Ký bởi: Bộ Công Thương
Cơ quan: Bộ Công thương
Thời gian ký: 19.02.2021 14:1

BỘ CÔNG THƯƠNG	CỘNG HÒA XÃ HỘI CH VIỆT NAM
	Độc lập - Tự do - Hạnh phúc
Số: 57/2020/TT-BCT	*Hà Nội, ngày 31 tháng 12 năm 2020*

THÔNG TƯ
Quy định phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004 và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012;

Căn cứ Nghị định số 98/2017/NĐ-CP ngày 18 tháng 8 năm 2017 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

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

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện.

Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG

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

1. Thông tư này quy định về:

a) Phương pháp xác định giá phát điện, Hợp đồng mua bán điện cho các loại hình nhà máy điện quy định tại khoản 2 Điều này.

b) Trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện.

2. Thông tư này áp dụng đối với các đối tượng sau đây:

a) Nhà máy điện đấu nối với hệ thống điện quốc gia có tổng công suất lắp đặt trên 30MW, các nhà máy điện có công suất lắp đặt từ 30MW trở xuống tự nguyện tham gia thị trường điện;

b) Các tổ chức, cá nhân khác có liên quan;

c) Thông tư này không áp dụng đối với nhà máy thủy điện nhỏ áp dụng biểu giá chi phí tránh được, nhà máy thuỷ điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy điện độc lập được đầu tư theo hình thức Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao (BOT), nhà máy điện chỉ cung cấp dịch vụ phụ trợ, nhà máy điện sinh khối, nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời, nhà máy điện rác và nhà máy điện sử dụng chất thải rắn;

Các nhà máy điện khác khi chưa có cơ chế riêng do Thủ tướng Chính phủ và Bộ Công Thương quy định thực hiện theo quy định tại Điều 9 Thông tư này.

Điều 2. Giải thích từ ngữ

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

1. *Bên bán* là Đơn vị phát điện sở hữu Nhà máy điện.

2. *Bên mua* là Tập đoàn Điện lực Việt Nam (hoặc đơn vị đại diện theo phân cấp, ủy quyền), Tổng công ty Điện lực miền Bắc, Tổng công ty Điện lực miền Trung, Tổng công ty Điện lực miền Nam, Tổng công ty Điện lực Thành phố Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh, các khách hàng sử dụng điện lớn, các đơn vị mua buôn điện khác theo quy định của thị trường điện.

3. *Chủ đầu tư* là tổ chức, cá nhân trực tiếp quản lý, sử dụng vốn để thực hiện hoạt động đầu tư dự án nhà máy điện, đầu tư xây dựng đường dây và trạm biến áp để tải công suất các nhà máy điện.

4. *Chi phí đấu nối* là chi phí đầu tư xây dựng các hạng mục đường dây và trạm biến áp từ sân phân phối của nhà máy điện tới Điểm đấu nối.

5. *Chi phí đấu nối đặc thù* là chi phí do Chủ đầu tư thực hiện hoặc được phân bổ để:

a) Xây dựng đường dây và trạm biến áp từ sân phân phối của một số nhà máy điện để tải công suất của một số nhà máy điện đến Điểm đấu nối khi được cơ quan Nhà nước có thẩm quyền giao đầu tư xây dựng.

b) Xây dựng đường dây và trạm biến áp từ sân phân phối của nhà máy điện đến Điểm đấu nối theo thỏa thuận giữa Chủ đầu tư và Bên mua.

6. *Điểm đấu nối* là điểm nối trang thiết bị, lưới điện và nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia. Tùy thuộc vào cấu trúc lưới điện, đường dây đấu nối, điểm đấu nối được xác định là một trong những điểm như sau:

- Đối với đường dây trên không, điểm đấu nối là điểm cuối của chuỗi sứ đỡ treo dây xuất tuyến nối vào dao cách ly của trạm điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện.

- Đối với cáp ngầm, điểm đấu nối là đầu cốt trụ sứ dao cách ly phía xuất tuyến của trạm điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện.

Trường hợp điểm đấu nối khác với quy định trên, điểm đấu nối thay thế do Bên bán thỏa thuận với đơn vị phân phối điện hoặc đơn vị truyền tải điện.

7. *Điện năng giao nhận* là toàn bộ điện năng Bên bán giao cho Bên mua phục vụ cho việc thanh toán mua bán điện giữa Bên bán và Bên mua.

8. *Đơn vị phát điện* là tổ chức, cá nhân theo quy định pháp luật Việt Nam sở hữu một hoặc nhiều nhà máy điện.

9. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia* là Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia hoặc tên gọi khác tùy thuộc theo cấp độ phát triển thị trường điện.

10. *Hai bên* là Bên bán và Bên mua trong hợp đồng mua bán điện.

11. *Hợp đồng tồn trữ, tái hóa và phân phối nhiên liệu khí thiên nhiên hóa*

lỏng (LNG) là các thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện hoặc đơn vị kinh doanh nhiên liệu với đơn vị đầu tư, quản lý kho chứa LNG để tồn trữ, tái hóa và phân phối, cung cấp nhiên liệu khí cho nhà máy điện, được ký kết theo quy định hiện hành, đảm bảo giá cạnh tranh, minh bạch.

12. *Hợp đồng mua bán điện (PPA)* là hợp đồng áp dụng cho việc mua bán điện của từng nhà máy điện quy định tại Phụ lục 3 Thông tư này.

13. *Hợp đồng mua bán khí (GSPA)* là hợp đồng mua khí giữa bên bán khí và chủ mỏ để mua khí thiên nhiên khai thác trong nước cung cấp cho bên mua khí (các hộ tiêu thụ khí hạ nguồn).

14. *Hợp đồng bán khí (GSA)* là Hợp đồng bán khí giữa bên bán khí với các hộ tiêu thụ khí hạ nguồn.

15. *Hợp đồng mua bán nhiên liệu (than, khí thiên nhiên, LNG)* là các thỏa thuận giữa Bên bán và đơn vị kinh doanh nhiên liệu để cung cấp nhiên liệu cho nhà máy điện, được ký kết theo quy định hiện hành, đảm bảo nguồn gốc nhiên liệu hợp pháp, giá cạnh tranh, minh bạch.

16. *Hợp đồng vận chuyển nhiên liệu (than, khí thiên nhiên, LNG)* là các thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện hoặc đơn vị kinh doanh nhiên liệu với đơn vị vận chuyển nhiên liệu để vận chuyển nhiên liệu cho nhà máy điện, được ký kết theo quy định hiện hành, đảm bảo giá cạnh tranh, minh bạch.

17. *Năm cơ sở* là năm Tổng mức đầu tư hoặc Tổng mức đầu tư điều chỉnh dự án sử dụng để tính toán giá phát điện được phê duyệt.

18. *Nhà máy điện khác* là các nhà máy điện không thuộc đối tượng áp dụng quy định tại điểm a và điểm c khoản 2 Điều 1 Thông tư này.

19. *Nhà máy điện mới* là nhà máy điện chưa ký hợp đồng mua bán điện lần đầu.

20. *Ngày khởi công xây dựng công trình* là ngày Bên bán đủ điều kiện để khởi công xây dựng công trình theo quy định của Luật xây dựng.

21. *Suất tiêu hao nhiệt tinh* là lượng nhiệt tiêu hao để sản xuất một kWh điện năng tại điểm giao nhận điện (BTU/kWh hoặc kJ/kWh hoặc kcal/kWh).

22. *Tổng mức đầu tư* là toàn bộ chi phí đầu tư xây dựng của dự án được xác định theo quy định của pháp luật hiện hành, phù hợp với thiết kế cơ sở và các nội dung khác của Báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng. Nội dung tổng mức đầu tư xây dựng gồm chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư (nếu có); chi phí xây dựng; chi phí thiết bị; chi phí quản lý dự án; chi phí tư vấn đầu tư xây dựng; chi phí khác và chi phí dự phòng cho khối lượng phát sinh và trượt giá.

23. *Tổng mức đầu tư điều chỉnh* là tổng mức đầu tư có hiệu lực tại thời điểm đàm phán giá điện, trong đó giá trị tổng mức đầu tư điều chỉnh để tính toán giá điện khi điều chỉnh dự án đầu tư xây dựng trong các trường hợp cụ thể như

sau:

+ Do ảnh hưởng của thiên tai, sự cố môi trường, địch họa, hỏa hoạn và các yếu tố bất khả kháng khác;

+ Xuất hiện yếu tố mang lại hiệu quả cao hơn cho dự án khi đã được chủ đầu tư chứng minh về hiệu quả tài chính, kinh tế - xã hội do việc điều chỉnh dự án mang lại;

+ Khi quy hoạch xây dựng thay đổi có ảnh hưởng trực tiếp tới dự án;

+ Khi chỉ số giá xây dựng do Bộ Xây dựng, Ủy ban nhân dân cấp tỉnh công bố trong thời gian thực hiện dự án lớn hơn chỉ số giá xây dựng được sử dụng để tính dự phòng trượt giá trong tổng mức đầu tư dự án được duyệt.

+ Khi điều chỉnh chủ trương đầu tư dẫn đến phải điều chỉnh dự án.

24. *Vốn đầu tư quyết toán* là toàn bộ chi phí hợp pháp thực hiện trong quá trình đầu tư để đưa dự án vào khai thác sử dụng. Chi phí hợp pháp là chi phí được thực hiện trong phạm vi dự án, thiết kế, dự toán được phê duyệt; hợp đồng xây dựng đã ký kết phù hợp với quy định của pháp luật; kể cả phần điều chỉnh, bổ sung được duyệt theo quy định và đúng thẩm quyền. Vốn đầu tư được quyết toán phải nằm trong giới hạn tổng mức đầu tư được duyệt (hoặc được điều chỉnh) theo quy định của pháp luật.

25. *Thông tư 56/2014/TT-BCT* là Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện; trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện;

Chương II

PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ PHÁT ĐIỆN

Mục 1

PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ PHÁT ĐIỆN CHO NHÀ MÁY ĐIỆN MỚI

Điều 3. Nguyên tắc xác định giá phát điện

1. Giá phát điện của nhà máy điện được xây dựng trên cơ sở:

a) Các khoản chi phí hợp lý của Chủ đầu tư trong toàn bộ đời sống kinh tế dự án;

b) Tỷ suất sinh lợi nội tại về tài chính (IRR) không vượt quá 12%.

2. Giá phát điện của nhà máy điện, bao gồm các thành phần sau:

a) Giá hợp đồng mua bán điện: Do hai bên thoả thuận và được xây dựng theo phương pháp quy định tại Điều 4 của Thông tư này;

b) Giá đấu nối đặc thù: Do hai bên thỏa thuận và được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 8 Thông tư này.

3. Giá phát điện chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, thuế tài nguyên nước,

tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước, phí dịch vụ môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với chất thải rắn và đối với nước thải công nghiệp (áp dụng đối với nhà máy nhiệt điện) và các khoản thuế, phí, các khoản thu bằng tiền khác theo quy định của Nhà nước (trừ các khoản thuế, phí đã được tính trong phương án giá phát điện).

4. Giá hợp đồng mua bán điện để so với khung giá phát điện Năm cơ sở

Giá hợp đồng mua bán điện phải nằm trong khung giá phát điện Năm cơ sở của nhà máy điện do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành, trong đó giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy nhiệt điện để so với khung giá phát điện Năm cơ sở được tính toán trên cơ sở các thành phần chi phí tương ứng với thành phần chi phí tính toán khung giá phát điện.

Điều 4. Phương pháp xác định giá hợp đồng mua bán điện Năm cơ sở của nhà máy điện

Giá hợp đồng mua bán điện Năm cơ sở P_C (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_C = P^{CĐ} + P^{BĐ}$$

1. $P^{CĐ}$ (đồng/kWh) là giá cố định Năm cơ sở, được xác định theo công thức sau:

$$P^{CĐ} = FC + FOMC_b$$

Trong đó:

FC: Giá cố định bình quân được xác định theo quy định tại Điều 5 Thông tư này (đồng/kWh);

$FOMC_b$: Giá vận hành và bảo dưỡng Năm cơ sở được xác định theo quy định tại Điều 6 Thông tư này (đồng/kWh);

2. $P^{BĐ}$ (đồng/kWh) là giá biến đổi Năm cơ sở.

a) Đối với nhà máy nhiệt điện, $P^{BĐ}$ được xác định theo công thức sau:

$$P^{BĐ} = VC_b^{nlc} + VC_b^{nlp} + VC_b^{k} + P_b^{VC}$$

Trong đó:

VC_b^{nlc}: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính (than, khí thiên nhiên, LNG) của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều 7 Thông tư này (đồng/kWh);

VC_b^{nlp}: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều 7 Thông tư này

(đồng/kWh);

VC_b^k: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 3 Điều 7 Thông tư này (đồng/kWh).

P_b^{VC}: Giá vận chuyển nhiên liệu chính cho phát điện Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 4 Điều 7 Thông tư này (đồng/kWh).

b) Đối với nhà máy thủy điện, chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên Năm cơ sở được tính trong giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và các chi phí khác của Năm cơ sở nên $P^{BĐ}$ bằng 0 (không).

3. Chi phí thí nghiệm, chạy thử, nghiệm thu của nhà máy điện

a) Đối với chi phí thí nghiệm, chạy thử, nghiệm thu phát sinh trước ngày vận hành thương mại: Việc thanh toán chi phí thí nghiệm, chạy thử, nghiệm thu trước ngày vận hành thương mại do Hai bên thỏa thuận trên cơ sở Tổng mức đầu tư dự án được phê duyệt;

b) Đối với chi phí chạy thí nghiệm phát sinh trong quá trình vận hành nhà máy điện: Do Hai bên thỏa thuận.

Điều 5. Phương pháp xác định giá cố định bình quân của nhà máy điện

1. Giá cố định bình quân của nhà máy điện (FC) được xác định trên cơ sở phân tích tài chính của dự án theo các Biểu mẫu 1 và Biểu mẫu 2 quy định tại Phụ lục 2 ban hành kèm theo Thông tư này. Các thông số đầu vào để xây dựng giá cố định bình quân của nhà máy điện (FC) được xác định theo hướng dẫn tại khoản 2 Điều này.

2. Thông số đầu vào chính được sử dụng trong tính toán giá cố định bình quân của nhà máy điện (FC)

a) Tổng mức đầu tư:

Tổng mức đầu tư là Tổng mức đầu tư có hiệu lực tại thời điểm đàm phán giá điện được sử dụng để tính toán giá điện, bao gồm toàn bộ chi phí thuộc trách nhiệm đầu tư của Bên bán tính đến Điểm đấu nối của nhà máy điện gồm các hạng mục:

- Nhà máy điện;

- Cơ sở hạ tầng, cầu cảng cho nhà máy, kho cảng nhập LNG (đối với nhà máy điện sử dụng nhiên liệu LNG), các chi phí liên quan khác và các chi phí được phân bổ cho dự án (nếu có);

Riêng hạng mục về Chi phí đấu nối đặc thù được sử dụng để tính toán giá

đấu nối đặc thù được thực hiện theo quy định tại Điều 8 Thông tư này.

b) Đời sống kinh tế: Theo quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này, trừ trường hợp có văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt đời sống kinh tế của dự án khác với quy định tại Thông tư này (năm);

c) Điện năng phát bình quân nhiều năm tại đầu cực máy phát:

- Đối với nhà máy nhiệt điện: Xác định theo công suất đầu cực máy phát theo thiết kế được duyệt và số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều năm (T_{max}) của nhà máy điện. T_{max} của nhà máy điện được xác định theo thiết kế được duyệt nhưng không thấp hơn T_{max} được quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này, trừ trường hợp có văn bản phê duyệt của cơ quan nhà nước có thẩm quyền. Tỷ lệ suy giảm công suất được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện do hai bên thỏa thuận trên cơ sở các tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị (kWh);

- Đối với nhà máy thủy điện: Xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt hoặc theo văn bản phê duyệt của cơ quan có thẩm quyền (kWh).

d) Tỷ lệ điện tự dùng và tổn thất máy biến áp tăng áp của nhà máy điện, tổn thất đường dây từ máy biến áp tăng áp của nhà máy điện đến Điểm đấu nối (nếu có): Là giá trị nhỏ hơn của giá trị được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt của nhà máy điện hoặc xác định theo tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị (%);

đ) Thời gian trích khấu hao từng nhóm tài sản cố định chính: Xác định trên cơ sở thời gian trích khấu hao của từng nhóm tài sản cố định chính theo khung thời gian trích khấu hao quy định của Bộ Tài chính trong từng thời kỳ hoặc văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền cho phép trích khấu hao khác với quy định của Bộ Tài chính (nếu có) (năm);

e) Tỷ lệ vốn chủ sở hữu, vốn vay và phân kỳ vốn đầu tư trong tổng mức đầu tư:

Được xác định căn cứ quyết định phê duyệt dự án đầu tư và thực tế huy động vốn cho dự án tại thời điểm đàm phán, phù hợp với quy định do cơ quan nhà nước có thẩm quyền ban hành. Tỷ lệ vốn chủ sở hữu tối thiểu là 15% tổng mức đầu tư của dự án;

g) Lãi suất vay vốn và thời gian trả nợ vay trong thời gian vận hành: Căn cứ vào Hợp đồng vay vốn, các văn bản, tài liệu giữa Chủ đầu tư và các tổ chức tín dụng, ngân hàng cho vay;

h) Thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp, các loại thuế, phí khác: Xác định theo quy định của pháp luật liên quan.

Điều 6. Phương pháp xác định giá vận hành và bảo dưỡng của nhà máy điện

Giá vận hành và bảo dưỡng Năm cơ sở $FOMC_b$ (đồng/kWh) được xác định

theo công thức sau:

$$FOMC_b = FOMC_b^{scl} + FOMC_b^{nc}$$

Trong đó:

$FOMC_b^{scl}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và các chi phí khác của Năm cơ sở, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này (đồng/kWh);

$FOMC_b^{nc}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công Năm cơ sở, được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều này (đồng/kWh).

1. Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và các chi phí khác của Năm cơ sở $FOMC_b^{scl}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_b^{scl} = \frac{TC_{scl}}{A_{GN}} \quad \text{(đồng/kWh)}$$

Trong đó:

TC_{scl}: Tổng chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác tại Năm cơ sở gồm chi phí sửa chữa lớn, chi phí vật liệu phụ, chi phí dịch vụ mua ngoài, chi phí bằng tiền khác (đồng).

Trường hợp không xác định được tổng chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác theo công thức tại khoản này, áp dụng phương pháp tính toán tổng chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác TC_{scl} tại Năm cơ sở theo công thức sau:

$$TC_{scl} = VĐT_{XL+TB} \times k_{F,scl}$$

Trong đó:

$VĐT_{XL+TB}$: Tổng chi phí xây dựng và chi phí thiết bị được xác định trên cơ sở tổng mức đầu tư quy định tại điểm a khoản 2 Điều 5 Thông tư này (đồng);

$k_{F,scl}$: Tỷ lệ chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác (%) của nhà máy điện do hai bên thỏa thuận nhưng không vượt quá quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này;

A_{GN}: Điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện giữa Bên mua và Bên bán (kWh) và được tính toán như sau:

- Đối với nhà máy nhiệt điện:

$$A_{GN} = P_t \times T_{max} \times (1 - t_{td}) \times (1 - k_{CS})$$

Trong đó:

Pt: Công suất đầu cực máy phát tại thiết kế được duyệt

(kW);

Tmax: Số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều năm của nhà máy, được xác định theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 5 Thông tư này (giờ);

t_{td}: Tỷ lệ điện tự dùng và tổn thất máy biến áp tăng áp của nhà máy, tổn thất đường dây từ máy biến áp tăng áp nhà máy đến Điểm đấu nối với hệ thống điện quốc gia, được xác định theo quy định tại điểm d khoản 2 Điều 5 Thông tư này (%);

k_{CS}: Tỷ lệ suy giảm công suất được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện được xác định theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 5 Thông tư này (%).

- Đối với nhà máy thủy điện:

$$A_{GN} = A_{bq} \times (1 - t_{td})$$

Trong đó:

A_{bq} : Điện năng phát bình quân nhiều năm tại đầu cực máy phát, được xác định theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 5 Thông tư này (kWh);

t_{td} : Tỷ lệ điện tự dùng, tổn thất máy biến áp tăng áp của nhà máy và tổn thất đường dây từ máy biến áp tăng áp nhà máy đến Điểm đấu nối với hệ thống điện quốc gia được xác định theo quy định tại điểm d khoản 2 Điều 5 Thông tư này (%).

2. Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công Năm cơ sở $FOMC_b^{nc}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_b^{nc} = \frac{TC_{nc}}{A_{GN}} \quad \text{(đồng/kWh)}$$

Trong đó:

TC_{nc}: Tổng chi phí nhân công tại Năm cơ sở gồm chi phí tiền lương, chi phí bảo hiểm xã hội, chi phí bảo hiểm y tế và kinh phí công đoàn, các loại phụ cấp kèm theo (đồng);

Tổng chi phí nhân công TC_{nc} Năm cơ sở được xác định trên cơ sở Tổng chi phí nhân công của nhà máy và tính toán quy đổi về Năm cơ sở như sau:

- Trường hợp mức lương áp dụng tính toán chi phí nhân công của nhà máy bằng mức lương tối thiểu vùng năm vận hành thương mại:

Tỷ lệ quy đổi về Năm cơ sở xác định theo mức lương tối thiểu vùng;

- Trường hợp không xác định được tổng chi phí nhân công theo trường hợp trên: Áp dụng phương pháp tính toán tổng chi phí nhân công TC_{nc} Năm cơ sở theo công thức sau:

$$TC_{nc} = VĐT_{XL+TB} \times k_{F,nc}$$

Trong đó:

$VĐT_{XL+TB}$: Tổng chi phí xây dựng và chi phí thiết bị được xác định trên cơ sở tổng mức đầu tư quy định tại điểm a khoản 2 Điều 5 Thông tư này (đồng);

$k_{F,nc}$: Tỷ lệ chi phí nhân công (%) của nhà máy điện do hai bên thỏa thuận nhưng không vượt quá quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này;

A_{GN} : Điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện giữa Bên mua và Bên bán và được tính toán theo quy định tại khoản 1 Điều này (kWh);

Điều 7. Phương pháp xác định giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện

Giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện tại Năm cơ sở $P^{BĐ}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P^{BĐ} = VC_b^{nlc} + VC_b^{nlp} + VC_b^{k} + P_b^{VC}$$

Trong đó:

VC_b^{nlc} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều này (đồng/kWh);

VC_b^{nlp} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều này (đồng/kWh);

VC_b^{k} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 3 Điều này (đồng/kWh).

P_b^{VC} : Giá vận chuyển nhiên liệu chính cho phát điện Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 4 Điều này (đồng/kWh).

1. Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên

liệu chính của nhà máy điện tại Năm cơ sở VC_b^{nlc}, được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^{nlc} = HR_{bq}^{nlc} \times P_b^{nlc} \quad \text{(đồng/kWh)}$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc}: Suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân của nhiên liệu chính do hai bên thỏa thuận không cao hơn thiết kế cơ sở/thiết kế kỹ thuật tương ứng với tổng mức đầu tư sử dụng để tính toán giá điện hoặc thông số của nhà chế tạo thiết bị, được tính tương ứng với mức tải quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này;

P_b^{nlc}: Giá nhiên liệu chính Năm cơ sở được quy định như sau:

Giá nhiên liệu chính Năm cơ sở được tính toán bằng bình quân gia quyền của các Hợp đồng mua bán nhiên liệu hoặc các văn bản thỏa thuận (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), đơn vị tính bằng đồng/kcal hoặc đồng/kJ hoặc đồng/BTU.

2. Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện Năm cơ sở VC_b^{nlp}, được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^{nlp} = HR_{bq}^{nlp} \times P_b^{nlp} \quad \text{(đồng/kWh)}$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlp}: Suất tiêu hao nhiên liệu tinh bình quân của nhiên liệu phụ (dầu) do hai bên thỏa thuận (kg/kWh);

P_b^{nlp}: Giá nhiên liệu phụ (dầu) Năm cơ sở bao gồm cả cước vận chuyển tính đến nhà máy và các loại phí khác theo quy định (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) (đồng/kg).

3. Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện Năm cơ sở VC_b^k được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^k = \frac{C_{vlp} + C_{kd} + C_k}{A_{GN}} \quad \text{(đồng/kWh)}$$

Trong đó:

C_{vlp}: Tổng chi phí vật liệu phụ hàng năm của nhà máy điện được xác định theo khối lượng và đơn giá các loại vật liệu phụ sử dụng cho phát điện Năm cơ sở (đồng);

C_{kd}: Tổng chi phí khởi động bao gồm chi phí nhiên liệu, chi phí khác cho khởi động (đồng); số lần khởi động cho phép do hai bên thỏa thuận trên cơ sở nhu cầu hệ thống điện và đặc tính vận hành của nhà máy điện;

C_k: Chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên hàng năm bao gồm chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên được tính trên cơ sở tổng vốn đầu tư xây lắp và thiết bị của nhà máy điện, tỷ lệ chi phí sửa chữa thường xuyên do Hai bên thỏa thuận nhưng không vượt quá quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này và chi phí nạo vét luồng vào cảng do Hai bên thỏa thuận (nếu có) (đồng);

A_{GN}: Điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện giữa Bên mua và Bên bán và được tính toán theo quy định tại khoản 1 Điều 6 Thông tư này (kWh).

4. Giá vận chuyển nhiên liệu chính của nhà máy điện Năm cơ sở P_b^{VC} được xác định theo công thức sau :

$$P_b^{VC} = HR_{bq}^{nlc} \times P_b^{v/c} \qquad \text{(đồng/kWh)}$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc}: Suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều 7 Thông tư này.

$P_b^{v/c}$: Giá vận chuyển nhiên liệu chính cho phát điện Năm cơ sở (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), đơn vị tính giá vận chuyển nhiên liệu là đồng/kcal hoặc đồng/kJ hoặc đồng/BTU và được xác định như sau:

- Đối với nhà máy nhiệt điện than: bằng bình quân gia quyền theo các Hợp đồng vận chuyển than hoặc các văn bản thỏa thuận;

- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên: bằng bình quân gia quyền theo cước phí thu gom, vận chuyển, phân phối khí được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt theo quy định hoặc các văn bản thỏa thuận.

- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu LNG: bằng bình quân gia quyền theo các Hợp đồng vận chuyển LNG, Hợp đồng tồn trữ, tái hóa và phân phối LNG (nếu có) hoặc các văn bản thỏa thuận.

Đối với hợp đồng mua bán nhiên liệu mà giá nhiên liệu chính P_b^{nlc} đã bao gồm giá vận chuyển nhiên liệu chính, cước phí thu gom, vận chuyển, phân phối, tồn trữ, tái hóa thì giá vận chuyển nhiên liệu chính $P_b^{v/c}$ tương ứng bằng 0 (không).

Điều 8. Phương pháp xác định giá đấu nối đặc thù của nhà máy điện

1. Giá đấu nối đặc thù (P^{DT}) để thu hồi Chi phí đấu nối đặc thù do Chủ đầu tư nhà máy điện thực hiện đầu tư xây dựng hoặc được phân bổ và thỏa thuận với Bên mua trên cơ sở Chi phí đấu nối đặc thù, cơ cấu vốn đầu tư, lãi suất vốn vay

trong thời gian vận hành theo hợp đồng vay vốn, chi phí quản lý, vận hành, bảo dưỡng và các yếu tố khác theo thỏa thuận của Hai bên để đảm bảo Chủ đầu tư nhà máy điện thu hồi chi phí xây dựng, quản lý, vận hành, bảo dưỡng theo quy định của pháp luật. Đơn vị xác định giá đấu nối đặc thù này là đồng/kWh hoặc đồng/kW hoặc đồng/tháng.

2. Sau khi Chi phí đấu nối đặc thù được quyết toán, các bên thực hiện tính toán lại giá đấu nối đặc thù theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều này.

3. Chi phí đấu nối đặc thù được coi là chi phí hợp lý, hợp lệ và được đưa vào chi phí mua điện trong tính toán phương án giá bán lẻ điện bình quân của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 9. Phương pháp xác định giá phát điện đối với các nhà máy điện khác

Đối với các nhà máy điện khác, căn cứ nguyên tắc xác định giá phát điện tại Mục 1 Chương này, Bên mua và Bên bán xây dựng phương án giá phát điện và hợp đồng mua bán điện phù hợp với thực tế của nhà máy điện, trình Cục Điều tiết điện lực kiểm tra, báo cáo Bộ Công Thương xem xét, quyết định.

Mục 2
PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ PHÁT ĐIỆN CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN ĐÃ VẬN HÀNH THƯƠNG MẠI

Điều 10. Phương pháp xác định giá phát điện đối với nhà máy điện mà Hợp đồng mua bán điện đã hết thời hạn, nhà máy điện chưa hết đời sống kinh tế

Đối với các nhà máy điện mà Hợp đồng mua bán điện đã hết thời hạn nhưng nhà máy điện chưa hết đời sống kinh tế: Giá phát điện tại hợp đồng mua bán điện hiện tại được áp dụng tiếp cho các năm tiếp theo đến hết đời sống kinh tế.

Điều 11.Phương pháp xác định giá phát điện đối với nhà máy điện đã hết đời sống kinh tế

1. Giá cố định của nhà máy điện đã hết đời sống kinh tế được xác định theo nguyên tắc đảm bảo cho nhà máy điện thu hồi các chi phí phục vụ hoạt động sản xuất kinh doanh điện, thời gian tính giá theo chu kỳ sửa chữa lớn thiết bị chính và thỏa thuận mức lợi nhuận hợp lý. Trường hợp có văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt thời gian tính giá, áp dụng theo văn bản phê duyệt của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

2. Giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện đã hết đời sống kinh tế được xác định theo hướng dẫn tại Điều 7 Thông tư này.

3. Trường hợp nhà máy điện đã hết đời sống kinh tế và có thực hiện đầu tư nâng cấp nhà máy điện thì Hai bên thỏa thuận, đàm phán giá hợp đồng mua bán

điện của nhà máy điện căn cứ hướng dẫn tại Điều 4, Điều 5, Điều 6 và Điều 7 Thông tư này và phù hợp với thời gian khấu hao của thiết bị chính được nâng cấp.

Điều 12. Phương pháp xác định giá phát điện đối với nhà máy điện đàm phán lại theo vốn đầu tư quyết toán

Đối với các nhà máy điện mà các bên có quyền đề nghị thực hiện đàm phán lại giá điện theo Vốn đầu tư quyết toán theo quy định tại khoản 2 Điều 28 Thông tư này: Sau khi xác định được Vốn đầu tư quyết toán, Bên bán có trách nhiệm gửi cho Bên mua hồ sơ liên quan đến Vốn đầu tư quyết toán. Hai bên thực hiện đàm phán lại giá điện theo các nguyên tắc sau:

1. Phương pháp xác định giá hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Điều 4 Thông tư này.

2. Các thông số tính toán giá hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Điều 4 Thông tư này và được cập nhật lại các thông số đầu vào cùng thời điểm xác định Vốn đầu tư quyết toán.

3. Giá hợp đồng mua bán điện để so với khung giá phát điện phải nằm trong khung giá phát điện của năm phê duyệt Vốn đầu tư quyết toán.

4. Giá phát điện áp dụng từ ngày vận hành thương mại của nhà máy điện, giá cố định từng năm thực hiện theo quy định tại Điều 13 Thông tư này, không thực hiện điều chỉnh giá cố định từng năm của các năm trước thời điểm hai bên ký kết hợp đồng sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện theo giá điện xác định trên cơ sở Vốn đầu tư quyết toán.

Mục 3

PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN THEO TỪNG NĂM CỦA HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

Điều 13.Nguyên tắc xác định giá cố định từng năm của hợp đồng mua bán điện

1. Hai bên có quyền áp dụng giá cố định bình quân đã thỏa thuận cho các năm trong thời hạn hợp đồng.

Trường hợp hai bên thống nhất quy đổi giá cố định bình quân đã thỏa thuận thành giá cố định từng năm thì việc xác định các mức giá cố định này phải tuân thủ các nguyên tắc quy định tại khoản 2 Điều này.

2. Trên cơ sở các điều kiện vay vốn thực tế và khả năng tài chính của dự án, hai bên thỏa thuận giá cố định bình quân của nhà máy điện thành giá cố định từng năm (FC_j Giá cố định năm j) với điều kiện đảm bảo giá cố định bình quân không thay đổi so với mức giá đã được hai bên thỏa thuận và tuân thủ theo các nguyên tắc sau:

a) Tỷ suất chiết khấu tài chính khi tính toán giá cố định từng năm do hai bên thỏa thuận theo tỷ suất sinh lợi nội tại về tài chính (IRR) của nhà máy điện;

b) Chủ đầu tư thực hiện nghĩa vụ hoàn trả các khoản vay cho đầu tư xây dựng nhà máy điện theo thời hạn hoàn trả vốn vay.

Điều 14.Nguyên tắc điều chỉnh giá phát điện từng năm trong hợp đồng mua bán điện

1. Các thành phần giá vận hành và bảo dưỡng của nhà máy điện được điều chỉnh theo nguyên tắc sau:

a) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác được điều chỉnh theo tỷ lệ trượt chi phí bình quân quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này. Hai bên nghiên cứu, đề xuất cơ chế điều chỉnh thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác đối với các hạng mục có nguồn gốc ngoại tệ;

b) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công được điều chỉnh theo biến động của mức lương tối thiểu vùng tại thời điểm thanh toán hoặc theo chỉ số CPI do Tổng cục thống kê công bố nhưng tối đa không vượt quá 2,5%/năm.

2. Hàng năm, căn cứ tổng vốn vay ngoại tệ, kế hoạch trả nợ vốn vay ngoại tệ, số liệu trả nợ gốc vay thực tế, tỷ giá quy đổi đã được hai bên thỏa thuận trong phương án giá điện, tỷ giá quy đổi thực hiện năm liền kề trước, hai bên thực hiện tính toán chênh lệch tỷ giá và đề xuất phương án thanh toán gửi Cục Điều tiết điện lực kiểm tra, trình Bộ Công Thương xem xét quyết định phương án thanh toán.

Chênh lệch tỷ giá FED (đồng) được tính toán theo công thức sau:

$$FED = \sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} D_{i,j} \times (\lambda_{i,j} - \lambda_{i,b})$$

Trong đó:

m: Số loại ngoại tệ trong phương án giá điện hai bên thống nhất (loại);

n: Số lần trả gốc ngoại tệ i trong năm tính toán (lần);

$D_{i,j}$: Số nợ gốc ngoại tệ trả thực tế lần j của loại ngoại tệ i trong năm tính toán. Nợ gốc đã trả thực tế loại ngoại tệ i trong năm tính toán không lớn hơn nợ gốc loại ngoại tệ i tại năm tương ứng trong phương án giá điện hai bên thống nhất;.

$\lambda_{i,j}$: Tỷ giá quy đổi lần thanh toán j của loại ngoại tệ i trong năm (.../đồng);

$\lambda_{i,b:}$ Tỷ giá quy đổi cơ sở loại ngoại tệ i hai bên thống nhất trong phương án giá điện (.../đồng).

Điều 15.Phương pháp xác định giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện tại thời điểm thanh toán

Giá hợp đồng mua bán điện của Nhà máy điện tại thời điểm thanh toán tiền điện tháng t, năm j $P_{C,j,t}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_{C,j,t} = FC_j + FOMC_{j,t} + P_{j,t}^{BĐ}$$

Trong đó:

FC_j: Giá cố định năm j được xác định theo khoản 1 Điều này (đồng/kWh);

$FOMC_{j,t}$: Giá vận hành và bảo dưỡng tháng t, năm j được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều này (đồng/kWh);

$P_{j,t}^{BĐ}$: Giá biến đổi tháng t, năm j được xác định theo khoản 3 Điều này (đồng/kWh).

1. Giá cố định năm j FC_j được xác định theo quy định tại Điều 13 Thông tư này.

2. Giá vận hành và bảo dưỡng tháng t, năm j được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_{j,t} = FOMC_j^{scl} + FOMC_{j,t}^{nc}$$

Trong đó:

$FOMC_j^{scl}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác năm j (đồng/kWh);

$FOMC_{j,t}^{nc}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công tháng t, năm j (đồng/kWh).

a) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác $FOMC_j^{scl}$ được xác định theo công thức sau :

$$FOMC_j^{scl} = FOMC_b^{scl} \times (1+i)^{l-1}$$

Trong đó:

$FOMC_b^{scl}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác Năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều 6 Thông tư này;

i: Tỷ lệ trượt giá thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi

phí sửa chữa lớn và chi phí khác theo quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này;

l: Số thứ tự năm thanh toán tính từ Năm cơ sở (đối với Năm cơ sở l=1).

b) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công tháng t, năm j $FOMC^{nc}_{j.t}$ được xác định như sau:

- Trường hợp mức lương tính toán trong phương án giá điện bằng mức lương tối thiểu vùng thì thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công được xác định theo công thức sau :

$$FOMC^{nc}_{j.t}=FOMC^{nc}_{b}\times\frac{L_{min,j,t}}{L_{min,b}}$$

Trong đó:

$FOMC^{nc}_{b}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều 6 Thông tư này;

$L_{min,j,t}$: Mức lương tối thiểu vùng tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j (đồng/tháng);

$L_{min,b}$: Mức lương tối thiểu vùng Năm cơ sở (đồng/tháng).

- Trường hợp tổng chi phí nhân công TC_{nc} được tính toán theo tỷ lệ vốn đầu tư xây lắp và thiết bị thì thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công được xác định theo công thức sau (đồng/kWh):

$$FOMC^{nc}_{j,t}=FOMC^{nc}_{b}\times\prod_{i=1}^{l}(1+i_1)$$

Trong đó:

$FOMC^{nc}_{b}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều 6 Thông tư này;

i_1 : Tỷ lệ trượt giá thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công, xác định theo tỷ lệ chỉ số giá tiêu dùng (CPI) do Tổng cục thống kê công bố của tháng 12 năm (j-1) so với năm (j-2) nhưng tối đa không vượt quá 2,5%/năm;

l: Số thứ tự năm thanh toán tính từ Năm cơ sở (đối với Năm cơ sở $l = 1$, $i_1 = 0$).

3. Giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện tháng t, năm j $P^{BĐ}_{j,t}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_{j,t}^{BĐ} = VC_{j,t}^{nlc} + VC_{j,t}^{nlp} + VC_{j}^{k} + P_{j,t}^{VC}$$

Trong đó:

$VC_{j,t}^{nlc}$: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t, năm j, được xác định theo điểm a khoản này (đồng/kWh);

$VC_{j,t}^{nlp}$: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện tháng t, năm j, được xác định theo điểm b khoản này (đồng/kWh);

VC_{j}^{k} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện năm j, được xác định theo điểm c khoản này (đồng/kWh).

$P_{j,t}^{VC}$: Giá vận chuyển nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t, năm j, được xác định theo điểm d khoản này (đồng/kWh).

a) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t, năm j $VC_{j,t}^{nlc}$ được xác định theo công thức sau:

$$VC_{j,t}^{nlc} = HR_{bq}^{nlc} \times k_{HR} \times P_{j,t}^{nlc} \times (1 + (l-1) \times k_{HS})$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc}: Suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân được xác định tại khoản 1 Điều 7 Thông tư này;

k_{HR}: Hệ số điều chỉnh suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân về điều kiện thực tế vận hành theo nhiệt độ nước làm mát và nhiệt độ môi trường do Hai bên thỏa thuận;

k_{HS}: Tỷ lệ suy giảm hiệu suất năm j (%);

l: Thứ tự năm vận hành thương mại của nhà máy;

$P_{j,t}^{nlc}$: Giá nhiên liệu chính cho phát điện tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j, được tính bằng bình quân gia quyền theo khối lượng của các hóa đơn theo các Hợp đồng mua bán nhiên liệu tại thời điểm tính toán.

b) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện tháng t, năm j $VC_{j,t}^{nlp}$ được xác định theo công thức sau:

$$VC_{j,t}^{nlp} = VC_{b}^{nlp} \times (1 + (l-1) \times k_{HS}) \times \frac{P_{j,t}^{nlp}}{P_{b}^{nlp}}$$

Trong đó:

VC_b^{nlp}: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện Năm cơ sở được xác định tại khoản 2 Điều 7 Thông tư này;

k_{HS}: Tỷ lệ suy giảm hiệu suất năm j (%);

l: Thứ tự năm vận hành thương mại của nhà máy;

$P_{j,t}^{nlp}$: Giá nhiên liệu phụ (dầu) cho phát điện bao gồm cả cước vận chuyển tính đến nhà máy tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j;

P_b^{nlp}: Giá nhiên liệu phụ (dầu) cho phát điện tại Năm cơ sở xác định tại khoản 2 Điều 7 Thông tư này.

c) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện năm j VC_j^k được xác định theo công thức sau:

$$VC_j^k = VC_b^k \times (1+(l-1)\times k_{HS}) \times (1+i)^{l-1}$$

Trong đó:

VC_b^k: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện Năm cơ sở được xác định tại khoản 3 Điều 7 Thông tư này;

i: Tỷ lệ trượt giá thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác theo tỷ lệ quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này.

k_{HS}: Tỷ lệ suy giảm hiệu suất năm j (%);

l: Thứ tự năm vận hành thương mại của nhà máy.

d) Giá vận chuyển nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t, năm j $P_{j,t}^{VC}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_{j,t}^{VC} = HR_{bq}^{nlc} \times k_{HR} \times P_{j,t}^{v/c} \times (1+(l-1)\times k_{HS})$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc}: Suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân được xác định tại khoản 1 Điều 7 Thông tư này.

k_{HR}: Hệ số điều chỉnh suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân về điều kiện thực tế vận hành theo nhiệt độ nước làm mát và nhiệt độ môi trường do hai bên thỏa thuận;

k_{HS}: Tỷ lệ suy giảm hiệu suất năm j (%);

l: Thứ tự năm vận hành thương mại của nhà máy;

$P_{j,t}^{v/c}$: Giá vận chuyển nhiên liệu chính tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j, được tính bằng bình quân gia quyền theo khối lượng của các hóa đơn theo các Hợp đồng vận chuyển nhiên liệu và Hợp đồng tồn trữ, tái hóa khí và phân phối LNG (nếu có) hoặc các văn bản thỏa thuận (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), cụ thể như sau:

- Đối với nhà máy nhiệt điện than: bằng bình quân gia quyền theo các Hợp đồng vận chuyển than;

- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên: bằng bình quân gia quyền theo cước phí thu gom, vận chuyển, phân phối khí theo quy định;

- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu LNG: bằng bình quân gia quyền theo các Hợp đồng vận chuyển và Hợp đồng tồn trữ, tái hóa và phân phối LNG (nếu có).

Đối với hợp đồng mua bán nhiên liệu đã bao gồm cước phí vận chuyển, tồn trữ, tái hóa và phân phối LNG thì thành phần giá vận chuyển nhiên liệu chính $P_{j,t}^{v/c}$ tương ứng bằng 0 (không).

4. Tổng chi phí khởi động trong tháng t của nhà máy nhiệt điện C_{kd_v} (đồng), được xác định theo công thức sau:

$$C_{kd_v} = \sum_{s=1}^{S}\sum_{f=1}^{2}\sum_{u=1}^{U} p_{u,f,s} \times (M_{u,f,s} \times D_{u,f,s} + C_{kd_k})$$

Trong đó:

u: Thứ tự tổ máy của nhà máy điện;

U: Số tổ máy của nhà máy điện;

f: Loại nhiên liệu (đối với nhiên liệu chính f = 1; nhiên liệu phụ f = 2);

s: Trạng thái khởi động của tổ máy;

S: Số trạng thái khởi động của tổ máy;

$p_{u,f,s}$: Số lần khởi động của tổ máy u, sử dụng nhiên liệu f, ở trạng thái khởi động s trong tháng;

$M_{u,f,s}$: Khối lượng nhiên liệu tiêu hao than (kg) đối với nhiệt điện than hoặc lượng nhiệt tiêu hao của khí (BTU) đối với tuabin khí cho một lần khởi động của tổ máy u, sử dụng nhiên liệu f, ở trạng thái khởi động s;

$D_{u,f,s}$: Đơn giá nhiên liệu cho một lần khởi động tổ máy u, sử dụng nhiên liệu f, ở trạng thái khởi động s, được tính bằng đồng/kg đối với nhiên liệu than và tính bằng đồng/BTU đối với nhiên liệu khí;

C_{kd_k} : Tổng chi phí khác cho một lần khởi động, được tính bằng đồng.

Việc thanh toán chi phí khởi động của nhà máy nhiệt điện được thực hiện theo quy định thị trường điện do Bộ Công Thương ban hành.

Chương III

TRÌNH TỰ ĐÀM PHÁN VÀ KIỂM TRA HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

Điều 16. Áp dụng Hợp đồng mua bán điện mẫu

1. Đối với các nhà máy điện mới và các nhà máy điện thực hiện đàm phán theo quy định tại Điều 10 Thông tư này, trên cơ sở Hợp đồng mua bán điện mẫu quy định tại Phụ lục 3 ban hành kèm theo Thông tư này, Bên mua và Bên bán đàm phán thỏa thuận, thống nhất, bổ sung một số điều khoản phù hợp với điều kiện thực tế của nhà máy điện (nếu cần thiết).

2. Bên mua, Bên bán thống nhất và có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực kết quả đàm phán hợp đồng mua bán điện theo trình tự quy định tại Điều 19 Thông tư này.

Điều 17. Trình tự đàm phán hợp đồng mua bán điện

1. Đối với nhà máy điện mới, Hợp đồng mua bán điện giữa các bên phải được ký kết trước Ngày khởi công xây dựng công trình.

2. Bên bán có trách nhiệm lập hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện gửi Bên mua để đàm phán và thực hiện các thủ tục để ký hợp đồng mua bán điện.

3. Trong thời hạn 15 ngày làm việc tính từ ngày nhận được đầy đủ hồ sơ hợp lệ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện của Chủ đầu tư, Bên mua có trách nhiệm tổ chức đàm phán hợp đồng mua bán điện với Bên bán. Kết thúc quá trình đàm phán hợp đồng mua bán điện, Hai bên phải ký tắt dự thảo hợp đồng mua bán điện.

4. Sau khi dự thảo hợp đồng mua bán điện được ký tắt, Bên mua, Bên bán thống nhất và có trách nhiệm lập hồ sơ báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra hợp đồng mua bán điện.

Điều 18.Hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện

1. Hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện cho các nhà máy điện mới bao gồm nhưng không giới hạn các tài liệu sau:

a) Công văn đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện;

b) Dự thảo hợp đồng mua bán điện theo mẫu quy định tại Phụ lục 3 ban hành kèm theo Thông tư này và các đề xuất sửa đổi, bổ sung phù hợp với điều kiện thực tế của nhà máy điện (nếu có);

c) Chấp thuận chủ trương đầu tư hoặc Quyết định chủ trương đầu tư hoặc

Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư của dự án;

d) Quyết định đầu tư xây dựng công trình kèm theo thuyết minh và báo cáo thẩm định dự án đầu tư nhà máy của tư vấn độc lập, các tài liệu kèm theo;

đ) Quyết định phê duyệt tổng mức đầu tư lần đầu của dự án hoặc Tổng mức đầu tư điều chỉnh của dự án có hiệu lực tại thời điểm đàm phán giá điện và các nội dung chính trong thiết kế cơ sở của dự án đầu tư có liên quan đến việc đàm phán hợp đồng mua bán điện, báo cáo thẩm định thiết kế cơ sở;

e) Thỏa thuận đấu nối nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia kèm theo phương án đấu nối của nhà máy điện; thỏa thuận SCADA/EMS và hệ thống thông tin điều độ; thỏa thuận hệ thống rơ le bảo vệ và tự động;

g) Hợp đồng vay vốn hoặc các văn bản, tài liệu giữa Chủ đầu tư và các bên cho vay, kế hoạch hoặc thực tế giải ngân các nguồn vốn vay;

h) Hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho nhà máy điện, quy định rõ giá nhiên liệu cho phát điện, giá vận chuyển nhiên liệu, giá tồn trữ, tái hóa và phân phối LNG và các phụ phí kèm theo, điểm giao nhận nhiên liệu và thời hạn cung cấp nhiên liệu;

i) Tài liệu tính toán tổn thất công suất và điện năng của máy biến áp, đường dây từ máy biến áp tăng áp đến điểm đấu nối với hệ thống điện quốc gia và tài liệu tính toán điện tự dùng trong nhà máy điện;

k) Tài liệu tính suất tiêu hao nhiệt tinh đối với nhà máy nhiệt điện;

l) Phương án giá bán điện được xác định theo phương pháp quy định tại Mục 1 và Mục 3 Chương II Thông tư này;

m) Các tài liệu liên quan khác.

2. Hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện đã vận hành thương mại bao gồm nhưng không giới hạn các tài liệu sau:

a) Công văn đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện;

b) Dự thảo hợp đồng mua bán điện theo mẫu quy định tại Phụ lục 3 ban hành kèm theo Thông tư này;

c) Hồ sơ hợp đồng mua bán điện hiện có;

d) Hồ sơ kỹ thuật của nhà máy, số liệu kỹ thuật hệ thống SCADA/EMS, hệ thống rơ le bảo vệ và tự động, đặc tính vận hành P-Q các tổ máy tới thời điểm hiện tại;

đ) Hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho nhà máy điện;

e) Phương án giá bán điện của nhà máy được xác định theo quy định tại Mục 1, Mục 2 và Mục 3 Chương II Thông tư này;

g) Báo cáo tài chính có kiểm toán của nhà máy điện của năm gần nhất tính tới thời điểm đàm phán hợp đồng mua bán điện.

Điều 19. Trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện

1. Sau khi kết thúc đàm phán hợp đồng mua bán điện, Hai bên thống nhất và có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra hợp đồng mua bán điện kèm theo hồ sơ quy định tại Điều 18 Thông tư này.

2. Trong thời hạn 05 ngày làm việc tính từ ngày nhận được hồ sơ đề nghị kiểm tra hợp đồng mua bán điện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của hồ sơ và có văn bản yêu cầu Bên mua và Bên bán bổ sung các tài liệu còn thiếu theo quy định.

3. Trong thời hạn 30 ngày làm việc tính từ ngày nhận được hồ sơ đề nghị kiểm tra hợp đồng mua bán điện hợp lệ, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm kiểm tra và có ý kiến về hợp đồng mua bán điện.

4. Trong thời hạn 30 ngày làm việc tính từ ngày có ý kiến kiểm tra hợp đồng mua bán điện, Hai bên có trách nhiệm ký chính thức hợp đồng mua bán điện. Trường hợp quá thời hạn quy định tại khoản 3 Điều này mà Cục Điều tiết điện lực chưa có ý kiến đối với hợp đồng mua bán điện, hai bên được phép ký chính thức hợp đồng mua bán điện theo các nội dung đã thỏa thuận. Bên mua có trách nhiệm gửi 01 (một) bản sao hợp đồng mua bán điện đã ký cho Cục Điều tiết điện lực để lưu và theo dõi thực hiện.

5. Trường hợp giá điện theo quy định tại khoản 4 Điều 3 Thông tư này theo đề xuất của Bên bán vượt khung giá phát điện do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành, hai bên có trách nhiệm báo cáo, giải trình và đề xuất phương án để Cục Điều tiết điện lực xem xét, báo cáo Bộ trưởng Bộ Công Thương giải quyết.

Điều 20. Sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện khi có thay đổi về pháp luật, chính sách do cơ quan Nhà nước có thẩm quyền ban hành

1. Trường hợp có thay đổi về pháp luật, chính sách do cơ quan nhà nước có thẩm quyền ban hành làm ảnh hưởng bất lợi đến lợi ích hợp pháp của Bên bán hoặc Bên mua, Hai bên có quyền thỏa thuận, đàm phán lại giá phát điện.

2. Trường hợp Bên bán được giao đầu tư nâng cấp, cải tạo các hạng mục đường dây và trạm biến áp theo quy hoạch thì Hai bên có quyền thỏa thuận, đàm phán bổ sung giá đấu nối đặc thù để đảm bảo Chủ đầu tư nhà máy điện thu hồi chi phí xây dựng, quản lý, vận hành, bảo dưỡng theo quy định của pháp luật.

3. Trường hợp các Nhà máy điện đang vận hành cần thiết phải đầu tư cải tạo, nâng cấp thiết bị để đáp ứng các quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về môi trường, Bên bán và Bên mua thỏa thuận bổ sung các chi phí này vào giá điện của nhà máy điện. Việc tính toán giá điện được thực hiện theo phương pháp tính toán giá

điện đã được Bên mua và Bên bán thống nhất trong Hợp đồng mua bán điện đã ký, báo cáo Bộ Công Thương, Cục Điều tiết điện lực xem xét.

4. Trường hợp các Nhà máy điện có đề án xử lý, tiêu thụ tro, xỉ được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt để đảm bảo tiêu chuẩn về chất thải, khí thải, bảo vệ môi trường, Bên bán và Bên mua thỏa thuận bổ sung các chi phí này vào thành phần giá xử lý tro xỉ là thành phần giá đặc thù để xử lý, tiêu thụ tro, xỉ của hợp đồng mua bán điện đảm bảo nguyên tắc: (i) Phạm vi đầu tư, quy trình vận hành các công trình xử lý tro, xỉ được cấp có thẩm quyền phê duyệt; (ii) Việc lựa chọn các đơn vị thực hiện xử lý tro, xỉ của nhà máy phải tuân thủ quy định pháp luật, đảm bảo cạnh tranh, minh bạch; (iii) Hai bên thực hiện thanh quyết toán chi phí xử lý tro, xỉ theo tình hình thực tế của năm trước liền kề. Doanh thu từ việc bán tro, xỉ của nhà máy được sử dụng để bù đắp chi phí xử lý tro, xỉ và làm giảm giá điện của Nhà máy điện.

Chương V

ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 21. Trách nhiệm của Bộ Công Thương

1. Hướng dẫn cơ chế tiêu thụ khí thiên nhiên trong các hợp đồng mua bán điện phù hợp với các quy định trong các hợp đồng mua bán khí, hợp đồng bán khí được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

2. Quyết định việc thanh toán chênh lệch tỷ giá các nhà máy điện.

Điều 22. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực

1. Kiểm tra, có ý kiến về hợp đồng mua bán điện và các hiệu chỉnh bổ sung hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện.

2. Hướng dẫn và giải quyết các vướng mắc phát sinh trong quá trình đàm phán hợp đồng mua bán điện giữa các bên.

3. Hàng năm, tổng hợp ý kiến của các đơn vị về thông số đầu vào tính giá hợp đồng mua bán điện quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này, trình Bộ trưởng Bộ Công Thương xem xét, quyết định sửa đổi, bổ sung (nếu có).

4. Giải quyết các tranh chấp phát sinh trong quá trình thực hiện hợp đồng mua bán điện trong trường hợp hai bên thỏa thuận thực hiện giải quyết tranh chấp tại Cục Điều tiết điện lực.

5. Kiểm tra, tổng hợp, báo cáo Bộ Công Thương xem xét quyết định việc thanh toán chi phí chênh lệch tỷ giá các nhà máy điện sau khi nhận được báo cáo của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 23.Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, chủ trì, phối hợp với Bên mua, Bên bán tính toán chênh lệch tỷ giá trong thực hiện Hợp đồng mua bán điện của năm liền kề trước đó theo quy định tại khoản 2 Điều 14 Thông tư này, báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra.

2. Định kỳ hàng năm xem xét và đề xuất với Cục Điều tiết điện lực điều chỉnh các thông số đầu vào tính giá hợp đồng mua bán điện quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này và các nội dung khác trong Thông tư này (nếu có).

Điều 24.Trách nhiệm của Bên mua

1. Thoả thuận, thống nhất với Bên bán về việc phân bổ lại Chi phí đấu nối đặc thù với Chủ đầu tư các nhà máy điện đấu nối vào đường dây, trạm biến áp đó và điều chỉnh giá đấu nối đặc thù (nếu có) để đảm bảo Bên bán thu hồi chi phí xây dựng, quản lý, vận hành và bảo dưỡng đường dây, trạm biến áp theo quy định của pháp luật.

2. Đàm phán hợp đồng mua bán điện với Bên bán; chịu trách nhiệm, đảm bảo tính chính xác, hợp lý, hợp lệ của số liệu, tài liệu cung cấp. Thống nhất với Bên bán báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra hợp đồng mua bán điện theo quy định.

3. Trước ngày 15 tháng 01 hàng năm, chủ trì, phối hợp với Bên bán tính toán chênh lệch tỷ giá trong thực hiện Hợp đồng mua bán điện của năm liền kề trước đó theo quy định tại khoản 2 Điều 14 Thông tư này, cung cấp cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam để báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra.

Điều 25. Trách nhiệm của Bên bán

1. Thống nhất với Bên mua đàm phán, báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra và ký kết hợp đồng mua bán điện theo quy định trước Ngày khởi công xây dựng công trình; chịu trách nhiệm, đảm bảo tính chính xác, hợp lý, hợp lệ của số liệu, tài liệu cung cấp.

2. Thực hiện lập dự án đầu tư xây dựng đường dây và trạm biến áp để tải công suất của một số nhà máy điện khi được cơ quan Nhà nước có thẩm quyền giao đầu tư xây dựng theo đúng quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, quy hoạch tỉnh (nếu có). Đường dây và trạm biến áp phải đảm bảo việc vận hành, tải toàn bộ công suất, sản lượng điện của các nhà máy điện trong khu vực theo đúng quy hoạch được duyệt.

3. Cho phép các nhà máy điện nằm trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, quy hoạch tỉnh được duyệt đấu nối vào đường dây, trạm biến áp được giao đầu tư để phát điện lên hệ thống điện quốc gia.

4. Thoả thuận, thống nhất với Chủ đầu tư các nhà máy điện về việc phân bổ Chi phí đấu nối đặc thù và điều chỉnh giá đấu nối đặc thù (nếu có) đảm bảo để Chủ đầu tư thu hồi chi phí xây dựng, quản lý, vận hành và bảo dưỡng đường dây, trạm biến áp theo quy định của pháp luật.

5. Chịu trách nhiệm quản lý, vận hành và bảo dưỡng đường dây và trạm biến áp được giao đầu tư, xây dựng theo quy định của pháp luật.

6. Cung cấp đầy đủ các thông tin, chịu trách nhiệm, đảm bảo tính chính xác, hợp lý, hợp lệ của số liệu, tài liệu cung cấp cho các đơn vị, cơ quan liên quan trong quá trình đàm phán và kiểm tra hợp đồng mua bán điện.

7. Bên bán có trách nhiệm tổ chức lựa chọn đơn vị cung cấp nhiên liệu và/hoặc đơn vị vận chuyển nhiên liệu theo quy định của pháp luật về đấu thầu, các quy định pháp luật khác liên quan và chịu trách nhiệm trước pháp luật, bảo đảm công bằng, cạnh tranh, minh bạch, ngoại trừ các trường hợp sau:

(i) Bên bán đã ký hợp đồng cung cấp nhiên liệu trung hạn và dài hạn với đơn vị cung cấp nhiên liệu;

(ii) Các hợp đồng cung cấp nhiên liệu khí thiên nhiên và cước phí thu gom, vận chuyển, phân phối khí thiên nhiên được thực hiện theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

Trường hợp vì lý do đặc biệt không thể lựa chọn được đơn vị vận chuyển nhiên liệu thông qua đấu thầu (ngoài các trường hợp ngoại trừ tại điểm 7.i, 7.ii, nêu trên), Bên bán có trách nhiệm thỏa thuận với đơn vị cung cấp nhiên liệu hoặc đơn vị vận chuyển nhiên liệu (tùy từng trường hợp giao nhận nhiên liệu quy định tại Điều 26 Thông tư này) theo đơn giá do cơ quan có thẩm quyền ban hành; nếu chưa có đơn giá do cơ quan có thẩm quyền ban hành, Bên bán có trách nhiệm thỏa thuận với đơn vị cung cấp nhiên liệu hoặc đơn vị vận chuyển nhiên liệu (tùy từng trường hợp giao nhận nhiên liệu quy định tại Điều 26 Thông tư này) theo đơn giá tính toán trên cơ sở đơn giá nội bộ của đơn vị vận chuyển nhiên liệu được lựa chọn, đảm bảo hiệu quả, cạnh tranh và không cao hơn đơn giá của các đơn vị khác thực hiện trên cùng phương thức vận chuyển (nếu có), giá nhiên liệu vận chuyển đến kho của Bên bán không cao hơn giá nhiên liệu (cùng loại) tại kho của Bên bán do đơn vị khác cung cấp (nếu có).

Trước khi ký kết các hợp đồng vận chuyển nhiên liệu không thông qua hình thức đấu thầu, Bên bán phải cung cấp các tài liệu cho Bên mua theo quy định được Hai bên thỏa thuận tại Hợp đồng mua bán điện. Trong thời hạn tối đa 20 ngày tính từ ngày Bên bán cung cấp đầy đủ tài liệu mà Bên mua chưa có ý kiến đối với việc lựa chọn đơn vị vận chuyển nhiên liệu, Bên bán và/hoặc đơn vị cung cấp nhiên liệu (tùy theo điều kiện giao hàng) được phép ký hợp đồng vận chuyển nhiên liệu đó theo các nội dung đã thỏa thuận.

Bên bán chịu trách nhiệm ký kết hợp đồng mua bán, vận chuyển nhiên liệu

theo quy định hiện hành, đảm bảo giá cạnh tranh, minh bạch."

8. Bên bán chịu trách nhiệm với toàn bộ thông số đầu vào tính toán giá hợp đồng mua bán điện và chịu trách nhiệm kiểm soát, đấu thầu với các hợp đồng cung cấp, vận chuyển nhiên liệu đảm bảo nguồn gốc nhiên liệu hợp pháp, giá cạnh tranh, minh bạch.

9. Trước ngày 15 tháng 01 hàng năm, Bên bán báo cáo Cục Điều tiết điện lực tình hình thực hiện hợp đồng mua bán điện năm liền kề trước với Bên mua, vướng mắc trong quá trình triển khai thực hiện hợp đồng mua bán điện, đề xuất các giải pháp giải quyết (nếu có).

10. Trước ngày 15 tháng 01 hàng năm, phối hợp với Bên mua tính toán chênh lệch tỷ giá trong thực hiện Hợp đồng mua bán điện của năm liền kề trước đó theo quy định tại khoản 2 Điều 14 Thông tư này gửi Tập đoàn Điện lực Việt Nam để báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra.

Điều 26. Trách nhiệm của bên cung cấp, vận chuyển nhiên liệu

1. Đối với nhiên liệu khí

(i) Bên cung cấp, vận chuyển nhiên liệu khí thiên nhiên trong nước thực hiện việc ký kết các Hợp đồng GSPA, GSA, Hợp đồng vận chuyển khí (GTA) theo quy định của pháp luật có liên quan, theo đó:

- Giá khí thiên nhiên khai thác trong nước là giá khí khai thác từ các mỏ khí

- Đối với khí thiên nhiên khai thác trong nước qua hệ thống đường ống thu gom, vận chuyển, phân phối có tính độc quyền tự nhiên thì cước phí thu gom, vận chuyển, phân phối khí phải được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

(ii) Bên cung cấp, vận chuyển nhiên liệu khí nhập khẩu bằng đường ống và LNG thực hiện việc cung cấp khí theo quy định của pháp luật có liên quan, theo đó:

- Trong trường hợp hạng mục tồn trữ, phân phối khí có tính độc quyền tự nhiên, cước phí tồn trữ, tái hóa và phân phối khí phải được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

- Trường hợp giao nhận tại cảng xuất: Giá khí nhập khẩu là giá khí tại điểm giao nhận khí tại cảng xuất.

- Trường hợp giao nhận tại trạm phân phối khí, kho cảng LNG tại Việt Nam, giá khí bao gồm giá mua khí, LNG nhập khẩu và các chi phí hợp lý, hợp lệ liên quan đến hoạt động nhập khẩu (nếu có) như thuế nhập khẩu, chi phí tài chính, bảo hiểm, lợi nhuận định mức và chi phí khác liên quan tới hoạt động nhập khẩu của đơn vị cung cấp nhiên liệu.

2. Đối với nhiên liệu than

(i) Trường hợp giao nhận than tại kho, cảng của Bên bán, đơn vị cung cấp than được lựa chọn có trách nhiệm:

- Tổ chức lựa chọn đơn vị vận chuyển than theo quy định của pháp luật về đấu thầu và các quy định pháp luật khác liên quan, bảo đảm công bằng, cạnh tranh, minh bạch và chịu trách nhiệm trước pháp luật.

- Trường hợp vì lý do đặc biệt mà đơn vị cung cấp than không thể lựa chọn được đơn vị vận chuyển than thông qua đấu thầu, đơn vị cung cấp than có trách nhiệm tổ chức lựa chọn đơn vị vận chuyển than theo nguyên tắc tương tự như Bên bán thực hiện được quy định tại khoản 7 Điều 25 Thông tư này.

- Ký kết hợp đồng vận chuyển than theo quy định với đơn vị cung cấp than được lựa chọn. Trước khi ký kết hợp đồng vận chuyển than không thông qua đấu thầu, đơn vị cung cấp than được lựa chọn có trách nhiệm cung cấp các tài liệu liên quan cho Bên bán.

(ii) Trường hợp giao nhận than tại kho, cảng của đơn vị cung cấp than:

- Việc tổ chức lựa chọn đơn vị vận chuyển than do Bên bán thực hiện theo nguyên tắc quy định tại khoản 7 Điều 25 Thông tư này.

- Đơn vị vận chuyển than được Bên bán lựa chọn ký kết hợp đồng vận chuyển than theo quy định với Bên bán. Trước khi ký kết hợp đồng vận chuyển than không thông qua đấu thầu, đơn vị vận chuyển than được lựa chọn có trách nhiệm cung cấp các tài liệu liên quan cho Bên bán.

Điều 27.Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 57/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện

1. Sửa đổi Khoản 3 Điều 6 như sau:

"3. Suất đầu tư là chi phí đầu tư cho 01 kW công suất tinh bình quân của Nhà máy điện chuẩn được tính toán trên cơ sở Tổng mức đầu tư có hiệu lực tại thời điểm tính toán khung giá phát điện, cập nhật tỷ giá ngoại tệ tại thời điểm tính toán. Các chi phí thành phần trong suất đầu tư bao gồm:

a) Chi phí xây dựng gồm chi phí xây dựng các công trình, hạng mục công trình; phá và tháo dỡ các vật liệu kiến trúc cũ; san lấp mặt bằng xây dựng; xây dựng công trình tạm; công trình phụ trợ phục vụ thi công; nhà tạm tại hiện trường để ở và để điều hành thi công;

b) Chi phí thiết bị gồm các chi phí mua sắm thiết bị công nghệ, đào tạo vận hành nhà máy; lắp đặt, thử nghiệm, hiệu chỉnh; vận chuyển, bảo hiểm, thuế và các loại phí liên quan khác;

c) Chi phí bồi thường giải phóng mặt bằng và chi phí tái định cư theo quyết định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền; chi phí xử lý gia cố nền móng công trình;

d) Chi phí quản lý dự án gồm các chi phí để tổ chức thực hiện công việc quản lý dự án từ khi lập dự án đến khi hoàn thành nghiệm thu bàn giao đưa công trình vào khai thác sử dụng;

đ) Chi phí tư vấn xây dựng gồm các chi phí cho tư vấn khảo sát, thiết kế, giám sát xây dựng, tư vấn thẩm tra và các chi phí tư vấn đầu tư xây dựng khác;

e) Chi phí khác gồm vốn lưu động trong thời gian chạy thử nghiệm thu nhà máy, chi phí lãi vay và các chi phí cho vay vốn trong thời gian xây dựng nhà máy điện và các chi phí cần thiết khác;

g) Chi phí dự phòng gồm các chi phí dự phòng cho khối lượng công việc phát sinh và dự phòng cho yếu tố trượt giá trong thời gian xây dựng công trình."

2. Sửa đổi điểm a khoản 4 Điều 6 như sau:

"a) Lãi suất vốn vay r_d (%) được tính bằng lãi suất bình quân gia quyền các nguồn vốn vay nội tệ và ngoại tệ theo công thức sau:

$$r_d = D_F \times r_{d,F} + D_D \times r_{d,D}$$

Trong đó:

D_F: Tỷ lệ vốn vay ngoại tệ trong tổng vốn vay được quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này (%);

D_D: Tỷ lệ vốn vay nội tệ trong tổng vốn vay được quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này (%);

$r_{d,F}$: Lãi suất vốn vay ngoại tệ được xác định trên cơ sở lãi suất vốn vay ngoại tệ các dự án nhà máy điện đã thực hiện đàm phán giá điện của 5 năm trước liền kề thời điểm tính toán khung giá phát điện (%/năm);

$r_{d,D}$: Lãi suất vốn vay nội tệ được xác trên cơ sở lãi suất vốn vay nội tệ các dự án nhà máy điện đã thực hiện đàm phán giá điện của 5 năm trước liền kề thời điểm tính toán khung giá phát điện (%/năm)."

3. Sửa đổi Điều 8 như sau:

"Giá biến đổi của Nhà máy điện chuẩn cho năm áp dụng khung giá (VC) là thành phần để thu hồi chi phí nhiên liệu, các chi phí biến đổi khác của Nhà máy điện chuẩn với số giờ vận hành công suất cực đại, được xác định theo công thức sau:

$$VC = HR \times P_{nlc} \times (1+f)$$

Trong đó:

VC: Giá biến đổi của Nhà máy điện chuẩn (đồng/kWh);

HR: Suất tiêu hao nhiệt tinh được tính toán ở mức tải quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này, được tính bằng kcal/kWh hoặc kJ/kWh hoặc BTU/kWh;

f: Tỷ lệ phần trăm tổng các chi phí khởi động, chi phí nhiên liệu - vật liệu phụ và các chi phí biến đổi khác cho phát điện so với chi phí nhiên liệu chính và được quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này (%);

P_{nlc}: Giá nhiên liệu chính của Nhà máy điện chuẩn và không bao gồm cước vận chuyển; đối với nhà máy điện than đã bao gồm hao hụt, phí quản lý, bảo hiểm (nếu có); trường hợp hợp đồng cung cấp nhiên liệu không tách được cước vận chuyển nhiên liệu thì giá nhiên liệu chính được xác định bằng giá trong hợp đồng mua bán nhiên liệu chính; P_{nlc} được tính bằng đồng/kcal hoặc đồng/kJ hoặc đồng/BTU."

4. Sửa đổi suất tiêu hao nhiên liệu tinh và giá nhiên liệu chính tại Phụ lục 2 như sau:

1	Suất tiêu hao nhiệt tinh	HR	kcal/kWh hoặc kJ/kWh hoặc BTU/kWh
2	Giá nhiên liệu chính	P_{nlc}	đồng/kcal hoặc đồng/kJ hoặc đồng/BTU

Điều 28.Điều khoản chuyển tiếp

1. Đối với các hợp đồng mua bán điện đã ký kết trước thời điểm Thông tư này có hiệu lực, Hai bên tiếp tục thực hiện Hợp đồng mua bán điện đã ký đến hết thời hạn hợp đồng.

2. Đối với các dự án điện đã ký kết Hợp đồng mua bán điện theo phương pháp quy định tại Thông tư số 56/2014/TT-BCT, Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 và các dự án điện mới khởi công trước ngày 19 tháng 9 năm 2017, khi có Vốn đầu tư quyết toán các bên có quyền đề nghị được thực hiện tính lại giá điện theo Vốn đầu tư quyết toán được duyệt theo quy định tại Điều 12 Thông tư này.

3. Đối với nhà máy điện đã ký kết Hợp đồng mua bán điện, trường hợp cần thiết Hai bên đàm phán bổ sung hệ số điều chỉnh k_{HR} theo quy định tại Điều 15 Thông tư này.

4. Đối với các nhà máy điện đã ký kết Hợp đồng mua bán điện, trường hợp các thỏa thuận về tiêu thụ sản lượng khí thượng nguồn được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt, Bộ Công Thương hướng dẫn cơ chế tiêu thụ khí cho các nhà máy điện và cho phép Hai bên điều chỉnh, bổ sung vào Hợp đồng mua bán điện.

5. Đối với các nhà máy điện đã khởi công, chưa kết thúc đàm phán giá hợp đồng mua bán điện trước ngày Thông tư này có hiệu lực thì được phép đàm

phán sau ngày khởi công theo phương pháp quy định tại Thông tư này.

Điều 29. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 22 tháng 02 năm 2021 và thay thế các Thông tư sau:

a) Thông tư số 56/2014/TT-BCT;

b) Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT;

2. Bãi bỏ Điều 1 Thông tư số 13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện;

3. Bãi bỏ Điều 134 và Phụ lục 5 Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT;

4. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, tổ chức, cá nhân có trách nhiệm phản ánh về Bộ Công Thương để bổ sung, sửa đổi cho phù hợp./.

Nơi nhận:
- Văn phòng Tổng Bí thư;
- Văn phòng Chính phủ;
- Hội đồng dân tộc và các Ủy ban của Quốc hội;
- Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ;
- Lãnh đạo Bộ Công Thương;
- Các đơn vị thuộc Bộ Công Thương;
- Cục Kiểm tra văn bản QPPL - Bộ Tư pháp;
- Cục Kiểm soát TTHC - Văn phòng Chính phủ;
- UBND các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương;
- Các Sở Công Thương;
- Thông tấn xã Việt Nam;
- Liên đoàn Luật sư Việt Nam;
- Hội Luật gia Việt Nam;
- Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam;
- Công báo;
- Website Chính phủ;
- Website Bộ Công Thương;
- Lưu: VT, VP.

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

BỘ CÔNG THƯƠNG

Đặng Hoàng An

Phụ lục 1

CÁC THÔNG SỐ ĐƯỢC SỬ DỤNG TÍNH TOÁN GIÁ HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 57/2020/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

TT	Hạng mục	Thông số
I	**Đời sống kinh tế**	
1	Nhà máy nhiệt điện than	30 năm
2	Nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp	25 năm
3	Nhà máy thuỷ điện	40 năm
II	**Tỷ lệ chi phí vận hành và bảo dưỡng của nhà máy nhiệt điện (%)**	
1	Tỷ lệ chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác ($k_{F,scl}$)	
1.1	Nhà máy nhiệt điện than	2,5%
1.2	Nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp	4,37%
2	Tỷ lệ chi phí nhân công ($k_{F,nc}$)	
2.1	Nhà máy nhiệt điện than	1,5%
2.2	Nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp	1,9%
III	**Tỷ lệ chi phí vận hành và bảo dưỡng của nhà máy thuỷ điện (%)**	
1	Tỷ lệ chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác (k_{scl})	
1.1	Quy mô công suất từ 150 MW trở xuống	1,2%
1.2	Quy mô công suất từ 151 MW đến 300MW	0,9%
1.3	Quy mô công suất từ 301 MW trở lên	0,6%
2	Tỷ lệ chi phí nhân công (k_{nc})	
2.1	Quy mô công suất từ 150 MW trở xuống	0,8%
2.2	Quy mô công suất từ 151 MW đến 300MW	0,5%
3.3	Quy mô công suất từ 301 MW trở lên	0,3%
IV	**Số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều**	

TT	Hạng mục	Thông số
	năm - T_{max} (giờ)	
1	Nhà máy nhiệt điện than	6.500
2	Nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp	6.000
V	**Tỷ lệ suy giảm hiệu suất bình quân trong đời sống kinh tế của nhà máy nhiệt điện (%)**	
1	Nhà máy nhiệt điện than	1,3%
2	Nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp	3%
VI	**Tỷ lệ chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên hàng năm (%)**	
1	Nhà máy nhiệt điện than	0,8%
2	Nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp	0,8%
VII	**Tỷ lệ trượt chi phí bình quân (%/năm)**	
1	Tỷ lệ trượt thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác	2,5%/năm
2	Tỷ lệ trượt thành phần giá biến đổi theo biến động khác	2,5%/năm
VIII	**Mức tải bình quân của nhà máy nhiệt điện**	**85%**

Phụ lục 2

CÁC MẪU BIỂU PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH CỦA DỰ ÁN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 57/2020/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

Biểu 1 - Dự toán kết quả kinh doanh

Đơn vị tính:……

STT	Nội dung	Năm N	Năm N+1	Năm N+2	…	Tổng cộng
I	**Tổng thu nhập**					
1	Doanh thu từ bán điện					
2	Lợi ích khác thu được từ dự án (nếu có)					
3	Trợ giá (nếu có)					
II	**Tổng chi phí**					
1	Chi phí khấu hao tài sản cố định					
2	Chi phí vận hành và bảo dưỡng					
3	Chi phí khác (nếu có)					
4	Chi phí lãi vay					
III	**Lợi nhuận trước thuế (I)-(II)**					
IV	**Thuế thu nhập doanh nghiệp**					
V	**Lợi nhuận sau thuế (III)-(IV)**					

Ghi chú: - Doanh thu từ bán điện chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, thuế tài nguyên nước, tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước, phí môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với chất thải rắn/ đối với nước thải công nghiệp (áp dụng đối với nhà máy nhiệt điện) và các loại thuế phí khác (nếu có).

- Biểu 01 lập từ năm bắt đầu có thu nhập.

Biểu 2 - Dòng tích lũy tài chính và các chỉ tiêu tài chính

Đơn vị tính:……

STT	Nội dung	…	Năm N-1	Năm N	Năm N+1	…	Tổng cộng
I	**Nguồn**						
1	Doanh thu từ bán điện						
2	Lợi ích khác thu được từ dự án (nếu có)						
3	Trợ giá (nếu có)						
4	Giá trị còn lại của Tài sản cố định (tính vào năm cuối dự án)						
5	Giá trị thu hồi vốn lưu động (tính vào năm cuối dự án)						
II	**Sử dụng**						
1	Vốn chủ sở hữu, vốn vay (phân bổ theo tiến độ dự án)						
2	Chi phí khác (nếu có)						
3	Trả gốc vay						
4	Chi phí lãi vay						
5	Thuế thu nhập doanh nghiệp						
III	**Tích lũy tài chính (I)-(II)**						
IV	**Tích lũy tài chính chiết khấu**						
V	**Tích lũy tài chính chiết khấu lũy kế**						

Ghi chú: - Doanh thu từ bán điện chưa bao gồm thành phần vận hành và bảo dưỡng, thuế giá trị gia tăng, thuế tài nguyên nước, tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước, phí môi trường rừng, phí bảo về môi trường đối với chất thải rắn/ đối với nước thải công nghiệp (áp dụng đối với nhà máy nhiệt điện) và các loại thuế phí khác (nếu có).

- Biểu 02 lập từ năm bắt đầu xây dựng.

Phụ lục 3

HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN MẪU

(Ban hành kèm theo Thông tư số 57/2020/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

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

HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN
NHÀ MÁY ĐIỆN .....

Giữa

CÔNG TY [tên công ty]
(BÊN BÁN)

- và -

(tên công ty)
(BÊN MUA)

HỢP ĐỒNG SỐ: ...../20.../HĐ-NMĐ-[tên Nhà máy điện]

(Địa danh) **..., tháng .../20.....**