



Số: 54/2025/TT-BCT

Hà Nội, ngày 21 tháng 11 năm 2025

THÔNG TƯ

Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 09/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện; quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục xây dựng, phê duyệt khung giá nhập khẩu điện và Thông tư số 12/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện

Căn cứ Luật Điện lực số 61/2024/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 09/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện; quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục xây dựng, phê duyệt khung giá nhập khẩu điện và Thông tư số 12/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện.

Điều 1. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 09/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện; quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục xây dựng, phê duyệt khung giá nhập khẩu điện

1. Bổ sung điểm c sau điểm b khoản 1 Điều 1 như sau:

“c) Điểm a khoản 8 Điều 51 quy định áp dụng khung giá phát điện đối với nhà máy điện quy định tại khoản 2 Điều 51, bao gồm: nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ hết thời hạn áp dụng biểu giá chi phí tránh được; nhà máy điện đã vận hành thương mại và hết thời hạn áp dụng giá hợp đồng mua bán điện; nhà máy điện hết thời hạn hợp đồng BOT và bàn giao cho Chính phủ.”



2. Sửa đổi, bổ sung điểm a khoản 2 Điều 1 như sau:

“a) Các cơ quan, tổ chức, cá nhân sở hữu nhà máy điện hoạt động trên lãnh thổ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam đầu nối với hệ thống điện quốc gia trừ các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy năng lượng tái tạo nhỏ áp dụng biểu giá chi phí tránh được, nhà máy điện và tổ máy cung cấp dịch vụ phụ trợ, hệ thống pin lưu trữ năng lượng được đầu tư độc lập, nhà máy điện áp dụng cơ chế giá mua điện tại các văn bản của cấp có thẩm quyền;”.

3. Sửa đổi khoản 3 Điều 2 như sau:

“3. *Nhà máy thủy điện tích năng* là nhà máy thủy điện sử dụng hệ thống chứa nước ở các mức cao trình khác nhau để tích trữ thủy năng và phát điện, trong đó nước được bơm từ khu vực chứa nước có cao độ thấp lên khu vực chứa nước có cao độ lớn hơn vào các thời điểm không phát điện để tích trữ thủy năng và xả xuống qua tua-bin để phát điện khi hệ thống điện có nhu cầu.”.

4. Bổ sung khoản 7 sau khoản 6 Điều 2 như sau:

“7. *Nhà máy điện linh hoạt* là nhà máy nhiệt điện sử dụng động cơ đốt trong dạng pít - tông RICE (viết tắt theo tiếng Anh: Reciprocating Internal Combustion Engine) hoặc tua-bin khí động học Aero-GT (viết tắt theo tiếng Anh: Aeroderivative Gas Turbine) có đặc điểm khởi động nhanh, thiết kế dạng mô đun linh hoạt để phát điện nhằm cân bằng công suất, duy trì ổn định hệ thống điện.”.

5. Sửa đổi, bổ sung khoản 2 Điều 5 như sau:

“2. Chi phí vốn đầu tư được quy đổi đều hằng năm TC theo công thức sau:

$$TC = (SĐT \times P_t) \times \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}$$

Trong đó:

SĐT: Suất đầu tư tính toán được xác định theo quy định tại khoản 4 Điều này (đồng/kW hoặc đồng/kWp); kWp là đơn vị đo công suất đỉnh đạt được của tấm quang điện mặt trời trong điều kiện tiêu chuẩn;

P_t : Công suất tính toán (kW hoặc kWp) được quy định tại khoản 3 Điều này;

n : Đời sống kinh tế của nhà máy điện được quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này (năm).

Đối với loại hình nhà máy điện gió ngoài khơi, n là 25 (năm).

Đối với loại hình nhà máy điện linh hoạt, n là 25 (năm) hoặc được xác định trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng dự án do cơ quan có thẩm quyền phê duyệt.

Đối với loại hình nhà máy điện đầu tư theo hình thức Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao (BOT), n được xác định theo thời gian vận hành của nhà máy điện quy định tại hợp đồng BOT.

- i: Tỷ suất chiết khấu tài chính của nhà máy điện được xác định theo quy định tại khoản 5 Điều này (%).”.

6. Sửa đổi, bổ sung khoản 5 Điều 5 như sau:

“5. Tỷ suất chiết khấu tài chính i (%) áp dụng chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền danh định trước thuế được xác định theo công thức sau:

$$i = \frac{(D \times r_d + E \times r_e) \times n_D + r_e \times (n - n_D)}{n}$$

Trong đó:

D: Tỷ lệ vốn vay trong tổng mức đầu tư được quy định tại Phụ lục Thông tư này (%);

E: Tỷ lệ vốn góp chủ sở hữu trong tổng mức đầu tư được quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này (%);

Đối với loại hình nhà máy nhiệt điện than mà doanh nghiệp do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ và sử dụng 100% vốn chủ sở hữu để đầu tư dự án được cấp có thẩm quyền phê duyệt, E được xác định là 100%;

n : Đời sống kinh tế của nhà máy điện quy định tại khoản 2 Điều này (năm);

n_D : Thời gian trả nợ vay bình quân là 10 năm;

r_d : Lãi suất vốn vay được xác định theo quy định tại điểm a khoản này (%);

r_e : Tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên phần vốn góp chủ sở hữu được xác định theo quy định tại điểm b khoản này (%).”.

7. Sửa đổi, bổ sung điểm a khoản 5 Điều 5 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, được xác định 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 ban hành kèm theo Thông tư này (%).

Đối với loại hình nhà máy điện được đầu tư theo hình thức BOT, D_F được xác định trên cơ sở tổng mức đầu tư, cơ cấu nguồn vốn của

dự án theo quyết định phê duyệt dự án của cơ quan nhà nước có thẩm quyền;

D_D : Tỷ lệ vốn vay nội tệ (Đồng Việt Nam) trong tổng vốn vay được quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư này (%);

Đối với loại hình nhà máy nhiệt điện than sử dụng 100% vốn vay nội tệ (Đồng Việt Nam), D_D được xác định là 100%;

$r_{d,F}$: 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 ngày đầu tiên của tháng 3, tháng 6, tháng 9 hoặc tháng 12 gần nhất của năm đàm phán 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%/năm;

$r_{d,D}$: 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 ngày đầu tiên của tháng 3, tháng 6, tháng 9 hoặc tháng 12 gần nhất của năm xây dựng khung giá của 04 (bốn) ngân hàng thương mại (Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam, Ngân hàng thương mại cổ phần Công thương Việt Nam, Ngân hàng thương mại cổ phần Đầu tư và Phát triển Việt Nam, Ngân hàng Nông nghiệp và Phát triển nông thôn Việt Nam 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%/năm.”.

8. Bổ sung Điều 8a sau Điều 8 như sau:

“Điều 8a. Phương pháp xác định khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện khác

1. Nhà máy điện khác là nhà máy điện thuộc một trong các trường hợp sau đây:

a) Nhà máy nhiệt điện than có quy mô công suất từ 200 MW trở xuống;

b) Nhà máy nhiệt điện than mà doanh nghiệp do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ, sử dụng 100% vốn chủ sở hữu để đầu tư dự án được cấp có thẩm quyền phê duyệt;

c) Nhà máy nhiệt điện than được sử dụng 100% vốn vay nội tệ để đầu tư dự án;

d) Nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ hết thời hạn áp dụng biểu giá chi phí tránh được; nhà máy điện đã vận hành thương mại và hết thời hạn áp dụng giá hợp đồng mua bán điện; nhà máy điện hết thời hạn hợp đồng BOT và bàn giao cho Chính phủ.

2. Khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện khác quy định tại điểm a, điểm b, điểm c khoản 1 Điều này được quy định như sau:

a) Mức giá tối đa của khung giá phát điện được xác định trên cơ sở nguyên tắc lập khung giá phát điện quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều 3 Thông tư này;

b) Thông số đầu vào để tính toán mức giá tối đa của khung giá phát điện được xác định trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng của dự án được phê duyệt hoặc thiết kế cơ sở của dự án được thẩm định bởi cơ quan nhà nước có thẩm quyền hoặc số liệu thực tế đàm phán hợp đồng mua bán điện (nếu có).

3. Khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện khác quy định tại điểm d khoản 1 Điều này được quy định như sau:

a) Mức giá tối đa của khung giá phát điện được xác định trên cơ sở nguyên tắc lập khung giá phát điện quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều 3 Thông tư này;

b) Đời sống kinh tế để tính toán mức giá tối đa phù hợp với thời gian còn lại của đời sống kinh tế nhà máy điện;

c) Suất đầu tư để tính toán mức giá tối đa được xác định trên cơ sở chi phí đầu tư của nhà máy điện theo giá trị còn lại của tài sản tại thời điểm giá dịch vụ phát điện hết hiệu lực hoặc hợp đồng mua bán điện hết hiệu lực, cộng thêm các chi phí cải tạo, nâng cấp (nếu có) được cấp có thẩm quyền phê duyệt hoặc thỏa thuận thống nhất với bên mua điện. Đối với các nhà máy điện hết thời hạn hợp đồng BOT, suất đầu tư để tính toán mức giá tối đa được xác định trên cơ sở giá trị còn lại của tài sản do cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt;

d) Thông số đầu vào khác để tính toán mức giá tối đa của khung giá phát điện được xác định trên cơ sở số liệu thực tế của nhà máy điện do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận.”.

9. Sửa đổi, bổ sung điểm b khoản 1 Điều 12 như sau:

“b) Bảng thông số và các tài liệu tính toán khung giá phát điện theo quy định tại Điều 4, Điều 5, Điều 6, Điều 7, Điều 8 và Điều 8a Thông tư này;”.

Điều 2. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 12/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện

1. Sửa đổi, bổ sung khoản 3 Điều 1 như sau:

“3. Nội dung về phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện quy định tại Thông tư này không áp dụng đối với các đối tượng sau: nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu; nhà máy năng lượng tái tạo nhỏ áp dụng cơ chế biểu giá chi phí tránh được; nhà máy điện độc lập được đầu tư theo hình thức Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao (BOT); nhà máy điện và tổ máy cung cấp dịch vụ

phụ trợ; nhà máy thủy điện tích năng; hệ thống pin lưu trữ năng lượng được đầu tư độc lập; nhà máy điện áp dụng cơ chế giá mua điện tại các văn bản của cấp có thẩm quyền.”.

2. Bổ sung khoản 16 sau khoản 15 Điều 2 như sau:

“16. *Mức kỳ vọng P50* là giá trị điện năng giao nhận bình quân nhiều năm của nhà máy điện, với xác suất 50% điện năng giao nhận thực tế của nhà máy điện trong nhiều năm sẽ đạt được hoặc cao hơn giá trị này.”

3. Sửa đổi, bổ sung điểm b và điểm c khoản 2 Điều 5 như sau:

“b) *Đời sống kinh tế*: Được xác định theo quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo 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 thì áp dụng theo văn bản đó (năm).

Đối với loại hình nhà máy điện gió ngoài khơi, đời sống kinh tế được xác định là 25 (năm).

Đối với loại hình nhà máy điện linh hoạt, đời sống kinh tế được xác định là 25 (năm) hoặc được xác định trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng dự án do cơ quan có thẩm quyền phê duyệt.

c) Điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện (A_{GN}) được tính toán như sau:

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

Trong đó:

A_{NM} : Sản lượng điện phát tại đầu ra của nhà máy điện (không bao gồm hệ thống pin lưu trữ năng lượng) được xác định như sau (kWh):

(i) Đối với dự án nhà máy điện sử dụng vốn đầu tư công, vốn nhà nước ngoài đầu tư công, A_{NM} được xác định trên cơ sở thiết kế cơ sở (hoặc thiết kế kỹ thuật khi không xác định được theo thiết kế cơ sở) phù hợp với thông số lắp đặt nhà máy điện được thẩm định bởi cơ quan nhà nước có thẩm quyền. Đối với loại hình nhà máy điện gió, loại hình nhà máy điện mặt trời, A_{NM} xác định theo mức kỳ vọng P50;

(ii) Đối với dự án nhà máy điện không sử dụng vốn đầu tư công, vốn nhà nước ngoài đầu tư công, A_{NM} do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi (hoặc hồ sơ thiết kế kỹ thuật khi không xác định được theo hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi) phù hợp với thông số lắp đặt nhà máy điện được phê duyệt nhưng không thấp hơn giá trị sản lượng điện được xác định trong hồ sơ này. Đối với loại hình nhà máy điện gió, loại hình nhà máy điện mặt trời, A_{NM} do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận theo mức kỳ vọng P50;

✓

mua điện thỏa thuận theo mức kỳ vọng P50;

(iii) Đối với nhà máy nhiệt điện, A_{NM} tính theo công thức sau:

$$A_{NM} = P_t \times T_{max}$$

P_t : Công suất đầu cực máy phát tại thiết kế được duyệt (kW);

T_{max} : Số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều năm của nhà máy được áp dụng theo văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền trong trường hợp có văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt T_{max} hoặc theo quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này.

Trường hợp T_{max} không quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này (bao gồm nhà máy điện sinh khối, nhà máy điện rác, nhà máy điện linh hoạt), T_{max} được xác định trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt hoặc do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận;

t_{td} : Tỷ lệ điện tự dùng và tổn thất máy biến áp tăng áp của nhà máy, tổn thất đường dây đến điểm giao nhận điện với hệ thống điện quốc gia (%) (nếu có) do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt (hoặc thiết kế cơ sở được thẩm định) hoặc theo tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị tại thời điểm đàm phán (nếu có) nhưng không vượt quá giá trị tại hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt (hoặc thiết kế cơ sở được thẩm định);

k_{CS} : Tỷ lệ suy giảm công suất (%) được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy nhiệt điện (nếu có) do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt (hoặc thiết kế cơ sở được thẩm định) hoặc theo tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị tại thời điểm đàm phán (nếu có).

Đối với loại hình nhà máy điện năng lượng tái tạo có sử dụng kết hợp hệ thống pin lưu trữ năng lượng, A_{GN} được tính toán theo công thức sau:

$$A_{GN} = [A_{NM} - A_S \times (1 - \eta_{RT})] \times (1 - t_{td})$$

Trong đó:

A_S : Điện năng bình quân được sử dụng để sạc hệ thống pin lưu trữ năng lượng (kWh) được xác định như sau:

$$A_S = A_{BESS} \times \frac{T_{BESS}}{n} \times \left(1 - \frac{k_v \times n}{2}\right)$$

- A_{BESS} : Dung lượng của hệ thống pin lưu trữ năng lượng theo thiết kế được duyệt (kWh);
- T_{BESS} : Số chu kỳ sạc - xả tối thiểu của hệ thống pin lưu trữ năng lượng do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt (hoặc thiết kế cơ sở được thẩm định) hoặc theo tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị tại thời điểm đàm phán (nếu có);
- n : Đời sống kinh tế của nhà máy điện được quy định tại điểm b khoản này (năm);
- k_v : Tỷ lệ suy hao dung lượng của hệ thống pin lưu trữ năng lượng được tính bình quân theo năm cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện (%/năm) do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt (hoặc thiết kế cơ sở được thẩm định) hoặc theo tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị tại thời điểm đàm phán (nếu có);
- η_{RT} : Hiệu suất chu kỳ sạc - xả của hệ thống pin lưu trữ năng lượng (%) do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt (hoặc thiết kế cơ sở được thẩm định) hoặc theo tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị tại thời điểm đàm phán (nếu có) nhưng không được thấp hơn 85%.

Đối với dự án nhà máy điện không sử dụng vốn đầu tư công, vốn nhà nước ngoài đầu tư công, trường hợp không xác định được A_{GN} theo các công thức trên, bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi (hoặc hồ sơ thiết kế kỹ thuật khi không xác định được A_{GN} theo hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi) phù hợp với thông số lắp đặt nhà máy điện được phê duyệt, có hiệu lực tại thời điểm đàm phán và A_{GN} được quy đổi về điểm giao nhận điện, nhưng không thấp hơn giá trị sản lượng điện được xác định trong các hồ sơ này. Đối với loại hình nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời, mức kỳ vọng P50 là cơ sở để xác định A_{GN} .”.

4. Sửa đổi, bổ sung khoản 2 Điều 10 như sau:

“2. Điện năng giao nhận bình quân hằng năm và tổng mức đầu tư dự án được xác định như sau:

a) Đối với dự án nhà máy điện sử dụng vốn đầu tư công, vốn nhà nước ngoài đầu tư công, tổng mức đầu tư và điện năng giao nhận bình quân hằng năm (theo mức kỳ vọng P50) được xác định trên cơ sở thiết kế cơ sở phù hợp với thông số lắp đặt nhà máy điện (hoặc thiết kế kỹ thuật khi không xác định được theo thiết kế cơ sở) được thẩm định bởi cơ quan nhà nước có thẩm quyền;

b) Đối với các dự án không sử dụng vốn đầu tư công, vốn nhà nước ngoài

đầu tư công, tổng mức đầu tư và điện năng giao nhận bình quân hằng năm (xác định theo mức kỳ vọng P50) do bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận trên cơ sở hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi (hoặc hồ sơ thiết kế kỹ thuật khi không xác định được theo hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi) phù hợp với thông số lắp đặt nhà máy điện được phê duyệt.”.

5. Bổ sung khoản 3 Điều 22 như sau:

“3. Xây dựng hoặc thuê tư vấn xây dựng tỷ lệ chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác, tỷ lệ chi phí nhân công đối với các loại hình nhà máy điện chưa được quy định tại Phụ lục I Thông tư này, đề xuất Bộ Công Thương xem xét bổ sung quy định cho phù hợp.”.

6. Sửa đổi tiêu đề của Bảng 2 tại Phụ lục I như sau:

“Bảng 2 - Tỷ lệ chi phí vận hành và bảo dưỡng của nhà máy điện mặt trời, điện gió theo quy định tại Điều 10 Thông tư này”.

Điều 3. Điều khoản chuyển tiếp

Bên bán điện đã gửi hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện và hai bên đang trong quá trình đàm phán giá điện trước ngày Thông tư này có hiệu lực thi hành nhưng chưa thỏa thuận, thống nhất ký kết hợp đồng mua bán điện thì tiếp tục đàm phán theo quy định tại Thông tư số 12/2025/TT-BCT, trừ trường hợp bên bán điện lựa chọn áp dụng Thông tư này để tiếp tục đàm phán thì bên bán điện và bên mua điện thực hiện đàm phán giá điện theo quy định tại Thông tư này.

Điều 4. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực từ ngày **21** tháng **11** năm 2025.

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 trung ương;
- Sở Công Thương các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương;
- Cục Kiểm tra văn bản và Quản lý xử lý vi phạm hành chính, Bộ Tư pháp;
- Cục Kiểm soát thủ tục hành chính, Văn phòng Chính phủ;
- 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**



Nguyễn Hoàng Long

