Ký bởi: Bộ Công Thương
Cơ quan: Bộ Công thương
Thời gian ký: 20.04.2026 16:53:14 +07:00

| BỘ CÔNG THƯƠNG | CỘNG HOÀ XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM<br>Độc lập - Tự do - Hạnh phúc |
|---|---|
| Số: 20 /2026/TT-BCT | *Hà Nội, ngày 17 tháng 4 năm 2026* |

# THÔNG TƯ

**Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 10/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 quy định phương pháp xác định và nguyên tắc áp dụng biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện**

*Căn cứ Luật Điện lực số 61/2024/QH15 được sửa đổi, bổ sung bởi Luật số 94/2025/QH15;*

*Căn cứ Nghị định số 40/2025/NĐ-CP ngày 26 tháng 02 năm 2025 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;*

*Theo đề nghị của Cục trưởng Cục Điện lực;*

*Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 10/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định và nguyên tắc áp dụng biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện.*

**Điều 1. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 10/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định và nguyên tắc áp dụng biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện**

1. Sửa đổi, bổ sung một số khoản của Điều 2 như sau:

a) Sửa đổi, bổ sung khoản 7, khoản 8 và khoản 10 như sau:

"7. *Mùa mưa*:

a) Miền Bắc được tính từ ngày 01 tháng 7 đến hết ngày 31 tháng 10;

b) Miền Trung được tính từ ngày 15 tháng 8 đến hết ngày 15 tháng 12;

c) Miền Nam được tính từ ngày 01 tháng 8 đến hết ngày 01 tháng 12.

8. *Mùa khô:*

a) Miền Bắc được tính từ ngày 01 tháng 11 đến hết ngày 30 tháng 6 năm sau;

b) Miền Trung được tính từ ngày 16 tháng 12 đến hết ngày 14 tháng 8 năm sau;

c) Miền Nam được tính từ ngày 02 tháng 12 đến hết ngày 31 tháng 7 năm sau.

10. *Nhà máy năng lượng tái tạo nhỏ* là nhà máy điện năng lượng tái tạo có quy mô công suất được quy định tại Quyết định do Bộ Công Thương ban hành, phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội của đất nước trong từng giai đoạn.".

b) Bổ sung khoản 11 vào sau khoản 10 như sau:

"11. *Miền Bắc, miền Trung, miền Nam* quy định tại Thông tư này được xác định theo ranh giới hệ thống điện thuộc quyền điều khiển của Cấp điều độ hệ thống điện miền theo Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành.".

2. Sửa đổi, bổ sung điểm b khoản 4 Điều 4 như sau:

"b) Nghiên cứu, đề xuất và trình Bộ trưởng Bộ Công Thương xem xét, quyết định biểu giá chi phí tránh được áp dụng cho từng loại hình nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ ở mức hợp lý, phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội của đất nước trong từng giai đoạn;".

3. Sửa đổi, bổ sung Điều 3 của hợp đồng mua bán điện tại Phụ lục IV ban hành kèm theo Thông tư số 10/2025/TT-BCT như sau:

"**Điều 3. Thời hạn của Hợp đồng**

Hợp đồng này có hiệu lực từ ngày ... tháng … năm … và chấm dứt sau 20 (hai mươi) năm kể từ ngày vận hành thương mại. Sau khi chấm dứt Hợp đồng, các bên có nghĩa vụ tiếp tục thực hiện việc lập hoá đơn lần cuối, điều chỉnh hoá đơn, thanh toán, hoàn tất các quyền và nghĩa vụ trong Hợp đồng này.".

4. Thay thế cụm từ "Cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương" thành "Cục Điện lực thuộc Bộ Công Thương" tại khoản 2, khoản 3, khoản 4, khoản 5 Điều 4; Điều 7; khoản 4 Điều 9; khoản 2 Điều 10 Thông tư số 10/2025/TT-BCT và Điều 1 của Hợp đồng mua bán điện tại Phụ lục IV ban hành kèm theo Thông tư số 10/2025/TT-BCT.

5. Ban hành kèm theo Thông tư này Phụ lục thay thế cho Phụ lục II được ban hành kèm theo Thông tư số 10/2025/TT-BCT quy định phương pháp tính toán Biểu giá chi phí tránh được.

**Điều 2. Điều khoản chuyển tiếp**

1. Đối với các nhà máy thủy điện nhỏ, cụm thủy điện bậc thang có các nhà máy thủy điện trong cụm đã đưa vào vận hành, ký hợp đồng mua bán điện theo

biểu giá chi phí tránh được được ban hành và áp dụng trước thời điểm sáp nhập hoặc điều chỉnh địa giới hành chính cấp tỉnh, tiếp tục áp dụng Biểu giá chi phí tránh được theo miền hoặc địa bàn hành chính đã được xác định trong hợp đồng mua bán điện trước thời điểm sáp nhập tỉnh, thành phố.

2. Trường hợp có quy định mới về quy mô công suất của nhà máy thủy điện nhỏ do Bộ Công Thương ban hành có sự thay đổi so với Quyết định số 2394/QĐ-BCN ngày 01 tháng 9 năm 2006 của Bộ Công nghiệp dẫn đến nhà máy không thuộc phạm vi và đối tượng áp dụng của Thông tư này; Nhà máy/Dự án thủy điện nhỏ theo quy định tại Quyết định số 2394/QĐ-BCN đã được cấp có thẩm quyền chấp thuận chủ trương đầu tư và thuộc danh mục quy hoạch phát triển điện lực quốc gia hoặc danh mục trong phương án cấp điện của quy hoạch tỉnh được cấp có thẩm quyền phê duyệt đồng thời đưa vào vận hành thương mại muộn nhất sau 5 năm kể từ ngày quy định mới về quy mô công suất của nhà máy thủy điện nhỏ do Bộ Công Thương ban hành (thay thế cho Quyết định số 2394/QĐ-BCN) có hiệu lực, Nhà máy/Dự án thủy điện nhỏ mới này có quyền lựa chọn thực hiện hợp đồng mua bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được quy định tại Thông tư này hoặc tham gia thị trường điện theo các quy định có liên quan. Khi lựa chọn tham gia thị trường điện, Bên bán điện không được lựa chọn lại việc áp dụng biểu giá chi phí tránh được.

3. Đối với các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ trong thời gian thực hiện hợp đồng mua bán điện theo biểu giá chi phí tránh được, Bên bán điện phải dừng/ngừng phát điện do xảy ra sự cố bất khả kháng (bão, lũ lụt, động đất, sạt lở) làm ảnh hưởng trực tiếp đến tình hình hoạt động của nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ, Bên bán điện và Bên mua điện có thể thỏa thuận gia hạn thời gian hợp đồng mua bán điện theo biểu giá chi phí tránh được bảo đảm thời gian thực hiện hợp đồng mua bán điện phù hợp với thời gian dừng/ngừng máy để khắc phục sự cố và tổng thời gian phát điện không vượt quá 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại của nhà máy điện hoặc ngày vận hành thương mại theo từng tổ máy đối với nhà máy điện có nhiều tổ máy. Giá điện trong thời gian gia hạn hợp đồng mua bán điện tương ứng với biểu giá chi phí tránh được tại từng thời điểm dừng/ngừng phát điện. Bên bán điện chịu trách nhiệm trước pháp luật về tính chính xác, minh bạch trong việc xác nhận sự kiện dừng/ngừng phát điện do xảy ra sự cố bất khả kháng (bão, lụt, động đất, sạt lở).

4. Đối với các nhà máy thủy điện nhỏ, cụm thủy điện bậc thang có các nhà máy thủy điện trong cụm đã đưa vào vận hành, ký hợp đồng mua bán điện theo biểu giá chi phí tránh được trước thời điểm Thông tư này có hiệu lực được tiếp tục áp dụng quy định về mùa mưa, mùa khô theo hợp đồng mua bán điện đã ký.

**Điều 3. Điều khoản thi hành**

1. Thông tư này có hiệu lực từ ngày 02 tháng 6 năm 2026.

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

***Nơi nhận:***
- Văn phòng Tổng Bí thư;
- Văn phòng Chủ tịch nước;
- Văn phòng Quốc hội;
- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng Chính phủ;
- Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ;
- Viện Kiểm sát nhân dân tối cao;
- Tòa án nhân dân tối cao;
- Kiểm toán Nhà nước;
- Các Lãnh đạo Bộ;
- Các đơn vị thuộc Bộ Công Thương;
- UBND, HĐND các tỉnh, thành phố trực thuộc TW;
- Sở Công Thương các tỉnh, thành phố trực thuộc TW;
- Cục Kiểm tra văn bản và Quản lý xử lý vi phạm hành chính - Bộ Tư pháp;
- Cổng thông tin điện tử Chính phủ; Cổng thông tin điện tử Bộ Công Thương;
- Công báo;
- Lưu: VT, ĐL (10b).

**KT. BỘ TRƯỞNG**
**THỨ TRƯỞNG**

BỘ CÔNG THƯƠNG

**Nguyễn Hoàng Long**

## Phụ lục II

## PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN BIỂU GIÁ CHI PHÍ TRÁNH ĐƯỢC

*(Ban hành kèm theo Thông tư số 20 /2026/TT-BCT ngày 17 tháng 4 năm 2026 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)*

### 1. Chi phí điện năng tránh được

a) Chi phí nhiên liệu trung bình tháng (đồng/kWh) của từng nhà máy nhiệt điện đã có hợp đồng mua bán điện trong hệ thống cho năm lấy số liệu tính toán biểu giá, trừ các nhà máy nhiệt điện: có nghĩa vụ bao tiêu nhiên liệu; bao tiêu vật lý về sản lượng điện huy động; sử dụng khí thiên nhiên trong nước được huy động tối đa theo khả năng cấp khí và các ràng buộc về nhiên liệu; cam kết sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn; bán điện dư; cung cấp dịch vụ phụ trợ; nhà máy điện BOT. Tổng chi phí nhiên liệu chính (bao gồm chi phí vận chuyển) và sản lượng điện năng tương ứng với phần nhiên liệu chính trong tháng của các nhà máy nhiệt điện được cung cấp theo hồ sơ thanh toán tiền điện hàng tháng cho năm lấy số liệu;

b) Với mỗi giờ/chu kỳ giao dịch của năm lấy số liệu tính toán biểu giá, xếp hạng theo thứ tự giảm dần của chi phí biến đổi của các nhà máy nhiệt điện quy định tại điểm a khoản này. Chi phí biến đổi được xác định dựa trên chi phí nhiên liệu trung bình tháng của các nhà máy nhiệt điện;

c) Tổng công suất phát lớn nhất của hệ thống trong năm lấy số liệu tính toán ký hiệu là (***P***);

d) Công suất tham chiếu ***P**** được tính bằng $F_a$ x ***P***, với $F_a$ là hệ số điều chỉnh phần năng lượng biên của biểu đồ phụ tải, do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đề xuất và được chọn trong khoảng (0; $F_N$);

$F_N$: Tỷ lệ giữa sản lượng điện của các nhà máy nhiệt điện (theo danh sách các nhà máy đưa vào tính toán biểu giá tại điểm a khoản này) và tổng sản lượng điện của toàn hệ thống trong năm lấy số liệu tính toán biểu giá;

đ) Với mỗi giờ/chu kỳ giao dịch của năm lấy số liệu tính toán biểu giá, giá điện năng $c_{Mj}$ được tính toán căn cứ vào chi phí của các nhà máy có chi phí nhiên liệu trung bình tháng và được tính theo công suất tham chiếu ***P**** (đã loại trừ các nhà máy tại điểm a khoản này).

Ví dụ, nếu ***P**** =1000MW và nếu trong một số giờ/chu kỳ giao dịch *j* nhà máy có giá thành cao nhất được huy động 600MW với chi phí biến đổi là $c_1$ và nhà máy có giá thành cao thứ hai được huy động 400MW với chi phí biến đổi là $c_2$, chi phí (tránh được) biên trung bình cho giờ/chu kỳ giao dịch đó, với công suất tham chiếu P*, $c_{Mj}$ được tính theo công thức:

$$c_{Mj} = \frac{600c_{j1} + 400c_{j2}}{1000}$$

e) Giá biến đổi theo nhiên liệu chính được điều chỉnh theo tốc độ tăng tương ứng của chi phí nhiên liệu chính trong năm tính toán. Tốc độ tăng giá nhiên liệu chính hàng năm được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Theo các hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện trong hệ thống;

- Theo giá thị trường, với nguồn tham khảo rõ ràng và đáng tin cậy (như nguồn do Ngân hàng thế giới công bố), được Cục Điện lực thuộc Bộ Công Thương cho phép áp dụng; các nhà máy điện có giá nhiên liệu phụ thuộc giá nhiên liệu thế giới, tốc độ tăng giá nhiên liệu chính dùng để tính toán giá biến đổi theo nhiên liệu chính của năm tính toán sẽ chịu mức trần bằng 110%;

- Do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đề xuất và được Cục Điện lực thuộc Bộ Công Thương cho phép áp dụng.

g) Với mỗi khoảng thời gian tương ứng với sáu thành phần thời gian phân biệt theo mùa và theo thời gian sử dụng điện trong ngày của biểu giá, giá trung bình hàng năm được tính là trung bình của $c_{Mj}$ trong mỗi khoảng thời gian đó.

h) Giá điện năng tránh được dùng để ban hành Biểu giá chi phí tránh được năm N tính bằng $k*c_{Mj}$ với $k$ là hệ số điều chỉnh giá điện năng tránh được do Bộ Công Thương quyết định nhưng không vượt quá 1,0 để nhằm khuyến khích sản xuất điện từ năng lượng tái tạo nhỏ, đồng thời phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội của đất nước trong từng giai đoạn đối với các trường hợp sau:

- Khi ban hành biểu giá chi phí tránh được cho từng loại hình nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ theo quy định tại khoản 10 Điều 1 Thông tư số 10/2025/TT-BCT, được sửa đổi, bổ sung tại khoản 1 Điều 1 Thông tư này.

- Trường hợp Giá điện năng tránh được bình quân năm N tính toán theo quy định cao hơn giá điện năng tránh được bình quân năm N-1 đã được Bộ Công Thương ban hành thì Giá điện năng tránh được bình quân năm N được ban hành không thấp hơn giá điện năng tránh được bình quân năm N-1.

i) Giá điện năng dư được tính bằng 50% mức giá trong các giờ thấp điểm vào mùa mưa.

**2. Tổn thất truyền tải tránh được**

Cách tính tổn thất truyền tải tránh được như sau:

a) Với mỗi giờ trong năm, điều kiện vận hành hệ thống được xác định trên cơ sở luồng công suất của đường dây 500kV đi qua ranh giới phân biệt phụ tải giữa 3 miền (Bắc-Trung và Trung-Nam).

b) Do trên đường dây 500kV luôn có một luồng công suất truyền tải nào đó, "cân bằng" không có nghĩa là bằng 0 mà bằng một luồng công suất (bất kể theo hướng nào) trên một giá trị ngưỡng. Ngưỡng này được quy định tùy thuộc vào điều kiện về điều chỉnh điện áp và ổn định hệ thống điện. Khi luồng công suất trên đường dây 500kV truyền tải qua ranh giới phân biệt phụ tải miền nhỏ hơn

ngưỡng này thì được xem là cân bằng. Giá trị ngưỡng cân bằng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định.

c) Đối với nhà máy đủ điều kiện kết nối với lưới điện miền Bắc, nhà máy điện được thưởng thanh toán tổn thất truyền tải khi miền Bắc nhận điện từ miền Trung qua đường dây 500kV.

d) Đối với nhà máy đủ điều kiện kết nối với lưới điện miền Trung, nhà máy điện được thưởng thanh toán tổn thất truyền tải khi miền Trung nhận điện đồng thời từ miền Bắc và Nam qua đường dây 500kV.

đ) Đối với nhà máy đủ điều kiện kết nối với lưới điện miền Nam, nhà máy điện được thưởng thanh toán tổn thất truyền tải khi miền Nam nhận điện từ miền Trung qua đường dây 500kV.

e) Nhà máy bị phạt thanh toán tổn thất truyền tải trong các trường hợp còn lại. Với mỗi giờ trong năm, giá tổn thất truyền tải tránh được T được tính như sau:

Trường hợp nhà máy điện nối lưới ở miền Bắc:

$$T_B = C_M\ (1 + \lambda_B)(1 \pm \lambda_{500}) - C_M$$

Trường hợp nhà máy điện nối lưới ở miền Trung:

$$T_T = C_M\ (1 + \lambda_T)(1 \pm \lambda_{500}) - C_M$$

Trường hợp nhà máy điện nối lưới ở miền Nam:

$$T_N = C_M\ (1 + \lambda_N)(1 \pm \lambda_{500}) - C_M$$

Trong đó:

| | | |
|---|---|---|
| $C_M$ | = | Chi phí nhiên liệu trung bình trong tháng của tổ máy nhiệt điện chạy đỉnh (đắt nhất) trong danh sách các nhà máy quy định tại điểm a khoản 1 Phụ lục này (đồng/kWh); |
| $\lambda_B, \lambda_T, \lambda_N$ | = | Lần lượt là tỷ lệ tổn thất trên hệ thống truyền tải điện miền Bắc, Trung, Nam đến cấp điện áp 220kV, bao gồm cả tổn thất trạm biến áp; |
| $\lambda_{500}$ | = | Tỷ lệ tổn thất trung bình trên hệ thống đường dây 500kV (gồm cả tổn thất trạm biến áp); |
| $T_B, T_T, T_N$ | = | Lần lượt là giá tổn thất truyền tải tránh được ở miền Bắc, Trung và Nam (đồng/kWh). |

g) Dấu trong biểu thức $1 \pm \lambda_{500}$: Nếu dương là "thưởng", âm là "phạt".

h) Các giá trị T được tính trung bình cho tất cả các giờ liên quan trong biểu giá.

**3. Giá công suất tránh được của biểu giá**

Giá công suất tránh được xác định bằng giá công suất của nhà máy nhiệt điện được thay thế bởi nguồn điện năng lượng tái tạo nhỏ. Nhà máy nhiệt điện được thay thế là nhà máy nhiệt điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT). Các thông số tính toán chi phí công suất tránh được như sau:

- Chi phí đầu tư năm cơ sở 2019 của tổ máy CCGT (công suất 720 MW) là 15.880.852,61 đồng/kW (tương đương 600 USD/kW, theo tỷ giá bình quân ngày của đồng Việt Nam so với đồng đô la Mỹ do Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam công bố từ ngày 01 tháng 7 năm 2017 đến ngày 30 tháng 6 năm 2018 là 22.779,70 đồng/USD);

- Chi phí đầu tư năm tính toán của tổ máy CCGT được điều chỉnh theo biến động tỷ giá đô la Mỹ năm lấy số liệu tính toán;

- Đời sống kinh tế của nhà máy CCGT được lấy theo quy định về phương pháp xác định giá phát điện do Bộ Công Thương ban hành;

- Hệ số chiết khấu i (%) áp dụng chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền danh định trước thuế (WACC) được xác định theo công thức $i = D \times r_d + E \times r_e$ (nhưng không vượt quá 10%/năm), trong đó:

+ *D, E* lần lượt là tỷ lệ vốn vay và tỷ lệ vốn góp chủ sở hữu trong tổng mức đầu tư được quy định tương ứng là 70:30;

+ $r_d$ là lãi suất vốn vay (%) được tính bằng lãi suất bình quân gia quyền các nguồn vốn vay nội tệ và ngoại tệ theo công thức $r_d = D_F \times r_{d,F} + D_D \times r_{d,D}$ với $D_F$, $D_D$ lần lượt là tỷ lệ vốn vay ngoại tệ và tỷ lệ vốn vay nội tệ trong tổng vốn vay được quy định tương ứng là 80:20; $r_{d,F}$ là lãi suất vốn vay ngoại tệ được xác định bằng lãi suất bình quân SOFR (Secured Overnight Financing Rate) kỳ hạn bình quân 180 ngày (180 Days – Average) của 36 tháng liền kề tính từ thời điểm tháng 3, tháng 6, tháng 9 hoặc tháng 12 gần nhất của năm trước liền kề năm xây dựng biểu giá được công bố bởi Fed (Website: www.newyorkfed.org) cộng với tỷ lệ bình quân năm các khoản phí thu xếp khoản vay của ngân hàng là 3% hoặc do Bộ Công Thương đề xuất để đảm bảo Biểu giá chi phí tránh được phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội của đất nước trong từng giai đoạn (%/năm); $r_{d,D}$ là lãi suất vốn vay nội tệ được xác định bằng trung bình của lãi suất tiền gửi bằng đồng Việt Nam kỳ hạn 12 tháng trả sau dành cho khách hàng cá nhân của ngày đầu tiên của 60 tháng trước liền kề tính từ thời điểm tháng 3, tháng 6, tháng 9 hoặc tháng 12 gần nhất năm trước liền kề của năm xây dựng biểu giá của bốn ngân hàng thương mại (Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam - Vietcombank, Ngân hàng thương mại cổ phần Công thương Việt Nam - Vietinbank, Ngân hàng thương mại cổ phần Đầu tư và Phát triển Việt Nam - BIDV, Ngân hàng Nông nghiệp và Phát triển nông thôn Việt Nam - Agribank hoặc đơn vị kế thừa hợp pháp của các ngân hàng này) cộng với tỷ lệ bình quân năm dịch vụ phí của các ngân hàng là 3,5% hoặc do Bộ Công Thương đề xuất để đảm bảo Biểu giá chi phí

tránh được phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội của đất nước trong từng giai đoạn (%/năm);

+ $r_e$ là tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên phần vốn góp chủ sở hữu (%) được xác định theo công thức $r_e = r_{e,pt}/(1-t)$ với $r_{e,pt}$ là tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên phần vốn góp chủ sở hữu là 12%; $t$ là thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp bình quân trong đời sống kinh tế của nhà máy nhiệt điện CCGT đã vận hành và có công suất gần nhất so với công suất 720 MW (%);

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định năm cơ sở 2019 của tổ máy CCGT là 678.284,63 đồng/kW/năm;

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định năm tính toán được trượt giá theo Chỉ số giá tiêu dùng (CPI) của năm liền kề trước năm xây dựng biểu giá do cơ quan thống kê trung ương công bố nhưng không vượt quá 2,5%/năm;

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định năm xây dựng biểu giá lấy theo số liệu năm liền kề trước năm xây dựng biểu giá của nhà máy điện CCGT đã vận hành và có công suất gần nhất so với công suất 720 MW (không bao gồm thuế tài nguyên nước, tiền dịch vụ môi trường rừng, tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước, thuế giá trị gia tăng và các khoản tiền, thuế, phí khác nếu có theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền);

- Tổn thất trạm biến áp lấy theo số liệu năm gần nhất năm xây dựng biểu giá của nhà máy điện CCGT đã vận hành và có công suất gần nhất so với công suất 720 MW;

- Suất sự cố lấy theo số liệu năm gần nhất năm xây dựng biểu giá của nhà máy điện CCGT đã vận hành và có công suất gần nhất so với công suất 720 MW;

- Tỷ giá đô la Mỹ năm lấy số liệu tính toán biểu giá được tính bình quân theo ngày và theo tỷ giá đô la Mỹ bán ra giờ đóng cửa của Hội sở chính - Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam.

**Các bước tính toán chi phí công suất tránh được cho năm áp dụng như bảng sau:**

| | Đơn vị | Giá trị | Ghi chú |
|---|---|---|---|
| Chi phí đầu tư năm cơ sở, $C_{2019}$ | đồng/kW | 15.880.852,61 | |
| Tỷ giá năm cơ sở ($TG_{2019}$) | đồng/USD | 22.779,70 | |
| Tỷ giá năm tính toán N ($TG_N$) | đồng/USD | | Tỷ giá đô la Mỹ bình quân theo ngày từ ngày 01/7/N-2 đến ngày 30/6/N-1 và theo tỷ giá đô la Mỹ bán ra giờ đóng cửa của Hội sở chính - Vietcombank công bố |
| Chi phí đầu tư đã điều chỉnh cho năm 2019, $C_N$ | đồng/kW | | $C_N = C_{2019}$ [$TG_N/TG_{2019}$] |
| Đời sống kinh tế tổ máy CCGT, n | năm | | Đời sống kinh tế của nhà máy CCGT được lấy theo quy định do Bộ Công Thương ban hành |

| | Đơn vị | Giá trị | Ghi chú |
|---|---|---|---|
| Hệ số chiết khấu i (WACC) | % | | i = D x $r_d$ + E x $r_e$; i không vượt quá 10%/năm |
| Tỷ lệ vốn vay trong tổng mức đầu tư (D) | % | 70 | |
| Tỷ lệ vốn góp chủ sở hữu trong tổng mức đầu tư (E) | % | 30 | |
| Tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên phần vốn góp chủ sở hữu ($r_e$) | % | | 12%/(1-t); $t$ là thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp bình quân trong đời sống kinh tế của nhà máy nhiệt điện CCGT đã vận hành và có công suất gần nhất so với công suất 720 MW (%) |
| Lãi suất vốn vay ngoại tệ ($r_{d,F}$) | % | | bằng lãi suất bình quân SOFR (Secured Overnight Financing Rate) kỳ hạn bình quân 180 ngày (180 Days – Average) của 36 tháng liền kề tính từ thời điểm ngày đầu tiên tháng 3, tháng 6, tháng 9 hoặc tháng 12 gần nhất của năm trước liền kề năm xây dựng biểu giá được công bố bởi Fed (Website: www.newyorkfed.org) cộng với tỷ lệ bình quân năm các khoản phí thu xếp khoản vay của ngân hàng là 3% hoặc do Bộ Công Thương đề xuất để đảm bảo biểu giá chi phí tránh được phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội của đất nước trong từng giai đoạn (%/năm) |
| Lãi suất vốn vay nội tệ ($r_{d,D}$) | % | | bằng trung bình của lãi suất tiền gửi bằng đồng Việt Nam kỳ hạn 12 tháng trả sau dành cho khách hàng cá nhân của ngày đầu tiên của 60 tháng trước liền kề tính từ thời điểm ngày đầu tiên tháng 3, tháng 6, tháng 9 hoặc tháng 12 gần nhất năm trước liền kề của năm xây dựng biểu giá của bốn ngân hàng thương mại (Vietcombank, Vietinbank, BIDV, Agribank hoặc đơn vị kế thừa hợp pháp của các ngân hàng này) cộng với tỷ lệ bình quân năm dịch vụ phí của các ngân hàng là 3,5% hoặc do Bộ Công Thương đề xuất để đảm bảo biểu giá chi phí tránh được phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội của đất nước trong từng giai đoạn (%/năm) |
| Tỷ lệ vốn vay ngoại tệ trong tổng vốn vay ($D_F$) | % | 80 | |
| Tỷ lệ vốn vay nội tệ trong tổng vốn vay ($D_D$) | % | 20 | |
| Lãi suất vốn vay ($r_d$) | % | | $r_d = D_F \times r_{d,F} + D_D \times r_{d,D}$ |

| | Đơn vị | Giá trị | Ghi chú |
|---|---|---|---|
| Hệ số hoàn vốn đều CRF(n,I) | | | $CRF = \frac{i.(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ |
| Chi phí đầu tư hàng năm ($C_a$) | đồng/kW/năm | | $C_a$=$C_{2019}$ . CRF(n,I) |
| Chi phí O&M cố định năm cơ sở (O&$M_b$) | đồng /kW/năm | 678.284,63 | |
| Hệ số CPI năm tính toán | | | Chỉ số giá tiêu dùng năm N-2 do cơ quan thống kê trung ương công bố |
| Chi phí O&M cố định năm N (O&$M_N$) | đồng/kW/năm | | O&$M_N$ = O&$M_b$(1+CPI), nếu CPI nhỏ hơn 2,5%;<br>O&$M_N$ = O&$M_b$(1+2,5%), nếu CPI lớn hơn hoặc bằng 2,5%; |
| Thuế tài nguyên sử dụng nước mặt, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải, tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước và các loại thuế, phí khác liên quan (T) | đồng | | Lấy theo số liệu năm N-2 của nhà máy điện CCGT đã vận hành và có công suất gần nhất so với công suất 720 MW. |
| Chi phí O&M cố định năm N không bao gồm thuế tài nguyên sử dụng nước mặt, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải, tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước và các loại thuế, phí khác liên quan ($C_{af}$) | đồng/kW/năm | | $C_{af}$ = O&$M_N$ -T/(công suất nhà máy điện CCGT dùng để lấy Thuế tài nguyên sử dụng nước mặt, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải, tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước và các loại thuế, phí khác liên quan). |
| Tổng chi phí hàng năm (C) | đồng/kW/năm | | $C_a + C_{af}$ |
| Tổn thất trạm biến áp (SL) | | | lấy theo số liệu năm gần nhất năm xây dựng biểu giá từ nhà máy điện CCGT đã vận hành và có công suất gần nhất so với công suất 720 MW. |
| Suất sự cố (FOR) | | | lấy theo số liệu năm gần nhất năm xây dựng biểu giá từ nhà máy điện CCGT đã vận hành và có công suất gần nhất so với công suất 720 MW. |
| Chi phí công suất tránh được (AGC) | đồng/kW/năm | | AGC= C/(1-FOR)(1-SL) |

Chi phí công suất tránh được điều chỉnh theo tổn thất truyền tải theo công thức sau:

$$AGC^* = AGC\ (1+\lambda_{220})\ (1-\lambda_{500})$$

Trong đó:

AGC* : Chi phí công suất phát điện tránh được, điều chỉnh theo tổn thất truyền tải;

$\lambda_{220}$ : tỷ lệ tổn thất truyền tải trung bình trên lưới 220kV của 3 miền;

$\lambda_{500}$ : Tỷ lệ tổn thất trung bình trên đường dây 500kV (gồm cả tổn thất trạm biến áp);

AGC : Chi phí công suất tránh được.

Giá trị AGC* được tính toán và áp dụng cho các giờ cao điểm của mùa khô ($h_d$).

Giá công suất phát điện tránh được (đồng/kWh) xác định theo công thức:

Chi phí công suất phát điện tránh được [đồng/kWh] = AGC*/$h_d$.