

Chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện ($C_{DPPA\text{đv}}$) trong cơ chế DPPA qua lưới quốc gia khi giá điện bán lẻ hai thành phần được áp dụng

Trần Huỳnh Ngọc, Phó Giám đốc Trung tâm TR&D, PECC2

Ngày 14 tháng 2 năm 2026

1. Lời mở đầu

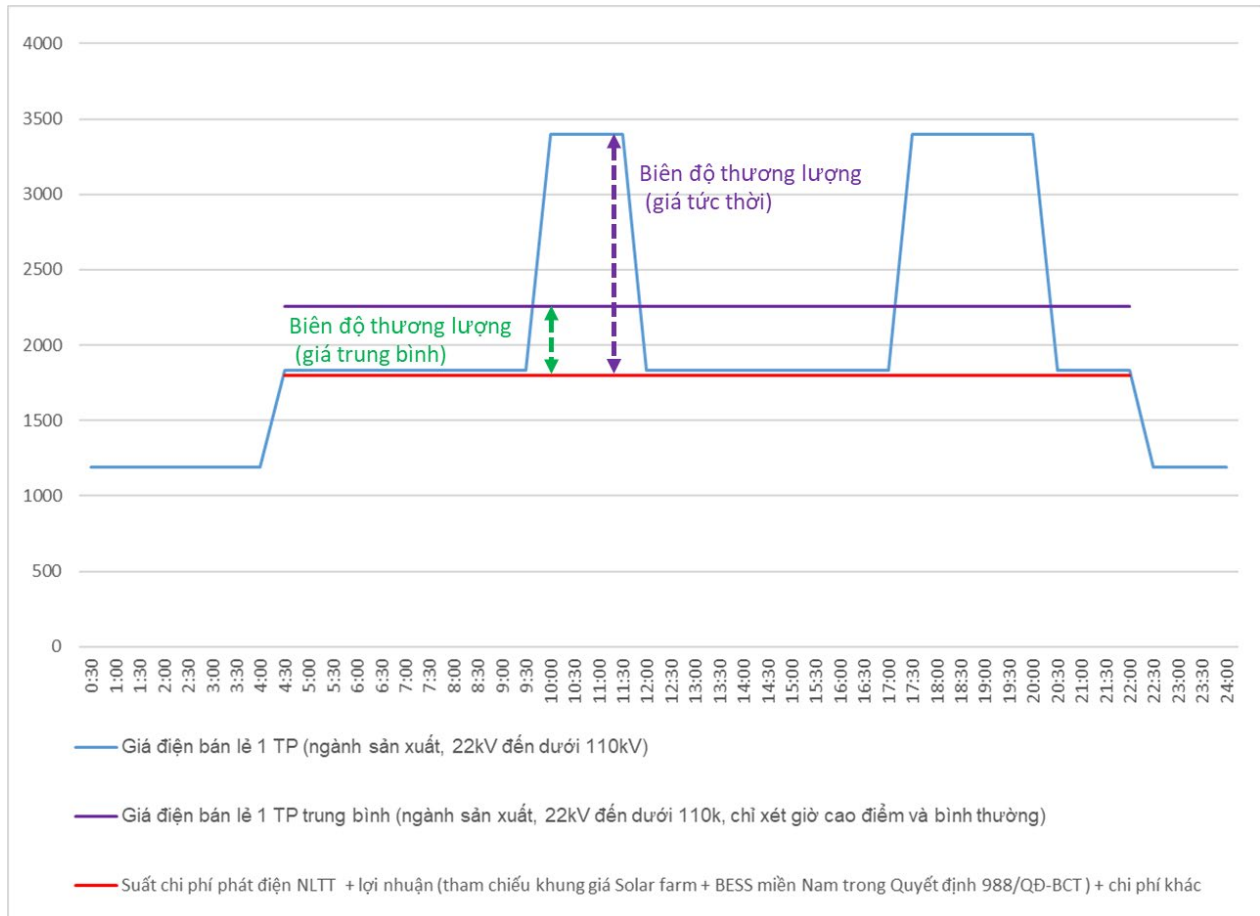
Từ nửa sau năm 2024 đến đầu 2025, chính phủ lần lượt ban hành các Nghị định 80/2024/NĐ-CP (ngày 03/7/2024) và 57/2025/NĐ-CP (ngày 03/03/2025), chính thức triển khai cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) trong thị trường điện Việt Nam. Cơ chế DPPA tạo điều kiện phát triển năng lượng tái tạo, hướng tới thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, giúp các khách hàng tiêu thụ điện lớn chuyển đổi xanh và tiết kiệm chi phí điện năng.

Cơ chế DPPA có thể được triển khai dưới hai hình thức: (i) DPPA qua lưới điện quốc gia, và (ii) DPPA qua lưới điện riêng. Trong đó, hình thức (i) DPPA qua lưới điện quốc gia phù hợp hơn cả với các chủ đầu tư các nhà máy điện tái tạo và khách hàng có nhu cầu điện tái tạo công suất lớn.

Theo tính toán của nhiều tư vấn, chủ đầu tư và các khách hàng tiêu thụ điện lớn, cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia có một biên độ tương đối để thương lượng giá điện kỳ hạn giữa bên bán (chủ đầu tư nhà máy điện tái tạo) và bên mua (khách hàng), trên cơ sở khoảng cách giữa 2 đại lượng:

- (i) Chi phí phát điện NLTT + lợi nhuận của chủ đầu tư + các chi phí đi kèm khác theo cơ chế DPPA bao gồm chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện, chi phí bù chênh lệch, và
- (ii) Chi phí mua điện bán lẻ từ công ty điện lực.

Biên độ này, trong cơ chế giá điện bán lẻ hiện hành (một thành phần) là một trong những động lực quan trọng cho cả hai bên bán và mua trong việc tham gia cơ chế DPPA.



Hình 1 – Minh họa biên độ thương lượng giá điện DPPA trong cơ chế bán lẻ hiện hữu (Xét khách hàng sản xuất đầu vào cấp điện áp từ 22 kV đến dưới 110kV)

Vào tháng 10/2025, EVN bắt đầu tiến hành việc thí điểm giá điện bán lẻ 2 thành phần đối với một số khách hàng tiêu thụ điện lớn. Các đơn giá hai thành phần, tuy chỉ là trong giai đoạn thí điểm, cũng đã được các chủ đầu tư, tư vấn và các khách hàng thử đưa vào tính toán cho bài toán DPPA mà các bên đang theo đuổi. Một số tính toán cho thấy biên độ thương lượng giá đã bị hẹp đi rất nhiều, thậm chí có thể bị âm, khiến các bên trở nên thận trọng hơn với quyết định tham gia DPPA, hay thậm chí dừng việc thương thảo DPPA, trong lúc theo dõi và chờ đợi các chính sách mới.

Tuy vậy, các tính toán thử nói trên có thể chưa xem xét một cách đầy đủ cấu trúc thanh toán của khách hàng tham gia DPPA một khi giá hai thành phần được áp dụng, đặc biệt là việc xem xét cách tính chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện.

Bài viết này nêu quan điểm của tác giả về một cấu trúc thanh toán DPPA đầy đủ, tập trung vào việc chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện nên được tái cấu trúc như thế nào để phù hợp với logic thu hồi chi phí hệ thống điện thông qua giá điện bán lẻ 2 thành phần. Người viết bài hy vọng nội dung bài viết sẽ đem lại các thông tin có tính tích cực cho các bên đang chuẩn bị tham gia DPPA.

Các nội dung cần đọc trước để hiểu rõ nội dung bài viết:

- Quyết định số 1279/QĐ-BCT ngày 9/5/2025 Quy định về giá bán điện
- Nghị định 57/2025/NĐ-CP ngày 3/3/2025 về cơ chế DPPA
- Cách tính chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện của EVN
- Thông cáo báo chí của EVN ngày 10/10 về việc thí điểm giá bán lẻ điện hai thành phần

2. Cấu trúc giá bán lẻ điện hai thành phần thí điểm của EVN

Theo thông cáo triển khai thử nghiệm giá bán lẻ điện hai thành phần của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) ngày 10/10/2025, tổng tiền điện của khách hàng hàng tháng được xác định theo công thức:

$$TC = C_p \times P_{max} + C_a \times A_p \quad (1)$$

Trong đó:

- C_p là đơn giá công suất (đ/kW/tháng);
- P_{max} là công suất cực đại của khách hàng trong tháng;
- C_a là đơn giá điện năng (đ/kWh), được thiết kế theo các khung giờ khác nhau như cao điểm, bình thường, và thấp điểm;
- A_p là điện năng tiêu thụ thực tế của khách hàng trong chu kỳ ghi chỉ số công tơ.

EVN hiện đã thực hiện thí điểm trên giấy với **nhóm khách hàng sản xuất** được lựa chọn theo biểu giá ở bảng 1 dưới đây, trong đó C_a **thấp hơn khoảng 21% - 25% (tùy cấp điện áp) so với đơn giá điện năng trong cơ chế giá điện hiện hữu** (1 thành phần).

Bảng 1. Đơn giá công suất C_p và đơn giá điện năng C_a được áp dụng thí điểm trên giấy

Cấp điện áp	Giá công suất (đồng/kW/tháng)	Giá điện năng (đồng/kWh)		
		Bình thường	Cao điểm	Thấp điểm
Cao áp ($U \geq 110\text{kV}$)	209.459	1.253	2.162	843
Trung áp ($22\text{kV} \leq U < 110\text{kV}$)	235.414	1.275	2.182	859
Trung áp ($6\text{kV} \leq U < 22\text{kV}$)	240.050	1.280	2.189	871
Hạ áp ($U < 6\text{kV}$)	286.153	1.332	2.251	904

Theo nội dung thông cáo, thành phần $C_p \times P_{max}$ phản ánh “chi phí cố định mà khách hàng gây ra cho hệ thống điện”, còn thành phần $C_a \times A_p$ phản ánh “chi phí biến đổi của quá trình cung cấp điện”. Hiện EVN chưa chính thức công bố tài liệu giải thích chi tiết cách tính toán ra C_p và C_a .

Hiện nay, quốc tế có một số cách tính toán đơn giá cho cơ chế giá bán lẻ hai thành phần, điển hình là phương pháp tính theo chi phí dịch vụ (Cost-of-Service, COS) và phương pháp chi phí biên (Marginal Cost Pricing) kết hợp chi phí công suất (capacity charge). Có thể tìm thấy tài liệu hướng dẫn tính toán đơn giá theo các phương pháp này trên website của các tổ chức NARUC, RAP (Regulatory Assistance Project), IEA, Ofgem và NREL. Do chưa có thông tin chính thức về việc EVN sử dụng phương pháp nào, bài viết sẽ không đi sâu vào phân tích các phương pháp quốc tế này. Thay vào đó, bài viết sẽ dựa vào các từ ngữ được sử dụng trong các văn bản ban hành của Bộ Công thương, EVN để có cách hiểu phù hợp nhất có thể trong việc diễn giải các vấn đề liên quan đến C_p và C_a .

Chi phí cố định của hệ thống điện (tính cho năm N) bao gồm chi phí đầu tư và duy trì năng lực nguồn và lưới điện, thường sẽ bao gồm các chi phí chính sau, căn cứ theo các thông tư, nghị định quy định về phương pháp xác định giá phát điện, giá dịch vụ truyền tải điện, giá bán lẻ điện bình quân (Các thông tư 07/2024/TT-BCT, 10/2024/TT-BCT, 09/2025/TT-BCT, 12/2025/TT-BCT, 14/2025/TT-BCT, 15/2025/TT-BCT và Nghị định 72/2025/NĐ-CP):

Bảng 2. Các thành phần chính thuộc **chi phí cố định** của hệ thống điện

Khâu	Các thành phần chi phí chính	Ký hiệu
Khâu nguồn điện	<ul style="list-style-type: none"> Chi phí vốn: Khấu hao tài sản cố định và chi phí tài chính (lãi vay, phí vay), chênh lệch tỷ giá; Lợi nhuận định mức: Tỷ suất sinh lợi nội tại (IRR) hoặc lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu; Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định: <ul style="list-style-type: none"> Chi phí sửa chữa lớn và các chi phí khác (bảo hiểm, phí hạ tầng, nạo vét luồng...); Phí nhân công như tiền lương và các khoản theo lương của nhân sự nhà máy điện. 	F_1
Khâu Truyền tải	<ul style="list-style-type: none"> Chi phí vốn: Khấu hao tài sản cố định, chi phí tài chính, chênh lệch tỷ giá; Lợi nhuận cho phép; Chi phí nhân công: Tiền lương và các khoản theo lương; Chi phí sửa chữa lớn: Theo định mức hoặc kế hoạch được duyệt; Chi phí bằng tiền khác (phần cố định): Thuế, phí, lệ phí, tiền thuê đất, tiền ăn ca. 	F_2
Khâu Phân phối – Bán lẻ	Tương tự như khâu truyền tải, các chi phí cố định bao gồm: Khấu hao tài sản lưới điện phân phối, lợi nhuận cho phép, chi phí tài chính, chi phí nhân công, sửa chữa lớn và các chi phí quản lý chung của ngành.	F_3
Khâu điều độ HTĐ,	<ul style="list-style-type: none"> Chi phí vốn: Khấu hao, chi phí tài chính, chênh lệch tỷ giá; Chi phí vận hành và bảo dưỡng; 	F_4

vận hành TTD, điều hành quản lý ngành	<ul style="list-style-type: none"> ○ Chi phí vật liệu, dịch vụ mua ngoài, chi phí bằng tiền khác: Được xác định dựa trên số liệu quyết toán năm N-2 trượt giá (CPI), mang tính chất tổng mức cố định năm; ○ Chi phí tiền lương và sửa chữa lớn. 	
---------------------------------------	---	--

Chi phí biến đổi của quá trình cung cấp điện (tính cho năm N), do gắn với A_p nên được hiểu là chi phí biến đổi theo sản lượng điện năng cung cấp trong năm N, thường bao gồm các chi phí chính sau:

Bảng 3. Các thành phần chính thuộc **chi phí biến đổi** của hệ thống điện

Khâu	Các thành phần chi phí chính	Ký hiệu
Khâu nguồn điện	<ul style="list-style-type: none"> • Chi phí nhiên liệu: Nhiên liệu chính (than, khí, dầu) và nhiên liệu phụ; • Chi phí vận chuyển nhiên liệu: Cước vận chuyển than, khí, LNG; • Chi phí vật liệu phụ: Hóa chất, vật tư tiêu hao (nước, đá vôi...) tính theo sản lượng; • Chi phí khởi động: Nhiên liệu và chi phí khác cho mỗi lần khởi động các tổ máy; • Chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên các nhà máy điện. 	V_1
Khâu Truyền tải	<ul style="list-style-type: none"> • Chi phí vật liệu: Được tính bằng Sản lượng truyền tải × Định mức × Trượt giá; • Chi phí dịch vụ mua ngoài: Được tính bằng Sản lượng truyền tải × Định mức × Trượt giá; • Chi phí bằng tiền khác (phần định mức): Được tính bằng Sản lượng truyền tải × Định mức × Trượt giá. 	V_2
Khâu Phân phối – Bán lẻ	<ul style="list-style-type: none"> • Chi phí mua điện đầu vào. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng khi xét ở góc độ hệ thống thì chi phí này đã tính ở khâu nguồn điện. • Chi phí tổn thất điện năng lưới phân phối. 	V_3
Khâu điều độ HTĐ, vận hành TTD, điều hành quản lý ngành	<ul style="list-style-type: none"> • Không có chi phí biến đổi; <p>(Các khâu này hoạt động theo cơ chế tổng doanh thu cho phép dựa trên số liệu quá khứ và kế hoạch năm. Hầu hết các chi phí này được xem là chi phí cố định theo kế hoạch năm, và không có chi phí biến đổi)</p>	$V_4 (\approx 0)$

Theo các phân tích trên, có thể hiểu thành phần $C_p \times P_{max}$ trong cơ chế giá bán lẻ hai thành phần sẽ giúp thu hồi các chi phí F_1, F_2, F_3, F_4 (trong bảng 2), trong đó F_2, F_3 , và F_4 tương ứng với chi phí cố định (đã tính tới lợi nhuận) của các khâu truyền tải, phân phối, điều độ hệ thống điện, vận hành thị trường điện, và điều hành quản lý ngành. Sau đây xin gọi tắt F_2, F_3 , và F_4 là các chi phí cố định (đã bao gồm lợi nhuận) của các khâu TT, PP và ĐĐ.

3. 2. Cấu trúc của chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện trong cơ chế giá điện hiện hành (một thành phần)

Hiện nay, chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện (với đơn giá là $C_{DPPAđv}$) cho phần sản lượng mua từ nhà máy điện năng lượng tái tạo trong cơ chế DPPA được xác định theo đơn vị đ/kWh. Cụ thể, theo công văn của EVN về cách tính các chi phí trong cơ chế DPPA, $C_{DPPAđv}$ được tính bằng cách lấy tổng chi phí và lợi nhuận định mức của các khâu TT, PP, ĐĐ chia cho tổng sản lượng điện thương phẩm. Có thể biểu diễn nguyên tắc tính $C_{DPPAđv}$ như sau:

$$C_{DPPAđv}^{1TP} = \frac{\sum_{i=2}^4 F_i + \sum_{i=2}^4 V_i}{A_{total}} \quad (2)$$

trong đó A_{total} là tổng sản lượng điện thương phẩm quốc gia trong năm.

Cách tính này phù hợp với biểu giá điện một thành phần, vì theo biểu giá này thì toàn bộ chi phí hệ thống đều được thu hồi thông qua đại lượng sản lượng điện năng (kWh).

4. Lý do điều chỉnh $C_{DPPAđv}$ khi áp dụng giá bán lẻ hai thành phần

Một khi chuyển chính thức sang cơ chế giá bán lẻ hai thành phần, nếu chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tiếp tục được thu theo sản lượng điện tái tạo mua qua DPPA với đơn giá $C_{DPPAđv}$ như trong cơ chế một thành phần thì khi đó khách hàng tham gia DPPA sẽ phải:

- Vừa trả chi phí cố định của các khâu TT, PP và ĐĐ thông qua thành phần $C_p \times P_{max}$ trong biểu giá hai thành phần;
- Đồng thời lại trả chi phí cố định của các khâu trên một lần nữa thông qua $C_{DPPAđv}$ tính trên sản lượng điện DPPA.

Điều này sẽ dẫn đến hiện tượng “thu hai lần chi phí cố định” các khâu TT, PP và ĐĐ, tức thu hai lần F_2, F_3 , và F_4 .

Vì vậy, khi chuyển sang cơ chế giá hai thành phần, $C_{DPPAđv}$ cần được tái cấu trúc cho phù hợp. Khuyến nghị tái cấu trúc $C_{DPPAđv}$ sẽ được trình bày rõ hơn trong các thành phần thanh toán của khách hàng tham gia DPPA như trong mục dưới đây.

5. Dòng tiền thanh toán của khách hàng tham gia DPPA qua lưới quốc gia trong cơ chế giá điện hai thành phần

Giả sử một khách hàng sản xuất tham gia DPPA qua lưới quốc gia có:

- Công suất cực đại tháng: P_{max} ;
- Điện năng tiêu thụ: $A_p = A_p^{EVN} + A_p^{DPPA}$;
- Phần mua điện DPPA (từ nhà máy điện năng lượng tái tạo) giúp giảm P_{max} một lượng P_r^{DPPA} , dẫn đến công suất cực đại của phần điện mua từ EVN là $P_{max}^{DPPA} = P_{max} - P_r^{DPPA}$. Trường hợp $P_r^{DPPA} = 0$ thì $P_{max}^{DPPA} = P_{max}$.

Một khi áp dụng giá bán lẻ hai thành phần, cấu trúc thanh toán của khách hàng được khuyến nghị bao gồm các thành phần sau:

- (1) Phần thanh toán thành phần công suất trả cho công ty điện lực (EVN): $C_p \times P_{max}^{DPPA}$;
- (2) **Phần thanh toán chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tính trên P_r^{DPPA} : $C_{DPPAđv}^P \times P_r^{DPPA}$, với $C_{DPPAđv}^P = K_{F2,3,4} \times C_p$, trong đó $K_{F2,3,4}$ (luôn nhỏ hơn 1) là hệ số phản ánh tổng các chi phí F_2, F_3, F_4 trong tổng chi phí cố định của hệ thống điện;**
- (3) Phần thanh toán thành phần điện năng mua từ công ty điện lực (EVN): $C_a \times A_p^{EVN}$;
- (4) Phần thanh toán cho điện năng A_p^{DPPA} mua theo giá thị trường giao ngay, có xét đến tổn thất trên lưới điện;
- (5) Phần thanh toán bù trừ chênh lệch P_{CL} tương ứng với điện năng A_p^{DPPA} ;
- (6) Phần thanh toán theo hợp đồng kỳ hạn cho nhà máy điện năng lượng tái tạo;
- (7) **Phần thanh toán chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tính trên sản lượng DPPA A_p^{DPPA} :**

$$C_{DPPAđv}^A \times A_p^{DPPA} \quad (3)$$

$$\text{với } C_{DPPAđv}^A = \frac{\sum_{i=2}^4 V_i}{A_{total}}$$

Cấu trúc thanh toán trên có những đặc điểm sau:

- Các thành phần thanh toán (4), (5), (6) không thay đổi so với bối cảnh áp dụng giá điện một thành phần (hiện hữu);
- Xuất hiện thành phần (1) ứng với P_{max}^{DPPA} mua từ EVN và thành phần (2) ứng với P_r^{DPPA} . Do $C_{DPPAđv}^P < C_p$ nên:
 - Trong trường hợp $P_r^{DPPA} = 0$: (1) = $C_p \times P_{max}$, và (2) = 0.
 - Trong trường hợp $P_r^{DPPA} > 0$: tổng của (1) và (2) luôn bé hơn $C_p \times P_{max}$.

Tóm lại, trong cả 2 trường hợp, tổng của (1) và (2) luôn bé hơn hoặc bằng $C_p \times P_{max}$, tức luôn bé hơn hoặc bằng thành phần công suất trong trường hợp khách hàng không tham gia DPPA. Ngoài ra, trường hợp $P_r^{DPPA} = 0$ thường có khả năng xảy ra cao hơn. Vì vậy, trong các phân tích tiếp theo, người viết sẽ không xem xét $C_{DPPAđv}^P$ một cách chi tiết.

- Phần thanh toán (3) có đơn giá C_a thấp hơn 21% - 25% so với bối cảnh áp dụng đơn giá một thành phần (hiện hữu). Đơn giá của (3) là tham chiếu được dùng để so sánh với giá điện kỳ hạn DPPA, do đó việc (3) giảm dẫn đến giảm tính cạnh tranh và hấp dẫn của việc mua điện DPPA khi áp dụng giá bán lẻ hai thành phần.
- **Do $C_{DPPAđv}^A$ bé hơn so với $C_{DPPAđv}^{1TP}$ nên phần thanh toán (7), tức chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện cho sản lượng mua qua DPPA, được giảm đáng kể so với bối cảnh áp dụng giá một thành phần. Điều này góp phần giảm nhẹ ảnh hưởng của việc thành phần (3) có đơn giá C_a thấp.**

6. Ví dụ về điều chỉnh $C_{DPPAđv}$ (lấy số liệu năm 2024)

Theo kết quả tính toán các thông số áp dụng cho cơ chế DPPA vào cuối năm 2024 của EVN, $C_{DPPAđv}$ (trong cơ chế giá điện hiện hành) có giá trị là **363,47 đ/kWh** (=99.682.268 triệu VND / 274.254 triệu kWh).

Như đã khuyến nghị và phân tích ở mục 5, việc điều chỉnh $C_{DPPAđv}$, cụ thể là áp dụng $C_{DPPAđv}^A$ như đã đề xuất ở công thức (3), một khi cơ chế giá hai thành phần được áp dụng, có tác dụng tích cực đối với quyết định tham gia DPPA của khách hàng.

Để tính $C_{DPPAđv}^A$ khi áp dụng cơ chế giá điện bán lẻ hai thành phần, cần ước lượng được tỷ lệ chi phí biến đổi V_2, V_3 trong tổng chi phí các khâu TT, PP (tỷ lệ biến đổi trong khâu ĐĐ gần bằng 0, như thể hiện ở bảng 3). Theo ước tính của tác giả từ Báo cáo kiểm toán của EVNNPT năm 2024, tỷ lệ này đối với khâu TT nằm trong khoảng 8 – 10%. Do thiếu số liệu để ước lượng tỷ lệ này đối với khâu PP, tạm giả sử (theo phương án cao) rằng **tổng chi phí biến đổi V_2, V_3 và V_4 chiếm 10% tổng chi phí của các khâu TT, PP và ĐĐ. Theo giả thiết này thì:**

$$C_{DPPAđv}^A = 0,10 \times C_{DPPAđv}^{1TP} = 0,10 \times 363,47 = 36,347 \text{ (đ/kWh)}$$

Chi phí này giảm đến hơn **320 đ/kWh** so với $C_{DPPAđv}^{1TP}$, góp phần tăng tính khả thi tài chính cho khách hàng DPPA một khi cơ chế giá điện hai thành phần được áp dụng.

7. Kết luận

Đối với các khách hàng lớn tham gia DPPA, khi chuyển từ cơ chế giá điện bán lẻ một thành phần sang hai thành phần, chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện (với đơn giá là $C_{DPPAđv}$) không thể tiếp tục được tính và thu hoàn toàn theo sản lượng điện năng như trước, vì điều đó sẽ dẫn đến hiện tượng thu lặp chi phí cố định của các khâu truyền tải, phân phối và điều độ. Do đó, việc tái cấu trúc $C_{DPPAđv}$, tách rõ phần chi phí cố định và biến đổi, là yêu cầu tất yếu để bảo đảm nguyên tắc chi phí – tránh “thu hai lần” và giữ tính công bằng giữa các nhóm khách hàng. Kết quả minh họa cho thấy khi chỉ còn thu phần biến đổi trên sản lượng mua DPPA, mức chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện có thể giảm đáng kể, qua đó cải thiện hiệu quả tài chính của phương án DPPA. Vì vậy, các khách hàng sử dụng điện lớn cần xem xét kỹ điểm này để có đánh giá đầy đủ và tích cực hơn về lợi ích tham gia DPPA.

Hơn thế nữa, cần lưu ý rằng các đơn giá hai thành phần hiện chỉ là giá trị thử nghiệm, chưa phải cơ sở chuẩn để so sánh trực tiếp với chi phí mua điện DPPA; do đó cần tiếp tục theo dõi các đánh giá và định hướng của EVN đối với các đơn giá thử nghiệm này để có ước lượng phù hợp hơn cho các dòng tiền thanh toán khi tham gia DPPA.