW, mức sai số cho phép không quá $\pm 3\%$ công suất định mức tổ máy.

b) Sử dụng hệ thống SCADA và hệ thống thông tin điều độ, A_0 giám sát sự tuân thủ lệnh điều độ của các thành viên thị trường, phát lệnh cảnh báo vi phạm sai số điều độ cho phép đến thành viên thị trường. Nếu sau 03 (ba) lần phát lệnh cảnh báo, công suất phát của tổ máy vẫn vi phạm sai số điều độ cho phép thì tổ máy bị coi là không tuân thủ lệnh điều độ.

c) Trường hợp tổ máy không tuân thủ lệnh điều độ, A_0 có quyền:

- Yêu cầu thành viên thị trường nêu lý do không tuân thủ và yêu cầu thành viên đó công bố lại công suất công bố của tổ máy;
- Yêu cầu thành viên thị trường phải tuân thủ lệnh điều độ. Nếu thành viên thị trường vẫn không tuân thủ lệnh điều độ và các lý do vi phạm không phù hợp với các quy định trong quy định này và các quy định khác liên quan, A_0 có trách nhiệm thông báo công khai trên trang web thị trường thành viên thị trường có tổ máy đang không tuân thủ lệnh điều độ;
- Thành viên thị trường có tổ máy không tuân thủ lệnh điều độ sẽ chỉ được thanh toán 80% giá thị trường trong công thức 6.1 tại Điều 42 Quy định này đối với chu kỳ giao dịch không tuân thủ lệnh điều độ.

9. Tuân thủ Quy định khai thác hồ chứa thủy điện:

a) Đơn vị phát điện phải tuân thủ Quy định khai thác hồ chứa thủy điện.

b) Căn cứ vào điện năng đảm bảo năm, tháng, tuần của các hồ chứa thủy điện, đánh giá an ninh hệ thống trung hạn và ngắn hạn và tình hình vận hành thực tế của các nhà máy điện khác và hệ thống lưới truyền tải, EVN sẽ trình cấp có thẩm quyền phê duyệt và quyết định mức tiết giảm điện cụ thể cho từng công ty điện lực.

c) Các hành vi không tuân thủ Quy định khai thác hồ chứa thủy điện có thể ảnh hưởng đến hoạt động của thị trường điện lực, bao gồm:

- Vi phạm điện năng đảm bảo tuần;
- Vi phạm mức nước giới hạn tuần.

d) Trừ các đơn vị phát điện làm nhiệm vụ điều tần, trường hợp vi phạm điện năng đảm bảo tuần (điện năng thực phát trong tuần nhỏ hơn điện năng đảm bảo tuần), phần điện năng đảm bảo tuần bị thiếu hụt của tuần đó được cộng dồn vào tuần kế tiếp và A_0 có trách nhiệm thông báo nhắc nhở đơn vị phát điện. Nếu đơn vị phát điện bị nhắc nhở 03 (ba) lần liên tiếp thì đơn vị phát điện có trách nhiệm khai thác các tổ máy trong trong các ngày đầu tiên tuần thứ 04 (tư) theo đúng biểu đồ do EVN công bố cho đến khi hết phần điện năng đảm bảo tuần của 03 (ba) tuần và không được phép tham gia chào giá. Trong thời gian này, giá điện dùng để thanh toán cho các tổ máy được tính bằng 0,8 lần giá hợp đồng ($0,8 * P_c$). Các ngày còn lại của tuần thứ 4 (tư), đơn vị phát điện tham gia thị trường điện lực bình thường.

đ) Trường hợp vi phạm mức nước giới hạn tuần (mức nước hồ thấp hơn mức nước giới hạn tuần) vào một thời điểm nào đó trong tuần của một đơn vị phát điện thì A_0 có trách nhiệm thông báo, nhắc nhở đơn vị phát điện trừ trường hợp vi phạm do phải tuân thủ khoản d Điều này. Nếu đơn vị phát điện bị nhắc nhở lần thứ 02 (hai) liên tiếp thì việc huy động các tổ máy của đơn vị phát điện trong thời gian xác định trong thông báo của A_0 của các ngày còn lại trong tuần thứ 03 (ba) tùy thuộc vào yêu cầu an ninh hệ thống cho đến khi đưa mức nước hồ chứa về mức nước giới hạn tuần của tuần thứ 03 (ba) và không được phép tham gia chào giá. Giá điện dùng để thanh toán trong phần doanh thu từ thị trường cho các tổ máy trong khoảng thời gian này được tính bằng 0,8 lần giá hợp đồng ($0,8 * P_c$). Thanh toán theo CfD vẫn thực hiện bình thường với giá tham chiếu là giá thị trường (P_m).

10. Tuân thủ Quy định về lập lịch huy động ngày tới, giờ tới và điều độ thời gian thực.

11. Chỉ định nhà máy điện điều tần

- Trước 10 (mười) giờ ngày D-2, căn cứ vào tình hình thực tế của hệ thống và khả năng đáp ứng của từng nhà máy điện, A_0 chỉ định một hoặc một vài nhà máy điện điều tần cho hệ thống cho ngày D. Trước khi lập lịch cho mỗi chu kỳ giao dịch, A_0 đưa ra yêu cầu lượng công suất điều tần và chỉ định nhà máy hoặc nhóm nhà máy điều tần. Nếu không phải thay đổi nhà máy và

lượng công suất điều tần, thì các dữ liệu do A_0 công bố gần nhất được mặc định áp dụng cho các chu kỳ sau, cho đến khi có một thông báo mới. Tất cả các thông tin về nhà máy và lượng công suất dành để điều tần, A_0 phải công bố trên trang web thị trường.

- Thời gian tham gia điều tần được tính tròn theo từng chu kỳ giao dịch và được A_0 xác nhận để phục vụ mục đích thanh toán.

- A_0 có trách nhiệm xác định mức công suất dùng cho điều tần cho từng chu kỳ giao dịch tuân thủ qui định tại Điều 26 của Quy định này và thông báo cho đơn vị phát điện được chỉ định làm nhiệm vụ điều tần trong các thông báo trước chu kỳ giao dịch.

Điều 20. Giá thị trường

1. Xác định giá thị trường

a) Giá biên hệ thống được xác định cho từng miền (Bắc, Trung, Nam) cho từng chu kỳ giao dịch, có tính đến ràng buộc và tổn thất trên hệ thống truyền tải 500 kV;

b) Giá thị trường được xác định là giá của MW cuối cùng của các tổ máy thuộc đơn vị phát điện chào giá trực tiếp trên thị trường điện lực tham gia lịch phát điện đáp ứng nhu cầu phụ tải hệ thống có tính đến ràng buộc và tổn thất trên lưới truyền tải 500kV;

c) A_0 có nhiệm vụ xác định giá thị trường của mỗi chu kỳ giao dịch và công bố cho các Thành viên thị trường trên trang web thị trường trước khi diễn ra chu kỳ giao dịch đó;

d) Các tổ máy vận hành trong các chế độ dưới đây không tham gia xác định giá thị trường:

- Tổ máy phát công suất tại mức tải thử nghiệm;
- Tổ máy phát tại mức công suất do ràng buộc lưới miền, an ninh hệ thống;
- Tổ máy ở trạng thái duy trì trong khoảng thời gian “thừa công suất”.

2. Giá trần, giá sàn, giá thị trường trong thời gian “thừa công suất” và “thiếu công suất”

a) Giá trần, giá sàn của thị trường điện lực do Hội đồng quản trị EVN quy định và được xem xét, sửa đổi khi cần thiết;

b) Trong thời gian “thừa công suất”, giá thị trường bằng giá sàn;

c) Trong thời gian “thiếu công suất” giá thị trường bằng giá trần.

3. Các bản chào có giá bằng nhau

Nếu bản chào của hai tổ máy trong cùng một miền có giá bằng nhau và bằng với giá thị trường thì mức công suất phát của từng tổ máy được tính theo tỷ lệ công suất khả dụng của các tổ máy, có xét tới các ràng buộc của tổ máy.

Điều 21. Can thiệp và dừng thị trường điện lực

1. A_0 có quyền can thiệp và dừng thị trường trong các trường hợp sau:

- a) Sự cố tan rã hệ thống gây mất điện toàn hệ thống hoặc một khu vực rộng lớn;
- b) Sự cố mất nguồn cung cấp khí hoặc sự cố lưới 500 kV làm hệ thống bị phân chia thành nhiều miền;
- c) Sự cố nghiêm trọng hệ thống máy tính vận hành thị trường điện lực;
- d) Sa thải phụ tải cưỡng bức xảy ra quá 24 giờ liên tục để duy trì cân bằng cung cầu;
- đ) Các bất thường khác trên thị trường điện lực dẫn đến phải dừng thị trường theo quyết định của Tổng giám đốc EVN.

2. Thẩm quyền quyết định dừng thị trường

- a) Cục Điều tiết điện lực có thẩm quyền yêu cầu EVN dừng thị trường trong trường hợp cần thiết;
- b) Tổng giám đốc EVN là người có thẩm quyền quyết định dừng thị trường;
- c) A_0 có quyền dừng khẩn cấp thị trường khi xảy ra các trường hợp nêu tại khoản 1 Điều này. Sau khi dừng khẩn cấp thị trường, A_0 báo cáo Tổng giám đốc EVN để quyết định chính thức dừng thị trường;
- d) A_0 là đơn vị duy nhất được phép thông báo quyết định chính thức dừng thị trường tới các thành viên thị trường và các cơ quan, đơn vị có liên quan.

3. A_0 không được dừng thị trường trong các trường hợp sau:

- a) Giá thị trường bằng giá trần;
- b) Can thiệp thị trường bằng các lệnh liên quan đến an ninh hệ thống.

4. Tuyên bố dừng thị trường điện lực

- a) Việc dừng thị trường điện lực bắt đầu có hiệu lực từ chu kỳ giao dịch nêu trong thông báo do A_0 đưa ra;
- b) A_0 phải thông báo ngay việc dừng thị trường điện lực cho tất cả các thành viên thị trường;
- c) Lệnh dừng thị trường sẽ có hiệu lực cho đến chu kỳ giao dịch được thể hiện trong thông báo khôi phục thị trường điện lực của A_0 .

d) Trong trường hợp dự kiến dừng thị trường điện lực quá 30 ngày kể từ ngày công bố chính thức dừng thị trường điện lực, EVN có trách nhiệm báo cáo Bộ Trưởng Bộ trưởng Bộ Công Thương xem xét quyết định

5. Vận hành hệ thống trong thời gian dừng thị trường điện lực

- a) Trong thời gian dừng thị trường điện lực, các thành viên thị trường phải tuân thủ lệnh điều độ của A_0 ;

b) Trong thời gian dừng thị trường điện lực, A_0 điều độ các tổ máy, nhà máy điện theo các giá hợp đồng, có xét tới các ràng buộc an ninh hệ thống;

c) EVN có trách nhiệm cung cấp giá Pc của các nhà máy để A_0 có cơ sở thực hiện và công bố lại khi có thay đổi;

d) Giá điện thanh toán cho các đơn vị phát điện thị trường được lấy bằng giá hợp đồng CfD.

6. Khôi phục thị trường

a) Cục Điều tiết điện lực có thẩm quyền yêu cầu EVN khôi phục thị trường điện lực trong trường hợp dừng thị trường theo quy định tại điểm a khoản 2 Điều này;

b) Tổng giám đốc EVN là người có thẩm quyền quyết định khôi phục thị trường;

c) A_0 xác định đủ điều kiện khôi phục thị trường báo cáo Tổng giám đốc EVN để quyết định chính thức khôi phục thị trường;

d) A_0 là đơn vị duy nhất được phép thông báo quyết định chính thức khôi phục thị trường tới các thành viên thị trường và các cơ quan, đơn vị có liên quan;

đ) Việc khôi phục thị trường điện lực bắt đầu có hiệu lực từ chu kỳ giao dịch nêu trong thông báo của A_0 gửi tới các thành viên thị trường;

e) Tuyên bố khôi phục thị trường: Thị trường được khôi phục hoạt động trở lại khi các nguyên nhân dừng thị trường quy định tại khoản 1 Điều này được khắc phục:

- Đối với trường hợp dừng thị trường theo quy định tại các điểm a, b và c khoản 1 Điều này, A_0 có quyền quyết định đưa ra thông báo khôi phục thị trường;

- Đối với trường hợp dừng thị trường quy định tại các điểm d và đ khoản 1 Điều này, thông báo khôi phục thị trường của A_0 phải tuân theo quyết định của Tổng giám đốc EVN.

Chương IV **AN NINH HỆ THỐNG**

Điều 22. Các khái niệm liên quan đến an ninh hệ thống

1. Chế độ vận hành an toàn

a) Hệ thống điện được coi là vận hành trong “chế độ vận hành an toàn” nếu tất cả các thiết bị trong hệ thống vận hành ổn định trong giới hạn kỹ thuật cho phép ngay cả trong trường hợp đã xảy ra một sự cố thông thường;

b) Các tiêu chuẩn cụ thể của chế độ vận hành an toàn nêu tại Phụ lục 4.1 ban hành kèm theo Quy định này.

2. Sự cố thông thường

a) Sự cố là sự kiện xảy ra trên các phần tử của hệ thống, có ảnh hưởng đến chế độ vận hành của hệ thống điện. Các sự cố có thể là việc tách lưới khẩn cấp một hoặc một vài tổ máy hoặc các thiết bị truyền tải trong hệ thống điện;

b) Sự cố thông thường là các sự cố có xác suất xảy ra lớn, danh sách chi tiết tại Phụ lục 4.2 ban hành kèm theo Quy định này;

c) Ngoài các sự cố nêu tại Phụ lục 4.2 ban hành kèm theo Quy định này, trong một số tình huống đặc biệt như thiên tai, lũ lụt, bão từ, cháy nổ trên diện rộng hay các điều kiện bất khả kháng khác có thể gây ảnh hưởng đến hệ thống. Trong những tình huống như vậy, A_0 có thể tạm thời bổ sung một số loại sự cố khác có xác suất xảy ra lớn thêm vào danh sách ở Phụ lục 4.2 ban hành kèm theo Quy định này. Nếu việc phân loại này làm ảnh hưởng đến vận hành thị trường thì A_0 phải có nghĩa vụ khẩn trương thông báo hoặc hủy bỏ thông báo cho tất cả các thành viên thị trường.

3. Chế độ vận hành tin cậy

Hệ thống được coi là đang được vận hành trong “chế độ vận hành tin cậy” nếu:

a) Việc cung cấp điện cho tất cả các phụ tải đều được thực hiện đầy đủ theo đúng yêu cầu kỹ thuật và nhu cầu khách hàng;

b) Hệ thống điện phải đang được vận hành trong chế độ vận hành an toàn;

c) Nếu xảy ra sự cố thông thường, hệ thống không phải sa thải phụ tải.

4. Giới hạn truyền tải

a) Giới hạn truyền tải là giới hạn công suất trao đổi giữa các “nút” trong hệ thống điện và phụ thuộc vào các tiêu chuẩn kỹ thuật dưới đây:

- Dòng định mức cho phép;
- Giới hạn điện áp cho phép;
- Ổn định điện áp;
- Ổn định chế độ xác lập;
- Ổn định quá độ;
- Ổn định dao động bé;
- Giới hạn điều khiển tần số.

b) A_0 có thể sử dụng khả năng quá tải của các thiết bị trong hệ thống điện để duy trì an ninh hệ thống;

c) A_0 có trách nhiệm thường xuyên và định kỳ xem xét, hiệu chỉnh và công bố các giới hạn truyền tải trên lưới. Giới hạn truyền tải phụ thuộc vào các yếu tố sau:

- Dự báo nhu cầu phụ tải toàn hệ thống và các khu vực;

- Phân bố công suất phát giữa các tổ máy trong hệ thống điện;
- Cấu hình vận hành của lưới điện truyền tải, có tính đến việc ngừng sửa chữa một số phần tử trên lưới hoặc tách một vài điểm đấu nối ra khỏi lưới điện;
- Phân bố trào lưu công suất trong lưới điện truyền tải;
- Công suất phản kháng phát và tiêu thụ trong hệ thống cũng như vị trí và tình trạng hoạt động của các thiết bị cung cấp công suất phản kháng trên lưới điện;
- Vị trí của các tổ máy dự phòng trong hệ thống;
- Các nguy cơ xảy ra tình trạng bất thường, thiên tai bão lụt, bão từ...;
- Các tình huống bất thường khác như sự cố hệ thống bảo vệ.

Điều 23. Nguyên tắc duy trì vận hành hệ thống an toàn và tin cậy

1. A_0 có trách nhiệm bảo đảm và duy trì vận hành hệ thống ở “chế độ vận hành an toàn” trong các điều kiện thực tế cho phép của hệ thống.

2. A_0 có trách nhiệm đưa chế độ làm việc của hệ thống vào trạng thái “chế độ vận hành tin cậy” trong khuôn khổ các giới hạn và ràng buộc cho phép, thoả mãn các tiêu chuẩn vận hành an toàn hệ thống và trong các điều kiện thực tế cho phép của hệ thống.

3. Sau khi sự cố xảy ra hoặc sau khi xảy ra những thay đổi lớn trong chế độ vận hành của hệ thống, A_0 phải có nghĩa vụ khôi phục lại chế độ vận hành an toàn và chế độ vận hành tin cậy cho phép trong thời gian nhanh nhất có thể như đã nêu tại khoản 1 và 2 của Điều này.

4. A_0 có trách nhiệm dự kiến các bất thường có thể xảy ra trong hệ thống gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến an ninh hệ thống.

5. Trừ các trường hợp đặc biệt hay sửa chữa, các thiết bị tự động sa thải phụ tải theo tần số trên lưới phải luôn luôn duy trì ở trạng thái sẵn sàng để giảm nguy cơ rã lưới khi có sự cố xếp chồng xảy ra.

6. Trên cơ sở các cảnh báo của A_0 , đơn vị quản lý lưới điện có thể yêu cầu các thành viên thị trường bằng chi phí của mình lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng các phương tiện thiết bị bảo vệ và đóng cắt với mục đích:

- a) Hỗ trợ hệ thống ngăn chặn mất ổn định;
- b) Hỗ trợ hệ thống duy trì và khôi phục “chế độ vận hành an toàn” cao nhất có thể;
- c) Ngăn ngừa tình trạng chia cắt hệ thống, ngăn ngừa các sự cố lớn trong lưới truyền tải khu vực hoặc chống lan truyền sự cố.

7. Tại các vị trí chiến lược, đơn vị quản lý lưới điện và A_0 có thể yêu cầu các nhà máy điện trang bị hệ thống khởi động đen. Hệ thống khởi động đen phải luôn ở trong trạng thái sẵn sàng làm việc.

Điều 24. Trách nhiệm của A₀ trong việc duy trì an ninh hệ thống

1. Thường xuyên giám sát chế độ vận hành của hệ thống.
2. Đảm bảo hệ thống vận hành trong “chế độ vận hành an toàn”.
3. Sử dụng tất cả các nguồn lực và dịch vụ có thể để duy trì và khôi phục “chế độ vận hành an toàn” có thể của hệ thống điện.
4. Cố gắng đưa chế độ vận hành của hệ thống vào “chế độ vận hành tin cậy” trong khuôn khổ các giới hạn và ràng buộc cho phép, thoả mãn các tiêu chuẩn vận hành an toàn hệ thống.
5. Đánh giá các giới hạn kỹ thuật và giới hạn vận hành có ảnh hưởng đến vận hành hệ thống điện.
6. Xác định các ràng buộc trong điều độ công suất phát các tổ máy và đánh giá ảnh hưởng của các ràng buộc này trong việc duy trì hệ thống vận hành an toàn và tin cậy.
7. Điều độ công suất phát của các tổ máy trong hệ thống theo đúng Quy định thị trường có xét đến các giới hạn truyền tải.
8. Thường xuyên và định kỳ xác định, công bố các giới hạn truyền tải trên các đường dây trọng yếu.
9. Chỉ đạo các cấp điều độ vận hành lưới điện duy trì hệ thống vận hành ở chế độ an toàn phù hợp với điều kiện thực tế hệ thống.
10. Đánh giá khả năng sẵn sàng và tính đầy đủ của dự phòng quay và dự phòng công suất phản kháng và đưa ra các biện pháp nhằm duy trì mức dự phòng sẵn sàng thích hợp cho hệ thống.
11. Xác định các mức công suất dự phòng công suất ngắn hạn và trung hạn thích hợp và đánh giá dự phòng công suất ngắn hạn và trung hạn trên cơ sở Chương trình đánh giá an ninh hệ thống.
12. Cung cấp các thông tin liên quan tới tình trạng hệ thống đã, đang và sẽ xảy ra có thể ảnh hưởng lớn đến an ninh hệ thống; định kỳ thông báo công khai tình trạng dự phòng công suất của hệ thống, đặc biệt khi chỉ số này thấp hơn so với tiêu chuẩn.
13. Trong các tình huống khẩn cấp và xét thấy cần thiết, A₀ có quyền tạm thời tách các thiết bị đang nối lưới của các thành viên thị trường để đưa hệ thống trở về trạng thái vận hành an toàn; khi tình trạng khẩn cấp bị loại bỏ, A₀ phải đưa các thiết bị trên trở lại đấu nối hệ thống.
14. Trong các trường hợp khẩn cấp và xét thấy cần thiết, A₀ có quyền ra lệnh trực tiếp cho bất cứ thành viên thị trường nào triển khai các biện pháp nhằm đảm bảo, duy trì hay khôi phục lại hệ thống điện về “chế độ vận hành an toàn”.
15. Phối kết hợp với các Công ty điện lực cắt tải luân phiên trong trường hợp thiếu công suất nghiêm trọng hay sự cố hệ thống.

16. Phân tích, điều tra các sự cố lớn trong hệ thống điện và lập các kế hoạch đối phó với bất kỳ tình trạng bất thường hay thiếu hụt công suất lớn đe dọa an ninh hệ thống.

Điều 25. Trách nhiệm của các thành viên thị trường trong việc duy trì an ninh hệ thống

1. Thông báo kịp thời cho A_0 khi phát hiện thấy tình trạng bất thường các thiết bị thuộc quyền sở hữu, quản lý hay điều khiển của đơn vị phát điện hoặc đơn vị quản lý lưới điện có thể xảy ra gây ảnh hưởng đến an ninh của hệ thống.

2. Các đơn vị phát điện và đơn vị quản lý lưới điện khi phát hiện thấy hệ thống bảo vệ liên quan đến thiết bị do đơn vị vận hành hay quản lý có khiếm khuyết hoặc không hoạt động thì phải thông báo ngay cho A_0 .

3. Tuyệt đối tuân theo các lệnh điều độ của A_0 , trừ các trường hợp liên quan đến tính mạng con người và an toàn thiết bị quy định theo quy trình, quy định hiện hành.

Điều 26. Điều khiển tần số trong hệ thống

1. Quyền hạn và trách nhiệm của A_0 :

a) A_0 có trách nhiệm điều khiển và duy trì tần số hệ thống điện theo quy định;

b) A_0 có quyền điều khiển và ra lệnh tăng hoặc giảm công suất phát của các tổ máy theo quy định được nêu tại khoản 3 Điều 24 của Quy định này;

c) A_0 phải sắp xếp biểu đồ huy động các tổ máy khả dụng trong hệ thống một cách hợp lý và chỉ định các nhà máy điện thực hiện nhiệm vụ điều tần hệ thống. A_0 phải đảm bảo nhà máy điện điều tần có tốc độ thay đổi công suất phát (MW/phút) và dải công suất điều khiển (MW) đủ đáp ứng các thay đổi phụ tải của hệ thống;

d) A_0 có trách nhiệm duy trì tần số hệ thống nằm trong giới hạn cho phép khi xảy ra các sự cố; để thực hiện được điều này, A_0 có trách nhiệm đảm bảo mức công suất dự phòng quay theo quy định, quản lý hệ thống sa thải phụ tải theo tần số, thực hiện sa thải phụ tải khẩn cấp, điều độ các tổ máy nối lưới, huy động các tổ máy dự phòng hợp lý;

đ) A_0 có trách nhiệm quản lý tình trạng sẵn sàng của các phương tiện thiết bị cần thiết để khôi phục tần số hệ thống về giới hạn cho phép;

e) Trong trường hợp hệ thống vận hành bình thường, việc điều tần sẽ do A_0 chỉ định đối với các đơn vị phát điện. Trong trường hợp hệ thống bị sự cố, các đơn vị phát điện phải tuân theo lệnh điều độ của A_0 thực hiện điều tần hệ thống.

2. Quyền hạn và trách nhiệm của các đơn vị phát điện

a) Các đơn vị phát điện, đơn vị quản lý lưới điện phải tuân thủ các lệnh điều độ của A_0 đưa ra nhằm mục đích thực hiện điều khiển tần số hệ thống;

b) Các đơn vị phát điện có trách nhiệm lắp đặt và duy trì hoạt động hệ thống tự động điều khiển công suất tổ máy, nhà máy điện theo tần số đáp ứng các tiêu chuẩn theo quy định;

c) Đơn vị phát điện được A_0 chỉ định điều tần có trách nhiệm cung cấp dịch vụ điều tần cho hệ thống theo yêu cầu của A_0 . Mức công suất tối thiểu dùng cho điều tần bằng 0,5 % phụ tải hệ thống dự kiến. Tùy theo tình hình thực tế trong ngày, A_0 có quyền yêu cầu mức công suất dùng cho điều tần và chỉ định nhà máy điều tần.

3. Dự phòng quay

a) Để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện, hệ thống luôn phải duy trì một mức công suất dự phòng quay nhất định để huy động kịp thời khi xảy ra sự cố thông thường;

b) Khi được cơ quan có thẩm quyền cho phép trên cơ sở các cảnh báo của hệ thống đánh giá an ninh hệ thống, tùy thuộc vào thời điểm hệ thống đang vận hành và mức chênh lệch chi phí tránh được giữa phương án đảm bảo và không đảm bảo dự phòng quay tối thiểu, A_0 có quyền vận hành hệ thống trong điều kiện thiếu dự phòng quay theo Điều 29 của Quy định này.

4. Hệ thống giảm công suất khẩn cấp, sa thải tổ máy

Các nhà máy điện phải trang bị hệ thống giảm công suất phát khẩn cấp, sa thải tổ máy nhằm nhanh chóng đưa tần số hệ thống về giới hạn cho phép trong trường hợp có các sự cố hay thay đổi lớn phụ tải hệ thống.

Điều 27. Điều khiển điện áp trong hệ thống

1. Quyền hạn và trách nhiệm của A_0

a) A_0 có trách nhiệm duy trì điện áp và trào lưu công suất trên lưới điện truyền tải nằm trong các giới hạn cho phép;

b) A_0 có quyền ra lệnh đóng cắt, điều khiển công suất phản kháng của các hệ thống tự, kháng, máy bù đồng bộ và tổ máy đang nối lưới;

c) A_0 có trách nhiệm tính toán, công bố dải điện áp duy trì tại các thanh cái các trạm điện trên lưới truyền tải và giới hạn công suất truyền tải trên các đường dây, máy biến áp và điều khiển điện áp trong trường hợp sự cố;

d) Trong trường hợp không đủ công suất phản kháng để đảm bảo duy trì điện áp theo yêu cầu an ninh hệ thống, A_0 có trách nhiệm huy động thêm công suất phản kháng theo trình tự:

- Sử dụng công suất công bố mới;

- Lệnh các tổ máy đang nối lưới giảm công suất hữu công để tăng khả năng phát công suất phản kháng theo yêu cầu, lệnh các tổ máy tiếp tục nối lưới. Trong trường hợp này các đơn vị phát điện thị trường không được thanh toán bù do phải giảm công suất hữu công;

- Phân bổ lại trào lưu công suất trên lưới truyền tải;

- Trong trường hợp điện áp vẫn nằm ngoài giới hạn cho phép và các biện pháp điều chỉnh điện áp đã được sử dụng hết, A_0 phải thực hiện ngay các giải pháp hợp lý, kể cả việc sa thải một phần hay toàn bộ phụ tải khu vực nhằm khôi phục điện áp về giới hạn cho phép.

2. Trách nhiệm của các đơn vị phát điện, đơn vị quản lý lưới điện

a) Các đơn vị phát điện và đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm lắp đặt và duy trì hoạt động hệ thống điều khiển điện áp theo quy định;

b) Các đơn vị phát điện và đơn vị quản lý lưới điện phải tuyệt đối tuân thủ các lệnh điều độ để duy trì điện áp theo yêu cầu an ninh hệ thống của A_0 .

Điều 28. Rơ le bảo vệ và hệ thống tự động chống sự cố

1. Vận hành không có hệ thống rơ le bảo vệ

a) Trong trường hợp hệ thống rơ le bảo vệ tích hợp duy nhất trên lưới điện truyền tải khu vực bị sự cố hoặc bị tách ra để bảo trì hay sửa chữa, sau khi tham khảo ý kiến của đơn vị quản lý lưới điện, A_0 phải khẩn trương ra quyết định hợp lý nhất nhằm duy trì an ninh hệ thống. Tùy thuộc vào trường hợp nêu trên, A_0 có thể quyết định như sau:

- Cho phép phần lưới điện đó tiếp tục vận hành trong một khoảng thời gian nhất định;

- Lập tức tách phần lưới điện đó ra khỏi vận hành;

- Lập phương án chỉnh định lại hệ thống rơ le bảo vệ tạm thời thay thế hệ thống rơ le không hoạt động.

b) Trường hợp một thiết bị đang vận hành trên lưới truyền tải không còn một hệ thống rơ le bảo vệ nào, A_0 phải khẩn trương tách thiết bị đó ra khỏi vận hành và yêu cầu đơn vị quản lý lưới điện khắc phục sự cố;

c) Các đơn vị quản lý lưới điện phải tuân thủ các quyết định của A_0 được nêu tại mục này trừ các trường hợp xét thấy có dấu hiệu đe dọa đến an toàn về tính mạng con người và thiết bị.

2. Hệ thống tự động sa thải phụ tải

a) Các đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm lắp đặt và duy trì tình trạng làm việc bình thường của hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số theo quy định. Hệ thống tự động sa thải phụ tải phải làm việc trong dải tần số tác động từ 47.0 Hz đến 49.0 Hz. Thông số cài đặt của các hệ thống rơ le này được thực hiện theo yêu cầu chỉnh định của A_0 ;

b) A_0 có trách nhiệm phối hợp với các bên liên quan trong việc: lập kế hoạch, chỉ đạo việc thử nghiệm, thí nghiệm, giám sát và đánh giá khả năng hoạt động của các hệ thống tự động sa thải phụ tải.

Điều 29. Vận hành hệ thống trong tình trạng thiếu công suất dự phòng quay

1. A_0 có trách nhiệm cảnh báo tình trạng thiếu công suất dự phòng quay theo yêu cầu an ninh hệ thống với các mức độ như sau:

a) Thiếu công suất dự phòng quay mức 1 (ít nguy hiểm nhất): Công suất dự phòng quay không đủ để thay thế hoàn toàn công suất dự phòng quay yêu cầu của hệ thống;

b) Thiếu công suất dự phòng quay mức 2 (nguy hiểm hơn mức 1): Công suất dự phòng quay không đủ theo yêu cầu và nếu xảy ra sự cố tổ máy có công suất phát lớn nhất đang nối lưới thì có thể phải sa thải phụ tải;

c) Thiếu công suất dự phòng quay mức 3 (nguy hiểm nhất): Công suất dự phòng quay không đủ và nếu xảy ra sự cố tổ máy có công suất phát lớn nhất đang nối lưới thì chắc chắn phải sa thải phụ tải.

2. Trong tình huống thiếu công suất dự phòng quay mức 3, A_0 có quyền can thiệp bằng lệnh liên quan đến an ninh hệ thống để đưa hệ thống trở về tình huống thiếu công suất dự phòng quay mức 2.

3. A_0 có trách nhiệm công bố công khai trên trang web thị trường tình trạng dự phòng quay của hệ thống, tình trạng thiếu công suất dự phòng quay của hệ thống theo 3 mức nêu trên.

Điều 30. Can thiệp thị trường điện lực liên quan đến an ninh hệ thống

1. Không phụ thuộc vào các quy định khác của thị trường điện lực, trong bất kỳ thời điểm nào, A_0 có quyền ra lệnh điều độ liên quan đến an ninh hệ thống cho bất kỳ thành viên thị trường nào theo các lý do sau:

a) Duy trì hoặc khôi phục chế độ vận hành an toàn của hệ thống;

b) Duy trì hoặc khôi phục chế độ vận hành tin cậy trong giới hạn của hệ thống;

c) Thiết lập các mức công suất dự phòng cần thiết;

d) Trong các trường hợp đặc biệt, xử lý theo quy trình xử lý sự cố và các quy định hiện hành.

2. Trong thời gian dừng thị trường điện lực hoặc khi phụ tải bị sa thải một phần hay toàn bộ, các lệnh do A_0 đưa ra cho thành viên thị trường để khôi phục trạng thái làm việc bình thường của hệ thống được coi là lệnh liên quan đến an ninh hệ thống.

3. Vì lý do an ninh hệ thống, A_0 có quyền ra lệnh can thiệp vào quá trình vận hành thị trường điện lực bằng cách:

a) Quản lý quá trình sa thải, điều tiết phụ tải;

b) Huy động các tổ máy không theo phương thức ngày hoặc lịch điều độ giờ tới: Thay đổi biểu đồ phát, huy động tổ máy dự phòng hoặc không có trong phương thức ngày, ngừng tổ máy;

c) Quản lý việc điều độ của các tổ máy trên cơ sở các ràng buộc năng lượng;

d) Yêu cầu tổ máy đăng ký tham gia thị trường điện lực phải vận hành theo phương thức hợp lý;

đ) Dừng kế hoạch sửa chữa tổ máy, lưới điện truyền tải theo kế hoạch định sẵn;

e) Yêu cầu khẩn trương đưa các thiết bị đang tách lưới trở lại vận hành.

4. Đối với khoản 3 Điều này, khi đưa ra lệnh liên quan đến an ninh hệ thống cho các thành viên thị trường, A_0 phải thông báo rõ rằng lệnh này là “lệnh liên quan đến an ninh hệ thống” và công bố công khai cho tất cả các thành viên thị trường trên trang web thị trường.

5. Trong trường hợp thiếu một lượng công suất phát lớn, A_0 có trách nhiệm ra quyết định sa thải phụ tải trên toàn hệ thống nhằm đảm bảo an ninh cung cấp điện có xét tới các giới hạn truyền tải.

6. Nếu thời gian xảy ra thiếu lượng công suất lớn kéo dài hơn 02 (hai) giờ liên tiếp, A_0 phải sa thải phụ tải luân phiên phù hợp với các thứ tự ưu tiên và kế hoạch theo quy định hiện hành.

Điều 31. Tuân theo lệnh điều độ liên quan đến an ninh hệ thống

1. Thành viên thị trường phải tuân theo lệnh điều độ liên quan đến an ninh hệ thống ngoại trừ trường hợp chứng minh được lệnh đó đe dọa sự an toàn của con người và thiết bị.

2. Thành viên thị trường phải thông báo ngay lập tức cho A_0 nếu như không có khả năng thực hiện lệnh điều độ liên quan đến an ninh hệ thống.

3. Trừ khi có các quy định hay thoả thuận khác, các thành viên thị trường đã thực hiện lệnh điều độ liên quan an ninh hệ thống không được thanh toán bù ngoài tiền điện thanh toán được quy định tại Chương VI của Quy định này.

Điều 32. Khởi động đen

1. A_0 có trách nhiệm soạn thảo, cập nhật, sửa đổi và trình các cấp có thẩm quyền phê duyệt quy trình khôi phục một phần hay toàn bộ hệ thống điện.

2. A_0 có trách nhiệm giám sát và kiểm tra tình trạng sẵn sàng của các thiết bị khởi động đen để đảm bảo khả năng khôi phục hệ thống.

3. Khi được yêu cầu trang bị thiết bị khởi động đen, đơn vị phát điện phải trang bị các thiết bị khởi động đen và phối hợp với A_0 lập quy định khởi động đen cho nhà máy điện. Đơn vị phát điện có trách nhiệm duy trì tình trạng sẵn sàng của các thiết bị khởi động đen.

Điều 33. Phân tích sự cố

1. Sau mỗi sự cố gây chia cắt hệ thống hoặc sự cố lớn gây ngừng thị trường, A_0 có trách nhiệm tổng hợp, phân tích, đánh giá hoạt động của các thiết bị và hệ thống điện trên cơ sở các quy định về vận hành và xử lý sự cố.

2. A_0 có trách nhiệm công bố công khai báo cáo đánh giá sự cố.

3. Thành viên thị trường có trách nhiệm phối hợp với A_0 trong việc điều tra, thu thập thông tin và đánh giá sự cố.

Điều 34. Các quy định vận hành hệ thống điện

A_0 có trách nhiệm cập nhật, bổ sung, sửa đổi, trình cấp có thẩm quyền phê duyệt các quy định vận hành hệ thống điện để luôn luôn phù hợp với kết cấu hệ thống điện và thị trường điện lực hiện hành, đồng thời công bố công khai các thông tin trên cho các thành viên thị trường sớm nhất có thể.

Điều 35. Các quy định về vận hành lưới điện truyền tải

1. Quyền hạn và nghĩa vụ của A_0

a) Phối hợp chặt chẽ với các đơn vị quản lý lưới điện trong việc phê duyệt các công tác vận hành trên lưới điện truyền tải;

b) Yêu cầu các đơn vị quản lý lưới điện thực hiện tất cả các công tác trên lưới truyền tải phù hợp với quy trình, quy định về vận hành lưới điện truyền tải.

2. Mọi thành viên thị trường có trách nhiệm phải thực hiện đúng Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia và Quy định đầu nối lưới điện.

3. Các Đơn vị quản lý lưới điện phải thông báo cho A_0 về kế hoạch cắt điện các thiết bị hay một phần của lưới điện truyền tải trước ít nhất 07 (bảy) ngày (trường hợp không phải cắt điện khách hàng) và 09 (chín) ngày (trường hợp phải cắt điện khách hàng). Kế hoạch cắt điện này sẽ được A_0 phê duyệt dựa trên cơ sở đảm bảo an ninh hệ thống điện. A_0 có trách nhiệm thông báo lịch cắt điện cho các đơn vị quản lý lưới điện liên quan đến công tác cắt điện theo lịch nói trên ít nhất 05 (năm) ngày (trường hợp không phải cắt điện khách hàng) và 07 (bảy) ngày (trường hợp phải cắt điện khách hàng).

Điều 36. Các thiết bị giám sát và điều khiển từ xa

1. Theo yêu cầu của A_0 hoặc đơn vị quản lý lưới điện, các thành viên thị trường bằng chi phí của mình phải lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng các phương tiện, thiết bị giám sát và điều khiển từ xa cho các tổ máy tham gia thị trường hay các thiết bị trên hệ thống lưới truyền tải. Các yêu cầu này phải phù hợp với Quy định đầu nối lưới điện.

2. A_0 có trách nhiệm đưa ra các yêu cầu kỹ thuật về công tác lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng các phương tiện thiết bị giám sát, đo lường, hiển thị và điều khiển từ xa cho các tổ máy tham gia thị trường hay các thiết bị trên hệ thống lưới điện truyền tải.

3. Các đơn vị quản lý lưới điện, Công ty viễn thông điện lực có trách nhiệm cung cấp, lắp đặt và duy trì các thiết bị đường truyền chính và dự phòng cho việc điều khiển, giám sát, đo lường từ điểm đầu nối các tổ máy tham gia thị trường đến công đầu nối thông tin từ lưới điện truyền tải với A_0 , nếu các thiết bị đó nằm trong danh mục thiết bị quản lý của mình.

Điều 37. Các thiết bị thông tin liên lạc, lưu trữ dữ liệu và ghi âm phục vụ vận hành

1. Các thành viên thị trường có trách nhiệm thông báo cho A_0 danh sách các nhân viên vận hành của đơn vị mình. A_0 có trách nhiệm công bố danh sách này, kể cả danh sách nhân viên vận hành thuộc A_0 tới tất cả các thành viên thị trường trên trang web thị trường.

2. Danh sách các thành viên vận hành bao gồm các thông tin sau:

- a) Chức danh;
- b) Điện thoại và fax liên lạc;
- c) Địa chỉ thư điện tử;
- d) Các phương tiện liên lạc đặc biệt khác.

3. Mỗi thành viên thị trường phải có ít nhất 02 (hai) hệ thống thông tin liên lạc độc lập, kết nối được với hệ thống thông tin thị trường điện lực được lắp đặt tại A_0 . Mỗi hệ thống thông tin liên lạc phải có hệ thống ghi âm phục vụ vận hành; ghi và lưu trữ, bảo mật dữ liệu giữa thành viên thị trường và các đơn vị khác.

4. Các thành viên thị trường có trách nhiệm duy trì, vận hành, bảo dưỡng các hệ thống thông tin liên lạc đảm bảo chất lượng, tin cậy.

Điều 38. Ghi chép, lưu trữ trao đổi thông tin vận hành

1. A_0 có trách nhiệm ghi lại toàn bộ các cuộc trao đổi thông tin, dữ liệu vận hành bằng nhật ký vận hành, bằng ghi âm hay bằng phương pháp lưu trữ bền vững khác như băng, đĩa từ.

2. Các bản ghi các cuộc trao đổi phải đầy đủ các thông tin liên quan đến vận hành bao gồm: thời gian, nội dung, đối tượng tham gia và các thông tin liên quan khác.

3. A_0 có trách nhiệm lưu giữ tất cả các bản ghi về các trao đổi thông tin liên quan đến vận hành (bao gồm các băng ghi âm) ít nhất 05 (năm) năm.

4. A_0 có trách nhiệm cung cấp bản sao của các bản ghi về các trao đổi thông tin liên quan đến vận hành theo đề nghị của các thành viên thị trường nếu đề nghị này đúng đắn, hợp lý và đảm bảo duy trì sự bảo mật thông tin liên quan đến các thành viên khác. Bản sao này chỉ ghi những thông tin liên quan giữa A_0 và thành viên thị trường đề nghị cung cấp bản sao.

5. A_0 có trách nhiệm cung cấp bản sao của các bản ghi về các trao đổi thông tin liên quan đến vận hành hệ thống điện cho Cục Điều tiết điện lực để phục vụ công tác giám sát và giải quyết tranh chấp.

6. Thành viên thị trường có thể đề nghị A_0 cùng kiểm tra các bản ghi về các thông tin liên quan vận hành đối với đơn vị mình và thông báo cho A_0 thời gian cần kiểm tra. A_0 có trách nhiệm giải quyết các đề nghị này.

7. Trường hợp xảy ra tranh chấp liên quan đến thông tin vận hành thì nội dung bản ghi của các trao đổi liên quan đến vận hành được lưu trữ bởi A_0 sẽ là chứng cứ để giải quyết tranh chấp.

Chương V ĐO ĐẾM

Điều 39. Các quy định chung về đo đếm

1. Trừ trường hợp có các thỏa thuận khác, các thành viên thị trường và các đơn vị cung cấp các dịch vụ kỹ thuật và hỗ trợ có trách nhiệm tuân thủ Quy định đo đếm và Quy định thị trường.

2. Các vị trí, hệ thống đo đếm và phương thức giao nhận điện năng giữa các đơn vị phát điện thị trường (Bên bán) và EVN (Bên mua) được quy định tại hợp đồng CfD được ký kết giữa hai bên.

3. Ứng với mỗi giai đoạn thanh toán, bên mua và bên bán phải thống nhất xác định cụ thể vị trí điểm đo đếm và phương thức giao nhận điện năng. Khi có sự thay đổi về vị trí đo đếm và phương thức giao nhận điện năng, bên mua và bên bán thống nhất và xác nhận lại làm căn cứ thanh toán.

Chương VI THANH TOÁN

Điều 40. Đối tượng áp dụng trong thanh toán

Quy định thanh toán này chỉ áp dụng đối với:

a) Các đơn vị phát điện thị trường, trừ các đơn vị hạch toán phụ thuộc EVN;

b) EVN;

c) Các đơn vị liên quan trong quá trình thanh toán.

Việc thanh toán cho các đơn vị phát điện gián tiếp được thực hiện theo các Hợp đồng mua bán điện đã ký giữa các bên liên quan.

Điều 41. Các thông số thanh toán

1. Giá hợp đồng (P_c), đ/kWh.

2. Sản lượng điện thanh toán theo hợp đồng CfD (Q_c), kWh, là sản lượng điện cam kết trong từng chu kỳ giao dịch theo hợp đồng CfD giữa EVN và đơn vị phát điện thị trường.

3. Giá thị trường cho mỗi chu kỳ giao dịch (P_m), đ/kWh.

4. Sản lượng điện thanh toán theo thị trường điện lực (Qr), kWh, là sản lượng điện được xác định theo phương thức giao nhận điện năng quy định tại hợp đồng CfD ký kết giữa EVN và đơn vị phát điện thị trường trong từng chu kỳ giao dịch. Sản lượng điện này do đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp, được sự thống nhất của các bên liên quan và công bố theo Quy định thị trường.

Điều 42. Tính tiền điện thanh toán

1. Tiền điện thanh toán theo thị trường điện lực, Rm

$$R_m = \sum_{d=1}^n \sum_{i=0}^j Q_{r,d,i} * P_{m,d,i}; \text{ (công thức 6.1)}$$

Trong đó:

- Rm: Tiền điện thanh toán theo thị trường điện lực trong Kỳ thanh toán của đơn vị phát điện thị trường;
- n: Tổng số ngày trong Kỳ thanh toán;
- d: Ngày giao dịch trong Kỳ thanh toán;
- i: Chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch d trong Kỳ thanh toán;
- j: Tổng số chu kỳ giao dịch của ngày d trong Kỳ thanh toán;
- Q_{r,d,i}: Sản lượng điện thanh toán theo thị trường điện lực trong chu kỳ giao dịch i, ngày d của đơn vị phát điện thị trường, kWh;
- P_{m,d,i}: Giá thị trường của chu kỳ giao dịch i, ngày d trong Kỳ thanh toán, đ/kWh.

2. Tiền điện thanh toán theo hợp đồng CfD, Rc

$$R_c = \sum_{d=1}^n \sum_{i=0}^j Q_{c,d,i} * (P_c - P_{m,d,i}); \text{ (công thức 6.2)}$$

Trong đó:

- Rc: Tiền điện thanh toán theo hợp đồng CfD trong kỳ thanh toán của đơn vị phát điện thị trường;
- n: Tổng số ngày trong kỳ thanh toán;
- d: Ngày giao dịch trong kỳ thanh toán;
- i: Chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch d trong kỳ thanh toán;
- j: Tổng số chu kỳ giao dịch của ngày d trong kỳ thanh toán;
- P_c: Giá hợp đồng của hợp đồng CfD của đơn vị phát điện thị trường trong kỳ thanh toán, đ/kWh;
- P_{m,d,i}: Giá thị trường của chu kỳ giao dịch i, ngày d trong kỳ thanh toán, đ/kWh;
- Q_{c,d,i}: Sản lượng điện thanh toán theo hợp đồng CfD của chu kỳ giao dịch i, ngày d trong kỳ thanh toán, kWh.

3. Trong trường hợp dùng thị trường, giá thị trường ($P_{m,d,i}$) được xác định bằng giá hợp đồng CfD (P_c) trong các công thức 6.1 và 6.2 đối với đơn vị phát điện thị trường:

$$P_{m,d,i} = P_c; \text{ (công thức 6.3)}$$

4. Trong trường hợp phạt vi phạm điện năng đảm bảo tuần, giá thị trường ($P_{m,d,i}$) trong công thức 6.1 được thay thế bằng 0,8 lần giá P_c và bằng giá P_c trong công thức 6.2 đối với đơn vị phát điện vi phạm;

5. Trong trường hợp phạt vi phạm mức nước giới hạn tuần, giá thị trường ($P_{m,d,i}$) được thay thế bằng 0,8 lần giá P_c trong công thức 6.1 và giữ nguyên trong công thức 6.2 đối với đơn vị phát điện vi phạm;

6. Trường hợp phạt không tuân thủ lệnh điều độ, giá thị trường ($P_{m,d,i}$) được thay thế bằng 0,8 lần giá $P_{m,d,i}$ trong công thức 6.1 và giữ nguyên trong công thức 6.2 đối với đơn vị phát điện vi phạm;

7. Tiền điện thanh toán bổ sung khi thay đổi nguồn nhiên liệu, R_{clnl}

a) Khoản tiền thanh toán này chỉ áp dụng với Công ty Nhiệt điện Bà Rịa (Bà Rịa) trong trường hợp thay đổi nguồn nhiên liệu khác với nhiên liệu tính giá hợp đồng CfD là khí Cửu Long:

$$R_{clnl} = R_{clk} + R_{cld}; \text{ (công thức 6.4)}$$

Trong đó:

R_{clnl} : Tiền điện thanh toán bổ sung khi thay đổi nguồn nhiên liệu;

R_{clk} : Tiền điện thanh toán bổ sung khi sử dụng nhiên liệu là khí Nam Côn Sơn;

R_{cld} : Tiền điện thanh toán bổ sung khi sử dụng nhiên liệu là dầu DO theo yêu cầu an ninh hệ thống;

b) Tiền điện thanh toán bổ sung khi sử dụng nhiên liệu là khí Nam Côn Sơn, R_{clk} :

$$R_{clk} = Q_{k_{NCS}} * (P_{NCS} - P_{CL}); \text{ (công thức 6.5)}$$

Trong đó:

R_{clk} : Tiền điện thanh toán bổ sung khi sử dụng nhiên liệu là khí Nam Côn Sơn, đ/đ;

$Q_{k_{NCS}}$: Sản lượng khí Nam Côn Sơn tính theo hệ thống đo đếm khí tại Bà Rịa trong kỳ thanh toán, MBTU;

P_{NCS} : Giá khí Nam Côn Sơn trong kỳ thanh toán, đ/MBTU;

P_{CL} : Giá khí Cửu Long trong kỳ thanh toán, đ/MBTU.

c) Tiền điện thanh toán bổ sung khi sử dụng nhiên liệu là dầu DO, theo yêu cầu an ninh hệ thống, R_{cld} :

$$R_{cld} = Q_{DO} * P_{DO} - A_{DO} * P_{Cbd}; \text{ (công thức 6.6)}$$

Trong đó:

- R_{cld}: Tiền điện thanh toán bổ sung khi sử dụng nhiên liệu là dầu DO, theo yêu cầu an ninh hệ thống;
- Q_{DO}: Khối lượng dầu DO sử dụng cho phát điện trong kỳ thanh toán, kg;
- P_{DO}: Giá dầu DO sử dụng cho phát điện trong kỳ thanh toán, tính bằng phương pháp bình quân gia quyền, đ/kg;
- A_{DO}: Sản lượng điện giao chạy bằng nhiên liệu dầu trong kỳ thanh toán, kWh;

P_{Cbd}: Chi phí nhiên liệu khí Cửu Long trong kỳ thanh toán, đ/kWh. Giá khí Nam Côn Sơn và Cửu Long theo quy định của Nhà nước hoặc theo hợp đồng mua bán khí đã ký giữa Công ty nhiệt điện Bà Rịa/EVN và nhà cung cấp khí.

8. Tiền thanh toán chi phí khởi động trong thời gian “thừa công suất”, R_{kđ}

Trường hợp hệ thống xảy ra “thừa công suất”, đơn vị phát điện thị trường bị bắt buộc phải ngừng tổ máy theo lệnh điều độ của A₀ được thanh toán một lần chi phí khởi động cho lần khởi động tiếp theo của tổ máy tương ứng với định mức chi phí khởi động áp dụng trong kỳ thanh toán. Định mức chi phí khởi động của các tổ máy của đơn vị phát điện thị trường sẽ được tính toán theo quy định Hợp đồng thoả thuận mua bán điện năng hoặc thoả thuận mua bán điện năng được ký kết giữa EVN và các đơn vị phát điện thị trường, được hai bên xác nhận bằng văn bản.

$$R_{kđ} = \sum_{nl=1}^h \sum_{i=1}^k (R_{nl,n,i} * KD_{nl,n,i} + R_{nl,ng,i} * KD_{nl,ng,i} + R_{nl,a,i} * KD_{nl,a,i}); \text{ (công thức 6.7)}$$

Trong đó:

- R_{kđ}: Tiền thanh toán chi phí khởi động trong thời gian “thừa công suất” trong kỳ thanh toán;
- nl: Loại nhiên liệu sử dụng khởi động tổ máy/lò của đơn vị phát điện thị trường;
- h: Số loại nhiên liệu sử dụng khởi động tổ máy/lò của đơn vị phát điện thị trường;
- i: Tổ máy/lò i của đơn vị phát điện thị trường;
- k: Số tổ máy/lò của đơn vị phát điện thị trường;
- R_{nl,n,i}: Chi phí khởi động nóng tổ máy/lò i bằng nhiên liệu nl trong kỳ thanh toán;
- KD_{nl,n,i}: Số lần khởi động nóng tổ máy/lò i bằng nhiên liệu nl trong thời gian “thừa công suất” trong kỳ thanh toán;
- R_{nl,ng,i}: Chi phí khởi động nguội tổ máy/lò i bằng nhiên liệu nl trong kỳ thanh toán;

$KD_{nl,ng,i}$: Số lần khởi động nguội tổ máy i bằng nhiên liệu nl trong thời gian "thừa công suất" trong kỳ thanh toán;

$R_{nl,a,i}$: Chi phí khởi động ấm tổ máy i bằng nhiên liệu nl trong kỳ thanh toán;

$KD_{nl,a,i}$: Số lần khởi động ấm tổ máy i bằng nhiên liệu nl trong thời gian "thừa công suất" trong kỳ thanh toán.

9. Tiền điện thanh toán dịch vụ phụ

Các đơn vị phát điện không được thanh toán các chi phí phát sinh theo yêu cầu đảm bảo an ninh hệ thống (điều chỉnh điện áp, cung cấp công suất phản kháng ...) ngoại trừ các khoản 7, khoản 11 của Điều này.

10. Tiền điện thanh toán cho phần điện năng chênh lệch giữa điện năng xác định qua chốt chỉ số công tơ cuối tháng và tổng điện năng các chu kỳ giao dịch trong tháng.

Trường hợp xảy ra chênh lệch giữa tổng điện năng xác định qua chốt chỉ số công tơ cuối tháng và tổng điện năng các chu kỳ giao dịch trong tháng của đơn vị phát điện, thì khoản thanh toán điều chỉnh được xác định theo công thức sau:

$$Rdc = (Qct - \sum_{d=1}^n \sum_{i=0}^j Qr_{d,i}) * Pc; \text{ (công thức 6.8)}$$

Trong đó:

Rdc : Tiền điện thanh toán điều chỉnh cho phần sai khác giữa điện năng chốt chỉ số trong kỳ thanh toán và tổng điện năng của các chu kỳ giao dịch trong kỳ thanh toán của đơn vị phát điện thị trường;

n : Tổng số ngày trong kỳ thanh toán;

d : Ngày giao dịch trong kỳ thanh toán;

i : Chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch d trong kỳ thanh toán;

j : Tổng số chu kỳ giao dịch của ngày d trong kỳ thanh toán;

Pc : Giá hợp đồng của hợp đồng CfD của đơn vị phát điện thị trường trong kỳ thanh toán, đ/kWh.

$Qr_{d,i}$: Sản lượng điện thanh toán theo thị trường điện lực trong chu kỳ giao dịch i , ngày d của đơn vị phát điện thị trường, kWh;

Qct : Sản lượng điện năng thanh toán xác định theo biên bản giao nhận điện năng chốt chỉ số công tơ cuối tháng.

11. Trong thời gian điều tần, tiền điện thanh toán bổ sung cho nhà máy điện điều tần theo chỉ định của A_0 được xác định như sau:

$$Rf = \sum_{d=1}^n \sum_{i=0}^j [(Pb_{d,i} - Pm_{d,i}) * (Qr_{d,i} - Qh_{d,i}) + Qf_{d,i} * (Pm_{d,i} - Pc)]$$

(công thức 6.9)

Trong đó:

- Rf: Tiền điện thanh toán bổ sung cho nhà máy điều tần trong thời gian được chỉ định điều tần trong kỳ thanh toán (đ);
- n: Tổng số ngày trong kỳ thanh toán;
- d: Ngày giao dịch trong kỳ thanh toán;
- i: Chu kỳ giao dịch i, ngày d mà nhà máy điều tần;
- j: Tổng số chu kỳ giao dịch trong ngày d mà nhà máy điều tần;
- Pc: Giá hợp đồng của hợp đồng CfD của đơn vị phát điện thị trường trong kỳ thanh toán, đ/kWh.
- $Q_{r,d,i}$: Sản lượng điện thanh toán theo thị trường điện lực trong chu kỳ giao dịch i, ngày d của nhà máy điều tần, kWh;
- $Q_{h,d,i}$: Sản lượng điện quy đổi từ sản lượng điện đầu cực máy phát của nhà máy điện điều tần do A_0 công bố trong lịch huy động giờ tới về phía cao thế máy biến áp tăng áp, (kWh), tính theo công thức sau:

$$Q_{h,d,i} = k * Q_{h,d,i,dc} ;$$

Trong đó:

- k: Hệ số quy đổi công suất từ đầu cực máy phát về phía cao thế máy biến áp tăng của nhà máy điện điều tần được EVN và đơn vị phát điện thống nhất sử dụng trong lập biểu đồ mua bán điện Q_c ;
- $Q_{h,d,i,dc}$: Sản lượng tính tại đầu cực máy phát cho giờ tới của nhà máy điện điều tần được A_0 công bố trong lịch huy động giờ tới (kWh).
- $Q_{f,d,i}$: Sản lượng dành cho điều tần cho giờ tới do A_0 công bố trước chu kỳ giao dịch (kWh);
- $P_{m,d,i}$: Giá thị trường của chu kỳ giao dịch i, ngày d trong kỳ thanh toán, đ/kWh;
- $P_{b,d,i}$: Giá chào tương ứng với giá trị $Q_{r,d,i}$ của nhà máy điện điều tần (đ/kWh);

12. Tiền điện thanh toán trong kỳ thanh toán, Rtt

Tiền điện thanh toán trong kỳ thanh toán của từng đơn vị phát điện thị trường xác định theo công thức sau:

$$R_{tt} = (1 + \text{VAT}) \times (R_m + R_c + R_{c|n|l} + R_{kd} + R_{dc} + R_f); \text{ (công thức 6.9)}$$

Trong đó:

- Rtt: Tiền điện thanh toán trong kỳ thanh toán, đ;

VAT: Thuế suất thuế giá trị gia tăng theo Luật Thuế giá trị gia tăng hiện hành, %;

Rm, Rc, Rclnl, Rkd, Rdc, Rf: Các khoản tiền thanh toán nêu tại khoản 1, 2, 7, 8, 10, 11 Điều này.

Điều 43. Trình tự, thủ tục thanh toán

1. Hồ sơ thanh toán

Hồ sơ thanh toán tiền điện của kỳ thanh toán bao gồm:

a) Văn bản đề nghị thanh toán tiền điện có dấu và chữ ký của người có thẩm quyền của đơn vị phát điện thị trường;

b) Báo cáo chi tiết và tổng hợp sản lượng điện thanh toán theo thị trường điện lực của từng chu kỳ giao dịch trong kỳ thanh toán; biên bản giao nhận điện năng của kỳ thanh toán; Chứng từ liên quan đến việc xác định sản lượng điện thanh toán theo thị trường điện lực của từng chu kỳ giao dịch trong kỳ thanh toán trong trường hợp có sự cố đo đếm (nếu có); các văn bản đều phải có dấu và chữ ký của đại diện có thẩm quyền của đơn vị phát điện thị trường và các đơn vị có liên quan;

c) Tổng hợp giá thị trường của tất cả các chu kỳ giao dịch trong kỳ thanh toán do A_0 cung cấp;

d) Bảng tính giá hợp đồng CfD (Pc) trong kỳ thanh toán và các chứng từ liên quan đến việc tính toán giá Pc của kỳ thanh toán (áp dụng với các đơn vị phát điện thị trường có giá Pc có thành phần biến đổi theo giá nhiên liệu đầu vào sử dụng cho phát điện);

đ) Tổng hợp sản lượng điện thanh toán theo hợp đồng CfD của các chu kỳ giao dịch trong kỳ thanh toán;

e) Bản kê chi tiết và tổng hợp tiền điện thanh toán theo thị trường điện lực và theo hợp đồng CfD của đơn vị phát điện thị trường theo từng chu kỳ giao dịch trong kỳ thanh toán;

g) Bảng kê số lần khởi động của các tổ máy trong thời gian “thừa công suất” do đơn vị phát điện thị trường lập có xác nhận của A_0 ; Giá nhiên liệu khởi động của các tổ máy trong thời gian “thừa công suất”. Giá nhiên liệu này là giá theo quy định của Nhà nước (đối với giá điện, than, khí) hoặc không được vượt quá giá trần theo quy định của Nhà nước (đối với giá dầu);

h) Phạt điều tiết: Xác nhận của A_0 về khoảng thời gian thi hành lệnh phạt vi phạm;

i) Xác nhận của A_0 về :

- Thời gian điều tần của các nhà máy điện / đơn vị phát điện;

- Chu kỳ giao dịch thành viên thị trường không tuân thủ lệnh điều độ;

- Thời gian tính phạt vi phạm mức nước giới hạn tuần, vi phạm điện năng đảm bảo tuần;

- Thời gian dừng thị trường;
- Thời gian đơn vị phát điện không tham gia xét giá thị trường.

l) Các chứng từ liên quan khác nếu có.

Các biểu mẫu của hồ sơ thanh toán trong Phụ lục 6.1 ban hành kèm theo Quy định này.

2. Thanh toán

a) Trước ngày làm việc thứ năm (5) hàng tháng, đơn vị phát điện thị trường gửi hồ sơ thanh toán tiền điện của tháng trước liền kề theo khoản 1 Điều này cho EVN.

b) Trong vòng 03 (ba) ngày làm việc kể từ ngày nhận hồ sơ thanh toán tiền điện, EVN có trách nhiệm kiểm tra hồ sơ thanh toán. Nếu phát hiện hồ sơ thanh toán có sai sót, thì trong thời hạn trên EVN phải thông báo lại ngay cho đơn vị phát điện thị trường biết để hiệu chỉnh lại hồ sơ thanh toán trước khi phát hành hoá đơn thanh toán tiền điện.

c) Trường hợp đơn vị phát điện thị trường không đồng ý với ý kiến của EVN về các sai sót được phát hiện trong hồ sơ thanh toán, trong vòng năm (05) ngày làm việc tiếp theo, EVN và đơn vị phát điện thị trường sẽ tiến hành thảo luận để thống nhất số liệu trong hồ sơ thanh toán. Nếu các bên không thống nhất được, vấn đề này sẽ được xử lý theo quy định tại Điều 56 Quy định này. Trong thời gian chờ giải quyết tranh chấp, EVN vẫn phải thanh toán tiền điện và các đơn vị phát điện thị trường không được ngừng cấp điện.

d) Sau 03 (ba) ngày làm việc kể từ ngày nhận hồ sơ thanh toán tiền điện, nếu EVN không có ý kiến gì, hồ sơ thanh toán mặc nhiên được chấp nhận và đơn vị phát điện thị trường phát hành hoá đơn thanh toán tiền điện theo quy định.

3. Kiểm tra hoá đơn thanh toán tiền điện

a) Khi nhận được hoá đơn thanh toán tiền điện do đơn vị phát điện thị trường gửi đến, EVN phải kiểm tra tính hợp lệ của hoá đơn thanh toán. Hoá đơn thanh toán được coi là hợp lệ nếu tuân thủ theo đúng các quy định hiện hành của Nhà nước về hoá đơn chứng từ.

b) Nếu phát hiện hoá đơn không hợp lệ, trong vòng 02 (hai) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hoá đơn, EVN phải thông báo và gửi lại hoá đơn thanh toán cho đơn vị phát điện thị trường để đơn vị này hoàn thiện hoặc phát hành lại hoá đơn theo đúng quy định.

4. Thời hạn và phương thức thanh toán

Trong vòng 15 (mười lăm) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hoá đơn thanh toán hợp lệ, EVN có trách nhiệm thanh toán toàn bộ số tiền ghi trên hóa đơn vào tài khoản của đơn vị phát điện thị trường. Tài khoản này đã được hai bên thống nhất ghi trong hợp đồng CfD hoặc theo đề nghị của đơn vị phát

điện thị trường được EVN chấp thuận. Phí chuyển tiền do bên thanh toán chịu.

Điều 44. Điều chỉnh thanh toán tiền điện

Trong trường hợp EVN và đơn vị phát điện thị trường thống nhất điều chỉnh tiền điện thanh toán, việc điều chỉnh này sẽ được thực hiện vào kỳ thanh toán gần nhất.

Điều 45. Tiền lãi do thanh toán chậm

Trường hợp xảy ra việc thanh toán chậm đối với một khoản tiền nào đó thì bên vi phạm sẽ phải thanh toán cho bên bị vi phạm toàn bộ khoản tiền đó cộng với một khoản tiền lãi do chậm thanh toán tính cho khoảng thời gian từ khi bắt đầu chậm thanh toán (nhưng không bao gồm ngày khoản tiền đó đến hạn thanh toán) cho đến hết ngày việc thanh toán được thực hiện. Tiền lãi được tính dồn trên cơ sở số ngày thực tế chậm trả theo lãi suất cho vay ngắn hạn đồng Việt Nam do Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam công bố tại thời điểm thanh toán khoản tiền chậm trả.

Điều 46. Tranh chấp trong thanh toán

Sau khi tranh chấp thanh toán giữa các bên được giải quyết theo quy định tại Chương IX của Quy định này, giá trị tranh chấp sẽ được thanh toán/hoàn trả cho bên thắng kiện trong vòng 15 (mười lăm) ngày làm việc kể từ ngày có phán quyết cuối cùng của cấp có thẩm quyền cộng thêm khoản tiền lãi tính cho khoảng thời gian kể từ khi bắt đầu chậm thanh toán (không bao gồm ngày khoản tiền đó đến hạn thanh toán) cho đến hết ngày việc thanh toán được thực hiện. Tiền lãi được tính dồn trên cơ sở số ngày thực tế chậm trả theo lãi suất cho vay ngắn hạn đồng Việt Nam do Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam công bố tại thời điểm thanh toán khoản tiền chậm trả.

Khi thực hiện một khoản thanh toán hoặc hoàn trả theo phán quyết xử lý tranh chấp của cấp có thẩm quyền, EVN và đơn vị phát điện thị trường có trách nhiệm thực hiện điều chỉnh hóa đơn tiền điện phù hợp với quy định của pháp luật hiện hành.

Chương VII HỢP ĐỒNG CfD

Điều 47. Quy định chung

1. Hợp đồng CfD là hợp đồng tài chính giữa EVN và đơn vị phát điện thị trường.

2. Mục đích của hợp đồng CfD:

a) Hạn chế rủi ro tài chính cho các đơn vị phát điện thị trường và EVN khi tham gia thị trường điện lực;

b) Giảm khả năng lũng đoạn thị trường điện lực của các đơn vị phát điện thị trường có công suất, điện năng lớn;

c) Tăng khả năng sẵn sàng và cạnh tranh trong thị trường điện lực của các đơn vị phát điện thị trường.

Điều 48. Trách nhiệm của EVN đối với hợp đồng CfD

1. Phê duyệt và ban hành Quy trình xác định sản lượng điện kế hoạch năm Qcn và biểu đồ Qc của hợp đồng CfD.

2. Hàng năm, xem xét điều chỉnh tỷ lệ sản lượng điện mua bán trong hợp đồng CfD.

3. Phê duyệt giá và sản lượng điện năng của hợp đồng CfD trên cơ sở thoả thuận giữa EVN và các đơn vị phát điện thị trường.

4. Ký kết hợp đồng CfD với giá hợp đồng CfD và sản lượng điện năng kế hoạch năm theo hợp đồng đã được phê duyệt và theo mẫu quy định tại Phụ lục 7.2 của Quy định thị trường.

5. Tuân theo các quy định của pháp luật hiện hành và chịu trách nhiệm trước pháp luật đối với hợp đồng CfD đã ký.

6. Không được trao đổi và mua bán hợp đồng CfD với bên thứ ba.

Điều 49. Trách nhiệm của đơn vị phát điện thị trường

1. Ký kết hợp đồng CfD với giá hợp đồng CfD và sản lượng điện năng kế hoạch năm theo hợp đồng đã được phê duyệt và theo mẫu quy định tại Phụ lục 7.2 của Quy định thị trường.

2. Tuân theo các quy định của pháp luật hiện hành và chịu trách nhiệm trước pháp luật đối với hợp đồng CfD đã ký.

3. Tuân theo các quy định về lập kế hoạch mua điện và sản lượng điện kế hoạch năm Qcn và biểu đồ Qc của hợp đồng CfD.

4. Không được trao đổi và mua bán hợp đồng CfD với bên thứ ba.

Điều 50. Nội dung của hợp đồng CfD

Hợp đồng CfD bao gồm các nội dung chính sau:

1. Giá hợp đồng (Pc), là giá mua bán điện thoả thuận giữa EVN và đơn vị phát điện thị trường đã được EVN phê duyệt.

2. Sản lượng điện kế hoạch năm theo hợp đồng (Qcn): Sản lượng điện này tính theo % sản lượng điện kế hoạch năm của đơn vị phát điện. Hàng năm, EVN xem xét điều chỉnh tỷ lệ điện năng mua bán này.

3. Biểu đồ Qc cho từng chu kỳ giao dịch được xây dựng theo quy định lập kế hoạch mua bán điện trong thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm đã được cấp có thẩm quyền phê duyệt, ban hành.

4. Thời hạn hợp đồng: 01 (một) năm.

5. Thanh toán: Tiền điện thanh toán theo hợp đồng CfD giữa EVN và đơn vị phát điện thị trường trong chu kỳ giao dịch i của ngày D được xác định

theo công thức 6.2 tại khoản 2 Điều 42 Quy định này. EVN và đơn vị phát điện thị trường thực hiện thanh toán theo hợp đồng CfD và thị trường điện lực theo quy định tại Chương VI của Quy định này.

Điều 51. Nguyên tắc xác định giá và sản lượng hợp đồng CfD

1. Giá hợp đồng CfD (P_c)

a) Đối với các đơn vị phát điện thị trường đã ký hợp đồng mua bán điện dài hạn với EVN, giá P_c là giá mua bán điện, có điều chỉnh (nếu có) theo điều khoản của hợp đồng mua bán điện dài hạn;

b) Đối với đơn vị phát điện thị trường chưa ký hợp đồng dài hạn với EVN, giá P_c là giá mua bán điện thoả thuận năm giữa EVN và đơn vị phát điện thị trường được EVN phê duyệt trong giai đoạn thí điểm.

2. Sản lượng điện kế hoạch năm theo hợp đồng (Q_{cn})

a) Đối với đơn vị phát điện thị trường đã ký hợp đồng mua bán điện với EVN có cam kết về sản lượng điện mua hàng năm, Q_{cn} được tính theo tỷ lệ 95% sản lượng điện này và được điều chỉnh theo từng giai đoạn;

b) Đối với đơn vị phát điện thị trường không có cam kết về sản lượng điện mua hàng năm với EVN, Q_{cn} do EVN và đơn vị phát điện thị trường thoả thuận.

Chương VIII

QUAN HỆ GIỮA ĐƠN VỊ CHÀO GIÁ THAY, ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN GIÁN TIẾP, ĐƠN VỊ QUẢN LÝ LƯỚI ĐIỆN VÀ A_0

Điều 52. Mục đích của việc chào giá thay

Trong thị trường điện lực, các đơn vị phát điện gián tiếp tham gia thị trường thông qua đơn vị chào giá thay nhằm các mục đích sau:

a) Đưa toàn bộ các nhà máy điện trong hệ thống tham gia thị trường;

b) Đảm bảo thực hiện hợp đồng mua bán điện đã ký kết giữa EVN với các đơn vị phát điện gián tiếp.

Điều 53. Các yêu cầu đối với đơn vị chào giá thay

1. Tuân thủ quy định thị trường với tư cách là đơn vị phát điện thị trường đặc biệt.

2. Có đủ cơ sở hạ tầng, thông tin cần thiết để chào giá thay cho các đơn vị phát điện gián tiếp.

3. Thực hiện đầy đủ nghĩa vụ của EVN trong các hợp đồng mua bán điện đã ký với các đơn vị phát điện gián tiếp.

Điều 54. Quan hệ giữa các đơn vị phát điện gián tiếp với đơn vị chào giá thay và A_0

1. Quan hệ giữa các đơn vị phát điện gián tiếp và A_0 về mặt vận hành vẫn tuân thủ theo các quy định hiện hành của Nhà nước và EVN.

2. Các đơn vị phát điện gián tiếp phối hợp với đơn vị chào giá thay trong công tác lập kế hoạch phân bổ nguồn khí và kế hoạch sản xuất điện năng trung hạn và ngắn hạn theo các ràng buộc trong hợp đồng đã ký.

3. Đơn vị chào giá thay và các đơn vị phát điện gián tiếp duy trì phương thức thông tin nội bộ cần thiết để đơn vị chào giá thay có thể thực hiện chào giá thay và cung cấp các thông tin cần thiết cho A_0 theo yêu cầu giống như là một đơn vị phát điện thị trường.

4. Lệnh điều độ của A_0 được gửi trực tiếp tới các nhà máy điện không phân biệt là nhà máy điện thuộc đơn vị phát điện gián tiếp hay đơn vị phát điện thị trường thông qua hệ thống quản lý thông tin điều độ (DIM) và điện thoại được sử dụng như là một phương tiện thông tin dự phòng.

Điều 55. Quan hệ giữa các đơn vị quản lý lưới điện với A_0

1. Đơn vị quản lý lưới điện và A_0 có trách nhiệm tuân thủ chặt chẽ công tác vận hành hệ thống điện theo các quy định hiện hành của Nhà nước và EVN.

2. Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm thông báo kế hoạch sửa chữa lưới điện cho A_0 tuân thủ theo thời gian biểu thị trường quy định tại Phụ lục 3.1 ban hành kèm theo Quy định này.

**Chương IX
GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP**

Điều 56. Nguyên tắc giải quyết tranh chấp

Việc giải quyết các tranh chấp, khiếu nại trong thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm nội bộ trong EVN phải theo các nguyên tắc sau:

1. Khuyến khích việc giải quyết tranh chấp thông qua đàm phán giữa các bên liên quan;

2. Trường hợp đàm phán không thành công, tranh chấp được giải quyết bằng quyết định của Tổng giám đốc EVN;

3. Trường hợp các bên không thoả mãn với quyết định của Tổng giám đốc EVN, tranh chấp có thể được giải quyết bằng quyết định của Hội đồng quản trị EVN;

4. Trường hợp các bên không thoả mãn với quyết định của Hội đồng quản trị EVN, có thể trình Cục Điều tiết điện lực để được xem xét giải quyết.

Điều 57. Những hành vi bị cấm trên thị trường

1. Các thỏa thuận cạnh tranh không lành mạnh bị cấm theo quy định của Luật Cạnh tranh, bao gồm:

a) Các thỏa thuận trực tiếp hoặc gián tiếp giữa các đơn vị phát điện thị trường nhằm không chế giá thị trường;

b) Các thỏa thuận trực tiếp hoặc gián tiếp giữa các đơn vị phát điện thị trường nhằm hạn chế hoặc kiểm soát sản lượng điện sản xuất;

2. Hành vi phân biệt đối xử của A_0 trong vận hành thị trường.

Điều 58. Xử lý vi phạm

Biện pháp xử lý đối với giám đốc các đơn vị phát điện thị trường, giám đốc A_0 có hành vi vi phạm quy định tại Điều 57 của Quy định này:

1. Căn cứ kết quả thanh kiểm tra, Tổng giám đốc EVN phê bình nhắc nhở bằng văn bản đối với các trường hợp vi phạm lần đầu;

2. Nếu giám đốc các đơn vị phát điện thị trường, Giám đốc A_0 tiếp tục có hành vi vi phạm quy định thì Tổng giám đốc EVN sẽ có biện pháp xử lý theo Quy chế về công tác quản lý cán bộ trong Tập đoàn Điện lực Việt Nam và báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

Chương X TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 59. Đăng ký tham gia thị trường điện lực

Các đơn vị phát điện gián tiếp tự nguyện tham gia thị trường điện lực phải tuân thủ Quy định trình tự, thủ tục đăng ký tham gia thị trường điện lực do EVN xây dựng trình Cục Điều tiết điện lực phê duyệt và ban hành.

Điều 60. Sửa đổi, bổ sung Quy định

Trong quá trình thực hiện Quy định thị trường, nếu có vướng mắc, EVN và các thành viên thị trường có trách nhiệm kiến nghị các sửa đổi, bổ sung cần thiết để Cục Điều tiết điện lực thẩm định và trình Bộ Công Thương phê duyệt.

KT. BỘ TRƯỞNG
THỦ TRƯỞNG



Đỗ Hữu Hà

Phụ lục 3.1**THỜI GIAN BIỂU THỊ TRƯỜNG**

(Ban hành kèm theo Quyết định số 6540/QĐ-BCT
ngày 12 tháng 12 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

	Ngày	Thời gian	Hoạt động	Người cung cấp	Người nhận	Thời gian thực hiện	Tần suất thực hiện	Dữ liệu cung cấp
1	Ngày làm việc thứ 2 mỗi quý		Thông báo kế hoạch sửa chữa lớn và công suất khả dụng dự kiến cho 01 năm tới (theo tháng), tiến độ các công trình mới	ĐVPPĐ, EVN	A ₀	3 đến 12 tháng tới	Hàng quý	Kế hoạch thực hiện của từng ĐVPPĐ
2	Ngày làm việc thứ 2 mỗi quý		Thông báo kế hoạch sửa chữa lưới truyền tải cho 01 năm tới (theo tháng); tiến độ các công trình mới	Đơn vị quản lý lưới điện	A ₀	3 đến 12 tháng tới	Hàng quý	Dự báo khả năng truyền tải của các đường dây truyền tải
3	Ngày làm việc thứ 2 mỗi quý		Dự báo phụ tải cho 12 tháng (với biểu đồ phụ tải ngày điển hình)	A ₀	ĐVPPĐ	3 đến 12 tháng tới	Hàng quý	Phụ tải đỉnh dự kiến ngày, sản lượng dự kiến và biểu đồ phụ tải hệ thống
4	Ngày làm việc thứ 5 của mỗi quý		Công bố kết quả chương trình ĐGANHT trung hạn (theo tháng)	A ₀	ĐVPPĐ, EVN	3 đến 12 tháng tới	Hàng quý	Dự báo ràng buộc truyền tải, công suất sẵn sàng và dự báo phụ tải
5	Các thứ 5 hàng tuần	10h00	Cập nhật công suất khả dụng dự kiến của các tổ máy	ĐVPPĐ, EVN	A ₀	từ tuần 2 đến tuần	Hàng tuần	Kế hoạch thực hiện của từng ĐVPPĐ

						11		
6	Các thứ 5 hàng tuần	10h00	Cập nhật kế hoạch sửa chữa lưới truyền tải	Đơn vị quản lý lưới điện	A ₀	từ tuần 2 đến tuần 11	Hàng tuần	
7	Thứ 5 hàng tuần	16h00	Công bố kết quả chương trình ĐGANHT trung hạn (theo tuần)	A ₀	ĐVPH, EVN	từ tuần 2 đến tuần 11	Hàng tuần	Dự báo ràng buộc lưới, công suất sẵn sàng và dự báo phụ tải
8	D- 7 đến D-2	10h 00	Dự báo công suất khả dụng, công suất công bố, thời gian hòa/tách lưới đối với các tổ máy khởi động chậm.	ĐVPH, EVN	A ₀	từ 7 đến 2 ngày tới	Hàng ngày	Kế hoạch thực hiện của từng ĐVPH
9	D-7 đến D-2	10h00	Thông báo kế hoạch sửa chữa lưới truyền tải	Đơn vị quản lý lưới điện	A ₀	từ 7 đến 2 ngày tới	Hàng ngày	Kế hoạch sửa chữa bảo dưỡng
10	D-7 đến D-2	14h00	Công bố kết quả ĐGANHT ngắn hạn.	A ₀	ĐVPH, EVN	từ 7 đến 2 ngày tới	Hàng ngày	Dự báo phụ tải, ràng buộc lưới và ràng buộc năng lượng
11	Ngày D-2	10h00	Công bố công suất công bố và thời điểm hòa/tách lưới các tổ máy khởi động chậm	ĐVPH, EVN	A ₀	Từ 0h00 ngày D-2 đến 24h00 giờ ngày D+6	Hàng ngày	Công suất công bố từng tổ máy và thời gian khởi động/hòa lưới tổ máy khởi động chậm
12	Ngày D-2	14 h 30	Công bố kết quả chương ĐGANHT ngắn hạn có liên quan đến ngày D	A ₀	ĐVPH +EVN	Từ 0h00 ngày D-2 đến 24h00 giờ ngày D+6	Hàng ngày	Tổng công suất sẵn sàng của hệ thống, dự báo phụ tải
13	Ngày D-1	10h00	Nộp và xác nhận bản chào (giá, điện năng)	ĐVPH, EVN	A ₀	Từ ngày giao dịch đến ngày	Hàng ngày	công suất công bố và bản chào cho từng tổ máy.

						làm việc kế tiếp		
14	D-1	15h00	Công bố giá thị trường dự kiến và Biểu đồ phát điện từng tổ máy ngày tới cho từng chu kỳ giao dịch.	A ₀	ĐVPPĐ, EVN	Từ ngày giao dịch đến ngày làm việc kế tiếp	Hàng ngày	Dự báo phụ tải và bản chào ngày tới
15	D-1	Liên tục	Công bố công suất công bố mới/những thay đổi công suất công bố có lý do khác theo quy định thị trường điện lực	ĐVPPĐ, EVN	A ₀	Từ 0h00 ngày D-2 đến trước mỗi giờ ngày D	Liên tục	Công suất công bố mới và thay đổi CSCB vì lý do bất khả kháng
16	D	Liên tục	Tính toán và công bố giá thị trường và biểu đồ huy động tổ máy giờ kế tiếp	A ₀	ĐVPPĐ, EVN	từ 0h00 ngày D đến 23h00 ngày D	ít nhất 1 tiếng một lần	Dự báo phụ tải và bản chào ngày tới
17	D+1	9h00	Công bố các bản chào và toàn bộ kết quả thị trường ngày D	A ₀	ĐVPPĐ	Cho toàn bộ ngày d	Hàng ngày	Các bản chào giá , kết quả thị trường ngày D
18	Ngày làm việc thứ 5 hàng tháng	16 giờ	Gửi hồ sơ thanh toán	ĐVPPĐ	EVN	1 tháng	Hàng tháng	Giá thị trường, dữ liệu thị trường và điện năng thực phát

Phụ lục 3.2**MẪU BẢN CHÀO GIÁ CỦA ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN THỊ TRƯỜNG
VÀ CỦA EVN**

(Ban hành kèm theo Quyết định số 6540/QĐ-BCT
ngày 12 tháng 12 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM , ngày tháng năm
NHÀ MÁY:

CHÀO GIÁ ĐIỆN NĂNG

Ngày	Tháng	Năm	NHÀ MÁY				Tổ máy xx	
			Giá chào cho mỗi dải công suất (đ/kWh)					
Khoảng công suất chào (MW)				400.0	450.0	550.0	650.0	
Giờ	P_{\min}	CSCB	CSKDCB	Ngưỡng công suất tương ứng				
1	0	200	200	Pmin	120	150	180	200
2	0	200	200	Pmin	120	150	180	200
3	0	200	200	Pmin	120	150	180	200
4	0	200	200	Pmin	120	150	180	200
5	0	200	200	Pmin	120	150	180	200
6	0	200	200	Pmin	120	150	180	200
7	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
8	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
9	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
10	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
11	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
12	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
13	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
14	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
15	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
16	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
17	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
18	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
19	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
20	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
21	0	200	200	Pmin	150	180	190	200
22	0	200	200	Pmin	120	150	180	200
23	0	200	200	Pmin	120	150	180	200
24	0	200	200	Pmin	120	150	180	200

Phụ lục 4.1**TIÊU CHUẨN AN NINH HỆ THỐNG**

*(Ban hành kèm theo Quyết định số 6540/QĐ-BCT
ngày 12 tháng 12 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

1. Tiêu chuẩn tần số

Các quy định về tần số dưới đây là các quy định chung cho các thành viên tham gia điều khiển tần số của lưới điện.

a) Trong chế độ vận hành bình thường tần số hệ thống sẽ được duy trì 50 Hz, dao động ± 0.2 Hz;

b) Trong trường hợp xảy ra sự cố thông thường tần số cho phép dao động trong giới hạn từ 49.5 Hz đến 50.5 Hz và việc khôi phục tần số về giới hạn bình thường phải được thực hiện trong vòng 5 phút.

c) Trong trường hợp xảy ra sự cố nghiêm trọng, tần số cho phép dao động trong giới hạn từ 47.0 Hz đến 52.0 Hz và khôi phục về giới hạn bình thường trong vòng 10 phút.

2. Tiêu chuẩn điện áp

Giới hạn cho phép của điện áp: Trước và sau sự cố thông thường điện áp vận hành trên lưới không được vượt quá mức điện áp cho phép của thiết bị và không được thấp quá 90% điện áp danh định của hệ thống, phù hợp với các tiêu chuẩn về vận hành và đấu nối lưới điện. Đơn vị quản lý lưới điện có trách nhiệm nêu rõ điện áp định mức của các thiết bị vận hành trên lưới.

3. Tiêu chuẩn ổn định

a) Ổn định tĩnh: Hệ thống được gọi là ổn định tĩnh nếu sau khi xảy ra sự cố thông thường, hệ thống vẫn duy trì được tính đồng bộ. Yêu cầu này sẽ xác định các giới hạn công suất truyền tải trên lưới và xác định các hạn chế đối với các phần tử truyền tải.

b) Ổn định động: Hệ thống được gọi là ổn định động nếu khi xảy ra sự cố thông thường, các dao động của hệ thống và của phụ tải sẽ giảm xuống dần trong khoảng thời gian không quá 10 giây. Yêu cầu này sẽ xác định các giới hạn của công suất truyền tải trên lưới.

Phụ lục 4.2**DANH SÁCH CÁC SỰ CỐ THÔNG THƯỜNG TRÊN HỆ THỐNG ĐIỆN**

*(Ban hành kèm theo Quyết định số 6540/QĐ-BCT
ngày 12 tháng 12 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

1. Sự cố một tổ máy phát.
2. Sự cố của một đường dây đơn.
3. Sự cố của một đường dây trong đường dây nhiều mạch.
4. Sự cố một máy biến áp đơn.
5. Sự cố của bất kỳ một phần tử cao áp nào trong lưới.
6. Sự cố trên một thanh cái hoặc sự cố một đường dây kép không phải là một sự cố thông thường.
7. Trong các trường hợp đặc biệt khác như thiên tai, lũ lụt, bão từ, cháy nổ trên diện rộng hay các điều kiện bất khả kháng khác có thể gây ảnh hưởng đến hệ thống, A_0 có thể liệt kê thêm một số loại sự cố khác là sự cố thông thường.

Phụ lục 6.1**MẪU CÁC BIỂU TRONG HỒ SƠ THANH TOÁN**

*(Ban hành kèm theo Quyết định số 6540/QĐ-BCT
ngày 12 tháng 12 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

**Biểu 1. Bảng chi tiết sản lượng điện thanh toán tháng /200
(Qr)**

Đơn vị tính: kWh

Ngày Giờ	1	2	3	4	...	30	31	Tổng	Ghi chú
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
Tổng									

Người lập biểu

Giám đốc đơn vị PĐTT

Lưu ý: Phải có các bản in chi tiết số liệu giao nhận điện năng từng chu kỳ giao dịch trong tháng; biên bản chốt chỉ số công tơ tháng kèm theo biểu 1.

Biểu 2. Bảng xác nhận số lần khởi động của tổ máy được thanh toán trong chu kỳ thừa công suất hoặc chu kỳ chào giá có tổng công suất các bản chào có giá bằng 0 lớn hơn phụ tải hệ thống

Ngày tháng	Lò - Máy	Trạng thái khởi động	Số lần	Lý do	Ghi chú

Đơn vị phát điện thị trường
Giám đốc
(hoặc người được uỷ quyền)
(Ký tên, đóng dấu)

Xác nhận của A₀
Giám đốc
(hoặc người được uỷ quyền)
(Ký tên, đóng dấu)

**Biểu 3. Bảng kê giá thị trường tháng /200
(Pm)**

Đơn vị tính: đ/kWh

Ngày Giờ	1	2	3	4		...	30	31	Ghi chú
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									

Giám đốc A₀
(Ký tên, đóng dấu)

Biểu 4. Bảng kê chi tiết biểu đồ Qc tháng /200 theo hợp đồng CfD với Đơn vị phát điện thị trường A

Đơn vị tính: kWh

Ngày Giờ	1	2	3	4	...	30	31	Tổng	Ghi chú
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
Tổng									

Giám đốc công ty
hoặc người được uỷ quyền
 (ký tên, đóng dấu)

Biểu 5. Bảng tính giá Pc tháng /200

Giá Pc cố định	Giá Pc biến đổi	Giá than cơ sở	Giá dầu cơ sở	Tỷ trọng chi phí than cơ sở	Tỷ trọng chi phí dầu cơ sở	Giá than thực tế nhập BQ	Giá dầu thực tế nhập BQ	Giá Pc tháng	Ghi chú

Người lập**Giám đốc Đơn vị PĐTT**

Lưu ý: Phải có các chứng từ liên quan đến việc xác định giá Pc trong kỳ thanh toán kèm theo biểu này.

Biểu 6. Bảng tính chi phí khởi động được thanh toán trong chu kỳ thừa công suất hoặc chu kỳ chào giá có tổng công suất các bản chào có giá bằng 0 lớn hơn phụ tải hệ thống

TT	Lò - Máy	Trạng thái khởi động	Số lần	Định mức nhiên liệu cho khởi động (than/dầu)	Thành tiền

Người lập**Giám đốc Đơn vị PĐTT**

**Biểu 7. Bảng tính tiền điện thanh toán theo giá thị trường tháng ...
(Rm)**

Đơn vị tính: Đồng

Ngày Giờ	1	2	3	4	...	30	31	Tổng	Ghi chú
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
Tổng									

Người lập

Giám đốc đơn vị PĐTT

**Biểu 8. Bảng tính tiền điện thanh toán theo hợp đồng CfD
(Rc)**

Đơn vị tính: Đồng

Ngày Giờ	1	2	3	4	...	30	31	Tổng	Ghi chú
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
Tổng									

Người lập

Giám đốc đơn vị PĐTT

Biểu 9. Bảng tổng hợp tiền điện thanh toán theo giá thị trường và hợp đồng CfD tháng /200

Ngày Giờ	Tiền điện thanh toán theo giá thị trường	Tiền điện thanh toán theo hợp đồng CfD	Tổng	Ghi chú
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
....				
29				
30				
31				
Tổng				

Người lập

Giám đốc đơn vị PĐTT

Biểu 10. Bảng tổng hợp tiền điện thanh toán tháng /200

1. Tiền điện thanh toán theo giá thị trường:
2. Tiền điện thanh toán theo hợp đồng CfD:
3. Các khoản thanh toán khác (khởi động ...):

...

Tổng:

Thuế VAT:

Tổng cộng:

Người lập Giám đốc đơn vị PĐTT

Phụ lục 7.1

**MẪU HỢP ĐỒNG TÀI CHÍNH MUA BÁN ĐIỆN NĂNG
TRÊN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN (HỢP ĐỒNG CFD)**

*(Ban hành kèm theo Quyết định số 6540/QĐ-BCT
ngày 12 tháng 12 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

CỘNG HOÀ XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

**HỢP ĐỒNG TÀI CHÍNH MUA BÁN ĐIỆN NĂNG TRÊN
THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NĂM ...**

Giữa

**TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
(BÊN MUA)**

Và

.....
(BÊN BÁN)

HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN NĂNG TRÊN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN LỰC

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004;
Căn cứ Luật Thương mại ngày 14 tháng 6 năm 2005;
Căn cứ Quy định Thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm ban hành kèm theo Quyết định số ngày tháng năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp;

Hôm nay, ngày tháng năm, tại

Chúng tôi gồm:

Bên bán điện:

Đại diện:

Chức vụ:

Địa chỉ:

Điện thoại: fax:

Tài khoản:

(Sau đây gọi là Bên bán)

Bên mua điện: TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM (EVN)

Đại diện:

Chức vụ:

Địa chỉ:

Điện thoại: fax:

Tài khoản:

(Sau đây gọi là Bên mua)

Cùng nhau thoả thuận ký hợp đồng tài chính mua bán điện năng trên thị trường điện lực (sau đây gọi tắt là hợp đồng CfD) theo những nội dung sau:

Điều 1. Nguyên tắc thỏa thuận

Bên mua và Bên bán thỏa thuận trên nguyên tắc: Các nội dung liên quan tới sản lượng điện năng mua bán giữa hai bên trong hợp đồng CfD này là cam kết về mặt tài chính giữa hai bên.

Điều 2. Thời hạn của hợp đồng

1. Hợp đồng này có thời hạn từ ngày đến ngày Trừ trường hợp được gia hạn hoặc chấm dứt trước thời hạn.

2. Hợp đồng CfD này có thể chấm dứt trước thời hạn theo quyết định của các cơ quan Nhà nước có thẩm quyền hoặc của Hội đồng quản trị EVN.

Điều 3. Mua bán điện năng

1. Giá hợp đồng CfD (sau đây gọi tắt là Pc)

Giá hợp đồng CfD (Pc) được xác định tại Phụ lục 1 của Hợp đồng này, trừ khi có thỏa thuận khác giữa hai bên và được EVN phê duyệt.

2. Sản lượng điện năm của hợp đồng (sau đây gọi tắt là Qcn)

Sản lượng điện năm chia theo từng tháng được xác định theo Phụ lục 2 của Hợp đồng này. Phương thức giao nhận điện năng quy định tại Phụ lục 3 của Hợp đồng này, trừ khi có thỏa thuận khác giữa hai bên và được EVN phê duyệt.

3. Biểu đồ mua điện ngày (sau đây gọi tắt là Qc)

a) Hàng tuần, Bên mua có trách nhiệm tính toán và công bố cho Bên bán Biểu đồ mua điện ngày (Qc) cho tất cả các ngày trong tuần theo đúng Quy trình tính toán và công bố biểu đồ Qc ngày do Hội đồng quản trị EVN phê duyệt và ban hành cho từng tổ máy của Bên bán theo mẫu quy định tại Phụ lục 5 của Hợp đồng này.

b) Biểu đồ mua điện ngày (Qc) và giá thị trường được sử dụng làm căn cứ thanh toán tiền mua bán điện giữa hai bên quy định tại khoản 4 của Điều này.

4. Tiền điện thanh toán theo hợp đồng CfD trong kỳ thanh toán, Rc được tính theo công thức sau:

$$Rc = \sum_{d=1}^n \sum_{i=0}^j Qc_{d,i} * (Pc - Pm_{d,i})$$

Trong đó:

- R_c : Tiền điện thanh toán theo hợp đồng CfD trong kỳ thanh toán của Bên bán, đơn vị là đồng
- n : Tổng số ngày trong kỳ thanh toán
- d : Ngày giao dịch trong kỳ thanh toán
- i : Chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch d trong kỳ thanh toán trừ các kỳ Bên bán bị phạt vi phạm điện năng đảm bảo tuần (đối với nhà máy thủy điện quy định tại khoản 8 Điều 19 Quy định này)
- j : Tổng số chu kỳ giao dịch của ngày d trong kỳ thanh toán
- P_c : Giá hợp đồng của hợp đồng CfD của đơn vị phát điện thị trường trong kỳ thanh toán, đ/kWh
- $P_{m,d,i}$: Giá thị trường của chu kỳ giao dịch i , ngày d trong kỳ thanh toán, đ/kWh
- $Q_{c,d,i}$: Sản lượng điện thanh toán theo hợp đồng CfD của chu kỳ giao dịch i , ngày d trong kỳ thanh toán, kWh.

Điều 4. Quy trình và nguyên tắc tính toán

Quy trình thanh toán giữa Bên bán và Bên mua thực hiện theo đúng quy định tại Chương VI của Quy định Thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm, trừ khi có thoả thuận khác giữa hai bên và được EVN phê duyệt.

Điều 5. Điều chỉnh sản lượng điện thỏa thuận năm (sau đây viết tắt là Q_{cn})

Hai bên cam kết không thực hiện việc điều chỉnh sản lượng điện năm của Hợp đồng (Q_{cn}), kể cả trường hợp có chênh lệch giữa sản lượng điện thỏa thuận năm (Q_{cn}) và tổng biểu đồ mua điện hàng tuần Q_c của 52 tuần trong năm của đơn vị phát điện thị trường, trừ khi có thoả thuận khác giữa hai bên và được EVN phê duyệt.

Điều 6. Sự kiện bất khả kháng

1. Trong hợp đồng này, sự kiện bất khả kháng bao gồm các trường hợp sau:

Các hiện tượng tự nhiên bao gồm thiên tai, dịch bệnh, hoả hoạn, lũ lụt, sóng thần, xoáy lốc, hạn hán, động đất cao hơn cấp thiết kế, sấm sét cao hơn mức tần suất thiết kế;

Chiến tranh, hành động xâm lược, khủng bố, bạo loạn, nội chiến, phá hoại hoặc các hành động thù địch khác;

Bãi công và các hoạt động ngừng trệ công việc không phải do lỗi của một trong hai bên gây ra.

2. Trong Hợp đồng này, sự kiện bất khả kháng không bao gồm các trường hợp sau:

Chi phí gia tăng hoặc các điều kiện bất lợi khác;

Việc không tuân thủ các tiêu chuẩn đấu nối lưới điện của Bên mua hoặc các tiêu chuẩn khác của Bên mua áp dụng cho việc đấu nối Nhà Máy;

Bên bán không có khả năng phát triển, xây dựng, vận hành hoặc bảo trì nhà máy điện theo quy định vận hành an toàn.

3. Trách nhiệm thông báo trong trường hợp có sự kiện bất khả kháng

Bên bị ảnh hưởng bởi sự kiện bất khả kháng phải thông báo cho Bên kia về sự kiện, tình huống bất khả kháng trong thời gian ít nhất là một (01) ngày kể từ sau khi thông tin liên lạc đã sẵn sàng. Thông báo phải bao gồm chi tiết về sự kiện, tình huống bất khả kháng, tác động của nó đối với bên bị ảnh hưởng đối với việc thực hiện nghĩa vụ trong hợp đồng và kiến nghị các biện pháp khắc phục. Bên bị ảnh hưởng sẽ cung cấp các báo cáo thường xuyên cho bên kia về việc triển khai các biện pháp khắc phục nhằm ngăn chặn hoặc giảm nhẹ những tác động của sự kiện bất khả kháng và các thông tin khác mà bên kia yêu cầu một cách hợp lý.

4. Trách nhiệm của các bên trong hợp đồng khi có sự kiện bất khả kháng

Không bên nào phải chịu trách nhiệm hoặc bị coi là vi phạm hợp đồng hoặc có lỗi do không thực hiện hoặc chậm trễ trong việc thực hiện các nghĩa vụ của mình theo hợp đồng (ngoại trừ nghĩa vụ thanh toán) khi xảy ra sự kiện bất khả kháng.

5. Nếu một bên do sự kiện bất khả kháng mà không thể thực hiện nghĩa vụ của mình theo hợp đồng, sau 180 (một trăm tám mươi) ngày kể từ ngày xảy ra sự kiện bất khả kháng, một trong hai bên có quyền gửi văn bản thông báo đề

ngiht chấm dứt hợp đồng cho bên kia. Hai bên phải thực hiện thanh lý hợp đồng theo quy định.

Điều 7. Giải quyết tranh chấp

1. Hai bên cam kết thực hiện nghiêm túc các nội dung của hợp đồng, không bên nào được tự ý đơn phương thay đổi hoặc huỷ bỏ hợp đồng. Hai bên chủ động thông báo cho nhau tiến độ thực hiện hợp đồng CfD. Nếu có phát sinh tranh chấp, các bên kịp thời thông báo cho nhau biết và cùng bàn bạc giải quyết trên tinh thần hoà giải, bình đẳng, cùng có lợi và phải lập biên bản ghi lại nội dung toàn bộ quá trình giải quyết tranh chấp, phương pháp giải quyết đã áp dụng có xác nhận của hai bên.

2. Sau sáu mươi (60) ngày kể từ ngày phát sinh tranh chấp, nếu hai bên không tự giải quyết được thì một trong các bên có thể trình văn bản đề nghị Hội đồng quản trị EVN giải quyết. Sau mười lăm (15) ngày Hội đồng quản trị EVN phải ra quyết định giải quyết tranh chấp, quyết định có giá trị bắt buộc thực hiện đối với cả hai bên. Trong thời gian chờ đợi phán quyết của Hội đồng Quản trị, các bên có trách nhiệm phải thực hiện các nghĩa vụ của mình theo hợp đồng CfD, trừ khi có thoả thuận khác bằng văn bản.

Điều 8. Các thoả thuận khác

1. Sửa đổi, bổ sung hợp đồng CfD

a) Việc sửa đổi, bổ sung bất kỳ điều khoản nào trong hợp đồng này phải được thoả thuận bằng văn bản của cả hai bên.

b) Bất cứ việc sửa đổi, bổ sung nào trong hợp đồng CfD có liên quan tới giá thoả thuận mua bán điện Pc và sản lượng điện năm Qc làm thay đổi tiền điện thanh toán của hợp đồng CfD này không bị coi là thanh toán chậm trả của mỗi bên.

2. Thông báo

a) Mọi thông báo liên quan đến hợp đồng này đều phải thực hiện bằng văn bản theo một trong các hình thức sau: Văn bản in hoặc thư Telex có dấu và chữ ký của đại diện có thẩm quyền của bên thông báo.

b) Mọi thông báo liên quan đến hợp đồng này phải được gửi bằng thư giao tận tay hoặc gửi bằng thư bảo đảm hoặc truyền bằng Fax, và được xem là đã nhận được khi thoả mãn một trong các trường hợp sau:

- Khi giao, trong trường hợp giao tận tay;

- Khi ký nhận thư bảo đảm, trong trường hợp gửi bằng thư bảo đảm có ký nhận;
- Tại thời điểm thực tế nhận được Fax, trong trường hợp truyền bằng Fax, với điều kiện là người gửi đã nhận được xác nhận việc truyền Fax không bị lỗi.

c) Địa chỉ liên lạc

Mọi thông báo của một bên phải được gửi tới bên kia theo địa chỉ đã được nêu trong Hợp đồng này. Trong trường hợp một trong hai bên có ý định thay đổi địa chỉ liên lạc, bên thay đổi có trách nhiệm thông báo cho bên kia địa chỉ liên lạc mới chậm nhất là mười lăm (15) ngày trước khi thay đổi.

3. Chuyển nhượng

a) Không bên nào được phép chuyển nhượng dù là một phần hoặc toàn bộ các quyền lợi hoặc trách nhiệm của mình được nêu trong hợp đồng CfD này trừ khi được bên kia đồng ý bằng văn bản và không trái với các quy định của pháp luật.

b) Trường hợp có sự thay đổi chủ thể hợp đồng theo quy định của cơ quan Nhà nước có thẩm quyền thì bên thay đổi có trách nhiệm phải thông báo cho bên kia chậm nhất là ba mươi (30) ngày trước khi có sự thay đổi.

4. Thay đổi luật

Trong quá trình thực hiện hợp đồng CfD, nếu pháp luật của Việt Nam có thay đổi dẫn đến những nội dung trong hợp đồng CfD mâu thuẫn hoặc có nội dung không phù hợp thì hai bên sẽ tiến hành sửa đổi, bổ sung cho thống nhất và phù hợp. Các văn bản sửa đổi, bổ sung đó được coi là một phần không thể tách rời của hợp đồng CfD này. Những nội dung khác vẫn giữ nguyên giá trị.

Nếu bất cứ nội dung nào trong hợp đồng CfD này không còn giá trị pháp lý theo các quy định của pháp luật thì các nội dung còn lại của hợp đồng CfD này vẫn có hiệu lực và không chịu ảnh hưởng của việc hủy bỏ nội dung không còn giá trị pháp lý đó ra khỏi hợp đồng CfD; các nội dung không còn giá trị pháp lý đó sẽ được thay thế bằng các nội dung có giá trị pháp lý khác theo thỏa thuận của cả hai bên trên cơ sở quy định của pháp luật.

5. Bảo mật

Các bên có trách nhiệm bảo mật hợp đồng và các văn bản, tài liệu có liên quan đến Hợp đồng CfD này. Các bên không có quyền công bố, tiết lộ hay sử dụng hợp đồng CfD và các văn bản, tài liệu có liên quan đến Hợp đồng CfD này nhằm mục đích khác ngoài việc thực hiện các nghĩa vụ của bên đó theo Hợp đồng CfD này hoặc theo quy định của pháp luật.

6. Giá trị pháp lý của Phụ lục hợp đồng

Các Phụ lục và các văn bản sửa đổi, bổ sung của Hợp đồng CFD này là một phần không thể tách rời của hợp đồng CFD. Hợp đồng CFD, các Phụ lục, văn bản sửa đổi, bổ sung của hợp đồng CFD là các văn bản duy nhất, đầy đủ và có giá trị pháp lý trong việc thực hiện hợp đồng mua bán điện giữa Bên mua và Bên bán. Mọi văn bản hoặc giấy tờ giao dịch trước đây giữa hai bên đều không còn giá trị.

7. Giải thích từ ngữ trong hợp đồng

Cả hai bên thống nhất rằng không có bất cứ một từ ngữ hay một quy định nào trong Hợp đồng CFD này được hiểu hoặc giải thích theo hướng bất lợi cho bất cứ bên nào với lý do là bên kia là bên đưa ra dự thảo của hợp đồng CFD hoặc của bất cứ một phần nào trong Hợp đồng CFD này.

8. Từ bỏ quyền và nghĩa vụ của các bên tham gia hợp đồng

Sự trì hoãn, chậm trễ hoặc không thực hiện của bất cứ các quyền và nghĩa vụ theo các nội dung quy định trong hợp đồng CFD của bất cứ bên nào không được hiểu và giải thích là sự từ bỏ các quyền và nghĩa vụ của bên đó trong Hợp đồng CFD này. Bất kỳ sự từ bỏ quyền và nghĩa vụ của bên nào đều phải được thỏa thuận bằng văn bản có dấu và chữ ký các đại diện có thẩm quyền của hai bên.

Điều 9. Hiệu lực của hợp đồng CFD

Hợp đồng này có hiệu lực kể từ ngày được người đại diện có thẩm quyền của cả hai bên ký.

Hợp đồng CFD này được lập thành ... bản có giá trị như nhau, mỗi bên giữ ... bản.

ĐẠI DIỆN BÊN BÁN

ĐẠI DIỆN BÊN MUA

Phụ lục của Hợp đồng CFD

Phụ lục 1

Giá thỏa thuận mua bán điện Pc

Phụ lục của Hợp đồng CfD (tiếp theo)

Phụ lục 3

Phương thức giao nhận điện năng

