

Số: 10/2025/TT-BCT

Hà Nội, ngày 01 tháng 02 năm 2025

THÔNG TƯ

Quy định về 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 ngày 30 tháng 11 năm 2024;

Căn cứ Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương; Nghị định số 105/2024/NĐ-CP ngày 01 tháng 8 năm 2024 sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 96/2022/NĐ-CP và Nghị định số 26/2018/NĐ-CP ngày 28 tháng 02 năm 2018 của Chính phủ về Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn Điện lực Việt Nam;

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định về 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.

Chương I

QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi và đối tượng áp dụng

1. Thông tư này hướng dẫn chi tiết khoản 5 Điều 44, điểm g khoản 1 Điều 51, điểm e khoản 1 Điều 51 của Luật Điện lực số 61/2024/QH15 về 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.

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

- Các tổ chức, cá nhân mua điện, bán điện từ các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ;
- Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, các cơ quan, tổ chức, cá nhân khác có liên quan.

Điều 2. Giải thích từ ngữ

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

(Handwritten signatures)

1. *Bên bán điện* là tổ chức, cá nhân có giấy phép hoạt động điện lực hoặc được miễn giấy phép hoạt động điện lực theo quy định pháp luật trong lĩnh vực phát điện sở hữu nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ.

2. *Bên mua điện* là Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị phân phối điện có giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phân phối và bán lẻ điện, có lưới điện mà các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ sẽ đấu nối để mua điện với bên bán điện.

3. *Điện năng dư* là toàn bộ lượng điện năng sản xuất trong mùa mưa vượt quá lượng điện năng với hệ số phụ tải trong mùa mưa là 0,85.

4. *Điện năng trên thanh cái* là toàn bộ điện năng sản xuất trừ đi lượng điện tự dùng bên trong phạm vi nhà máy.

5. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện* là đơn vị thực hiện chức năng của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia và Đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện theo quy định tại Luật Điện lực (hiện nay là Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia - NSMO).

6. *Hệ số phụ tải* là tỷ số giữa lượng điện năng sản xuất thực tế với lượng điện năng có thể sản xuất ở chế độ vận hành 100% công suất định mức trong một khoảng thời gian nhất định (năm, mùa, tháng, ngày).

7. *Mùa mưa* được tính từ ngày 01 tháng 7 đến ngày 31 tháng 10.

8. *Mùa khô* được tính từ ngày 01 tháng 11 đến ngày 30 tháng 6 năm sau.

9. *Năm lấy số liệu tính toán biểu giá* áp dụng cho năm N được tính từ ngày 01 tháng 7 của năm (N-2) tới ngày 30 tháng 6 của năm (N-1).

10. *Nhà máy năng lượng tái tạo nhỏ* là nhà máy thủy điện có công suất lắp máy nhỏ hơn hoặc bằng 30 MW được quy định tại Quyết định số 2394/QĐ-BCN ngày 01 tháng 9 năm 2006 của Bộ Công nghiệp.

Chương II

XÂY DỰNG, PHÊ DUYỆT, THỰC HIỆN BIỂU GIÁ

CHI PHÍ TRÁNH ĐƯỢC

Điều 3. Cấu trúc Biểu giá chi phí tránh được

1. Biểu giá chi phí tránh được (chưa 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) được tính theo thời gian sử dụng trong ngày và các mùa trong năm được quy định chi tiết tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm 07 (bảy) thành phần như sau:

- a) Giờ cao điểm mùa khô;
- b) Giờ bình thường mùa khô;

- c) Giờ thấp điểm mùa khô;
- d) Giờ cao điểm mùa mưa;
- đ) Giờ bình thường mùa mưa;
- e) Giờ thấp điểm mùa mưa;
- g) Điện năng dư.

2. Các chi phí tương ứng với 07 (bảy) thành phần biểu giá bao gồm:

- a) Chi phí điện năng phát điện tránh được;
- b) Chi phí tổn thất truyền tải tránh được;
- c) Chi phí công suất phát điện tránh được (chỉ áp dụng trong thời gian cao điểm của mùa khô).

3. Thời gian sử dụng điện trong ngày áp dụng cho biểu giá chi phí tránh được phù hợp với quy định trong biểu giá bán lẻ điện hiện hành hoặc quy định thay thế khác.

Đối với các khu vực có quá tải đường dây truyền tải điện, thừa nguồn điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận hoặc công bố; các nhà máy thủy điện trên cùng bậc thang; các nhà máy thủy điện cung cấp nước cho hạ du theo yêu cầu của Ủy ban nhân dân cấp tỉnh; căn cứ nhu cầu phụ tải của hệ thống điện tại từng khu vực, có xét đến các phụ tải đã tự dùng điện mặt trời áp mái để tính toán, xác định các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ cần thiết phải dịch chuyển giờ phát điện cao điểm (không dịch chuyển giờ phát điện cao điểm đối với từng tổ máy), bên mua điện và bên bán điện thỏa thuận thời gian áp dụng giá giờ cao điểm theo nguyên tắc đảm bảo đủ số giờ cao điểm theo quy định.

Điều 4. Biểu giá chi phí tránh được

1. Biểu giá chi phí tránh được được xây dựng và công bố hằng năm.

2. Trước ngày 31 tháng 10 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chủ trì, phối hợp với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các đơn vị có liên quan để cập nhật cơ sở dữ liệu, thực hiện tính toán, lập biểu giá chi phí tránh được cho năm kế tiếp theo phương pháp quy định tại Phụ lục II ban hành kèm theo Thông tư này, trình cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương.

3. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ biểu giá chi phí tránh được nêu tại khoản 2 Điều này, cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương có trách nhiệm kiểm tra nội dung của hồ sơ trình duyệt. Trường hợp cần thiết, cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương có văn bản yêu cầu Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sửa đổi, bổ sung hoặc giải trình làm rõ các nội dung trong hồ sơ. Chậm nhất sau 15 ngày làm việc kể từ ngày nhận được yêu cầu sửa đổi, bổ sung hoặc giải trình làm rõ các nội dung trong hồ sơ của cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương, Đơn vị vận

on *han*

hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi văn bản báo cáo giải trình về nội dung trong hồ sơ theo yêu cầu.

4. Trong thời hạn 30 ngày làm việc kể từ ngày nhận được đầy đủ hồ sơ biểu giá chi phí tránh được và báo cáo giải trình làm rõ các nội dung trong hồ sơ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương có trách nhiệm:

a) Thẩm định các thông số đầu vào, kết quả tính toán biểu giá chi phí tránh được hàng năm do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập. Trường hợp cần thiết, có thể mời các tổ chức, cá nhân có liên quan tham gia thẩm định;

b) Nghiên cứu, đề xuất và trình Bộ trưởng Bộ Công Thương xem xét, quyết định biểu giá chi phí tránh được ở mức hợp lý nhằm khuyến khích sản xuất điện từ năng lượng tái tạo, đồng thời đảm bảo biểu giá chi phí tránh được phù hợp với điều kiện kinh tế - xã hội của đất nước trong từng giai đoạn;

5. Trong thời hạn 02 ngày làm việc kể từ ngày biểu giá chi phí tránh được được ban hành, cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương có trách nhiệm công bố biểu giá chi phí tránh được cho năm tiếp theo trên trang thông tin điện tử của cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương và của Bộ Công Thương.

6. Trong trường hợp biểu giá chi phí tránh được chưa được công bố đúng thời hạn, được phép tạm thời áp dụng biểu giá chi phí tránh được của năm trước cho đến khi biểu giá chi phí tránh được mới được công bố. Phần chênh lệch do thanh toán theo biểu giá chi phí tránh được cũ và biểu giá chi phí tránh được mới sẽ được các bên hoàn lại trong lần thanh toán đầu tiên áp dụng biểu giá chi phí tránh được mới.

Điều 5. Trách nhiệm đấu nối

1. Bên bán điện chịu trách nhiệm đầu tư, vận hành và bảo dưỡng đường dây và trạm biến áp tăng áp (nếu có) từ nhà máy điện của bên bán điện đến điểm đấu nối với lưới điện của bên mua điện.

2. Điểm đấu nối do bên bán điện và bên mua điện thoả thuận theo nguyên tắc là điểm đấu nối gần nhất vào lưới điện hiện có của bên mua điện (trừ trường hợp hai bên có thoả thuận khác), đảm bảo truyền tải công suất nhà máy điện của bên bán điện, phù hợp với quy hoạch lưới điện được duyệt.

3. Trường hợp điểm đấu nối khác với điểm đặt thiết bị đo đếm, bên bán điện chịu phần tổn thất điện năng trên đường dây đấu nối và tổn thất máy biến áp tăng áp của nhà máy. Phương pháp tính toán tổn thất trên đường dây đấu nối được thực hiện theo quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 6. Hợp đồng mua bán điện

1. Nội dung chính hợp đồng mua bán điện quy định tại Phụ lục IV ban hành kèm theo Thông tư này là cơ sở cho bên bán điện và bên mua điện đàm phán ký

kết. Bên bán điện và bên mua điện có quyền thỏa thuận, thống nhất bổ sung các điều khoản được quy định cụ thể trong hợp đồng mua bán điện phù hợp quy định pháp luật của Việt Nam.

2. Ngôn ngữ hợp đồng sử dụng là tiếng Việt. Bên bán điện và bên mua điện có thể thỏa thuận bổ sung hợp đồng với ngôn ngữ sử dụng bằng tiếng Anh.

3. Thời hạn áp dụng biểu giá chi phí tránh được trong hợp đồng mua bán điện là 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.

Chương III

ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 7. Trách nhiệm của cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương

1. Chỉ đạo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập biểu giá chi phí tránh được hằng năm theo quy định tại Phụ lục II ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Chỉ định các nhà máy điện cung cấp các số liệu cần thiết phục vụ yêu cầu lập biểu giá chi phí tránh được cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (nếu cần thiết).

3. Thẩm định, trình Bộ Công Thương xem xét, quyết định biểu giá chi phí tránh được hằng năm; công bố biểu giá chi phí tránh được hằng năm.

4. Bảo mật các thông tin liên quan đến chi phí của nhà máy điện dùng để tính biểu giá chi phí tránh được.

5. Hướng dẫn việc thực hiện Thông tư này.

Điều 8. Trách nhiệm của bên bán điện

1. Thỏa thuận, ký kết hợp đồng với bên mua điện theo biểu giá chi phí tránh được trên cơ sở các nội dung chính hợp đồng mua bán điện quy định tại Phụ lục IV ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Lắp đặt công tơ 03 giá và các thiết bị đi kèm phù hợp với các quy định hiện hành để đo đếm điện năng sử dụng cho thanh toán tiền điện.

3. Bán toàn bộ lượng điện năng trên thanh cái của nhà máy cho bên mua điện khi áp dụng biểu giá chi phí tránh được. Trường hợp vì mục đích cung cấp điện cho các khu vực chưa có điện lân cận nhà máy điện theo đề nghị của chính quyền địa phương, bên bán điện được bán một phần sản lượng với giá thỏa thuận phù hợp với quy định của pháp luật cho đơn vị phân phối điện tại địa phương nhưng phải thỏa thuận trước bằng văn bản với bên mua điện.

4. Tuân thủ quy định vận hành hệ thống điện, quy định hệ thống điện truyền tải, hệ thống điện phân phối do Bộ Công Thương ban hành.

Om *Thao*

Điều 9. Trách nhiệm của bên mua điện

1. Thỏa thuận, ký kết hợp đồng với bên bán điện theo biểu giá chi phí tránh được trên cơ sở các nội dung chính hợp đồng mua bán điện quy định tại Phụ lục IV ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Mua toàn bộ lượng điện năng bên bán điện phát lên lưới theo khả năng truyền tải của lưới điện, trừ phần điện năng bán cho đơn vị phân phối điện tại địa phương theo quy định tại khoản 3 Điều 8 Thông tư này.

3. Tuân thủ quy định vận hành hệ thống điện, quy định hệ thống điện truyền tải, hệ thống điện phân phối do Bộ Công Thương ban hành.

4. Gửi cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương báo cáo kết quả thỏa thuận với bên bán điện trong trường hợp thay đổi thời gian áp dụng giá giờ cao điểm theo quy định tại khoản 3 Điều 3 Thông tư này trong thời hạn 15 ngày kể từ ngày thỏa thuận với bên bán điện.

5. Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các Tổng công ty điện lực có trách nhiệm xây dựng phương án xử lý tình trạng quá tải đường dây truyền tải điện đối với các trường hợp quy định tại khoản 3 Điều 3 Thông tư này.

Điều 10. Trách nhiệm của các đơn vị điện lực khác

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập biểu giá chi phí tránh được hằng năm và bảo mật thông tin liên quan đến chi phí của nhà máy điện dùng để tính biểu giá chi phí tránh được.

2. Các nhà máy điện, đơn vị điện lực khác được cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương chỉ định có trách nhiệm cung cấp các số liệu cần thiết phục vụ yêu cầu tính biểu giá chi phí tránh được cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 11. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 01 tháng 2 năm 2025.

2. Bãi bỏ Thông tư số 32/2014/TT-BCT ngày 09 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định về trình tự xây dựng, áp dụng biểu giá chi phí tránh được và ban hành hợp đồng mua bán điện mẫu cho các nhà máy thủy điện nhỏ và Thông tư số 29/2019/TT-BCT ngày 14 tháng 11 năm 2019 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 32/2014/TT-BCT ngày 09 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định về trình tự xây dựng, áp dụng biểu giá chi phí tránh được và ban hành hợp đồng mua bán điện mẫu cho các nhà máy thủy điện nhỏ và bãi bỏ Thông tư số 06/2016/TT-BCT ngày 14 tháng 6 năm 2019 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 32/2014/TT-BCT ngày 09 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương.

3. Đối với các nhà máy thủy điện nhỏ và 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

Mr. Nam

biểu giá chi phí tránh được còn hiệu lực trước thời điểm Thông tư này có hiệu lực thì tiếp tục thực hiện theo hợp đồng mua bán điện đã ký.

4. Đối với nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ khi hết thời hạn hợp đồng mua bán điện theo biểu giá chi phí tránh được, bên bán điện thực hiện đàm phán hợp đồng mua bán điện với bên mua điện theo quy định tại khoản 2 Điều 51 Luật Điện lực.

5. Bên bán điện sở hữu nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ thuộc phạm vi và đối tượng áp dụng của Thông tư này có quyền lựa chọn để nhà máy tham gia thị trường điện khi tuân thủ các điều kiện sau:

- a) Trang bị đầy đủ cơ sở hạ tầng tham gia thị trường điện theo quy định;
- b) Cam kết tuân thủ đầy đủ các quy định của thị trường điện, ký hợp đồng mua bán điện phù hợp với các quy định của thị trường điện;
- c) 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;
- d) Trường hợp bên bán điện đang áp dụng biểu giá chi phí tránh được và đã ký hợp đồng mua bán điện thì bên bán điện ký thoả thuận với bên mua điện chấm dứt và thanh lý hợp đồng trước thời hạn theo đúng các quy định trong hợp đồng đã ký kết giữa hai bên và các quy định có liên quan do cơ quan Nhà nước có thẩm quyền ban hành.

6. Trong quá trình thực hiện xây dựng, tính toán biểu giá chi phí tránh được, nếu phát sinh vướng mắc, đơn vị có liên quan có trách nhiệm phản ánh về Bộ Công Thương để bổ sung, sửa đổi cho phù hợp./.

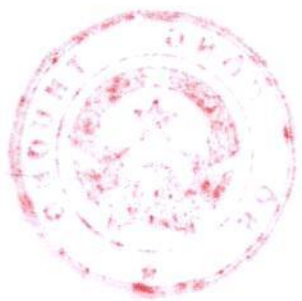
Nơi nhận:

- Văn phòng Tổng Bí thư;
- Văn phòng Chủ tịch nước;
- Văn phòng Quốc hội;
- Thủ tướng và các Phó Thủ tướng Chính phủ;
- Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ;
- UBND, HĐND tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Sở Công Thương tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Viện Kiểm Sát NDTC; Tòa án NDTC;
- Kiểm toán Nhà nước;
- Lãnh đạo Bộ;
- Cục Kiểm tra văn bản QPPL (Bộ Tư pháp);
- Cục Kiểm soát TTHC (Văn phòng Chính phủ);
- Công báo;
- Website Chính phủ, Bộ Công Thương;
- Lưu: VT, PC, ĐTĐL.



**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**

Trương Thanh Hoài



Phụ lục I**BIỂU GIÁ CHI PHÍ TRÁNH ĐƯỢC**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 10 /2025/TT-BCT
ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

Thành phần giá	Mùa khô			Mùa mưa			
	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	Phần điện năng dư
I. Giá điện năng tránh được							
Chi phí điện năng phát điện tránh được	X	X	X	X	X	X	X
Chi phí tổn thất truyền tải tránh được	X	X	X	X	X	X	X
II. Giá công suất tránh được							
Chi phí công suất phát điện tránh được	X	0	0	0	0	0	0
Tổng cộng	X	X	X	X	X	X	X

Ghi chú:

- X = được áp dụng, có giá trị khác 0; 0 = không áp dụng.
- Biểu giá chi phí tránh được chưa 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.

Bên mua điện có trách nhiệm thanh toán cho bên bán điện 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.

Du *Hoa*

Phụ lục II

PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN BIỂU GIÁ CHI PHÍ TRÁNH ĐƯỢC

(Ban hành kèm theo Thông tư số 10/2025/TT-BCT

ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

1. Chi phí điện năng tránh được

Các bước tính chi phí điện năng tránh được như sau:

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, các nhà máy nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên trong nước được huy động tối đa theo khả năng cấp khí và các ràng buộc về nhiên liệu, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn, bán điện dư, cung cấp dịch vụ phụ trợ và 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 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 $F_a \times P$, 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 $[F_o; F_N]$.

Trong đó:

$$F_o = \frac{X_i}{X} \times \frac{P_i}{6,2}$$

- X_i : Tổng sản lượng điện của các nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (trừ các nhà máy tại Điểm a Khoản này) có giá khí biến đổi theo giá nhiên liệu thế giới trong năm lấy số liệu tính toán biểu giá;

- X : Tổng sản lượng điện của các nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (trừ các nhà máy tại Điểm a Khoản này) trong năm lấy số liệu tính toán biểu giá;

- P_i : Giá khí trung bình (USD/mmBTU) của các nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp có giá khí biến đổi theo giá nhiên liệu thế giới trong năm lấy số liệu tính toán biểu giá;

- F_N : Tỷ lệ giữa sản lượng điện của các nhà máy nhiệt điện (trừ các nhà máy 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 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 $P^*=1000\text{MW}$, và nếu trong một số giờ 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 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 cơ quan quản lý nhà nước về điện tại 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 cơ quan quản lý nhà nước về điện tại 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 dư được tính bằng 50% 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.

Handwritten signature

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 từ miền Nam qua đường dây 500kV.

e) 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.

đ) 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 hệ thống (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.
- λ_{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 là

Handwritten signature

nhà máy 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);

- Tồn 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	15.880.852,6 1	
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
Hệ số chiết khấu i (WACC)	%		$i = D \times r_d + E \times r_e$; 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	

	Đơn vị	Giá trị	Ghi chú
Tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên phần vốn góp chủ sở hữu (re)	%		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 (rdF)			bằng lãi suất bình quân SOFR (Secure d 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 (rdD)	%		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 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 (rd)	%		$r_d = D_F \times r_{d,F} + D_D \times r_{d,D}$
Hệ số hoàn vốn đều CRF(n,I)			$CRF = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$
Chi phí đầu tư hàng năm (C_a)	đồng/kW/năm		$C_a = C_{2019} \cdot CRF(n,I)$
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

	Đơn vị	Giá trị	Ghi chú
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%; O&M _N = O&M _b (1+2,5%), nếu CPI lớn hơn 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 = 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.
- λ_{220} : tỷ lệ tổn thất truyền tải trung bình trên lưới 220kV của 3 miền;
- λ_{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:

On *slw*

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

On Hand

Phụ lục III

PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN TỔN THẤT TRÊN ĐƯỜNG DÂY TRONG TRƯỜNG HỢP ĐIỂM ĐO Đếm KHÔNG TRÙNG VỚI ĐIỂM ĐẦU NỐI

(Ban hành kèm theo Thông tư số 10/2025/TT-BCT
ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

1. Trường hợp điểm đo đếm khác với điểm đầu nối và khi các bên không có thỏa thuận khác, thì lượng điện năng Bên mua nhận tại điểm đầu nối (đo bằng kWh) trong giai đoạn lập hóa đơn sẽ được điều chỉnh theo hệ số tổn thất trung bình, được tính theo các công thức dưới đây.

2. Các hệ số sau được dùng trong việc tính toán:

P là công suất đặt của nhà máy [MW];

$\cos \varphi$ là hệ số công suất của nhà máy;

A là sản lượng điện năng trung bình hàng năm của nhà máy [kWh/năm];

U là điện thế định mức tại thanh cái nhà máy [kV];

R là điện trở tổng của đường dây truyền tải điện [Ω], được xác định từ tài liệu kỹ thuật của nhà sản xuất cho các dây dẫn sử dụng cho đường dây ở nhiệt độ 25°C;

L là hệ số tổn thất trung bình của đường dây truyền tải;

T là hệ số tổn thất của máy biến áp tăng áp (nếu công tơ được đặt về phía sơ cấp của máy biến áp tăng áp); hệ số tổn thất này sẽ có giá trị bằng 0 nếu công tơ được đặt phía thứ cấp của máy biến áp tăng áp;

X là lượng điện năng theo chỉ số của công tơ đặt tại nhà máy trong giai đoạn lập hóa đơn [kWh];

X_L là lượng điện năng nhận tại điểm đầu nối trong giai đoạn lập hóa đơn, sau khi trừ đi tổn thất trên đường dây truyền tải và tổn thất máy biến áp tăng áp [kWh].

3. Công thức tính toán hệ số tổn thất trung bình của đường dây truyền tải như sau:

$$L = \frac{P^2}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \frac{\tau}{A} \cdot 10^{-3}$$

Trong đó:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{A \cdot 10^{-4}}{P} \right)^2 \cdot 8760$$

4. Lượng điện năng Bên mua phải thanh toán cho Bên bán, X_L , được tính theo công thức sau:

$$X_L = X(1 - L - T)$$

On *Hand*

5. Các giá trị của hệ số tổn thất có thể tính toán theo các công thức trên hoặc có thể theo thỏa thuận khác, các hệ số này được quy định trong Hợp đồng mua bán điện.

Handwritten signature

Phụ lục IV

NỘI DUNG CHÍNH CỦA HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số **10**/2025/TT-BCT
ngày **01** tháng **02** năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

MỤC LỤC

- Điều 1. Giá mua bán điện
- Điều 2. Lập hoá đơn, tiền điện thanh toán và thời hạn thanh toán
- Điều 3. Thời hạn hợp đồng
- Điều 4. Quyền và nghĩa vụ của Bên mua điện
- Điều 5. Quyền và nghĩa vụ của Bên bán điện
- Điều 6. Tham gia thị trường điện
- Điều 7. Ngôn ngữ sử dụng
- Điều 8. Nội dung khác do hai bên thỏa thuận
- Phụ lục A: Biểu giá mua bán điện
- Phụ lục B: Thông số kỹ thuật của nhà máy điện
- Phụ lục C: Yêu cầu đầu nối hệ thống
- Phụ lục D: Yêu cầu trước ngày vận hành thương mại
- Phụ lục Đ: Thỏa thuận khác



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

HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

Căn cứ Luật Điện lực ngày 30 tháng 11 năm 2025;

Căn cứ Luật Thương mại ngày 14 tháng 6 năm 2005;

Căn cứ Thông tư số .../2025/TT-BCT ngày ... tháng ... năm ... của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định về xây dựng, áp dụng Biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ;

Căn cứ nhu cầu mua, bán điện của hai bên,

Hôm nay, ngày tháng năm, tại

Chúng tôi gồm:

Bên bán điện: _____

Địa chỉ: _____

Điện thoại: _____ Fax: _____

Mã số thuế: _____

Tài khoản: _____ Ngân hàng _____

Đại diện: _____

Chức vụ: _____ (được sự ủy quyền của _____ theo
văn bản ủy quyền số _____, ngày _____ tháng _____ năm _____)

Bên mua điện: _____

Địa chỉ: _____

Điện thoại: _____ Fax: _____

Mã số thuế: _____

Tài khoản: _____ Ngân hàng _____

Đại diện: _____

Chức vụ: _____ (được sự ủy quyền của _____ theo
văn bản ủy quyền số _____, ngày _____ tháng _____ năm _____)

Cùng nhau thỏa thuận ký Hợp đồng mua bán điện để mua, bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được với các nội dung sau:



Điều 1. Giá mua bán điện

Giá mua bán điện theo Hợp đồng này được áp dụng theo Biểu giá chi phí tránh được do cơ quan quản lý nhà nước về điện tại Bộ Công Thương công bố hằng năm theo quy định.

[Các bên đàm phán thống nhất sửa đổi, bổ sung nội dung điều này phù hợp với pháp luật Việt Nam]

Điều 2. Lập hoá đơn, tiền điện thanh toán và thời hạn thanh toán

1. Lập hoá đơn

Hàng tháng (hoặc theo chu kỳ ghi chỉ số do hai bên thoả thuận), Bên mua điện và Bên bán điện cùng đọc chỉ số công tơ vào ngày đã thống nhất để xác định lượng điện năng giao nhận trong tháng. Bên bán điện sẽ ghi chỉ số công tơ theo mẫu quy định có xác nhận của đại diện Bên mua điện và gửi kết quả đọc chỉ số công tơ cùng hóa đơn (kể cả giá phân phối mà Bên bán điện có trách nhiệm thanh toán cho Bên mua điện) bằng văn bản (hoặc bằng fax có công văn gửi sau hoặc bằng bản sao công văn gửi qua thư) cho Bên mua điện trong vòng [...] ngày làm việc sau khi đọc chỉ số công tơ.

[Các bên đàm phán thống nhất sửa đổi, bổ sung nội dung khoản này phù hợp với pháp luật Việt Nam]

2. Tiền điện thanh toán

Bên mua điện thanh toán cho Bên bán điện toàn bộ lượng điện năng đã nhận không muộn hơn ngày đến hạn thanh toán quy định tại [...] và theo biểu giá quy định tại Phụ lục A của Hợp đồng này.

[Các bên đàm phán thống nhất sửa đổi, bổ sung nội dung khoản này phù hợp với pháp luật Việt Nam]

3. Thời hạn thanh toán

...

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung nội dung khoản này phù hợp với pháp luật Việt Nam]

Điều 3. Thời hạn 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 của nhà máy điện hoặc ngày vận hành thương mại theo từng tổ máy điện đối với nhà máy điện có nhiều tổ máy. 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.

Điều 4. Quyền và nghĩa vụ của Bên mua điện

...

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung nội dung điều này phù hợp với pháp luật Việt Nam]

Điều 5. Quyền và nghĩa vụ của Bên bán điện

...

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung nội dung điều này phù hợp với pháp luật Việt Nam]

Điều 6. Tham gia thị trường điện

Bên bán điện sở hữu nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ đáp ứng các điều kiện quy định tại Điều 11 Thông tư quy định về 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 và thuộc đối tượng áp dụng của Thông tư này có quyền lựa chọn để nhà máy tham gia thị trường điện.

[Các bên đàm phán thống nhất sửa đổi, bổ sung nội dung điều này phù hợp với pháp luật Việt Nam]

Điều 7. Ngôn ngữ sử dụng

Ngôn ngữ sử dụng là tiếng Việt. Trường hợp bên bán điện có nhà đầu tư nước ngoài, bên bán điện và bên mua điện có thể thỏa thuận sử dụng thêm hợp đồng với ngôn ngữ sử dụng bằng tiếng Anh.

Điều 8. Nội dung khác do hai bên thỏa thuận

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung các nội dung khác phù hợp với pháp luật Việt Nam]

Hợp đồng này được lập thành [. . .] bản có giá trị như nhau, mỗi bên giữ [. . .] bản.

ĐẠI DIỆN BÊN BÁN ĐIỆN
(Chức danh)

ĐẠI DIỆN BÊN MUA ĐIỆN
(Chức danh)

(Đóng dấu và chữ ký)

(Đóng dấu và chữ ký)

(Họ tên đầy đủ)

(Họ tên đầy đủ)



Phụ lục A
BIỂU GIÁ MUA BÁN ĐIỆN

Phụ lục B
THÔNG SỐ KỸ THUẬT CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung các nội dung phù hợp với pháp luật Việt Nam]

du *nam*

Phụ lục C
THỎA THUẬN ĐẦU NÓI HỆ THỐNG

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung các nội dung phù hợp với pháp luật Việt Nam]

On *Vinh*



Phụ lục D
THỎA THUẬN ĐO ĐẾM

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung các nội dung phù hợp với pháp luật Việt Nam]

On *Ham*



Phụ lục Đ
YÊU CẦU TRƯỚC NGÀY VẬN HÀNH THƯƠNG MẠI

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung các nội dung phù hợp với pháp luật Việt Nam]

On *Am* 

Phụ lục E
THỎA THUẬN KHÁC

[Các bên đàm phán thống nhất bổ sung các nội dung phù hợp với pháp luật Việt Nam]

