

Phụ lục I
THAY THẾ PHỤ LỤC IV BAN HÀNH KÈM THEO NGHỊ ĐỊNH SỐ
57/2025/NĐ-CP NGÀY 03 THÁNG 3 NĂM 2025 CỦA CHÍNH PHỦ QUY ĐỊNH
CƠ CHẾ MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP GIỮA ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN NĂNG
LƯỢNG TẠI TẠO VÀ KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG ĐIỆN LỚN
(Kèm theo Nghị định số 243/2026/NĐ-CP
ngày 26 tháng 6 năm 2026 của Chính phủ)

Phụ lục IV
CHI PHÍ THANH TOÁN BÙ TRỪ CHÊNH LỆCH NĂM

Phụ lục này hướng dẫn việc tính toán Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N (đồng) quy định tại khoản 1 Điều 16 Nghị định này, cụ thể như sau:

1. Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N (đồng) được xác định như sau:

$$C_{CL(N)} = \sum_{i=1}^I Q_{KHhc(i)} \times P_{CL(N)}$$

Trong đó:

$C_{CL(N)}$: Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán;

$Q_{KHhc(i)}$ - Điện năng tiêu thụ hiệu chỉnh của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm (trừ khu đô thị, khu tự do thương mại) trong chu kỳ giao dịch i (kWh), xác định theo quy định tại khoản 1 Điều 16 Nghị định này;

$P_{CL(N)}$: Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N trên một đơn vị điện năng tính cho các Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm (trừ khu đô thị, khu tự do thương mại), (đồng/kWh), được tính toán theo Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N thực tế ($P_{CLtt(N)}$) nhưng không cao hơn chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch tối đa năm N ($P_{CLtối đa(N)}$).

Việc xác định $P_{CL(N)}$, $P_{CLtt(N)}$, $P_{CLtối đa(N)}$ được xác định theo quy định tại khoản 2, khoản 3, khoản 4 Phụ lục này.

2. Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N ($P_{CL(N)}$) được xác định như sau:

a) Trường hợp kết quả tính toán $P_{CLtt(N)}$ nhỏ hơn hoặc bằng $P_{CLtối đa(N)}$: $P_{CL(N)}$ được lấy bằng kết quả tính toán $P_{CLtt(N)}$;

b) Trường hợp kết quả tính toán $P_{CLtt(N)}$ lớn hơn $P_{CLtối đa(N)}$: $P_{CL(N)}$ được lấy bằng $P_{CLtối đa(N)}$. Phần chi phí chênh lệch phát sinh do $P_{CLtt(N)}$ lớn hơn $P_{CLtối đa(N)}$ là khoản chi phí hợp lý, hợp lệ và được phép đưa vào tính toán giá bán lẻ điện bình quân năm N;

c) Trong trường hợp PCL năm N chưa xác định được, các đơn vị tiếp tục áp dụng PCL năm trước liền kề.

3. Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N thực tế ($P_{CLtt(N)}$) được xác định theo số liệu chi phí mua điện 12 tháng từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 theo công thức sau:

$$P_{CLtt(N)} = P_{CLTTBOT} + P_{CLTTGT} + P_{CLTTSMHP} + P_{CLTTDVPT} + P_{CLTTK} + P_{CLTTNMDkh} + P_{CLTTBCTC}$$

Trong đó:

a) $P_{CLTTBOT}$: Là chênh lệch thanh toán thành phần BOT liên quan đến các nhà máy điện BOT năm N (đ/kWh), được xác định như sau:

$$P_{CLTTBOT} = \frac{R_{BOT}^{PPA} - \sum_{j=1}^J R_{TTĐ(j)}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

R_{BOT}^{PPA} : Tổng chi phí mua điện 12 tháng từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện BOT theo các hợp đồng mua bán điện (PPA) ký kết với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (đồng);

$R_{TTĐ(j)}$: Được tính bằng sản lượng của tất cả các nhà máy điện BOT nhân với giá thị trường điện toàn phần trong chu kỳ giao dịch j (đồng);

j: Chu kỳ giao dịch thứ j trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

J: Tổng số chu kỳ giao dịch trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

Anăm: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh).

b) P_{CLTTGT} : Là chênh lệch thanh toán thành phần liên quan đến các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện, ngoại trừ các nhà máy điện BOT được quy định tại điểm a, c, d và e khoản 2 Phụ lục này (đ/kWh), được xác định như sau:

$$P_{CLTTGT} = \frac{R_{GT}^{PPA} - \sum_{j=1}^J R_{TTĐ(j)}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

R_{GT}^{PPA} : Tổng chi phí mua điện 12 tháng từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện nêu trên theo các PPA có thời hạn có giá điện được Chính phủ, Bộ Công Thương quy định và giám sát (đồng);

$R_{TTĐ(j)}$: Được tính bằng sản lượng của tất cả các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện nhân với giá thị trường điện toàn phần trong chu kỳ giao dịch j cho của tất cả các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện nêu trên trong các tháng từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (đồng);

j : Chu kỳ giao dịch thứ j trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

J : Tổng số chu kỳ giao dịch trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

$A_{năm}$: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh).

c) $P_{CLTTSMHP}$: Là chênh lệch thanh toán thành phần liên quan đến các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam khác chưa tham gia thị trường điện (SMHP) trong năm N (đ/kWh), được xác định như sau:

$$P_{CLTTSMHP} = \frac{R_{SMHP} - \sum_{j=1}^J R_{TTĐ(j)}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

R_{SMHP} : Tổng chi phí sản xuất điện (bao gồm lợi nhuận, nếu có) từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các SMHP được xác định theo chi phí ghi nhận tại các Báo cáo tài chính Quý trong giai đoạn tương ứng của Công ty mẹ - Tập đoàn Điện lực Việt Nam/Đơn vị trực thuộc (đồng);

$R_{TTĐ(j)}$: Được tính bằng sản lượng của tất cả các SMHP nhân với giá thị trường điện toàn phần trong chu kỳ giao dịch j cho tất cả các SMHP từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (đồng);

$A_{năm}$: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh).

d) P_{DVPT} : Là chi phí dịch vụ phụ trợ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng năm N (đồng/kWh) được xác định từ chi phí dịch vụ điều chỉnh tần số hệ thống điện được mua trên thị trường điện giao ngay, chi phí dịch vụ khởi động nhanh, vận hành phải phát để đảm bảo khả năng cung cấp điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen được mua thông qua các hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1, áp dụng cho Khách hàng sử dụng điện lớn mua điện trong năm N, được xác định như sau:

$$P_{DVPT} = P_{DVPT(dt)} + P_{DVPT(hd)}$$

Trong đó:

- $P_{DVPT(dt)}$ là chi phí dịch vụ điều chỉnh tần số tính trên đơn vị điện năng (đồng/kWh) được tính toán theo công thức sau:

$$P_{DVPT(dt)} = \frac{\sum_g^G \sum_{j=1}^J R_{g(j)}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

Anăm: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh);

$R_{g(j)}$: là khoản thanh toán cho dịch vụ điều chỉnh tần số trong từng chu kỳ giao dịch j của đơn vị phát điện được xác định và công bố theo quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (đồng);

j: là chu kỳ giao dịch trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 có cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

J: là Tổng số chu kỳ giao dịch của các từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của nhà máy điện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

g: là nhà máy điện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

G: là tổng số nhà máy điện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1.

- $P_{DVPT(hđ)}$: là chi phí dịch vụ khởi động nhanh, vận hành phải phát để đảm bảo khả năng cung cấp điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen được mua qua hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ tính trên đơn vị điện năng được tính toán theo quy định tại điểm c khoản này (đồng/kWh).

$$P_{DVPT(hđ)} = \frac{\sum_g^G \{R_{c(g)} - \sum_{j=1}^J [FMP_j \times Q_{m,j(g)}]\}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

g: là nhà máy điện ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ trong hệ thống điện;

G: là tổng số nhà máy điện ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ trong hệ thống điện;

j: là chu kỳ giao dịch của nhà máy điện g trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện;

J: là tổng số chu kỳ giao dịch của nhà máy điện g cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

Anăm: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh);

$R_c(g)$: là chi phí mua điện trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 từ nhà máy điện g cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, được tính toán theo quy định trong hợp đồng dịch vụ phụ trợ đã ký kết với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (đồng);

$Q_{m,i}(g)$: là sản lượng đo đếm của đơn vị phát điện g cung cấp dịch vụ phụ trợ trong chu kỳ giao dịch j (kWh);

FMP_i : là giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho Đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành (đồng/kwh).

đ) P_{CLTTK} : Là chênh lệch thanh toán khác trên một đơn vị điện năng (đ/kWh) từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 do các khoản chi phí được phép tính nhưng chưa tính vào giá điện, bao gồm cả chênh lệch tỷ giá đánh giá lại chưa được phân bổ, được tính toán phân bổ vào giá bán lẻ điện hiện hành theo cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân do Chính phủ ban hành. Chênh lệch thanh toán này được xác định như sau:

$$P_{CLTTK} = \frac{C_{CLTTK}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

C_{CLTTK} : Chi phí chênh lệch thanh toán khác (đồng);

Anăm: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh)

e) $P_{CLTTNMĐkh}$: Là chênh lệch thanh toán thành phần liên quan đến các nhà máy điện thuộc danh sách nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện nhưng chưa tham gia thị trường điện, các nhà máy điện thử nghiệm trước vận hành thương mại mà Tập đoàn Điện lực Việt Nam phải thanh toán chi phí thử nghiệm, điện mua từ các nguồn diesel khách hàng, điện tự sản xuất của các Tổng công ty Điện lực, được xác định như sau:

$$P_{CLTTNMĐkh} = \frac{R_{NMĐkh} - \sum_{j=1}^J R_{TTĐ(j)}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

$P_{NMĐkh}$: Tổng chi phí mua điện từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện nêu trên (đồng), trong đó:

Chi phí mua điện từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện thuộc danh sách nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện nhưng chưa tham gia thị trường điện được xác định theo PPA.

Chi phí mua điện từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện thử nghiệm trước vận hành thương mại mà Tập đoàn Điện lực Việt Nam phải thanh toán chi phí thử nghiệm được xác định theo PPA/Thoả thuận thanh toán (nếu có).

Chi phí mua điện từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của điện mua từ các nguồn diesel khách hàng, điện tự sản xuất của các Tổng công ty Điện lực được xác định theo chi phí ghi nhận tại các Báo cáo tài chính Quý trong giai đoạn tương ứng của Tổng công ty Điện lực/Công ty Điện lực.

$R_{TTĐ(j)}$: Được tính bằng sản lượng của tất cả các nhà máy điện nêu trên nhân với giá thị trường điện toàn phần trong chu kỳ giao dịch j (đồng);

j: là chu kỳ giao dịch trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện nêu trên;

J: là Tổng số chu kỳ giao dịch của các từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện nêu trên;

Năm: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh).

g) $P_{CLTTBCTC}$: Là chênh lệch chi phí điện mua và điện sản xuất (nếu có) tính trên một đơn vị điện năng giữa số liệu theo Báo cáo tài chính năm N-2 đã được kiểm toán với chi phí lũy kế từ tháng 01 năm N-2 đến tháng 12 năm N-2 đã được sử dụng để tính toán chênh lệch thanh toán.

$$P_{CLTTBCTC} = \frac{C_{CLTTBCTC}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

C_{CLTTK} : Chi phí chênh lệch giữa số liệu theo Báo cáo tài chính năm N-2 đã được kiểm toán với chi phí lũy kế từ tháng 01 năm N-2 đến tháng 12 năm N-2 đã được sử dụng trong tính toán chênh lệch thanh toán (đồng);

Năm: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 đã được sử dụng trong tính toán chênh lệch thanh toán (kWh).

h) Sản lượng của các nhà máy điện/nguồn điện trong từng chu kỳ giao dịch trong tháng được xác định như sau:

- Đối với các nhà máy điện có số liệu đo xa: Sản lượng từng chu kỳ lấy theo số liệu đã được công bố trên trang thông tin thị trường điện.

- Đối với sản lượng điện mặt trời áp mái: Sản lượng từng chu kỳ được xác định căn cứ theo tổng sản lượng điện mặt trời áp mái và phân bổ dựa trên biểu đồ sản lượng phát từng chu kỳ của tổng các nhà máy điện mặt trời có đo xa.

- Đối với nhập khẩu điện: Sản lượng từng chu kỳ được xác định căn cứ theo sản lượng điện nhập khẩu điện tháng và phân bổ dựa trên biểu đồ sản lượng điện từng chu kỳ của công tơ đo đếm tại phía Việt Nam. Trường hợp không thu thập được số liệu công tơ đo đếm phía Việt Nam thì sử dụng theo số liệu công tơ đo đếm phía đối tác để phân bổ sản lượng từng chu kỳ.

- Đối với các nhà máy có điểm đo đếm không cùng vị trí với điểm giao nhận: Sản lượng từng chu kỳ được xác định căn cứ theo tổng sản lượng điện giao tháng và phân bổ dựa trên biểu đồ sản lượng điện phát từng chu kỳ theo số liệu đo xa tại điểm đo đếm.

- Đối với các nhà máy điện/nguồn điện khác không đủ cơ sở xác định sản lượng từng chu kỳ thì sẽ được phân bổ từng chu kỳ theo biểu đồ sản lượng điện phát của tổng sản lượng các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện.

4. Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch tối đa năm N ($P_{CL\text{tối đa}}(N)$) được xác định bằng Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm trước liền kề tăng thêm 5%, theo công thức sau:

$$P_{CL\text{tối đa}}(N) = P_{CL}(N-1) \times 1,05$$