

Phân tích Tác động và Chiến lược Ứng phó dành cho Nhà phát triển Điện mặt trời và Doanh nghiệp Tự tiêu thụ tại Việt Nam theo Quyết định 963/QĐ-BCT

Tài liệu phân tích của EIPGRID dành cho các nhà phát triển điện mặt trời và doanh nghiệp sử dụng điện mặt trời tự tiêu thụ tại Việt Nam

0. Tóm tắt Nội dung Chính

Tài liệu này tổng hợp tác động của việc thi hành Quyết định 963/QĐ-BCT (có hiệu lực từ 22/4/2026) đối với các doanh nghiệp tại Việt Nam đang vận hành hoặc xem xét đầu tư kinh doanh điện mặt trời hoặc tài sản điện mặt trời tự tiêu thụ, cũng như đối với các hộ tiêu thụ điện lớn không sở hữu điện mặt trời, đồng thời trình bày các phương án ứng phó. Khi giờ cao điểm điện chuyển từ khung giờ phát điện mặt trời (06:00–17:30) sang sau hoàng hôn (17:30–22:30), lợi ích kinh tế thu được chỉ từ điện mặt trời sẽ giảm đi về mặt cấu trúc — nhưng điều này không có nghĩa là đầu tư điện mặt trời trở nên vô nghĩa. Điểm mấu chốt là: điện mặt trời, vốn đã suy giảm hiệu quả kinh tế do Quyết định 963, hoàn toàn có thể được hỗ trợ bằng BESS và phần mềm vận hành thông minh để vẫn tạo ra lợi nhuận trong khung giờ cao điểm buổi tối.

1. Tác động Lan tỏa của Quyết định 963 đến Lĩnh vực Điện mặt trời

Các bên liên quan đến điện mặt trời tại Việt Nam được chia thành ba nhóm lớn, và dù thuộc nhóm nào, Quyết định 963 đều gây ra tác động bất lợi về mặt cấu trúc đối với các nhóm này.

1.1 Nhà phát triển Điện mặt trời / Đơn vị phát điện theo PPA·DPPA (C&I Solar IPP)

Khi khung giờ cao điểm chuyển sang 17:30–22:30, toàn bộ khung giờ 06:00–17:30 mà điện mặt trời phát điện chỉ được thanh toán theo biểu giá 'Thường' (Standard). Trước đây, khi còn tồn tại giờ cao điểm buổi sáng (09:30–11:30), khoảng 24% sản lượng phát điện rơi vào khung giá cao điểm đắt đỏ; hiệu ứng bù trừ này nay đã hoàn toàn biến mất.

Kết quả là các dự án điện mặt trời độc lập (Solar-only) mới sẽ giảm đáng kể sức hấp dẫn xét từ góc độ tài trợ dự án (PF - Project Finance), trong khi các tài sản đang vận hành đối mặt với áp lực giảm định giá tại thời điểm tái ký hợp đồng hoặc tái cấp vốn.

1.2 Doanh nghiệp Tự tiêu thụ (Điện mặt trời mái nhà tại nhà máy/khu công nghiệp)

Giá trị cốt lõi của điện mặt trời tự tiêu thụ nằm ở việc 'thay thế việc mua điện lưới trong khung giờ đắt đỏ bằng điện mặt trời.' Tuy nhiên, giờ cao điểm mới (17:30–22:30) hoàn toàn nằm ngoài khung giờ phát điện của điện mặt trời, nên dù có tăng công suất điện mặt trời đến đâu, chi phí trong đúng khung giờ có gánh nặng tiền điện lớn nhất vẫn hoàn toàn không được phòng vệ.

Đối với ngành sản xuất ở cấp điện áp 22kV, biểu giá cao điểm (3.398 VND/kWh) cao gấp 2,85 lần biểu giá thấp điểm (1.190 VND/kWh); đối với khách hàng thương mại 22kV, biểu giá cao điểm (5.025 VND/kWh) cao gấp 3,1 lần thấp điểm. Các nhà máy vận hành 3 ca, khách sạn, F&B, trung tâm dữ liệu có hoạt động tập trung vào buổi tối, dù có lắp đặt điện mặt trời, vẫn không được hưởng lợi ích này và tiếp tục chịu rủi ro chi phí cao trong khung giờ cao điểm buổi tối (17:30–22:30) — đây chính là khoảng trống mà BESS và điều phối xVPP mang lại giá trị.

1.3 Hộ tiêu thụ Lớn Không sử dụng Điện mặt trời (Khách hàng C&I không có PV)

Hướng tác động phụ thuộc vào mô hình vận hành. Các cơ sở vận hành một ca ban ngày (thường kết thúc trước 17:30) và không trùng với giờ cao điểm buổi tối mới có thể thực sự được cải thiện, do không còn chịu ảnh hưởng từ giờ cao điểm buổi sáng trước đây. Ngược lại, các cơ sở vận hành 2–3 ca, làm việc ban đêm, hoặc có hoạt động kinh doanh buổi tối nhiều (khách sạn, F&B, trung tâm dữ liệu...) có thể chịu gánh nặng chi phí điện tăng lên do phải tiếp xúc với toàn bộ 5 giờ cao điểm buổi tối mới.

BESS vẫn là công cụ ứng phó hiệu quả ngay cả khi không có điện mặt trời. Chỉ riêng việc sạc trong khung giờ thấp điểm đêm khuya (00:00–06:00) và xả trong giờ cao điểm buổi tối (17:30–22:30) đã có thể đảm bảo hai nguồn doanh thu: chênh lệch giá điện lưới thuần túy và giảm nhu cầu công suất cực đại hàng tháng (tiết kiệm phí công suất). Việc lắp đặt điện mặt trời không phải là điều kiện tiên quyết để triển khai BESS.

Do đó, bất kể có đầu tư điện mặt trời hay không, các cơ sở có mức độ tiếp xúc với giờ cao điểm buổi tối lớn theo mô hình vận hành hoàn toàn có thể ứng phó với sự thay đổi cấu trúc biểu giá hai thành phần/TOU chỉ bằng việc triển khai BESS+xVPP.

1.4 Tóm tắt Tác động Lan tỏa

Phân loại	Trước Quyết định 963	Sau Quyết định 963	Hàm ý chính
Nhà phát triển IPP/PPA điện mặt trời	24% sản lượng trùng giờ cao điểm sáng, được bù trừ ở mức giá cao	Toàn bộ sản lượng phát điện chuyển sang biểu giá thường (06–17:30)	Đơn giá hỗn hợp giảm khoảng 20%, sức hấp dẫn PF mới suy giảm
Nhà máy/cơ sở tự tiêu thụ	Giờ cao điểm phân tán sáng/tối được phòng vệ một phần nhờ điện mặt trời và điều chỉnh phụ tải	5 giờ cao điểm buổi tối (17:30–22:30) hoàn toàn không được điện mặt trời phòng vệ	Biên lợi nhuận tự tiêu thụ giảm. Trong 5 giờ buổi tối, không có giải pháp nào khác ngoài việc mua điện cao điểm từ EVN.
Trung tâm dữ liệu (phân loại lại thương mại)	Áp dụng biểu giá sản xuất	Áp dụng biểu giá thương mại (Thông tư 60), đơn giá tăng 45–55%	Một cú sốc chi phí cấu trúc riêng biệt, không liên quan đến việc sở hữu điện mặt trời
Đối tượng áp dụng biểu giá hai thành phần (dự kiến thi hành trong tương lai gần)	Biểu giá theo sản lượng đơn nhất	① Phí công suất (kW) + ② phí theo sản lượng song song	Công suất cực đại tức thời trong tháng đó quyết định phí công suất của tháng đó (+12 tháng) → cắt giảm đỉnh là bắt buộc
Hệ tiêu thụ lớn không có điện mặt trời	Mức độ tiếp xúc với giờ cao điểm phân tán (sáng+tối, tổng 5 giờ) khác nhau theo mô hình vận hành	Hợp nhất thành giờ cao điểm buổi tối đơn nhất (5 giờ) — cơ sở vận hành ban đêm sẽ tăng mức độ tiếp xúc	Có thể ứng phó chỉ bằng BESS+xVPP, ngay cả khi không có điện mặt trời

2. Hướng Ứng phó — Vì sao chỉ "Điện mặt trời + BESS" là chưa đủ

Kết luận logic mà tài liệu Quyết định 963 đưa ra rất rõ ràng. Cấu trúc "một chu kỳ mỗi ngày" — sạc trong 6 giờ ở khung thấp điểm đêm khuya (00:00–06:00) và xả liên tục 5 giờ trong giờ cao điểm buổi tối (17:30–22:30) — mang lại một trong những mức chênh lệch giá chênh lệch ESS (arbitrage spread) tốt nhất Đông Nam Á (3.416 VND/kWh ở cấp thương mại 22kV). Tuy nhiên, việc triển khai BESS chỉ như 'phần cứng' và vận hành theo quy tắc cố định (ví dụ: sạc/xả vào giờ định sẵn mỗi ngày) tồn tại ba hạn chế mang tính cấu trúc.

- (1) Lịch trình tĩnh không phản ánh được biến động thực tế của sản lượng điện mặt trời (mây, mùa vụ) và biến động phụ tải, dẫn đến tình trạng sạc chưa đủ hoặc sạc quá mức lặp đi lặp lại, gây kém hiệu quả.
- (2) Theo biểu giá hai thành phần (tính đến tháng 8/2026 chưa chính thức được xác nhận, nhưng dự kiến thi hành trong tương lai gần), chỉ một lần quản lý đỉnh thất bại có thể ảnh hưởng đến chi phí cố định (phí công suất tăng) tối thiểu trong tháng đó, và trong trường hợp xấu nhất là nhiều tháng liên tiếp sau đó — một cấu trúc mà quy tắc tĩnh (rule-based) thông thường không thể quản lý được rủi ro này.
- (3) Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) thông thường thường chỉ dừng ở mô hình đơn nguồn thu chênh lệch giá (Arbitrage) — sạc khi điện rẻ và xả khi điện đắt. Nhưng cùng một tài sản pin có thể khai thác được nhiều giá trị hơn thế. Nền tảng xVPP của EIPGRID đồng thời khai thác bốn dòng giá trị từ một tài sản duy nhất: ① cắt giảm đỉnh (peak-cut) để ngăn hóa đơn tăng đột biến do vượt công suất hợp đồng, ② tối ưu hóa khớp nối tự tiêu thụ điện mặt trời*, ③ doanh thu bổ sung từ việc tham gia chương trình phản hồi nhu cầu (DR), và ④ tiết kiệm chi phí O&M nhờ bảo trì phòng ngừa dựa trên phát hiện bất thường. Việc vận hành đồng thời nhiều nguồn doanh thu trên một tài sản duy nhất không phải là điều có thể quản lý thủ công — và đây chính là lý do lớp phần mềm dựa trên AI trở nên thiết yếu.

**Tận dụng tối đa điện do năng lượng mặt trời tạo ra đúng lúc nhà máy cần, thay vì để lãng phí*

Đây chính là vai trò mà xVPP (nền tảng điều phối AI) và Powersight (công cụ chẩn đoán/mô phỏng) của EIPGRID đảm nhận, vận hành trên nền phần cứng (BESS/PV).

3. Làm thế nào để vẫn tạo ra lợi nhuận trong giờ cao điểm buổi tối?

Trước Quyết định 963, giá trị cốt lõi của điện mặt trời tự tiêu thụ nằm ở việc tránh mua điện lưới trong khung giá cao điểm buổi sáng đắt đỏ. Nay khi giờ cao điểm buổi sáng không còn và toàn bộ khung giờ phát điện mặt

trời được xếp vào biểu giá thường (tiêu chuẩn), hiệu quả kinh tế của điện mặt trời phải đối mặt với thực tế suy giảm rõ rệt so với trước đây. Dưới đây là phương pháp theo từng bước nhằm bù đắp hiệu quả kinh tế đã giảm vào ban ngày, đồng thời đảm bảo thêm doanh thu trong giờ cao điểm buổi tối.

Bước 1 — Sản xuất điện mặt trời với chi phí thấp vào ban ngày

Các tấm pin mặt trời phát điện vào ban ngày (06:00~17:30). Chi phí sản xuất loại điện này thấp hơn so với mua từ EVN, nhưng do đây là khung giờ vốn dĩ không đắt (biểu giá thường), nên nếu sử dụng hoặc bán ngay tại chỗ, mức tiết kiệm tiền điện sẽ không lớn.

- Loại tự tiêu thụ (nhà máy sử dụng trực tiếp): Nhà máy sử dụng trực tiếp điện sản xuất ban ngày → rẻ hơn so với EVN, nhưng do thuộc khung biểu giá thường nên mức tiết kiệm bị hạn chế.
- Loại IPP/PPA (nhà phát triển kiếm tiền từ việc bán điện): Bán điện sản xuất ban ngày cho nhà máy (bên chủ nhà) theo giá PPA → chi phí sản xuất thấp, nhưng đơn giá bán cũng theo biểu giá thường nên biên lợi nhuận không lớn.

Trong cả hai trường hợp, điểm mấu chốt đều giống nhau — vì giá điện ban ngày không đắt, nên nếu sử dụng hoặc bán ngay lượng điện này, sẽ không tạo ra lợi ích lớn. Đó là lý do vì sao bước tiếp theo (lưu trữ pin → xả buổi tối) trở nên cần thiết.

Bước 2 — Không dùng hết mà lưu trữ vào pin

Nhà máy sử dụng lượng điện còn dư sau khi sử dụng trong ngày để sạc BESS.

- Loại tự tiêu thụ: Sạc BESS bằng lượng điện "còn dư" sau khi sử dụng trong ngày.
- Loại IPP/PPA: Không đơn thuần là phần "dùng còn dư", mà sử dụng công nghệ AI để tính toán phân sản lượng tối ưu có thể bán được giá cao hơn nếu bán vào giờ cao điểm buổi tối, và sạc vào BESS một cách chiến lược, chủ động.

Bước 3 — Sử dụng điện từ BESS trong giờ cao điểm buổi tối

Khung giờ 17:30~22:30 buổi tối là thời điểm giá điện đắt nhất trong ngày. Thay vì mua điện đắt theo biểu giá cao điểm từ EVN trong khung giờ này, hệ thống sẽ xả điện từ pin đã được sạc sẵn từ ban ngày bằng nguồn điện rẻ hoặc dư thừa để sử dụng.

Bước 4 — Chênh lệch chính là lợi ích tăng thêm

- Chi phí sạc pin vào ban ngày (thực chất gần như miễn phí đối với điện mặt trời)
- so với chi phí điện theo biểu giá cao điểm mà đáng lẽ phải mua từ EVN vào giờ buổi tối (17:30~22:30) thay vì dùng pin.

*** Vậy vì sao cần "phần mềm AI"? ***

Chỉ riêng BESS thì khó đạt được mức doanh thu như mong muốn. Cần có phần mềm thông minh có khả năng cảm nhận sự thay đổi của môi trường theo thời gian thực, tính toán lượng sạc/xả tối ưu mỗi lần, và quyết định khi nào nên sạc, khi nào nên xả, thì mới có thể tối đa hóa chênh lệch lợi nhuận trong giờ cao điểm buổi tối. Nếu chỉ đơn thuần sạc/xả một cách máy móc vào giờ định sẵn theo quy tắc đã thiết lập trước, kết quả cuối cùng sẽ là thua lỗ.

Nếu con người vận hành theo lịch trình cố định (ví dụ: luôn sạc từ 0~6 giờ sáng, xả từ 5 rưỡi~10 rưỡi tối), hiệu quả kinh tế sẽ giảm; AI cần liên tục điều chỉnh tối ưu theo tình huống thực tế thì mới có thể tối đa hóa chênh lệch lợi nhuận thu được trong giờ cao điểm buổi tối.

4. xVPP và Powersight — Vai trò và Đóng góp

Giải pháp của EIPGRID được đơn giản hóa theo hai trục: 'xVPP' — nền tảng tích hợp vận hành và điều khiển tài sản thực theo thời gian thực (bao gồm điều phối, giám sát biểu giá, tự phản hồi nhu cầu, và mô hình dịch vụ), và 'Powersight' — công cụ phân tích riêng biệt để chẩn đoán và mô phỏng tính khả thi của dự án trước khi triển khai.

Sản phẩm	Chức năng cốt lõi	Đóng góp trong ứng phó với Quyết định 963
xVPP (Nền tảng Điều phối Tích hợp AI)	① Phân tích mẫu hình phụ tải/phát điện/giá theo thời gian thực → tính toán PCRM (năng lực có thể cắt giảm) → hình thành nhóm cân bằng → phát tín hiệu điều khiển theo chu kỳ 10 phút (144 lần/ngày) ② Phát hiện sử dụng điện bất thường, phân tích nhu cầu cực đại, cảnh báo dự báo hóa đơn hàng tháng ③ Tự phản hồi nhu cầu (Self-DR) chi phí CAPEX thấp, không phụ thuộc tín hiệu từ lưới điện/DSO ④ Đề xuất mô hình dịch vụ cho thuê pin kết hợp thanh toán theo mức tiết kiệm tối ưu	Kết hợp điện mặt trời, BESS và phụ tải thành một hệ thống để phòng vệ chính xác 5 giờ cao điểm buổi tối. Giám sát thời gian thực và cảnh báo trước công suất cực đại hàng tháng — yếu tố quyết định chi phí cố định theo biểu giá hai thành phần — nhằm ngăn ngừa hóa đơn tăng đột biến. Có thể ứng phó nhanh với các điều chỉnh quy định từ Chính phủ/EVN. Đồng thời cung cấp phương án triển khai không gánh nặng CAPEX ban đầu.
Powersight (Phân tích Dữ liệu/Mô phỏng)	Phân tích cấu trúc biểu giá TOU (thấp điểm/thường/cao điểm), mô phỏng tác động của việc lắp đặt PV+BESS, dự báo ROI/thời gian hoàn vốn, tự động phát hiện đỉnh bất thường, thời gian phân tích giảm từ 32 giờ xuống 1 giờ	Phản ánh cấu trúc biểu giá mới theo Quyết định 963/biểu giá hai thành phần để xác định chính xác công suất BESS tối ưu, không thiết kế thừa hay thiếu → xác minh tính khả thi trước triển khai (PoC) và tối ưu hóa CAPEX.

5. Vận hành BESS Độc lập so với Vận hành Kết hợp xVPP (Điều phối AI) — So sánh Hiệu quả Đầu tư

Với cùng một nền tảng phần cứng BESS/PV, so sánh giữa 'vận hành theo quy tắc tĩnh' và 'điều phối động dựa trên xVPP' từ góc độ đầu tư như sau. (Số liệu dựa trên các dự án tham chiếu thực tế của EIPGRID; giá trị cụ thể tại Việt Nam cần được xác nhận lại thông qua PoC bằng Powersight)

Hạng mục So sánh	BESS Độc lập (Lịch trình Tĩnh)	BESS + xVPP (Điều phối Động AI)
Phương thức vận hành	Thiết lập thủ công lịch trình cố định (ví dụ: sạc 00–06 giờ, xả 17:30–22:30) và vận hành y nguyên	Tính toán và điều phối lại mỗi 10 phút (144 lần/ngày) dựa trên dữ liệu phụ tải, phát điện và giá theo thời gian thực
Định cỡ ban đầu (CAPEX)	Ước tính theo kinh nghiệm/thận trọng → lãng phí CAPEX do thiết kế thừa, hoặc rủi ro thất bại cắt đỉnh do thiết kế thiếu	Định cỡ công suất tối ưu dựa trên mẫu hình phụ tải thực tế qua mô phỏng Powersight → loại bỏ CAPEX không cần thiết
Chênh lệch giá theo sản lượng	Chỉ áp dụng chênh lệch cố định một cách máy móc	Tiết kiệm thêm khoảng 12% chi phí năng lượng trên cùng một tài sản
Hiệu suất vận hành/tuổi thọ ESS (OPEX)	Rủi ro suy giảm nhanh do không quản lý chu kỳ sạc/xả	Chiến lược sạc/xả thích ứng giúp tăng hiệu suất vận hành khoảng 7%, giảm OPEX của ESS khoảng 25%
Ứng phó phí công suất (biểu giá hai thành phần)	Cắt đỉnh cố định theo giá trị thiết lập trước — rủi ro hóa đơn tăng đột biến về chi phí cố định (phí công suất) trong tháng đó (và có thể nhiều tháng sau) nếu dự báo sai lệch	Quản lý chính xác mức đỉnh mục tiêu thông qua giám sát nhu cầu cực đại thời gian thực và cắt đỉnh động, cùng cảnh báo trước từ xVPP
Cấu trúc nguồn doanh thu	Đơn nhất (chênh lệch giá TOU)	Đa dạng (chênh lệch giá + tiết kiệm phí công suất/cắt đỉnh + tiềm năng DR/dịch vụ phụ trợ + giám sát tài sản PV)
Khả năng hiển thị rủi ro	Chỉ xác nhận kết quả tại thời điểm thanh toán (sự việc đã xảy ra)	Ứng phó chủ động qua bảng điều khiển thời gian thực, phát hiện bất thường và hóa đơn dự báo hàng tháng (trước khi sự việc xảy ra)
Gánh nặng đầu tư ban đầu	Toàn bộ CAPEX tự có hoặc tài trợ từ nhà cung cấp thông thường	Có thể phân tán rủi ro CAPEX thông qua Guaranteed Saving Rate (cho thuê pin, phí dịch vụ bằng 0) hoặc đồng đầu tư

6. Kết luận và Đề xuất

Quyết định 963 có vẻ như một mối đe dọa đối với ngành điện mặt trời Việt Nam, nhưng thực chất gần giống một tín hiệu cho thấy thời đại mà 'cách vận hành điện mặt trời' quyết định khả năng sinh lời đã đến. Như đã phân tích ở trên, hiệu quả kinh tế của bản thân điện mặt trời vẫn còn tồn tại, nhưng biên lợi nhuận đã suy giảm. Tuy nhiên, việc bảo vệ hoặc khôi phục biên lợi nhuận đã suy giảm đó giờ đây là vấn đề của phương thức vận hành, chứ không phải phần cứng.

① Hãy kiểm tra điều này trước tiên: Chúng tôi khuyến nghị quý vị nên thực hiện chẩn đoán (dựa trên Powersight) để ước tính và định lượng tác động tài chính thực tế khi áp dụng Quyết định 963/biểu giá hai thành phần, dựa trên dữ liệu phụ tải và phát điện thực tế tại cơ sở của quý vị. Cần biết chính xác đơn giá tránh được và mức chênh lệch tại cơ sở của mình — chứ không phải một chuẩn tham chiếu chung — thì mới có thể đưa ra quyết định tiếp theo.

② Nếu quý vị đang sử dụng hợp đồng PPA: Hãy kiểm tra các điều khoản liên kết/xem xét lại biểu giá trong hợp đồng, và nếu cần, thảo luận với nhà phát triển về việc tái cấu trúc biểu giá thông qua kết hợp BESS.

③ Nếu quý vị chỉ sở hữu điện mặt trời tự tiêu thụ: Hãy cân nhắc triển khai BESS để phòng vệ giờ cao điểm buổi tối (17:30–22:30); nếu gánh nặng CAPEX ban đầu là mối lo ngại, phương án bắt đầu với mô hình dịch vụ cho thuê pin kết hợp thanh toán theo mức tiết kiệm (Guaranteed Saving Rate) mà không phát sinh thêm chi phí cũng là một lựa chọn khả thi.

④ Nếu quý vị có khả năng là đối tượng áp dụng biểu giá hai thành phần dự kiến sắp thi hành (từ 22kV trở lên, từ 200.000 kWh/tháng trở lên): Dù thời điểm thi hành vẫn còn chưa cố định, do công suất cực đại hàng tháng có thể ảnh hưởng đến chi phí cố định trong tương lai, chúng tôi khuyến nghị quý vị chủ động chuẩn bị hệ thống quản lý đỉnh từ trước.

⑤ Nếu quý vị là hộ tiêu thụ lớn không có cơ sở điện mặt trời: Bất kể có đầu tư điện mặt trời hay không, trước tiên hãy kiểm tra mô hình vận hành (hình thức ca làm việc, tỷ trọng hoạt động buổi tối) — mô hình vận hành càng trùng nhiều với giờ cao điểm buổi tối mới (17:30–22:30), quý vị càng có thể thu được hiệu quả chênh lệch giá theo sản lượng và tiết kiệm phí công suất chỉ bằng việc triển khai BESS+xVPP.

※ [Tiền đề] 'Đơn giá cao điểm-thường' nêu trên không phải là giá bán thực tế mà nhà phát triển thu từ khách hàng, mà là đơn giá lưới điện theo khung giờ trong biểu giá bán lẻ chính thức của EVN (Quyết định 1279/QĐ-BCT). Cách tính này giả định cấu trúc hợp đồng PPA song phương C&I truyền thống, trong đó giá PPA được liên kết với biểu giá TOU của lưới điện tại thời điểm đó ('liên kết theo lưới điện') — đây là một thông lệ hợp đồng thực sự phổ biến tại Việt Nam. Ngược lại, mức trần DPPA (Lưới điện Riêng) chính thức theo Nghị định 57/2025 là một mức giá cố định đơn nhất, không phân biệt theo khung giờ (1.012–1.383 VND/kWh khi không kết hợp pin); đối với loại hợp đồng 'giá cố định' này, tác động thay vào đó phát sinh từ áp lực đàm phán lại do mức trần sẵn sàng chi trả của bên chủ nhà giảm xuống.

※ [Cơ sở tính toán và giới hạn kiểm chứng] Ví dụ minh họa 'Quyết định 963' của Arcus Energy (cập nhật tháng 5/2026) đưa ra con số $\$0,112 \rightarrow \$0,090$ (khoảng -19,6%) bằng cách áp dụng bình quân gia quyền theo tỷ lệ phân bổ sản lượng phát điện (76%/24% $\rightarrow$ 99,5%/0,5%) cho các mức giá gần đúng '22kV biểu giá sản xuất: thường ~\\$0,085/kWh, cao điểm ~\\$0,197/kWh', nhưng không công bố tỷ giá hối đoái áp dụng cũng như đơn giá VND gốc. Tính ngược theo tỷ giá bình quân tháng 4/2026 (khoảng 1 USD = 26.337 VND, exchange-rates.org), $\$0,085$ tương đương khoảng 2.239 VND — gần với biểu giá bán lẻ bình quân toàn quốc (2.204 VND) hơn là biểu giá thường sản xuất 22kV (1.833 VND) — và $\$0,197$ tương đương khoảng 5.188 VND, gần với biểu giá cao điểm thương mại 22kV (5.025 VND) hơn là biểu giá cao điểm sản xuất 22kV (3.398 VND). Điều này cho thấy sự không khớp giữa nhãn 'sản xuất' và biểu giá thực tế được áp dụng. Do đó, các con số tuyệt đối $\$0,112/\$0,090$ chỉ nên được xem là số liệu tham khảo gần đúng; mức -17% được tính trực tiếp từ biểu giá VND chính thức theo Quyết định 1279 là ước tính đáng tin cậy hơn. Tuy nhiên, cả hai phương pháp đều thống nhất về hướng giảm và quy mô gần đúng (trong khoảng 15–20%).