BỘ CÔNG THƯƠNG	CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM Độc lập - Tự do - Hạnh phúc
Số: 31/2011/TT-BCT	*Hà Nội, ngày 19 tháng 8 năm 2011*

THÔNG TƯ
Quy định điều chỉnh giá bán điện theo thông số đầu vào cơ bản

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

Căn cứ Quyết định số 24/2011/QĐ-TTg ngày 15 tháng 4 năm 2011 của Thủ tướng Chính phủ về điều chỉnh giá bán điện theo cơ chế thị trường;

Bộ Công Thương quy định điều chỉnh giá bán điện theo thông số đầu vào cơ bản như sau:

Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh và đối tượng áp dụng

1. Thông tư này hướng dẫn thực hiện việc điều chỉnh giá bán điện theo thông số đầu vào cơ bản được quy định tại Quyết định số 24/2011/QĐ-TTg ngày 15 tháng 4 năm 2011 của Thủ tướng Chính phủ về điều chỉnh giá bán điện theo cơ chế thị trường.

2. Thông tư này áp dụng đối với các đơn vị thực hiện điều chỉnh giá bán điện theo thông số đầu vào cơ bản và các đơn vị cung cấp thông số giá nhiên liệu để thực hiện điều chỉnh giá bán điện.

Điều 2. Giải thích từ ngữ

Trong Thông tư này các thuật ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. *Chi phí sản xuất kinh doanh điện chưa được tính hết vào giá bán điện* là các chi phí sản xuất kinh doanh điện hợp lý, hợp lệ thực tế phát sinh từ các năm trước chưa được tính vào giá bán điện bình quân hiện hành.

2. *Giá bán điện bình quân tính toán* là giá bán điện bình quân được Tập đoàn Điện lực Việt Nam tính toán, kiểm tra theo biến động của các thông số đầu vào cơ bản, theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều 4 Thông tư này.

3. *Sản lượng điện thương phẩm* là tổng sản lượng điện Tập đoàn Điện lực Việt Nam bán cho khách hàng sử dụng điện cuối cùng và cho các đơn vị bán lẻ điện.

Chương II
CƠ CHẾ ĐIỀU CHỈNH GIÁ BÁN ĐIỆN

Điều 3. Nguyên tắc xác định các thông số đầu vào cơ bản

Giá bán điện được tính toán kiểm tra hàng tháng trên cơ sở biến động của các thông số đầu vào cơ bản so với thông số được sử dụng để xác định giá bán điện hiện hành theo nguyên tắc sau:

1. Tỷ giá tính toán là tỷ giá đô la Mỹ được tính bình quân theo ngày, từ ngày điều chỉnh giá bán điện lần liền trước đến ngày 15 của tháng tính toán (hoặc của ngày làm việc liền trước nếu ngày 15 trùng với ngày nghỉ cuối tuần hoặc ngày lễ), được lấy bằng tỷ giá đô la Mỹ bán ra giờ đóng cửa của Hội sở chính - Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam.

2. Giá nhiên liệu tính toán là giá nhiên liệu bình quân theo ngày, từ ngày điều chỉnh giá bán điện lần liền trước đến ngày 15 của tháng tính toán (hoặc của ngày làm việc liền trước nếu ngày 15 trùng với ngày nghỉ cuối tuần hoặc ngày lễ), trong đó giá than được lấy bằng giá than trong nước cho phát điện tại điểm giao hàng do Tập đoàn Công nghiệp Than và Khoáng sản Việt Nam công bố; giá khí cho nhà máy điện Cà Mau do Tổng công ty Khí Việt Nam tính theo giá dầu quốc tế; giá khí từ các nguồn khí khác (Nam Côn Sơn và Cửu Long) do Thủ tướng Chính phủ quy định tại thời điểm tính toán giá bán điện theo hợp đồng; giá dầu xác định theo giá dầu bán lẻ của thị trường trong nước do Tổng công ty Xăng dầu Việt Nam công bố.

3. Cơ cấu sản lượng điện phát của các tháng đã qua kể từ lần điều chỉnh trước với tổng sản lượng từ ngày 15 đến hết tháng được dự kiến tính toán.

Điều 4. Trình tự điều chỉnh giá bán điện

1. Giá bán điện bình quân tính toán được tính toán, kiểm tra khi thông số đầu vào cơ bản biến động so với thông số sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành theo các công thức sau:

$$G = G^{HH} + \Delta G + G_{CTH} \pm G_{BO}$$

$$\Delta G = \Delta G_{SL} + \Delta G_{TG} + \Delta G_{NL}$$

$$\Delta G_{TP} = \Delta G + G_{CTH} \pm G_{BO}$$

Trong đó:

G: Giá bán điện bình quân tính toán;

G^{HH}: Giá bán điện bình quân hiện hành;

ΔG_{SL} : Chênh lệch giá phát điện do sản lượng điện phát biến động so với sản lượng điện theo kế hoạch được phê duyệt;

ΔG_{TG}: Chênh lệch giá phát điện do tỷ giá đô la Mỹ biến động so với tỷ giá sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành;

ΔG_{NL}: Chênh lệch giá phát điện do giá nhiên liệu biến động so với giá nhiên liệu sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành;

ΔG: Chênh lệch giá bán điện bình quân do biến động các thông số đầu vào cơ bản;

G_{CTH} : Thành phần giá được tính từ chi phí sản xuất kinh doanh điện chưa được tính hết vào giá bán điện hiện hành được xác định theo quy định của cơ quan có thẩm quyền và quy định tại khoản 4 Điều này;

G_{BO} : Thành phần giá bán điện được trích từ giá bán điện đưa vào Quỹ bình ổn giá điện (+) hoặc được trích từ Quỹ để bình ổn giá bán điện (-) theo hướng dẫn của Liên Bộ Tài chính - Công Thương;

ΔG_{TP} : Chênh lệch giá bán điện bình quân toàn phần;

Phương pháp kiểm tra tính toán điều chỉnh giá bán điện theo thông số đầu vào cơ bản được quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Trước ngày 20 hàng tháng, căn cứ trên các thông số đầu vào cơ bản thực tế được xác định theo quy định tại Điều 3 Thông tư này, Tập đoàn Điện lực Việt Nam kiểm tra, tính toán chênh lệch giá bán điện bình quân do biến động các thông số đầu vào cơ bản (ΔG).

3. Trường hợp chênh lệch giá bán điện bình quân do biến động các thông số đầu vào cơ bản bằng hoặc lớn hơn 5% so với giá bán điện bình quân hiện hành ($\Delta G \geq 5\% G^{HH}$), giá bán điện bình quân được điều chỉnh như sau:

a) Điều chỉnh giá bán điện bình quân ở mức 5%

Tập đoàn Điện lực Việt Nam báo cáo Bộ Công thương chấp thuận phương án điều chỉnh giá điện. Trường hợp Bộ Công thương không có ý kiến, sau 5 ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ tính toán điều chỉnh giá điện, Tập đoàn Điện lực Việt Nam được điều chỉnh tăng giá bán điện bình quân ở mức 5% so với giá bán điện bình quân hiện hành;

b) Điều chỉnh giá bán điện bình quân tăng trên 5%

Tập đoàn Điện lực Việt Nam báo cáo Bộ Công Thương và Bộ Tài chính phương án giá điện để thẩm định. Trong thời hạn 10 ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ điều chỉnh giá điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Bộ Công Thương, Bộ Tài chính tổ chức thẩm định để Bộ Công Thương trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, phê duyệt.

Trường hợp Thủ tướng Chính phủ chưa có ý kiến trả lời, sau 15 ngày làm việc kể từ ngày Bộ Công Thương trình phương án điều chỉnh giá điện, Tập đoàn Điện lực Việt Nam được điều chỉnh giá bán điện bình quân ở mức 5%.

4. Trường hợp chênh lệch giá bán điện bình quân do biến động các thông số đầu vào cơ bản nhỏ hơn 5% so với giá bán điện hiện hành ($\Delta G < 5\%G^{HH}$), Tập đoàn Điện lực Việt Nam tính toán phân bổ vào giá bán điện bình quân chi phí sản xuất kinh doanh điện chưa được tính hết vào giá bán điện để điều chỉnh giá bán điện bình quân tăng tối đa 5% và thực hiện điều chỉnh giá bán điện theo quy định tại điểm a khoản 3 Điều này.

Trường hợp cần thiết phải điều chỉnh tăng giá bán điện bình quân trên 5%, Tập đoàn Điện lực Việt Nam thực hiện việc điều chỉnh giá bán điện theo quy định tại điểm b khoản 3 Điều này.

5. Quỹ bình ổn giá điện được trích lập khi $\Delta G < 0$ và chi phí sản xuất kinh doanh điện chưa được tính hết vào giá bán điện đã được phân bổ hết.

Tập đoàn Điện lực Việt Nam thực hiện việc trích lập, quản lý và sử dụng Quỹ bình ổn giá điện theo hướng dẫn của Liên Bộ Tài chính - Công thương.

Trường hợp sau khi trích lập Quỹ bình ổn giá điện theo quy định mà chênh lệch giá bán điện bình quân toàn phần $\Delta G_{TP} \leq -5\%G^{HH}$, Tập đoàn Điện lực Việt Nam điều chỉnh giảm giá bán điện bình quân xuống bằng giá bán điện bình quân tính toán, đồng thời báo cáo Bộ Công Thương, Bộ Tài chính để giám sát.

6. Sau khi điều chỉnh giá bán điện bình quân, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xác định biểu giá bán điện chi tiết cho các nhóm khách hàng căn cứ vào giá bán điện bình quân điều chỉnh và cơ cấu biểu giá bán lẻ điện theo quy định hiện hành.

Điều 5. Điều chỉnh giá bán lẻ điện của đơn vị bán lẻ điện mua điện từ lưới điện quốc gia kết hợp với nguồn phát điện tại chỗ để bán lẻ điện

Giá bán lẻ điện cho các nhóm khách hàng sử dụng điện của đơn vị bán lẻ điện mua điện từ lưới điện quốc gia kết hợp với nguồn phát điện tại chỗ để bán lẻ điện được điều chỉnh tương ứng với mức điều chỉnh giá bán điện bình quân.

Điều 6. Hồ sơ điều chỉnh giá bán điện theo thông số đầu vào cơ bản

Hồ sơ điều chỉnh giá bán điện theo thông số đầu vào cơ bản bao gồm các nội dung chính như sau:

1. Báo cáo phương án điều chỉnh giá bán điện.

2. Các thông số đầu vào cơ bản để xác định giá bán điện bình quân tính toán.

3. Bảng tính toán các thành phần chênh lệch giá phát điện do biến động các thông số đầu vào cơ bản.

4. Thuyết minh phương án điều chỉnh giá bán điện, đánh giá sự biến động của các chi phí phát điện, phân tích tác động của mức giá điện mới đến từng nhóm khách hàng sử dụng điện.

5. Chi phí sản xuất kinh doanh điện chưa tính hết vào giá bán điện đã được phân bổ và số dư còn lại.

6. Báo cáo về việc trích lập và sử dụng Quỹ bình ổn giá điện.

Chương III
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 7. Tổ chức thực hiện

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm:

a) Chủ trì, phối hợp với Bộ Tài chính (Cục Quản lý giá) thẩm tra hoặc thẩm định phương án điều chỉnh giá bán điện theo quy định;

b) Kiểm tra, giám sát việc thực hiện điều chỉnh giá bán điện;

c) Hướng dẫn Tập đoàn Điện lực Việt Nam lập kế hoạch sản xuất điện và các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật hàng năm; thẩm định, trình Bộ Công Thương phê duyệt kế hoạch sản xuất điện và các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật hàng năm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam;

d) Hướng dẫn các nội dung kiểm tra, quy định các nội dung phải kiểm toán giá thành sản xuất kinh doanh điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam;

đ) Công bố công khai giá thành sản xuất kinh doanh điện hàng năm;

e) Giải quyết các vướng mắc có liên quan đến việc xây dựng và điều chỉnh giá bán điện.

2. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm:

a) Thực hiện điều chỉnh biểu giá bán điện chi tiết cho các nhóm khách hàng khi điều chỉnh giá bán điện bình quân theo quy định của Thông tư này;

b) Trước ngày 25 hàng tháng, báo cáo Cục Điều tiết điện lực kế hoạch vận hành tháng tiếp theo làm cơ sở cho việc kiểm tra, giám sát việc điều chỉnh giá bán điện; phân tích chênh lệch giữa cơ cấu sản lượng phát thực tế và cơ cấu sản lượng kế hoạch hàng tháng;

c) Trước ngày 15 tháng 11 hàng năm, trình Bộ Công Thương phê duyệt kế hoạch sản xuất điện và các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật cho năm tiếp theo;

d) Trước ngày 01 tháng 6 hàng năm, báo cáo Bộ Công Thương, Bộ Tài chính báo cáo tài chính kết quả sản xuất kinh doanh điện đã được kiểm toán độc lập, giá thành sản xuất kinh doanh điện các khâu và giá bán điện của năm tài chính;

đ) Báo cáo Bộ Công Thương, Bộ Tài chính kết quả kiểm tra, tính toán giá bán điện bình quân điều chỉnh theo quy định tại Thông tư này;

e) Điều chỉnh kế hoạch sản xuất điện năm, trình Bộ Công Thương phê duyệt khi có biến động lớn về nhu cầu phụ tải, cơ cấu nguồn điện hoặc điều kiện thủy văn;

g) Công bố các nội dung chính của phương án điều chỉnh giá điện ngay sau khi điều chỉnh giá bán điện theo quy định của Thông tư này;

h) Bổ sung vào các hợp đồng mua bán điện của các đơn vị phát điện nội dung điều chỉnh giá mua bán điện theo biến động của giá nhiên liệu chính sản xuất điện đối với các hợp đồng mua bán điện chưa có nội dung điều chỉnh này trước khi thực hiện điều chỉnh giá bán điện.

3. Tập đoàn công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam, Tổng công ty Khí Việt Nam, Tổng công ty Xăng dầu Việt Nam có trách nhiệm gửi văn bản thông báo cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam khi có những thay đổi trong giá than, giá khí, giá dầu.

Điều 8. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 01 tháng 9 năm 2011.

2. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, đơn vị có liên quan có trách nhiệm phản ánh về Bộ Công Thương để bổ sung, sửa đổi cho phù hợp./.

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Hoàng Quốc Vượng

Phụ lục

PHƯƠNG PHÁP KIỂM TRA TÍNH TOÁN ĐIỀU CHỈNH GIÁ BÁN ĐIỆN THEO THÔNG SỐ ĐẦU VÀO CƠ BẢN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 31/2011/TT-BCT ngày 19 tháng 8 năm 2011 của Bộ Công thương)

I. Phương pháp tính toán chênh lệch giá phát điện do biến động các thông số đầu vào cơ bản

1. Chênh lệch giá phát điện do biến động các thông số đầu vào cơ bản xác định theo công thức sau:

$$\Delta G = \Delta G_{SL} + \Delta G_{TG} + \Delta G_{NL}$$

Trong đó:

ΔG_{SL}: Chênh lệch tăng hoặc giảm giá phát điện do sản lượng điện phát biến động so với sản lượng điện sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành, với $\Delta G_{SL} = \frac{\Delta C_{SL}}{A_{TP}}$;

ΔC_{SL}: Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do sản lượng điện phát biến động so với sản lượng điện sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành, bao gồm chênh lệch do biến động sản lượng phát thủy điện $\Delta C_{SL}^{TĐ}$ và nhiệt điện $\Delta C_{SL}^{NĐ}$, $\Delta C_{SL} = \Delta C_{SL}^{TĐ} + \Delta C_{SL}^{NĐ}$;

ΔG_{TG}: Chênh lệch tăng hoặc giảm giá phát điện do tỷ giá đô la Mỹ biến động so với tỷ giá sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành, với $\Delta G_{TG} = \frac{\Delta C_{TG}}{A_{TP}}$;

ΔC_{TG}: Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do tỷ giá đô la Mỹ biến động so với tỷ giá sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành;

ΔG_{NL}: Chênh lệch tăng hoặc giảm giá phát điện do giá nhiên liệu biến động so với giá nhiên liệu sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành, với $\Delta G_{NL} = \frac{\Delta C_{NL}}{A_{TP}}$;

ΔC_{NL}: Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do giá nhiên liệu thực tế biến động so với giá nhiên liệu sử dụng trong tính toán giá bán điện bình quân hiện hành, bao gồm chênh lệch do biến động giá than ΔC_T, giá khí ΔC_K và giá dầu ΔC_D, $\Delta C_{NL} = \Delta C_T + \Delta C_K + \Delta C_D$;

A_{TP}: Sản lượng điện thương phẩm của các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước. Sản lượng điện thương phẩm của tháng cuối cùng được tính bằng dự kiến tổng sản lượng điện phát tháng cuối cùng tại điểm giao nhận nhà máy điện nhân với chỉ tiêu tổn thất bình quân lưới điện truyền tải và phân phối hàng năm được duyệt. Sản lượng điện phát tháng cuối cùng tại điểm giao nhận nhà máy điện được tính dự kiến. Sản lượng điện phát các ngày còn lại sau ngày 15 của tháng cuối cùng được ước tính bằng số ngày còn lại nhân với sản lượng điện phát trung bình ngày của 15 ngày đầu tháng cuối cùng.

2. Phương pháp xác định chênh lệch chi phí phát điện

a) Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do sản lượng điện phát các nhà máy thủy điện biến động so với sản lượng điện sử dụng trong tính toán giá bán điện hiện hành được tính toán theo công thức sau:

$$\Delta C_{SL}^{TĐ} = \left(A_{SL,TD}^{TT} - A_{SL,TD}^{HH}\right) \times G_{SL,TĐ}^{HH} = \Delta A_{TD} \times G_{SL,TD}^{HH}$$

Trong đó:

$G_{SL,TĐ}^{HH}$: Giá phát điện bình quân các nhà máy thủy điện trong phương án giá hiện hành;

$A_{SL,TĐ}^{HH}$: Sản lượng điện kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy thủy điện;

$A_{SL,TĐ}^{TT}$: Sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy thủy điện; sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện các ngày còn lại sau ngày kiểm tra của tháng cuối cùng được ước tính bằng số ngày còn lại nhân với tổng sản lượng điện phát thực tế trung bình ngày tại điểm giao nhận điện của tất cả các nhà máy thủy điện trong 15 ngày đầu của tháng cuối cùng;

$\Delta A_{TĐ}$: Chênh lệch sản lượng điện phát thực tế và kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy thủy điện;

b) Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do sản lượng điện phát các nhà máy nhiệt điện chạy than (và các nhà máy nhiệt điện có thành phần giá cố định biến động theo sản lượng phát điện) biến động so với sản lượng điện sử dụng trong tính toán giá bán điện hiện hành được xác định theo công thức sau:

$$\Delta C_{SL}^{NĐ} = \left(A_{SL,ND}^{TT} - A_{SL,ND}^{HH}\right) \times G_{SL,NĐ}^{HH} = \Delta A_{ND} \times G_{SL,ND}^{HH}$$

Trong đó:

$G_{SL,NĐ}^{HH}$: Giá phát điện bình quân trong phương án giá hiện hành của thành phần chi phí biến động theo sản lượng điện phát các nhà máy nhiệt điện chạy than (và các nhà máy nhiệt điện có thành phần giá cố định biến động theo sản lượng phát điện), không biến động theo tỷ giá và giá nhiên liệu;

$A_{SL,NĐ}^{HH}$: Sản lượng điện kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy nhiệt điện có thành phần chi phí biến động theo sản lượng phát điện;

$A^{TT}_{SL,NĐ}$: Sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy nhiệt điện có thành phần chi phí biến động theo sản lượng phát điện; sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện các ngày còn lại sau ngày kiểm tra của tháng cuối cùng được ước tính bằng số ngày còn lại nhân với tổng sản lượng điện phát thực tế trung bình ngày tại điểm giao nhận điện của tất cả các nhà máy nhiệt điện có thành phần chi phí biến động theo sản lượng phát điện trong 15 ngày đầu của tháng cuối cùng;

$\Delta A_{NĐ}$: Chênh lệch sản lượng điện phát thực tế và kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy nhiệt điện chạy than (và các nhà máy nhiệt điện có thành phần giá cố định biến động theo sản lượng phát điện);

c) Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do tỷ giá đô la Mỹ biến động so với tỷ giá sử dụng trong tính toán giá bán điện hiện hành được tính toán theo công thức sau:

$$\Delta C_{TG} = \left(TG^{TT} - TG^{HH}\right) \times C^{HH}_{TG} \times n = \Delta TG \times C^{HH}_{TG} \times n$$

Trong đó:

C^{HH}_{TG} : Chi phí phát điện tính toán theo đô la Mỹ để thanh toán trong các hợp đồng mua bán điện bao gồm điện nhập khẩu, lấy trung bình cho một tháng trong phương án giá hiện hành, không biến động theo sản lượng điện phát;

n: số tháng đã qua tính từ lần điều chỉnh trước đến thời điểm kiểm tra;

TG^{HH} : Tỷ giá đô la Mỹ được sử dụng khi xác định giá bán điện hiện hành;

TG^{TT} : Tỷ giá đô la Mỹ thực tế tại thời điểm tính toán kiểm tra, được tính bình quân theo ngày từ ngày điều chỉnh giá bán điện lần liền trước đến ngày 15 tháng tính toán, được lấy bằng tỷ giá đô la Mỹ bán ra giờ đóng cửa tại Hội sở chính - Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam;

ΔTG : Chênh lệch tỷ giá đô la Mỹ thực tế tại thời điểm tính toán kiểm tra với tỷ giá được sử dụng khi xác định giá bán điện hiện hành;

d) Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do giá than biến động so với giá than sử dụng trong tính toán giá bán điện hiện hành được tính toán theo công thức sau:

$$\Delta C_T = \left(G^{TT}_T \times A^{TT}_T - G^{HH}_T \times A^{HH}_T\right) = G^{TT}_T \times \Delta A_T + \Delta G_T \times A^{HH}_T$$

Trong đó:

G^{HH}_T : Giá phát điện bình quân biến đổi theo giá than trong phương án giá hiện hành;

G_T^{TT} : Giá phát điện bình quân biến đổi theo giá than xác định theo giá than thực tế, với

$$G_T^{TT} = \frac{G_T^{HH} \times P_T^{TT}}{P_T^{HH}}$$

P_T^{HH} : Giá than bình quân gia quyền theo sản lượng điện được sử dụng trong xác định giá bán điện hiện hành;

P_T^{TT} : Giá than bình quân gia quyền theo sản lượng điện được xác định theo giá nhiên liệu tính bình quân theo ngày từ ngày điều chỉnh giá bán điện lần liền trước đến ngày 15 tháng tính toán; giá than trong nước được lấy theo giá than nội địa cho phát điện (giá tại điểm giao hàng chưa bao gồm cước phí vận chuyển và các chi phí liên quan đến vận chuyển than) công bố bởi Tập đoàn Công nghiệp Than và Khoáng sản Việt Nam; giá các loại than không được công bố được quy đổi theo nhiệt trị than cám 5;

ΔG_T : Chênh lệch giá phát điện bình quân biến đổi theo giá than khi tính theo giá than thực tế và giá than trong phương án giá hiện hành;

A_T^{HH} : Sản lượng điện kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy than;

A_T^{TT} : Sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy than; sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện các ngày còn lại sau ngày kiểm tra của tháng cuối cùng được ước tính bằng số ngày còn lại nhân với tổng sản lượng điện phát thực tế trung bình ngày tại điểm giao nhận điện của tất cả các nhà máy điện chạy than trong 15 ngày đầu của tháng cuối cùng;

ΔA_T : Chênh lệch sản lượng điện phát thực tế và kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy than;

đ) Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do giá khí biến động so với giá khí sử dụng trong tính toán giá bán điện hiện hành được tính toán theo công thức sau:

$$\Delta C_K = \left(G_K^{TT} \times A_K^{TT} - G_K^{HH} \times A_K^{HH}\right) = G_K^{TT} \times \Delta A_K + \Delta G_K \times A_K^{HH}$$

Trong đó:

G_K^{HH} : Giá phát điện biến đổi theo giá khí trong phương án giá hiện hành;

G_K^{TT} : Giá phát điện bình quân biến đổi theo giá khí xác định theo giá khí thực tế, với

$$G_K^{TT} = \frac{G_K^{HH} \times P_K^{TT}}{P_K^{HH}};$$

P_K^{HH} : Giá khí bình quân gia quyền theo sản lượng điện được sử dụng trong xác định giá bán điện hiện hành;

P_K^{TT} : Giá khí bình quân gia quyền theo sản lượng điện được xác định theo giá khí tính bình quân theo ngày từ ngày điều chỉnh giá bán điện lần liền trước đến ngày 15 tháng tính toán; giá khí PM-3 cho nhà máy điện Cà Mau là giá khí ngày 15 tháng kiểm tra do Tổng Công ty Khí Việt Nam tính theo giá dầu quốc tế; giá khí từ các nguồn khí khác (Nam Côn Sơn và Cửu Long) do Chính phủ quy định tại thời điểm tính toán giá bán điện;

ΔG_K : Chênh lệch giá phát điện bình quân biến đổi theo giá khí khi tính theo giá khí thực tế và giá khí trong phương án giá hiện hành;

A_K^{HH} : Sản lượng điện kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy khí;

A_K^{TT} : Sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy khí; sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện các ngày còn lại sau ngày kiểm tra của tháng cuối cùng được ước tính bằng số ngày còn lại nhân với tổng sản lượng điện phát thực tế trung bình ngày tại điểm giao nhận điện của tất cả các nhà máy điện chạy khí trong 15 ngày đầu của tháng cuối cùng;

ΔA_K : Chênh lệch sản lượng điện phát thực tế và kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy khí;

e) Chênh lệch tăng hoặc giảm chi phí phát điện do giá dầu biến động so với giá dầu sử dụng trong tính toán giá bán điện hiện hành được tính toán theo công thức sau:

$$\Delta C_D = \left(G_D^{TT} \times A_D^{TT} - G_D^{HH} \times A_D^{HH}\right) = G_D^{TT} \times \Delta A_D + \Delta G_D \times A_D^{HH}$$

Trong đó:

G_D^{HH} : Giá phát điện biến đổi theo giá dầu trong phương án giá hiện hành;

G_D^{TT} : Giá phát điện bình quân biến đổi theo giá dầu xác định theo giá dầu thực tế, với

$$G_D^{TT} = \frac{G_D^{HH} \times P_D^{TT}}{P_D^{HH}};$$

P_D^{HH} : Giá dầu bình quân gia quyền theo sản lượng điện được sử dụng trong xác định giá bán điện hiện hành;

P_D^{TT} : Giá dầu bình quân thực tế gia quyền theo sản lượng điện được xác định theo giá dầu tính bình quân theo ngày từ ngày điều chỉnh giá bán điện lần liền

trước đến ngày 15 tháng tính toán và theo giá dầu thị trường trong nước do Tổng công ty Xăng dầu Việt Nam công bố;

ΔG_D : Chênh lệch giá phát điện bình quân biến đổi theo giá dầu khi tính theo giá dầu thực tế và giá dầu trong phương án giá hiện hành;

A_D^{HH} : Sản lượng điện kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy dầu;

A_D^{TT} : Sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy dầu; sản lượng điện phát thực tế tại điểm giao nhận điện các ngày còn lại sau ngày kiểm tra của tháng cuối cùng được ước tính bằng số ngày còn lại nhân với tổng sản lượng điện phát thực tế trung bình ngày tại điểm giao nhận điện của tất cả các nhà máy điện chạy dầu trong 15 ngày đầu của tháng cuối cùng;

ΔA_D : Chênh lệch sản lượng điện phát thực tế và kế hoạch tại điểm giao nhận điện trong các tháng đã qua từ lần điều chỉnh trước của các nhà máy điện chạy dầu.

II. Công thức xác định chênh lệch giá bán điện do biến động các thông số đầu vào cơ bản

Công thức tổng quát xác định chênh lệch giá bán điện do biến động các thông số đầu vào cơ bản như sau:

$$\Delta G = \frac{1}{A_{TP}} \times \Big[\Delta A_{TD} \times G_{SL,TĐ}^{HH} + \Delta A_{ND} \times G_{SL,NĐ}^{HH} +$$

$$\Delta TG \times C_{TG}^{HH} \times n + \left(G_T^{TT} \times \Delta A_T + \Delta G_T \times A_T^{HH}\right) +$$

$$\left(G_K^{TT} \times \Delta A_K + \Delta G_K \times A_K^{HH}\right) + \left(G_D^{TT} \times \Delta A_D + \Delta G_D \times A_D^{HH}\right)\Big]$$

III. Các hệ số tính toán cho lần điều chỉnh đầu tiên năm 2011

1. Các hệ số tính toán cho lần điều chỉnh đầu tiên năm 2011

TT	Hệ số tính toán	Giá trị
1.	Giá phát điện bình quân các nhà máy thủy điện trong phương án giá hiện hành, $G_{SL,TĐ}^{HH}$ (đ/kWh)	657
2.	Giá phát điện bình quân trong phương án giá hiện hành của thành phần chi phí biến động theo sản lượng điện phát các nhà máy nhiệt điện chạy than (và các nhà máy nhiệt điện có thành phần giá cố định biến động theo sản lượng phát điện), không biến động theo tỷ giá và giá nhiên liệu, $G_{SL,NĐ}^{HH}$ (đ/kWh)	430

TT	Hệ số tính toán	Giá trị
3.	Giá phát điện bình quân biến đổi theo giá than trong phương án giá hiện hành, G_T^{HH} (đ/kWh)	344
4.	Giá phát điện bình quân biến đổi theo giá khí trong phương án giá hiện hành, G_K^{HH} (đ/kWh)	606
5.	Giá phát điện bình quân biến đổi theo giá dầu trong phương án giá hiện hành, G_D^{HH} (đ/kWh)	3.046
6.	Chi phí phát điện trong phương án giá hiện hành xác định bằng đô la Mỹ, không biến động theo sản lượng điện phát, C_{TG}^{HH} (triệu USD/tháng)	64
7.	Thành phần giá phân bổ từ các chi phí còn treo lại chưa được tính vào giá bán điện năm 2011, G_{CTH} (đ/kWh)	Theo quy định tại Điều 4 Thông tư này
8.	Thành phần giá được trích đưa vào Quỹ bình ổn giá điện (+) hoặc lấy từ Quỹ bình ổn giá điện để giảm giá (-), G_{BO} (đ/kWh)	Theo quy định tại Điều 4 Thông tư này

2. Số liệu sử dụng để xác định các hệ số tính toán cho lần điều chỉnh đầu tiên năm 2011

TT	Số liệu	Giá trị
1.	Tổng chi phí mua điện từ các nhà máy thủy điện, không biến động theo tỷ giá (tỷ đồng)	5.427
2.	Sản lượng điện tại điểm giao nhận điện các nhà máy thủy điện có chi phí không biến động theo tỷ giá (tỷ kWh)	8,26
3.	Tổng chi phí phát điện biến động theo sản lượng điện phát của nhà máy nhiệt điện, không biến động theo tỷ giá và giá nhiên liệu (chi phí cố định nhà máy nhiệt điện biến động theo sản lượng điện) (tỷ đồng)	10.017
4.	Sản lượng điện tại điểm giao nhận điện các nhà máy nhiệt điện có chi phí cố định biến động theo sản lượng điện (tỷ kWh)	23,27
5.	Tổng chi phí phát điện biến động theo tỷ giá ngoại tệ, không phụ thuộc vào sản lượng điện phát và giá nhiên liệu (tỷ đồng)	14.896
6.	Tổng chi phí phát điện biến đổi theo giá than (tỷ đồng)	7.326

TT	Số liệu	Giá trị
7.	Sản lượng điện tại điểm giao nhận điện các nhà máy nhiệt điện chạy than (tỷ kWh)	21,29
8.	Tổng chi phí phát điện biến đổi theo giá khí (tỷ đồng)	25.697
9.	Sản lượng điện tại điểm giao nhận điện các nhà máy nhiệt điện chạy khí (tỷ kWh)	42,43
10.	Tổng chi phí phát điện biến đổi theo giá dầu (tỷ đồng)	10.196
11.	Sản lượng điện tại điểm giao nhận điện các nhà máy nhiệt điện chạy dầu (tỷ kWh)	3,35

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Hoàng Quốc Vượng