BỘ CÔNG THƯƠNG

BỘ CÔNG THƯƠNG	CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM Độc lập - Tự do - Hạnh phúc
Số: 45/2011/TT-BCT	*Hà Nội, ngày 30 tháng 12 năm 2011*

THÔNG TƯ
Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ Công thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh

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; Nghị định số 44/2011/NĐ-CP ngày 14 tháng 6 năm 2011 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung Điều 3 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;

Bộ trưởng Bộ Công thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh như sau:

Điều 1. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh (sau đây viết tắt là Thông tư số 18/2010/TT-BCT) như sau:

1. Sửa đổi khoản 33, khoản 51, khoản 56, khoản 63; bổ sung khoản 72a, khoản 72b Điều 3 như sau:

"Điều 3. Giải thích từ ngữ

33. Hệ số tải trung bình năm hoặc tháng là tỷ lệ giữa tổng sản lượng điện năng phát trong một năm hoặc một tháng và tích của tổng công suất đặt với tổng số giờ tính toán hệ số tải năm hoặc tháng.

51. Nhà máy điện BOT là nhà máy điện được đầu tư theo hình thức Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao thông qua hợp đồng giữa nhà đầu tư và cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

56. Phụ tải hệ thống là tổng sản lượng điện năng của toàn hệ thống điện tính quy đổi về đầu cực các tổ máy phát điện và sản lượng điện năng nhập khẩu trong một chu kỳ giao dịch trừ đi sản lượng của các tổ máy điện có công suất nhỏ hơn 30MW.

63. Suất hao nhiệt là lượng nhiệt năng tiêu hao của tổ máy hoặc nhà máy điện để sản xuất ra một đơn vị điện năng khi vận hành ở chế độ tải bình quân, được xác định cho từng loại công nghệ nhiệt điện."

"72a. Tổng số giờ tính toán hệ số tải năm là tổng số giờ của cả năm N đối với các tổ máy đã vào vận hành thương mại từ năm N-1 trở về trước hoặc là tổng số giờ tính từ thời điểm vận hành thương mại của tổ máy đến hết năm đối với các tổ máy đưa vào vận hành thương mại trong năm N, trừ đi thời gian sửa chữa của tổ máy theo kế hoạch đã được phê duyệt trong năm N.

72b. Tổng số giờ tính toán hệ số tải tháng là tổng số giờ của cả tháng M đối với các tổ máy đã vào vận hành thương mại từ tháng M-1 trở về trước hoặc là tổng số giờ tính từ thời điểm vận hành thương mại của tổ máy đến hết tháng đối với các tổ máy đưa vào vận hành trong tháng M, trừ đi thời gian sửa chữa của tổ máy theo kế hoạch đã được phê duyệt trong tháng M."

2. Bãi bỏ khoản 73, khoản 74 và khoản 75 Điều 3.

3. Sửa đổi điểm c khoản 1 Điều 17 như sau:

"Điều 17. Kế hoạch vận hành năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành năm tới, bao gồm các nội dung sau:

c) Tính toán giá trị nước và mức nước tối ưu của các hồ chứa thủy điện;"

4. Sửa đổi điểm c khoản 1 Điều 18 như sau:

"Điều 18. Phân loại các nhà máy thủy điện

1. Các nhà máy thủy điện trong thị trường điện được phân loại cụ thể như sau:

c) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên một tuần và các nhà máy thủy điện có hồ chứa dưới một tuần."

5. Sửa đổi điểm a, điểm b và điểm đ khoản 1 Điều 22 như sau:

"Điều 22. Xác định giới hạn giá chào của tổ máy nhiệt điện

1. Xác định giá trần của tổ máy nhiệt điện

a) Giá trần bản chào giá của tổ máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

$$P_{tr} = (1 + f + K_{DC}) \times P_{NL} \times HR$$

Trong đó:

P_{tr}: Giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện (đồng/kWh);

f: Hệ số chi phí phụ, được tính bằng tỷ lệ của tổng các chi phí khởi động, chi phí nhiên liệu - vật liệu phụ và chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi cho phát điện so với chi phí nhiên liệu chính;

K_{DC}: Hệ số điều chỉnh giá trần theo kết quả phân loại tổ máy nhiệt điện. Đối với tổ máy nhiệt điện chạy nền $K_{DC} = 0$; tổ máy nhiệt điện chạy lưng $K_{DC} = 5\%$; tổ máy nhiệt điện chạy đỉnh $K_{DC} = 20\%$;

P_{NL}: Giá nhiên liệu chính của tổ máy nhiệt điện;

HR: Suất hao nhiệt của tổ máy nhiệt điện.

b) Giá nhiên liệu dùng để tính giá trần bản chào là mức giá nhiên liệu dự kiến cho năm N do Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Giá nhiên liệu năm N là giá nhiên liệu do cơ quan nhà nước có thẩm quyền công bố cho năm N, trong trường hợp không có thì giá nhiên liệu của năm N được tính bằng trung bình của giá nhiên liệu thực tế đã sử dụng cho thanh toán của 12 tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch vận hành năm N;

đ) Hệ số chi phí phụ (hệ số f) của tổ máy nhiệt điện được Đơn vị mua buôn duy nhất xác định căn cứ trên số liệu trong hợp đồng mua bán điện hoặc hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Trường hợp hệ số chi phí phụ của tổ máy nhiệt điện không có trong hợp đồng hoặc trong hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện thì hệ số chi phí phụ của tổ máy nhiệt điện đó được xác định theo Thông tư số 41/2010/TT-BCT ngày 14 tháng 12 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện; trình tự, thủ tục xây dựng, ban hành khung giá phát điện và phê duyệt hợp đồng mua bán điện."

6. Sửa đổi Điều 23 như sau:

"Điều 23. Giới hạn chào giá đối với các nhà máy điện BOT

1. Trường hợp nhà máy điện BOT là nhà máy nhiệt điện:

a) Giá trần bản chào bằng giá thành phần điện năng trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy BOT khi vận hành ở mức tải 100% và tại các điều kiện nhiệt độ tham chiếu;

b) Giá sàn bản chào bằng 1 đồng/kWh.

2. Trường hợp nhà máy điện BOT là nhà máy thủy điện, giới hạn giá chào của nhà máy được quy định tại khoản 13 Điều 1 Thông tư này."

7. Sửa đổi khoản 2 Điều 27 như sau:

"Điều 27. Xác định sản lượng hợp đồng năm

Sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện được xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới, bao gồm các bước sau:

2. Tính toán sản lượng kế hoạch năm của nhà máy điện theo công thức sau:

$AGO = EGO$ nếu $a \times GO \le EGO \le b \times GO$

$AGO = a \times GO$ nếu $EGO < a \times GO$

$AGO = b \times GO$ nếu $EGO > b \times GO$

Trong đó:

AGO: Sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);

EGO: Sản lượng dự kiến năm N của nhà máy điện xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc được quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

GO: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện (kWh). Trong trường hợp chưa có số liệu về sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm, sản lượng này được xác định từ kế hoạch vận hành hệ thống điện năm trên cơ sở tối ưu thủy nhiệt điện căn cứ theo giá phát điện quy định trong hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện."

8. Sửa đổi khoản 3 Điều 32 như sau:

"Điều 32. Tính toán giá trị nước

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước cho các tuần trong tháng tới. Kết quả tính toán giá trị nước được sử dụng để lập kế hoạch vận hành tháng tới bao gồm:

3. Giá trị nước của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên một tuần."

9. Sửa đổi khoản 1 Điều 34 như sau:

"Điều 34. Điều chỉnh giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và điều chỉnh giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo phương pháp quy định tại Điều 22 Thông tư số 18/2010/TT-BCT; quy định tại khoản 5 Điều 1 Thông tư này và căn cứ theo:

a) Giá nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện trong tháng tới.

Giá nhiên liệu tháng tới là giá nhiên liệu của tháng tới đã được cơ quan có thẩm quyền công bố. Trong trường hợp không có số liệu về giá nhiên liệu được cơ quan có thẩm quyền công bố, giá nhiên liệu tháng tới là giá nhiên liệu theo hồ sơ thanh toán của tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch tháng tới. Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm cập nhật các thông tin về giá nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện trong tháng tới và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b) Kết quả phân loại tổ máy nhiệt điện cho tháng tới theo quy định tại Điều 33 Thông tư số 18/2010/TT-BCT."

10. Bổ sung Điều 34a sau Điều 34 như sau:

"Điều 34a. Điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng

1. Sản lượng hợp đồng tháng được phép điều chỉnh trong trường hợp lịch bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy tháng M bị thay đổi so với kế hoạch vận hành năm theo yêu cầu Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện, không phải do các nguyên nhân của nhà máy.

2. Nguyên tắc điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng: Dịch chuyển giữa các tháng phần sản lượng Qc tương ứng với thời gian sửa chữa, đảm bảo tổng Qc các tháng có điều chỉnh là không đổi."

11. Sửa đổi Điều 35 như sau:

"Điều 35. Xác định sản lượng hợp đồng giờ

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định sản lượng hợp đồng giờ trong tháng tới cho nhà máy điện theo các bước sau:

1. Sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định sản lượng dự kiến từng giờ trong tháng của nhà máy điện.

2. Xác định sản lượng hợp đồng giờ theo công thức sau:

$$Q_c^i = Q_c^t \times \frac{Q_E^i}{\sum_{i=1}^{I} Q_E^i}$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

I: Tổng số chu kỳ trong tháng;

Q_c^i: Sản lượng hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_E^i: Sản lượng dự kiến phát của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh);

Q_c^t: Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được xác định theo Điều 28 Thông tư số 18/2010/TT-BCT và khoản 10 Điều 1 Thông tư này (kWh).

3. Trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i lớn hơn sản lượng phát lớn nhất của nhà máy điện thì sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó được điều chỉnh bằng sản lượng phát lớn nhất của nhà máy điện.

4. Trường hợp tổng sản lượng dự kiến phát của nhà máy điện trong mọi chu kỳ giao dịch i của tháng bằng không ($\sum_{i=1}^{I} Q_E^i = 0$) thì sản lượng hợp đồng trong mọi chu kỳ giao dịch của tháng đó bằng không.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi kết quả tính toán sản lượng hợp đồng giờ cho Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch theo thời gian biểu thị trường điện quy định tại Phụ lục 1 Thông tư số 18/2010/TT-BCT.

6. Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận sản lượng hợp đồng tháng được điều chỉnh theo khoản 10 Điều 1 (nếu có) và sản lượng hợp đồng giờ theo kết quả tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện."

12. Sửa đổi điểm c khoản 2 Điều 36 như sau:

"Điều 36. Giá trị nước tuần tới

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật thông tin, tính toán lại giá trị nước cho tuần tới và công bố các kết quả sau:

c) Giá trị nước của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên một tuần và sản lượng dự kiến hàng giờ của các nhà máy thủy điện có hồ chứa dưới một tuần;"

13. Sửa đổi Điều 37 như sau:

"Điều 37. Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện

Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện được xác định căn cứ theo giá trị nước tuần tới của nhà máy đó được công bố theo quy định tại khoản 2 Điều 36 Thông tư số 18/2010/TT-BCT và khoản 12 Điều 1 Thông tư này, cụ thể như sau:

1. Giá sàn bản chào của nhà máy thủy điện bằng 0 đồng/kWh.

2. Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện bằng 110% giá trị nước. Trong trường hợp giá trị nước nhỏ hơn hoặc bằng 0 đồng/kWh, giá trần bản chào của nhà máy thủy điện bằng 0 đồng/kWh."

14. Sửa đổi Điều 38 như sau:

"Điều 38. Thông tin cho vận hành thị trường điện ngày tới

Trước 9h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định, tính toán và công bố các thông tin sau:

1. Biểu đồ dự báo phụ tải ngày D của toàn hệ thống và từng miền Bắc, Trung, Nam.

2. Sản lượng dự kiến của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

3. Tổng sản lượng khí dự kiến ngày tới của các nhà máy tuabin khí sử dụng chung một nguồn khí.

4. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

5. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu do Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp theo quy định tại Điều 58 và Điều 59 Thông tư số 18/2010/TT-BCT.

6. Các kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D theo quy định tại Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định hệ thống điện truyền tải."

15. Bổ sung điểm d khoản 4 và sửa đổi khoản 5 Điều 39 như sau:

"Điều 39. Bản chào giá

Bản chào giá phải tuân thủ các nguyên tắc sau:

4. Có các thông tin về thông số kỹ thuật của tổ máy, bao gồm:

d) Ràng buộc kỹ thuật khi vận hành đồng thời các tổ máy.

5. Công suất công bố của tổ máy trong bản chào ngày D không thấp hơn mức công suất công bố trong ngày D-2 theo Quy trình đánh giá an ninh hệ thống điện ngắn hạn được quy định tại Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định hệ thống điện truyền tải trừ trường hợp sự cố kỹ thuật bất khả kháng. Nhà máy có trách nhiệm cập nhập công suất công bố khi có sự cố dẫn đến giảm công suất khả dụng."

16. Sửa đổi điểm a khoản 3 Điều 44 như sau:

"Điều 44. Bản chào giá lập lịch

3. Bản chào giá mặc định của các nhà máy điện được xác định như sau:

a) Đối với các nhà máy nhiệt điện, bản chào giá mặc định là bản chào giá hợp lệ gần nhất. Trong trường hợp bản chào giá hợp lệ gần nhất không phù hợp với trạng thái vận hành thực tế của tổ máy, bản chào giá mặc định là bản chào giá tương ứng với trạng thái hiện tại và nhiên liệu sử dụng trong bộ bản chào giá mặc định áp dụng cho tháng đó của tổ máy. Đơn vị chào giá có trách nhiệm xây dựng bộ bản chào mặc định áp dụng cho tháng tới của tổ máy nhiệt điện tương ứng với các trạng thái vận hành và nhiên liệu của tổ máy và nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 25 hàng tháng."

17. Bổ sung khoản 7a sau khoản 7 Điều 45 như sau:

"Điều 45. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động ngày tới

7a. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện."

18. Bổ sung khoản 8 Điều 50 như sau:

"Điều 50. Dữ liệu lập lịch huy động giờ tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các số liệu dưới đây để lập lịch huy động giờ tới:

8. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện."

19. Sửa đổi Điều 51 như sau:

"Điều 51. Điều chỉnh sản lượng công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

1. Trước khi lập lịch huy động giờ tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép điều chỉnh sản lượng giờ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu đã được công bố theo quy định tại khoản 14 Điều 1 Thông tư này trong các trường hợp sau:

a) Có biến động bất thường về thủy văn;

b) Có cảnh báo thiếu công suất theo lịch huy động ngày tới;

c) Có quyết định của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền về điều tiết hồ chứa của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu phục vụ mục đích chống lũ, tưới tiêu.

2. Phạm vi điều chỉnh sản lượng giờ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong các trường hợp quy định tại điểm a và điểm b khoản 1 Điều này do Cục Điều tiết điện lực quy định hàng năm theo đề xuất của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trên cơ sở đánh giá kết quả vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong năm liền trước. Trong năm đầu tiên vận hành thị trường điện phạm vi điều chỉnh là ±5% của tổng công suất đặt của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu đang vận hành."

20. Sửa đổi khoản 1, khoản 3 Điều 52 như sau:

"Điều 52. Lập lịch huy động giờ tới

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

huy động giờ tới cho các tổ máy phát điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc và phương pháp lập lịch không ràng buộc.

3. Lập lịch huy động giờ tới trong trường hợp thừa công suất

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh lịch huy động giờ tới thông qua các biện pháp theo thứ tự sau:

a) Dừng các tổ máy tự nguyện ngừng phát điện;

b) Giảm dần công suất phát của các tổ máy khởi động chậm về mức công suất phát ổn định thấp nhất;

c) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay;

d) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ điều tần;

đ) Dừng các tổ máy khởi động chậm theo thứ tự sau:

- Có thời gian khởi động ngắn nhất;

- Có chi phí khởi động từ thấp đến cao. Chi phí khởi động do Đơn vị mua buôn duy nhất thỏa thuận với Đơn vị phát điện và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

- Có mức công suất thấp nhất đủ để giải quyết tình trạng thừa công suất."

21. Bổ sung khoản 3 Điều 54 như sau:

"Điều 54. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

3. Đơn vị phát điện sở hữu các nhà máy thủy điện có trách nhiệm tuân thủ theo quy định về mức nước giới hạn tuần được quy định tại điểm d khoản 2 Điều 36 Thông tư số 18/2010/TT-BCT.

Trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cảnh báo việc nhà máy vi phạm mức nước giới hạn tuần, nhà máy điện có trách nhiệm điều chỉnh giá chào trong các ngày tiếp theo để đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần tiếp theo.

Trong trường hợp nhà máy có hai tuần liền vi phạm mức nước giới hạn tuần thì tuần tiếp theo không được chào giá và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép can thiệp vào lịch huy động các nhà máy điện này căn cứ kết quả tính toán giá trị nước để đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần và các yêu cầu về an ninh hệ thống điện.

Trong thời gian bị can thiệp các nhà máy này được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

Nhà máy thủy điện được tiếp tục tham gia chào giá vào tuần tiếp theo sau khi đã đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần."

22. Sửa đổi khoản 2 Điều 59 như sau:

"Điều 59. Xử lý điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động

2. Sản lượng điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động được tính như nguồn phải phát với biểu đồ đã được công bố trước trong ngày tới."

23. Sửa đổi Điều 60 như sau:

"Điều 60. Thanh toán cho lượng điện năng xuất khẩu và nhập khẩu

Lượng điện năng nhập khẩu được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện đã được ký kết giữa các bên."

24. Sửa đổi điểm b khoản 1 Điều 63 như sau:

"Điều 63. Xác định giá điện năng thị trường

1. Sau ngày giao dịch D, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch tính giá điện năng thị trường cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D theo trình tự sau:

b) Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện và sản lượng phát thực tế của các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch thị trường điện, điện năng nhập khẩu, nhà máy điện BOT, các tổ máy thí nghiệm, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia theo phương pháp lập lịch không ràng buộc cho đến khi tổng công suất được sắp xếp đạt mức phụ tải hệ thống.

Sản lượng phát thực tế của các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch thị trường điện, điện năng nhập khẩu, nhà máy điện BOT, các tổ máy thí nghiệm, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia được sắp xếp cố định dưới phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống điện."

25. Sửa đổi khoản 1 Điều 64 như sau:

"Điều 64. Xác định công suất thanh toán

1. Sau ngày giao dịch D, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch công suất cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D theo trình tự sau:

a) Tính toán phụ tải hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch bằng phụ tải hệ thống cộng thêm các thành phần sau:

- Công suất dự phòng quay cho chu kỳ giao dịch;

- Công suất điều tần cho chu kỳ giao dịch;

- Thành phần công suất khuyến khích và công suất của các tổ máy phát tăng thêm (được tính bằng 3% phụ tải hệ thống của chu kỳ giao dịch).

b) Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện và sản lượng phát thực tế của các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch thị trường điện, điện năng nhập khẩu, nhà máy điện BOT, các tổ máy thí nghiệm, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia cho chu kỳ giao dịch đó theo phương pháp lập lịch không ràng buộc cho đến khi tổng công suất được sắp xếp đạt mức phụ tải hiệu chỉnh. Sản lượng phát thực tế của các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch thị trường điện, điện năng nhập khẩu, nhà máy điện BOT, các tổ máy thí nghiệm, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia, công suất điều tần, dự phòng quay và công suất phát tăng thêm của các tổ máy phát điện cho chu kỳ giao dịch của tổ máy được sắp xếp với giá chào bằng 0 đồng/kWh."

26. Sửa đổi khoản 1, khoản 3, khoản 4; bổ sung khoản 3a Điều 66 như sau:

"Điều 66. Sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các thành phần sản lượng điện năng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch phục vụ thanh toán trong thị trường điện, bao gồm:

a) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường (Qbp);

b) Sản lượng điện năng phát tăng thêm (Qcon);

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ (Qdu);

d) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường (Qsmp)."

3. Sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

a) Xác định các tổ máy phát tăng thêm do ràng buộc truyền tải hoặc các ràng buộc khác trong chu kỳ giao dịch;

b) Tính toán sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch tại đầu cực của tổ máy theo công thức sau:

Trường hợp tổ máy không bị ràng buộc phải phát theo lịch huy động giờ tới và phát tăng công suất theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch:

$$Qcon.dc_i^g = \frac{P_i^{dd} - P_i^{ll\,tt}}{2} \times \frac{T_i^{hd} + T_i^{Pd}}{60}$$

Trường hợp tổ máy đã bị ràng buộc phải phát theo lịch huy động giờ tới:

$$Qcon.dc_i^g = (P_i^{ll\,gt} - P_i^{ll\,tt}) \times 1 + \frac{P_i^{dd} - P_i^{ll\,gt}}{2} \times \frac{T_i^{hd} + T_i^{Pd}}{60}$$

Trong đó:

$Qcon.dc_i^g$: Sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy tính tại đầu cực trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

P_i^{dd} : Công suất thực hiện phát của tổ máy theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong chu kỳ giao dịch i (kW);

$P_i^{ll\,tt}$: Công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (kW);

$P_i^{ll\,gt}$: Công suất của tổ máy theo lịch huy động giờ tới trong chu kỳ giao dịch i (kW);

T_i^{hd} : Khoảng thời gian tổ máy phải phát tăng thêm theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (phút);

T_i^{Pd}: Khoảng thời gian tổ máy duy trì đúng công suất phát tăng thêm theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (phút).

"3a. Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdu) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được theo trình tự sau:

a) Xác định sản lượng huy động theo lệnh điều độ:

Sản lượng huy động theo lệnh điều độ của Đơn vị phát điện là sản lượng tại đầu cực máy phát được tính toán căn cứ theo lệnh điều độ huy động tổ máy của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, căn cứ vào công suất theo lệnh điều độ và tốc độ tăng giảm tải của tổ máy phát điện. Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo công thức sau:

$$Qdd_i = [Qdd_i^0 . t_i^1 + \sum_{j=1}^{J} (Qdd_i^j + Qdd_i^{j+1}).(t'^j_i - t_i^j)/2] + \sum_{j=1}^{J-1} [Qdd_i^{j+1}.(t_i^{j+1} - t'^j_i)] + Qdd_i^J.(60 - t'^J_i)/60$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

J: Số lần thay đổi lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i;

t_i^j: Thời điểm lần thứ j trong chu kỳ giao dịch i Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ thay đổi công suất của tổ máy phát điện (phút);

t'^j_i: Thời điểm tổ máy đạt được mức công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ tại thời điểm t_i^j (phút);

Qdd_i: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ tính tại đầu cực máy phát xác định cho chu kỳ giao dịch i;

Qdd_i^j: Công suất tổ máy đang vận hành tại thời điểm t_i^j;

Qdd_i^{j+1}: Công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh điều độ cho tổ máy phát điện tại thời điểm t_i^j. Công suất Qdd_i^{j+1} là công suất tổ máy đạt được tại thời điểm t'^j_i.

Khoảng thời gian gian từ thời điểm lệnh điều độ t_i^j công suất Qdd_i^j đến thời điểm t'^j_i mà tổ máy phát điện đạt được công suất Qdd_i^{j+1} được xác định như sau:

$$t'^j_i - t_i^j = \frac{Qdd_i^{j+1} - Qdd_i^j}{a}$$

a) Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy (MW/p).

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán quy đổi sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdd_i) về vị trí đo đếm;

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo công thức sau:

$$Qdu_i = Qmp_i - Qdd_{i(QD)}$$

Trong đó:

Qdu_i : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ tính tại đầu cực máy phát xác định cho chu kỳ giao dịch i;

Qmq_i : Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Qdd_{i(QD)}$: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được quy đổi về vị trí đo đếm cho chu kỳ giao dịch i.

d) Sai số điện năng điều độ đối với các tổ máy có công suất lắp đặt dưới 100MW là 5%, đối với các tổ máy có công suất lắp đặt từ 100MW trở lên là 3%. Trường hợp sản lượng Qdu_i nằm trong giới hạn sai số cho phép thì phần sản lượng này bằng không (Qdu_i =0).

4. Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo công thức sau:

Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ dương ($Qdu_i > 0$):

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i - Qdu_i$$

Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ âm ($Qdu_i < 0$):

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i$$

Trong đó:

$Qsmp_i$: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qmq_i : Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qbp_i : Sản lượng điện được thanh toán theo giá chào trong chu kỳ giao dịch i đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường (kWh);

$Qcon_i$: Sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qdu_i : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i.”

27. Sửa đổi khoản 1, điểm a khoản 3; bổ sung khoản 5 và khoản 6 Điều 67 như sau:

“Điều 67. Thanh toán điện năng thị trường

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

tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rg = Rsmp + Rbp + Rcon + Rdu$$

Trong đó:

Rg: Tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

Rsmp: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

Rbp: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với các nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

$Rcon$: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ thanh toán (đồng);

Rdu: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ trong chu kỳ thanh toán (đồng).

3. Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường trong chu kỳ thanh toán được xác định theo trình tự sau:

a) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rbp_i = \sum_{j=1}^{J} (Qbp_i^j \times Pb_i^j) - \left(\sum_{j=1}^{J} Qbp_i^j - Qbp_i \right) \times Pb_i^{\max}$$

Trong đó:

Rbp_i: Khoản thanh toán cho phần điện năng chào cao hơn giá trần của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

j: Dải chào thứ j trong bản chào giá của các tổ máy thuộc nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường và được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường;

J: Tổng số dải chào trong bản chào giá của nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường và được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường;

Pb_i^j: Giá chào tương ứng với dải chào j trong bản chào của các tổ máy của nhà máy nhiệt điện g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$Pb_i^{\max}$: Mức giá chào cao nhất trong các dải chào được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

Qbp_i^j: Tổng công suất được chào với mức giá Pb_i^j trong bản chào của nhà máy nhiệt điện được huy động trong chu kỳ giao dịch i và quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

Qbp_i : Tổng sản lượng điện năng có giá chào cao hơn giá trần thị trường của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

4. Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

a) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rcon_i = \sum_{g=1}^{G} (Qcon_i^g \times Pcon_i^g)$$

Trong đó:

$Rcon_i$: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g: Tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

$Qcon_i^g$: Điện năng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i, (kWh);

$Pcon_i^g$: Giá chào cao nhất tương ứng với dải công suất cuối cùng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

5. Trường hợp nhà máy thủy điện được huy động do điều kiện ràng buộc phải phát và có giá chào cao hơn giá trần thị trường hoặc được huy động công suất với dải chào giá cao hơn giá trần thị trường thì nhà máy được thanh toán cho phần sản lượng phát tương ứng trong chu kỳ đó bằng giá trần thị trường.

6. Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch.

a) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức:

- Trường hợp sản lượng điện năng phát tăng thêm so với lệnh điều độ:

$$Rdu_i = \sum_{g=1}^{G} (Qdu_i^g \times Pb\min_i)$$

Trong đó:

Rdu_i: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g: Tổ máy phát tăng thêm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát tăng thêm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

Qdu_i^g: Điện năng phát tăng thêm so với lệnh điều độ của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i, (kWh);

$Pb\min_i$: Giá chào thấp nhất của tất cả các tổ máy trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

- Trường hợp sản lượng điện năng phát giảm so với lệnh điều độ:

$$Rdu_i = \sum_{g=1}^{G} \left| Qdu_i^g \right| \times (SMP_i - Pbp_{i,\max})$$

Trong đó:

Rdu_i: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g: Tổ máy phát giảm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát giảm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

Qdu_i^g: Điện năng phát giảm so với lệnh điều độ của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i(kWh);

SMP_i: Giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$Pbp_{i,max}$: Giá chào của của tổ máy đắt nhất được thanh toán trong chu kỳ giao dịch i.

b)Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rdu = \sum_{i=1}^{I} Rdu_i$$

Trong đó:

Rdu: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy nhiệt điện đã phát sai khác so với lệnh điều độ;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy nhiệt điện đã sai khác so với lệnh điều độ;

Rdu_i: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng).”

28. Bổ sung khoản 4, khoản 5, khoản 6 và khoản 7 Điều 75 như sau:

“Điều 75. Thanh toán khác

4. Trường hợp nhà máy điện tuabin khí có thời điểm vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính thì việc thanh toán cho các chu kỳ giao dịch đó không thực hiện theo quy định tại Mục 3 Chương

VI Thông tư số 18/2010/TT-BCT mà thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất tương ứng với cấu hình tổ máy khi vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính.

5. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách khỏi hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua từ nước ngoài, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong ngày giao dịch được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

6. Trường hợp tổ máy bị ràng buộc phải phát giảm công suất (do các nguyên nhân không phải lỗi của nhà máy) dẫn đến không đảm bảo sản lượng hợp đồng giờ, thì sản lượng hợp đồng giờ áp dụng cho thanh toán trong thị trường điện được điều chỉnh bằng sản lượng phát thực tế của tổ máy trong chu kỳ giao dịch đó. Trường hợp tổ máy phải khởi động lại phải có xác nhận của các đơn vị liên quan để tính toán cho phần chi phí khởi động của nhà máy.

7. Trường hợp tổ máy phát điện có thí nghiệm theo lịch đã được phê duyệt, tổ máy được thanh toán theo thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất."

29. Sửa đổi khoản 1 Điều 82 như sau:

"Điều 82. Thanh toán

1. Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện thanh toán theo hóa đơn của Đơn vị phát điện, thời hạn thanh toán căn cứ theo quy định tại hợp đồng mua bán điện đã ký kết giữa hai bên."

Điều 2. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 15 tháng 02 năm 2012.

2. Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực, Chánh Văn phòng Bộ, Chánh Thanh tra Bộ, Vụ trưởng các Vụ, Tổng Cục trưởng Tổng cục Năng lượng, Thủ trưởng các đơn vị có liên quan thuộc Bộ Công thương; và các tổ chức, cá nhân có liên quan chịu trách nhiệm thi hành Thông tư này./.

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Hoàng Quốc Vượng