EnergyTag

XanhTerra

Sách Trắng

TÍCH HỢP NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TẠI VIỆT NAM THÔNG QUA CƠ CHẾ ĐIỆN SẠCH LIÊN TỤC (RTC)



Shailesh Telang
Head of APAC, EnergyTag
shailesh@energytag.org

Annie Wong
APAC Manager, EnergyTag
annie@energytag.org

Ananth Chikkatur
CEO, XanhTerra,
ananth@xanhterra.com

TÓM TẮT

THÔNG ĐIỆP CHÍNH

1. **Thách thức của Việt Nam là thời điểm cung cấp điện từ các nguồn năng lượng tái tạo.** Phụ tải cực đại tăng 11,1% trong năm 2025, cao hơn gấp đôi so với tốc độ tăng trưởng tổng sản lượng điện toàn hệ thống. Phụ tải đỉnh xuất hiện vào buổi tối, sau khi công suất điện mặt trời suy giảm. Vào những ngày có phụ tải tăng cao, các nhà máy điện than hầu như không còn nhiều dư địa công suất; và trong mùa khô, các tổ máy dầu diesel có thể phải huy động.
2. **Giá và hợp đồng hiện nay chủ yếu dựa trên sản lượng điện.** Cơ chế giá FiT và các hợp đồng mua bán điện áp dụng khung giá hoặc giá trần do Nhà nước quy định thanh toán cho đơn vị phát điện tái tạo theo một mức giá cố định, không phân biệt thời điểm phát điện. Phần lớn các hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) cũng ấn định một mức giá hợp đồng không thay đổi theo chu kỳ giao dịch, dù thanh toán đối soát theo giá thị trường bán buôn từng chu kỳ 30 phút. Điện mặt trời kèm pin lưu trữ được hưởng mức giá trần cao hơn, nhưng mức giá này cũng không thay đổi theo thời điểm trong ngày. Không có cơ chế khuyến khích bổ sung cho việc xả điện vào cao điểm tối.
3. **Thị trường điện, hệ thống lưu trữ và cơ chế chứng chỉ tại Việt Nam chưa được liên kết với nhau.** Thị trường bán buôn điện thanh toán theo chu kỳ 30 phút, và cơ chế DPPA gắn giá điện mà bên mua phải trả với mức giá thị trường trong từng chu kỳ đó; Chứng chỉ năng lượng tái tạo (REC) đã được giao dịch. Quy hoạch điện cũng đặt mục tiêu phát triển 10,0–16,3 GW công suất lưu trữ bằng pin. Tuy nhiên, điện sạch vẫn chưa được ký hợp đồng, cung ứng, thanh toán và xác minh theo từng khoảng thời gian thực.
4. **Hợp đồng cung cấp điện sạch liên tục (Round-the-clock (RTC)) kèm nghĩa vụ cung cấp điện nhắm tới đỉnh phụ tải buổi tối.** Báo cáo này đề xuất hợp đồng cung cấp điện sạch liên tục mới với yêu cầu cung cấp điện tối thiểu 90% công suất hợp đồng trong từng chu kỳ 30 phút từ 17:30 đến 22:30. Phần thiếu hụt có thể chịu mức phạt bằng 1,5 lần giá hợp đồng. Một chương trình thí điểm tự nguyện đầu tiên với quy mô tối đa 600-660 MW, do đơn vị mua bán điện của EVN (EVN-EPTC) mua, có thể được sử dụng để kiểm chứng mô hình.
5. **Khách hàng DPPA doanh nghiệp phải trả chi phí cao hơn khi sản lượng điện mặt trời giảm và hiện chưa thể chứng minh điện sạch đã được sử dụng vào thời điểm nào.** DPPA đối soát theo từng chu kỳ 30 phút, vì vậy thời điểm cung cấp điện ảnh hưởng đến chi phí. Hợp đồng điện được cam kết cung cấp từ các nguồn điện mặt trời có thể tạo ra tình trạng dư thừa vào buổi trưa, khi đó phần điện dư chỉ được hưởng giá thị trường bán buôn. Vào buổi tối, khi không còn điện mặt trời, bên mua phải thanh toán theo giá bán lẻ, và giá bán lẻ tại giờ cao điểm cao hơn gấp hai lần mức giá bán buôn bình quân đối với khách hàng công nghiệp lớn. DPPA đã tạo ra dữ liệu đối soát theo chu kỳ 30 phút, nhưng chưa có chứng chỉ tại Việt Nam chứa đựng thông tin này. Việc bổ sung dữ liệu phát điện có dấu thời gian vào các REC hiện hữu (như I-REC, TIGR) theo Cấu hình 3 của EnergyTag sẽ khắc phục khoảng trống này.

Hệ thống điện Việt Nam đã trở thành một trong những hệ thống điện lớn và tăng trưởng nhanh nhất Đông Nam Á. Cuối năm 2025, tổng công suất toàn hệ thống đạt 87,6 GW, trong đó 24,5 GW là nguồn năng lượng tái tạo. Nếu tính về sản lượng phát điện, Việt Nam đã thuộc nhóm dẫn đầu khu vực về năng lượng tái tạo (NLTT). Thách thức hiện nay là thời điểm các nguồn điện này có thể cung cấp điện. Năm 2025, phụ tải cực đại tăng 11,1% trong khi tổng sản lượng điện toàn hệ thống tăng 4,6%. Hệ thống ghi nhận mức phụ tải kỷ lục mới 58.456 MW ngày 24/6/2026 – đỉnh này rơi vào buổi tối, sau khung giờ các nguồn điện mặt trời suy giảm, và công suất điện mặt trời đã có thời điểm giảm khoảng 4.000 MW chỉ trong một giờ. Việc tiếp tục bổ sung các nguồn điện mặt trời và điện gió theo các hợp đồng chủ yếu dựa trên sản lượng như hiện nay sẽ không giải quyết được khoảng trống về thời điểm cung cấp điện.

Sách Trắng này của EnergyTag đánh giá cách thị trường điện đang phát triển của Việt Nam có thể hỗ trợ tích hợp NLTT và hợp đồng cung cấp điện sạch liên tục (RTC), đồng thời xem xét cách khách hàng doanh nghiệp có thể xây dựng các tuyên bố sử dụng điện sạch đáng tin cậy và được đối soát theo thời gian. Điện sạch RTC là một thoả thuận cung cấp theo hợp đồng, kết hợp nguồn tái tạo, lưu trữ và các nguồn linh hoạt khác để bảo đảm cung cấp điện theo một biểu đồ xác định. Khác với từng nguồn tái tạo riêng lẻ, RTC cung cấp công suất có khả năng điều độ trong các khoảng thời gian xác định. Hợp đồng RTC không đòi hỏi 100% điện sạch trong mọi giờ. Nguồn cung RTC có thể cải thiện vận hành lưới điện Việt Nam đồng thời giảm chi phí: mua điện tái tạo có khả năng cung cấp ổn định và điều độ giúp trực tiếp xử lý phụ tải đỉnh buổi tối và tình trạng công suất điện mặt trời suy giảm nhanh mà hệ thống đang đối mặt.

VỊ THẾ HIỆN TẠI CỦA VIỆT NAM

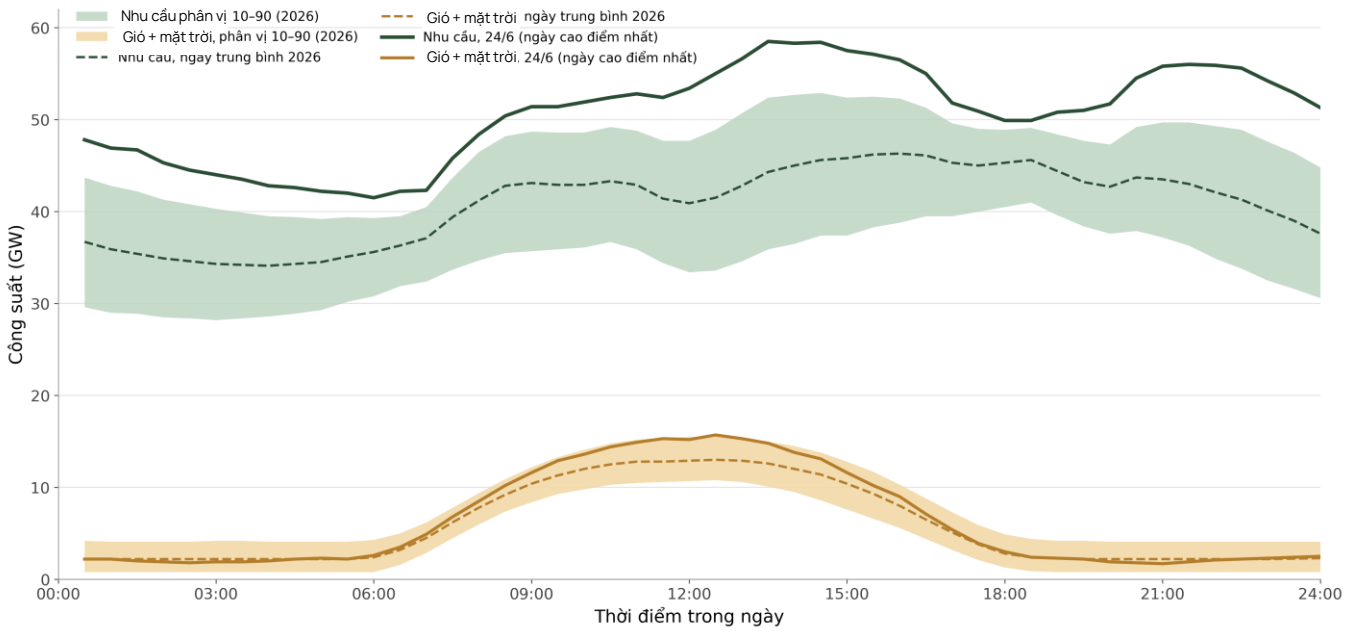
So với nhiều quốc gia trong khu vực, Việt Nam đã tương đối phát triển về chu kỳ giao dịch trong thị trường điện. Thanh toán thị trường bán buôn đã vận hành theo chu kỳ 30 phút; và cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) liên kết các mức giá này với khách hàng doanh nghiệp thông qua hợp đồng chênh lệch (CfD). Đồng thời, Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (QHĐ VIII) nâng mục tiêu pin lưu trữ đến năm 2030 lên 10,0-16,3 GW, song song với việc chủ động nâng cấp và hoàn thiện thị trường. Việc kết nối các cơ chế này sẽ cho phép ký hợp đồng, cung cấp điện và xác nhận điện sạch theo địa điểm và thời điểm cung cấp điện.

Một số khoảng trống xuyên suốt phân tích gồm:

- **Giá và hợp đồng thanh toán theo sản lượng:** các mức giá trần hiện hành và nhiều mức giá DPPA song phương chưa tạo cơ chế khuyến khích rõ ràng cho việc cung cấp điện vào cao điểm tối. Giá VWEM thay đổi theo chu kỳ giao dịch, nhưng chỉ riêng tín hiệu giá này chưa tạo ra nghĩa vụ bảo đảm cung cấp điện sạch.
- **Mức giá cao hơn dành cho dự án có lưu trữ đang khuyến khích lắp pin hơn là xả pin khi hệ thống thiếu nguồn:** BESS chưa thực sự được công nhận là một loại hình tài sản độc lập, vì vậy quyền điều khiển, điều độ, thanh toán và cơ chế chi trả vẫn chưa rõ ràng, đặc biệt trong cơ chế DPPA.
- **Điện mặt trời quy mô lớn gần như chững lại, chỉ tăng thêm 586 MW trong năm 2025.** Điện mặt trời mái nhà đã có những thay đổi đáng kể ở cấp hệ thống, với lượng điện dư được phép bán lên tới 50% tổng sản lượng điện. Cơ quan vận hành hệ thống kỳ vọng có đầy đủ khả năng kiểm soát thông qua cơ chế giám sát của địa phương đối với các hệ thống điện mặt trời mái nhà, nhưng việc này vẫn đang được hoàn thiện.
- **Thiếu khuôn khổ chứng chỉ có độ phân giải thời gian thực cao:** mặc dù thanh toán 30 phút tạo ra dữ liệu đối soát theo từng chu kỳ, Việt Nam chưa có chứng chỉ điện sạch có độ phân giải thời gian thực đủ cao để chuyển dữ liệu đó thành một tuyên bố điện sạch có thể xác minh.

ĐIỆN GIÓ VÀ MẶT TRỜI SUY GIẢM MỖI TỐI, ĐÚNG LÚC NHU CẦU VẪN Ở MỨC CAO

Hệ thống điện Việt Nam ở độ phân giải 30 phút: dải biến động giữa các ngày năm 2026 (phân vị 10–90), ngày trung bình và ngày cao điểm nhất (24/6).



Hình 1. Nhu cầu điện buổi tối tại Việt Nam không thể được đáp ứng đầy đủ bằng điện gió và điện mặt trời

Nguồn: Phân tích của XanhTerra dựa trên dữ liệu sản lượng 30 phút của NSMO.

MUA ĐIỆN SẠCH TRUYỀN THỐNG SO VỚI MUA ĐIỆN SẠCH LIÊN TỤC (RTC)

Bảng 1 dưới đây cho thấy sự khác biệt giữa mua điện sạch liên tục (RTC) và mua điện tái tạo truyền thống trên các khía cạnh quan trọng đối với hệ thống, chi phí, phòng ngừa rủi ro giá và tuyên bố sử dụng điện sạch.

Khía cạnh	Mua điện tái tạo truyền thống	Mua điện sạch liên tục (RTC)
Mục tiêu mua điện	Mua điện tái tạo chủ yếu để đáp ứng yêu cầu về sản lượng điện định kỳ hoặc tổng sản lượng điện yêu cầu.	Mua biểu đồ cung cấp điện sạch xác định, kèm nghĩa vụ thực hiện trong từng khoảng thời gian hoặc chu kỳ cụ thể.
Biểu đồ phát điện	Dựa vào từng nguồn NLTT riêng lẻ như mặt trời, gió hoặc sinh khối.	Kết hợp các nguồn NLTT, lưu trữ và nguồn linh hoạt khác để bảo đảm cung cấp điện ổn định hơn theo biểu đồ phụ tải yêu cầu.
Hiệu quả hệ thống	Ảnh hưởng xấu đến hoạt động của hệ thống thông qua việc làm tăng nhu cầu dịch vụ linh hoạt ở cấp hệ thống; hỗ trợ tải đỉnh buổi chiều nhưng không có khả năng điều độ.	Hỗ trợ hệ thống bằng việc cung cấp công suất có khả năng điều độ trong các giờ cao điểm chiều và tối; giảm nhu cầu dịch vụ linh hoạt.
Linh hoạt & lưu trữ	Không bắt buộc lưu trữ để đạt mục tiêu sản lượng NLTT định kỳ.	Sử dụng lưu trữ và đa dạng hóa danh mục để quản lý thiếu hụt điện và tăng độ tin cậy của nguồn điện.
Chi phí & độ phức tạp	Thường đơn giản hơn về cấu trúc, hợp đồng và quản trị.	Cấu trúc phức tạp hơn và có thể đắt hơn ở giai đoạn đầu, nhưng có thể tăng độ tin cậy trong giao điện, giá trị từ chênh lệch giá và hiệu quả phòng ngừa rủi ro giá.
Đặc điểm thương mại và khả năng phòng ngừa rủi ro giá	PPA điện mặt trời độc lập quy mô lớn có thể khiến người mua chịu rủi ro trong giai đoạn không có nắng và rủi ro giá điện suy giảm vào ban ngày khi nguồn cung điện mặt trời tăng.	Danh mục nguồn điện có biểu đồ cung ứng được điều chỉnh hoặc có hệ thống lưu trữ có thể dịch chuyển thời điểm cung cấp điện sang thời điểm có giá trị cao hơn, qua đó nâng cao khả năng cung ứng điện theo phụ tải và giảm tác động của tình trạng giá điện giảm do nguồn cung điện mặt trời tăng.
Đối soát theo giờ hoặc với độ phân giải thời gian cao	Mua điện định kỳ có thể tạo ra sự chênh lệch thời gian đáng kể giữa bên phát điện và bên tiêu thụ điện tái tạo.	Cho phép đối soát theo giờ hoặc theo các chu kỳ ngắn hơn một giờ khi kết hợp dữ liệu theo chu kỳ và hệ thống kiểm soát phù hợp; tuy nhiên bản thân RTC chưa đủ cơ sở cho một tuyên bố đối soát theo giờ.
Dữ liệu & xác minh	Cơ chế chứng chỉ thuộc tính năng lượng (EAC) định kỳ có thể đáp ứng yêu cầu của các tuyên bố NLTT định kỳ truyền thống.	Cho phép đo lường mức độ thực hiện nghĩa vụ cung cấp điện chi tiết hơn; tuyên bố với khung thời gian có độ phân giải cao đòi hỏi dữ liệu theo từng chu kỳ đáng tin cậy, theo dõi thuộc tính và xác minh.
Tuyên bố điện sạch của doanh nghiệp	Hỗ trợ tuyên bố NLTT định kỳ khi đáp ứng các yêu cầu áp dụng.	Mua điện RTC không tự động tạo cơ sở cho tuyên bố điện sạch theo giờ; điều này phụ thuộc vào khung đối soát, theo dõi và xác minh.

Bảng 1. Mua điện tái tạo truyền thống so với mua điện sạch RTC

Nguồn: XanhTerra.

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy xu hướng phát triển này:

- Tổng Công ty Năng lượng Mặt trời Ấn Độ (SECI) sử dụng các gói thầu RTC dựa trên nghĩa vụ cung cấp điện với tỷ lệ cấp tối thiểu theo từng khung thời gian xác định;
- Úc cho thấy giá trị thị trường của các dịch vụ linh hoạt thông qua thanh toán 5 phút và nâng cấp lưu trữ;
- Đài Loan đang xây dựng hệ thống đối soát cung cầu điện với độ phân giải thời gian cao trên nền dữ liệu công tơ theo chu kỳ;
- Trung Quốc đang từng bước hình thành các cấu phần của RTC.

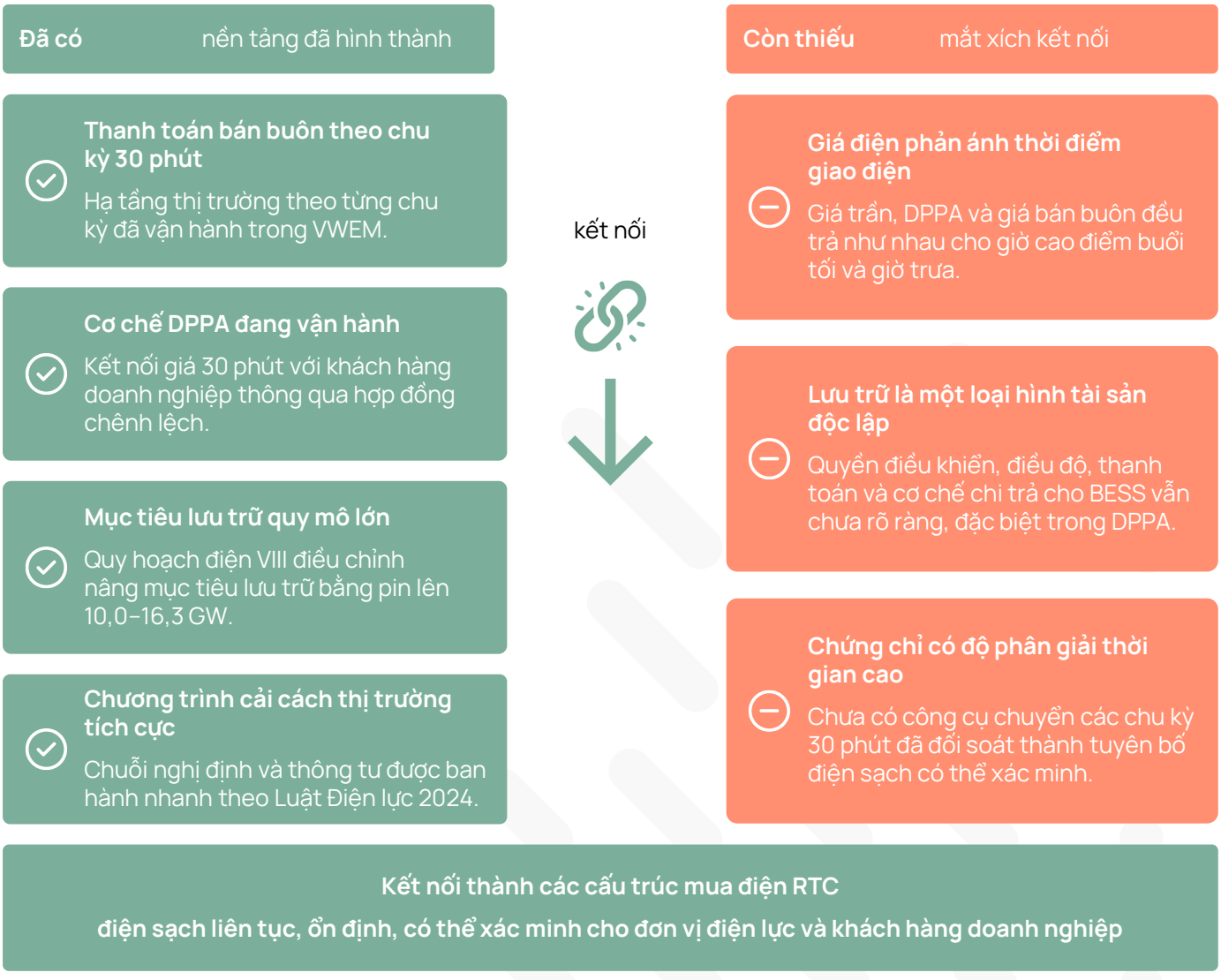
Mỗi mô hình đều có những kinh nghiệm đáng tham khảo cho Việt Nam, nhưng cần được điều chỉnh cho phù hợp với đặc thù trong nước thay vì áp dụng nguyên mẫu.

TẠI SAO VẤN ĐỀ NÀY QUAN TRỌNG

Nhu cầu đối với điện sạch được đối soát theo thời gian đang được thúc đẩy đồng thời bởi nhu cầu hệ thống và các yêu cầu bên ngoài. Các khách hàng có yêu cầu cao về việc đảm bảo phụ tải liên tục, ổn định như trung tâm dữ liệu và nhà máy sản xuất là nhóm ít được biểu đồ phát của nguồn điện mặt trời đáp ứng, trong khi hiện chưa có sản phẩm cung cấp điện nào tương ứng với biểu đồ tiêu thụ của họ.

KHOẢNG TRỐNG NẰM Ở SỰ KẾT NỐI, KHÔNG PHẢI Ở THAM VỌNG

Việt Nam đã có các cấu phần nền tảng cho điện sạch liên tục. Nhiệm vụ là kết nối chúng.



Hình 2. Các cấu phần nền tảng cho điện sạch liên tục của Việt Nam

Nguồn: XanhTerra.

Các nhà xuất khẩu chịu tác động của Cơ chế Điều chỉnh Biên giới Các-bon (CBAM) của Liên minh Châu Âu, với giai đoạn áp dụng chính thức bắt đầu từ ngày 01/01/2026. Ngành sắt thép của Việt Nam chịu tác động lớn nhất, với kim ngạch xuất khẩu sang EU năm 2024 trên 2,2 tỷ EUR. Phát thải gián tiếp từ điện mua vào hiện chưa thuộc phạm vi CBAM đối với sắt và thép; do đó, ở thời điểm hiện tại, việc mua điện sạch chủ yếu hỗ trợ báo cáo phát thải Phạm vi 2, yêu cầu của khách hàng và phòng ngừa rủi ro giá điện, mặc dù về dài hạn, CBAM có thể mở rộng sang các phát thải gián tiếp này. Việc sửa đổi tiêu chuẩn Phạm vi 2 của GHG Protocol và xu hướng cam kết Năng lượng không phát thải các-bon 24/7 (24/7 CFE) của doanh nghiệp cũng đi theo hướng tương tự.

HƯỚNG ĐI ĐỀ XUẤT

Các khuyến nghị được chia thành ba tuyến triển khai và theo trình tự ngắn hạn, trung hạn và dài hạn:

- **Tuyến chính sách và thể chế:** Các Nghị định của Chính phủ và Thông tư của Bộ Công Thương hướng dẫn Luật Điện lực 2024 cần định nghĩa điện sạch RTC, chu kỳ giao dịch, tỷ lệ đáp ứng nhu cầu (DFR) và cơ chế xử lý thiếu hụt.
- **Tuyến Đơn vị Điện lực:** Việc EVN mua điện sạch từ các nguồn cung ổn định và có khả năng đối soát theo thời gian có thể bắt đầu bằng chương trình thí điểm tự nguyện sử dụng chu kỳ thị trường 30 phút hiện hữu thay vì yêu cầu chu kỳ ngắn hơn.
- **Tuyến Doanh nghiệp:** mở rộng cơ chế DPPA theo hướng bổ sung các nhà cung cấp RTC và các hợp đồng mua điện từ danh mục nhiều nguồn điện; bổ sung lớp chứng chỉ có khung thời gian với độ phân giải cao lên khung REC hiện hữu theo Cấu hình 3 của EnergyTag để hỗ trợ doanh nghiệp muốn theo đuổi mục tiêu 24/7 CFE.
- **Áp dụng tự nguyện và nâng dần mức độ đối soát:** cho phép người mua công bố tỷ lệ đối soát theo chu kỳ 30 phút và nâng cấp dần theo thời gian.
- Tận dụng hạ tầng thanh toán, đo đếm và chứng chỉ hiện hữu của Việt Nam thay vì xây dựng hệ thống trùng lặp.

Việc công nhận BESS là một loại hình tài sản độc lập là bước nền tảng, bởi các quy định tiếp theo về huy động, thanh toán và đo đếm sẽ chưa có cơ sở áp dụng nếu hệ thống lưu trữ chưa được xác lập rõ về mặt pháp lý. Các cải cách tín hiệu thị trường ở Phần 2 - đặc biệt là áp dụng khung giờ theo Quyết định 963 trong việc tính giá điện và hoàn thiện biểu giá điện hai thành phần - cùng các biện pháp mở quyền tiếp cận dữ liệu ở Phần 5, nhất là công bố số liệu cắt giảm công suất và mở quyền tiếp cận dữ liệu theo chu kỳ, là điều kiện tiên quyết cho cả ba tuyến triển khai.

Đây cũng là những biện pháp có chi phí thấp nhưng hiệu quả cao.

Việc kết hợp các bước trên sẽ giúp Việt Nam chuyển từ thành công trong phát triển công suất điện sạch sang xây dựng một hệ thống ghi nhận điện sạch được cung cấp theo thời điểm và địa điểm, qua đó tạo ra một lộ trình đáng tin cậy để các đơn vị điện lực và khách hàng doanh nghiệp tiếp cận nguồn điện sạch ổn định, liên tục và có thể kiểm chứng.



MỤC LỤC

Tóm Tắt 03

Mục Lục 09

Danh Mục Từ Viết Tắt 10

Danh Mục Bảng 11

Danh Mục Hình 12

1. Bối cảnh: Điện sạch liên tục (RTC) 13

2. Hệ thống điện Việt Nam hiện nay 15

NLTT trong hệ thống Việt Nam: thành công về phát triển, thách thức về tích hợp 16

Vận hành hệ thống có tỷ trọng NLTT biến đổi cao 17

Vai trò của các cơ quan, định hướng chính sách và khung pháp lý 20

Cách thức mua điện tái tạo 21

Cơ chế giá bán lẻ điện 22

Cách điện năng được giao dịch và thanh toán 22

3. Kinh nghiệm quốc tế và bài học 24

Các nguyên tắc thiết kế có thể áp dụng cho Việt Nam 27

4. Đề xuất thiết kế cơ chế RTC cho Việt Nam 28

Mức độ sẵn sàng về chính sách và cơ chế cho điện sạch RTC 30

Điều độ hệ thống và mua điện của đơn vị điện lực 31

5. RTC cho khách hàng doanh nghiệp 33

6. Khuyến Nghị Và Kết Luận 39

Phụ lục 42

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

Từ viết tắt	Thuật ngữ
BESS	Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin
CBAM	Cơ chế Điều chỉnh Biên giới Các-bon
CfD	Hợp đồng chênh lệch
CFE	Năng lượng không phát thải các-bon
DFR	Tỷ lệ đáp ứng nhu cầu
DPPA	Hợp đồng mua bán điện trực tiếp
EAV	Cục Điện lực
EPTC	Công ty Mua bán điện
EU	Liên minh Châu Âu
EV	Xe điện
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FDRE	Năng lượng tái tạo có khả năng cung cấp ổn định và điều độ
FiT	Giá mua điện cố định (cơ chế FiT)
FMP	Giá thị trường điện toàn phần
GHG	Khí nhà kính
IEA	Cơ quan Năng lượng Quốc tế
I-REC	Chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế
NLTT	Năng lượng tái tạo
NSMO	Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia
PCs	Các Tổng công ty Điện lực
PPA	Hợp đồng mua bán điện
QHĐ VIII	Quy hoạch Điện VIII – Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050
REC	Chứng chỉ năng lượng tái tạo
RTC	Liên tục (round-the-clock)
SECI	Tổng công ty Năng lượng Mặt trời Ấn Độ
TIGR	Công cụ giao dịch chứng chỉ năng lượng tái tạo toàn cầu
VAT	Thuế giá trị gia tăng
VWEM	Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1. Mua điện tái tạo truyền thống so với mua điện sạch RTC 06

Bảng 2. Giá trị của việc mua điện RTC tiềm năng tại Việt Nam 30

Bảng 3. DPPA ảo của Việt Nam so với ba tiêu chí đối soát và công cụ chứng nhận của EnergyTag 37

Bảng 4. Khuyến nghị theo ba tuyến 40

Bảng 5. Lợi ích của RTC 43

Bảng 6. Giá trần do Nhà nước quy định đối với nguồn điện tái tạo, giai đoạn 2022–2026 46

Bảng 7. Cơ cấu biểu giá bán lẻ theo nhóm khách hàng, áp dụng cho kỳ hóa đơn tháng 8/2026 48

Bảng 8. Khuyến nghị theo lộ trình thời gian đối với điện sạch RTC tại Việt Nam 49

DANH MỤC HÌNH

Hình 1. Nhu cầu điện buổi tối tại Việt Nam không thể được đáp ứng đầy đủ bằng điện gió và điện mặt trời ---- 05

Hình 2. Các cấu phần nền tảng cho điện sạch liên tục của Việt Nam ---- 07

Hình 3. Cơ cấu điện Việt Nam năm 2025 theo công suất lắp đặt và sản lượng điện ---- 16

Hình 4. Điện mặt trời mái nhà so với điện mặt trời quy mô lớn theo tháng (2025 và 2026) ---- 17

Hình 5. Nguồn điện trong ngày phụ tải cực đại năm 2026 so với một ngày làm việc trung bình ---- 18

Hình 6. Phân tích 11 ngày quanh ngày phụ tải cực đại năm 2026 ---- 19

Hình 7. Vai trò thể chế trong ngành điện Việt Nam ---- 20

Hình 8. Khung giờ áp dụng biểu giá theo thời gian sử dụng: giờ cao điểm điều chỉnh phù hợp hơn với thời điểm thiếu nguồn điện tái tạo ---- 23

Hình 9. Sơ đồ phân tách thanh toán ba thành phần trong DPPA qua lưới điện quốc gia ---- 35

Hình 10. Các văn bản chính định hình việc tích hợp năng lượng tái tạo và thiết kế thị trường ---- 44

Hình 11. Mục tiêu công suất năm 2030: Quy hoạch điện VIII (2023) so với Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (2025) ---- 45

01.

BỐI CẢNH: ĐIỆN SẠCH LIÊN TỤC (RTC)

TÓM TẮT CHƯƠNG: ĐIỆN SẠCH LIÊN TỤC (RTC) LÀ GÌ

Điện sạch liên tục (RTC) là hợp đồng cung cấp điện sạch theo một biểu đồ xác định trong các khoảng thời gian quy định. Sản phẩm này kết hợp NLTT, lưu trữ và các nguồn linh hoạt khác, và không yêu cầu 100% điện sạch trong mọi giờ. Chương này giải thích sự khác biệt giữa mua điện sạch RTC với mua điện truyền thống, đồng thời nêu lợi ích đối với hệ thống điện Việt Nam và các khách hàng sử dụng điện lớn.

Điện sạch và điện tái tạo không phải lúc nào cũng sẵn có đúng thời điểm hệ thống điện hoặc khách hàng cần, do tính biến đổi và phụ thuộc vào điều kiện thời tiết của điện mặt trời và điện gió. Hệ thống điện Việt Nam có phụ tải đỉnh vào buổi tối (sau khi điện mặt trời giảm phát), và công suất phụ tải cực đại tăng nhanh hơn tổng sản lượng nhu cầu điện. Nguồn điện mặt trời, bao gồm các hệ thống đấu nối lưới và các hệ thống phía sau công tơ, cũng được kỳ vọng tăng nhanh hơn điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi. Để xử lý thách thức của các nguồn NLTT biến đổi, Việt Nam đã xây dựng hai nền tảng quan trọng:

a) tăng cường sử dụng hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin nối lưới (BESS);

b) củng cố và hoàn thiện Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM), hiện đã vận hành với chu kỳ giao dịch và điều độ 30 phút.

Trong 06 năm qua, khi nguồn NLTT biến đổi đã phát triển, 05 Tổng công ty Điện lực của Việt Nam dựa vào Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO) để cân bằng hệ thống. NSMO duy trì ổn định hệ thống bằng nguồn thủy điện, các nhà máy nhiệt điện thuộc các Tổng công ty Phát điện của EVN, cùng các nguồn lưu trữ nối lưới đang được phát triển như BESS và dự án thủy điện tích năng Bác Ái.

Tuy nhiên, vẫn còn một phương án mua điện sạch có tính khả thi thương mại, **bảo đảm nguồn cung ổn định và có thể đối soát theo thời gian** mà các đơn vị điện lực (EVN và các Tổng công ty Điện lực) chưa sử dụng. Phương án này cũng có thể được các khách hàng sử dụng điện lớn áp dụng thông qua DPPA, và về lâu dài thông qua Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh Việt Nam (VREM).

Báo cáo này đánh giá **cơ chế mua điện liên tục RTC** tại Việt Nam. Báo cáo tổng hợp thông lệ và kinh nghiệm quốc tế, đồng thời đưa ra khuyến nghị cho cơ quan hoạch định chính sách, đơn vị điện lực và doanh nghiệp lớn để hỗ trợ triển khai.

NGUỒN CUNG ĐIỆN LIÊN TỤC (RTC)

Mua điện từ nguồn cung điện sạch RTC là một thỏa thuận cung cấp điện theo hợp đồng, thiết lập nghĩa vụ cung cấp điện hoặc nghĩa vụ bảo đảm công suất sẵn sàng trong **các khoảng thời gian xác định thông qua cách tiếp cận "nguồn điện lai"**. Bằng cách kết hợp NLTT với lưu trữ và các nguồn linh hoạt, RTC tạo ra biểu đồ cung cấp điện ổn định và có khả năng điều độ, trái ngược với từng nguồn NLTT riêng lẻ. Hợp đồng RTC không nhất thiết yêu cầu 100% điện sạch trong mọi giờ (Xem Bảng 1 trong phần Tóm tắt về so sánh giữa Mua NLTT truyền thống và điện sạch liên tục RTC).

Bộ Công Thương đã đưa ra một mô hình RTC ban đầu trong quy định quốc gia. Quyết định 988/QĐ-BCT quy định cụ thể đối với tổ hợp điện mặt trời và BESS. Tuy nhiên, nguồn cung RTC có thể bao quát các tổ hợp công nghệ sạch rộng hơn, gồm điện gió kết hợp BESS; điện mặt trời - điện gió - BESS; điện mặt trời nối kết hợp thủy điện hoặc lưu trữ; và các tổ hợp tương tự.

Đặc trưng cốt lõi của RTC không nằm ở một tổ hợp công nghệ cụ thể, mà ở khả năng cung cấp điện trong các khoảng thời gian chi phí cao, phụ tải đạt đỉnh hoặc khi NSMO cần hỗ trợ hệ thống. Do đó, Báo cáo này đề xuất cho phép mua điện sạch linh hoạt hơn tại Việt Nam từ nguồn cung cấp điện liên tục RTC.

NGUỒN CUNG RTC CHO MỤC TIÊU 24/7 CFE VÀ CBAM

Đối soát NLTT định kỳ vẫn là thông lệ phổ biến trên thế giới. Tuy nhiên, bên mua quốc tế và doanh nghiệp xuất khẩu Việt Nam chịu tác động của CBAM ngày càng quan tâm đến điện sạch được đối soát theo giờ. Một số doanh nghiệp cũng đặt mục tiêu giảm phát thải các-bon bằng cách đối soát tiêu thụ điện với phát điện sạch ở các khoảng thời gian ngày càng chi tiết[1] - mục tiêu 24/7 CFE. Cần lưu ý rằng, ngay cả với 24/7 CFE, vẫn có những khoảng thời gian điện sạch chỉ đáp ứng được một phần nhu cầu tiêu thụ. Mục tiêu này không đồng nghĩa với việc doanh nghiệp phải sử dụng 100% điện tái tạo trong từng giờ. RTC có thể được coi là một trong những phương án mua điện giúp doanh nghiệp từng bước tiến tới mục tiêu 24/7 CFE. Khác với RTC ở quy mô đơn vị điện lực, doanh nghiệp theo đuổi đối soát theo giờ phải chứng minh mức độ sử dụng điện sạch bằng chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao hoặc dữ liệu theo từng chu kỳ đã được xác minh. Việt Nam hiện chưa có REC có độ phân giải thời gian cao. Trong khi cơ quan quản lý đánh giá cơ chế này, doanh nghiệp vẫn có thể đáp ứng mục tiêu theo năm và từng bước cải thiện độ tin cậy của nguồn cung và mức độ phù hợp về thời điểm cung cấp điện.

1. ENGIE, Power Every Hour with 24/7 Carbon-Free Energy, https://engie-sem.com/solution/power-every-hour-with-24-7-carbon-free-energy/

02.

HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM HIỆN NAY

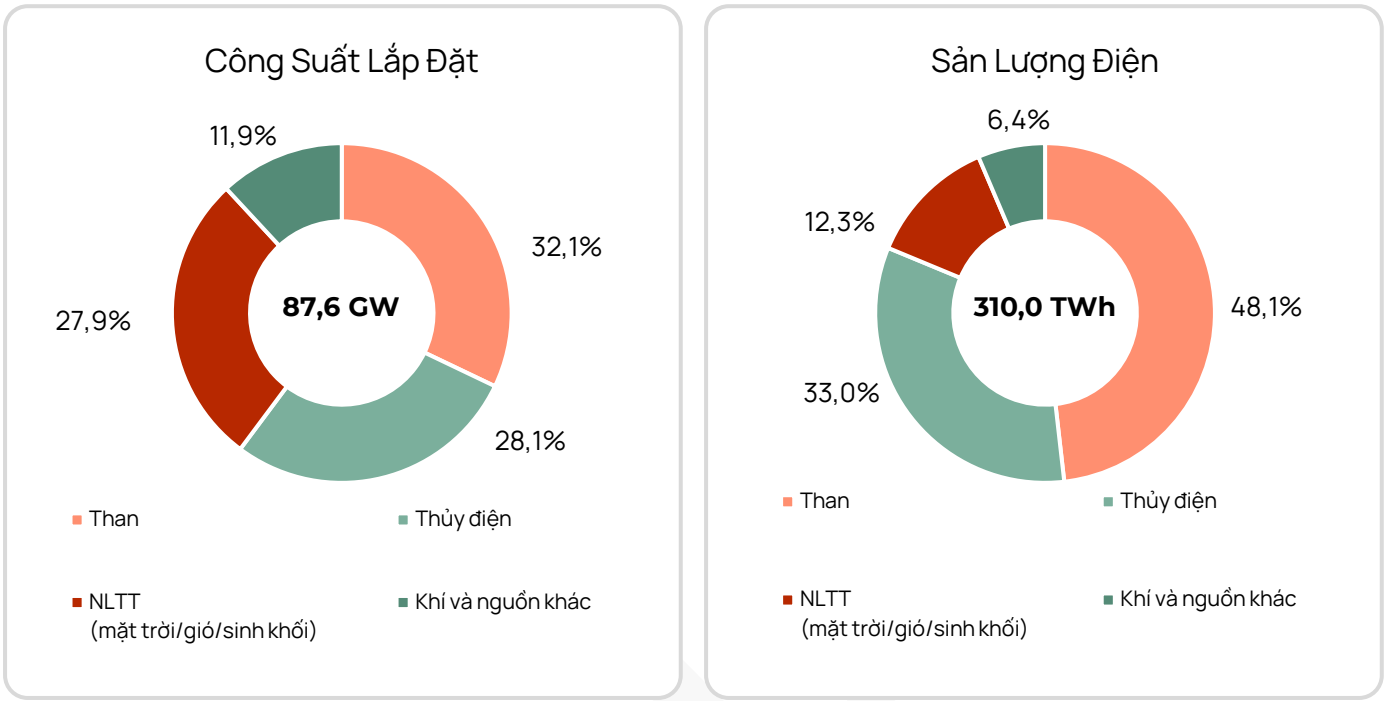
TÓM TẮT CHƯƠNG

Cuối năm 2025, Việt Nam ghi nhận 24,5 GW công suất NLTT. Trong năm 2025, công suất phụ tải cực đại tăng 11,1%, cao hơn gấp đôi tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện toàn hệ thống. Phụ tải đỉnh rơi vào buổi tối, sau khi sản lượng điện mặt trời giảm. Trong ngày phụ tải kỷ lục tháng 6/2026, điện than vận hành gần mức tối đa, để lại rất ít dư địa cho đợt tăng phụ tải buổi tối. Khung giá, DPPA và mức giá cao hơn cho dự án có lưu trữ đều chủ yếu chi trả theo sản lượng, chưa tạo cơ chế khuyến khích cung cấp điện vào giờ cao điểm. Thị trường bán buôn với chu kỳ thanh toán 30 phút là nền tảng tốt, nhưng lưu trữ vẫn chưa có vai trò thương mại được xác định đầy đủ.

NLTT TRONG HỆ THỐNG VIỆT NAM: THÀNH CÔNG VỀ PHÁT TRIỂN, THÁCH THỨC VỀ TÍCH HỢP

Cuối năm 2025, tổng công suất lắp đặt của các nguồn điện trong hệ thống điện Việt Nam khoảng 87,6 GW, tăng khoảng 6,4 GW so với năm ngoái. Điện than chiếm 28,1 GW (32,1%), thủy điện 24,6 GW (28,1%), và NLTT (điện mặt trời, điện gió và sinh khối) 24,5 GW (27,9%).[2] Xét theo sản lượng, Việt Nam thuộc nhóm dẫn đầu Đông Nam Á về cả tỷ trọng NLTT tổng thể và NLTT biến đổi.[3] Năm 2025, tổng sản lượng điện đạt 310,0 TWh: than 48,1%, thủy điện 33,0%, NLTT 12,3%, khí 6,2% và nhiên liệu hóa thạch khác 0,2%.[4] Nếu tính cả nhập khẩu, EVN báo cáo tổng sản lượng điện sản xuất đạt 322,8 TWh.

NLTT CHIẾM 27,9% CÔNG SUẤT NHƯNG CHỈ 12,3% SẢN LƯỢNG ĐIỆN



Hình 3. Cơ cấu điện Việt Nam năm 2025 theo công suất lắp đặt và sản lượng điện

Phụ tải cực đại của hệ thống điện Việt Nam tăng nhanh trong những năm gần đây, nhấn mạnh nhu cầu về công suất sẵn sàng để đáp ứng phụ tải trong cao điểm. Năm 2025, tổng sản lượng nhu cầu điện tăng 4,6% trong khi công suất phụ tải cực đại tăng 11,1% lên 54.370 MW - tức phụ tải cực đại tăng nhanh khoảng 2,5 lần so với sản lượng điện.[5] Xu hướng này tiếp tục trong nửa đầu năm 2026 khi nhu cầu tăng 9,85%. Ngày 24/6/2026, phụ tải cực đại đạt kỷ lục 58.456 MW; EVN dự báo tổng sản lượng điện sản xuất bao gồm nhập khẩu cả năm đạt 358,6 TWh (+11,1%).[6]

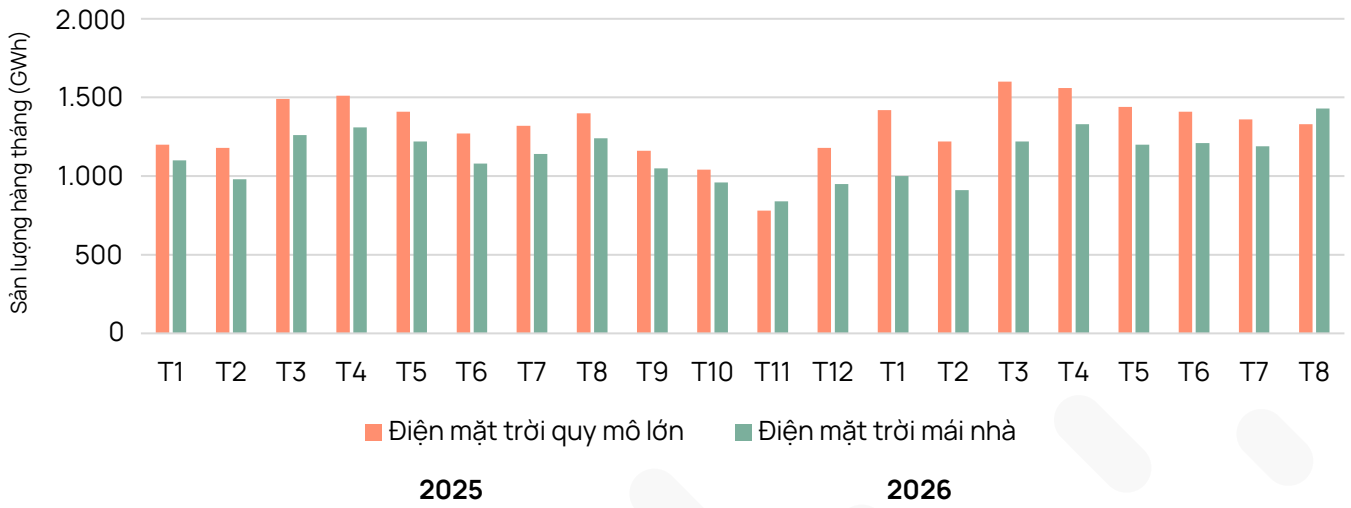
Sản lượng điện tái tạo của Việt Nam nhìn chung phù hợp với hệ số công suất kỳ vọng theo năm. Tuy nhiên, quản lý sản lượng biến đổi này đòi hỏi mức độ linh hoạt hệ thống cao hơn đáng kể. Đây là bài toán về thời điểm hơn là tổng sản lượng. Các nguồn điện đáp ứng mức sản lượng kỳ vọng định kỳ nhưng không cung cấp đủ đúng lúc hệ thống thiếu nguồn. NSMO ghi nhận công suất điện mặt trời giảm 4.000 MW trong một giờ; mức suy giảm công suất này lớn hơn công suất lắp đặt của bất kỳ cụm nhà máy điện khí đơn lẻ nào tại Việt Nam.[7]

2. EVN, Vietnam's power system ranks second in ASEAN, 30 December 2025.
3. International Energy Agency (IEA), Renewables 2024 – Analysis and forecast to 2030, 9 October 2024.
4. Ember, Yearly electricity data, 28 July 2026.
5. Petrotimes, Sản lượng điện toàn hệ thống năm 2025 tăng 4,6% so với 2024, 29 December 2025.
6. Báo Xây dựng, EVN lên kịch bản bảo đảm cung ứng điện 6 tháng cuối năm, 30 July 2026.
7. Mekong ASEAN, Điện gió, điện mặt trời và bài toán vận hành hệ thống điện, 7 July 2026.

Kết luận của Thanh tra Chính phủ năm 2023 đặt vấn đề về việc áp dụng giá FiT cho 173 dự án (12 GW; 13 tỷ USD) do thiếu văn bản nghiệm thu hoàn thành công trình xây dựng, khiến hơn 100 dự án đứng trước rủi ro mất mức giá ưu đãi. Ban Chỉ đạo của Thủ tướng đang xử lý các trường hợp tồn đọng này. Năm 2026, Bộ Công Thương yêu cầu 15 địa phương rà soát 167 dự án bị ảnh hưởng; EVN đồng thời đề xuất giảm giá tới 43% đối với sản lượng phát trước thời điểm đủ điều kiện và thu hồi các khoản đã thanh toán vượt mức. EVN và các chủ đầu tư cần xác nhận điều kiện hưởng giá hoặc đàm phán lại giá hợp đồng. Dù vậy, Việt Nam đang bước vào giai đoạn hậu FiT: một mức giá cố định do Nhà nước quy định không còn là nền tảng cho doanh thu dự án. Độ ổn định của doanh thu trong tương lai ngày càng cần được bảo đảm bằng **các hợp đồng ghi nhận giá trị của thời điểm cung cấp điện, chứ không chỉ cho sản lượng**.[8,9,10,11]

Điện mặt trời quy mô lớn gần như đã chững lại: tổng công suất điện mặt trời đạt 19,25 GW vào cuối năm 2025, nhưng chỉ tăng thêm 586 MW so với năm 2024.[12]

Trong khi đó, điện mặt trời mái nhà phân tán đã đạt quy mô đủ lớn để có ảnh hưởng đáng kể đến vận hành hệ thống, nhưng phần lớn vẫn nằm ngoài khả năng giám sát đầy đủ của hệ thống điện. Trong 8 tháng đầu năm 2026, điện mặt trời quy mô lớn phát bình quân khoảng 1.423 GWh/tháng, trong khi điện mặt trời mái nhà đạt khoảng 1.193 GWh/tháng (Hình 4), tương đương khoảng 84% sản lượng của điện mặt trời quy mô lớn. Năm 2025, các mức sản lượng tương ứng là khoảng 1.248 và 1.101 GWh/tháng (88%).[13] Công suất điện mặt trời tức thời cao nhất trong một chu kỳ 30 phút được ghi nhận vào lúc 12:30 ngày 07/4/2026, đạt khoảng 14.655 MW (7.515 MW quy mô lớn và 7.140 MW mái nhà). Các số liệu này cho thấy rõ thách thức tích hợp điện của Việt Nam: một nguồn điện có quy mô gần tương đương các nhà máy điện mặt trời quy mô lớn đang ngày càng phát triển, nhưng phần lớn vẫn nằm ngoài khả năng theo dõi của NSMO và chưa được tích hợp vào cơ chế thanh toán hoặc chứng nhận điện sạch. Cần lưu ý rằng hiện cả hai nhóm điện mặt trời đều không có khả năng điều độ.



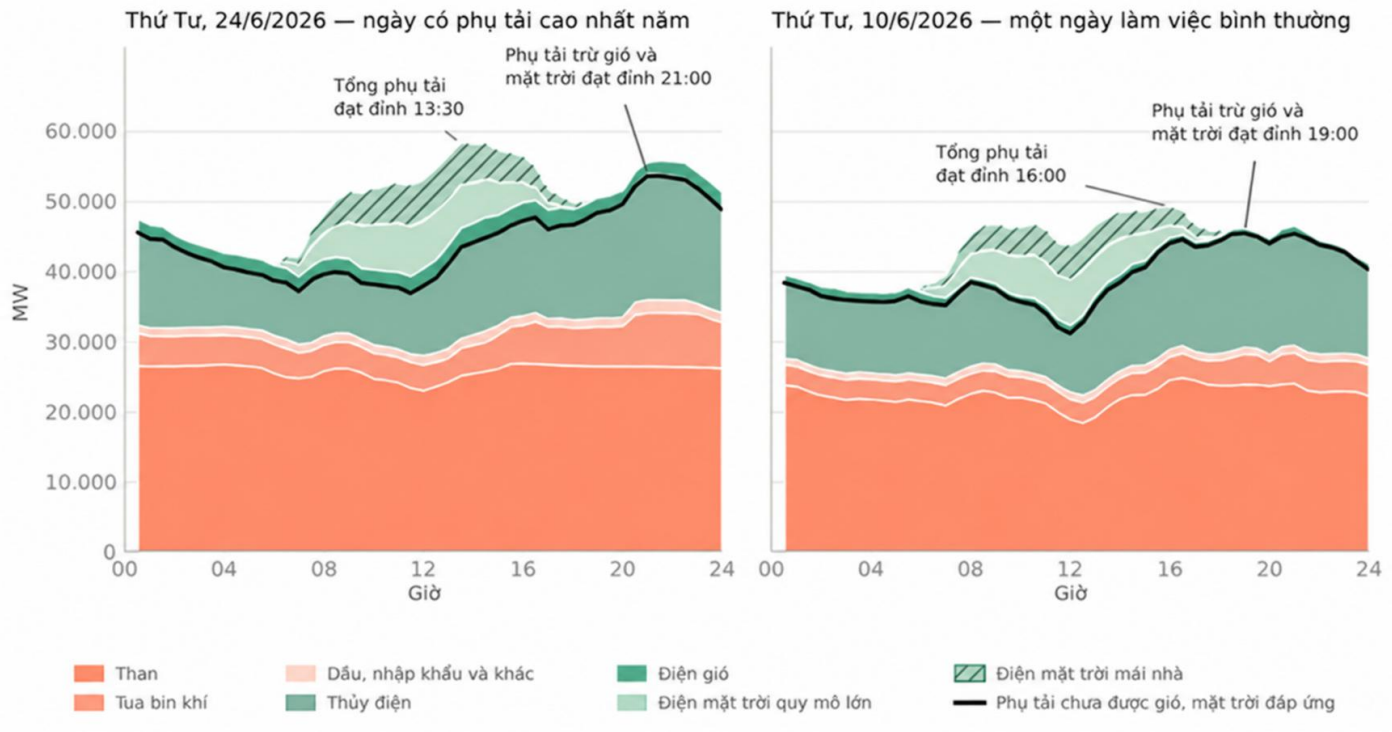
Hình 4. Điện mặt trời mái nhà so với điện mặt trời quy mô lớn theo tháng (2025 và 2026)

VẬN HÀNH HỆ THỐNG CÓ TỶ TRỌNG NLTT BIẾN ĐỔI CAO

Theo dữ liệu ngày của NSMO, nhu cầu điện mùa hè cao nhất vào đầu giờ chiều - đúng thời điểm sản lượng điện mặt trời mạnh nhất. Khi mặt trời lặn, nhu cầu vẫn ở mức cao và phần công suất trước đó do điện mặt trời đảm nhận phải được thay thế bằng nguồn khác.

Trong ngày có phụ tải cực đại cao nhất năm 2026 (24/6), đỉnh buổi chiều và đỉnh buổi tối cách nhau hơn bảy tiếng: điện mặt trời và điện gió cung cấp khoảng một phần năm nhu cầu vào buổi chiều, nhưng gần như không đóng góp vào đỉnh buổi tối. NLTT, đặc biệt điện mặt trời, hỗ trợ lưới trong các đỉnh buổi sáng và chiều; tuy nhiên, NSMO vẫn phải duy trì lượng lớn công suất các nguồn có khả năng cung cấp ổn định và điều độ cho buổi tối. Vui lòng tham khảo phụ tải đỉnh khá tương tự ngày 24/6 ở Hình 5 dưới đây.

8. Vietnam Investment Review, FiTs now at risk through retroactive cuts, 2 July 2025.
9. RECCESSARY, FiT disputes, delayed DPPA undermine investor confidence in Vietnam, 29 July 2025.
10. CafeF, Rà soát 167 dự án năng lượng tái tạo hưởng giá FiT, Bộ Công Thương yêu cầu xử lý vướng mắc, 14 February 2026.
11. SolarQuarter, Vietnam's EVN proposes retroactive tariff cuts for renewable projects amid $13 billion dispute, 17 April 2026.
12. pv magazine, Vietnam's solar capacity surpasses 19 GW, 16 April 2026. Dẫn theo IRENA, Renewable capacity statistics 2026.
13. Tính toán từ dữ liệu NSMO (https://www.nsmo.vn/dashboard/tonghop)



Hình 5. Nguồn điện trong ngày phụ tải cực đại năm 2026 so với một ngày làm việc trung bình

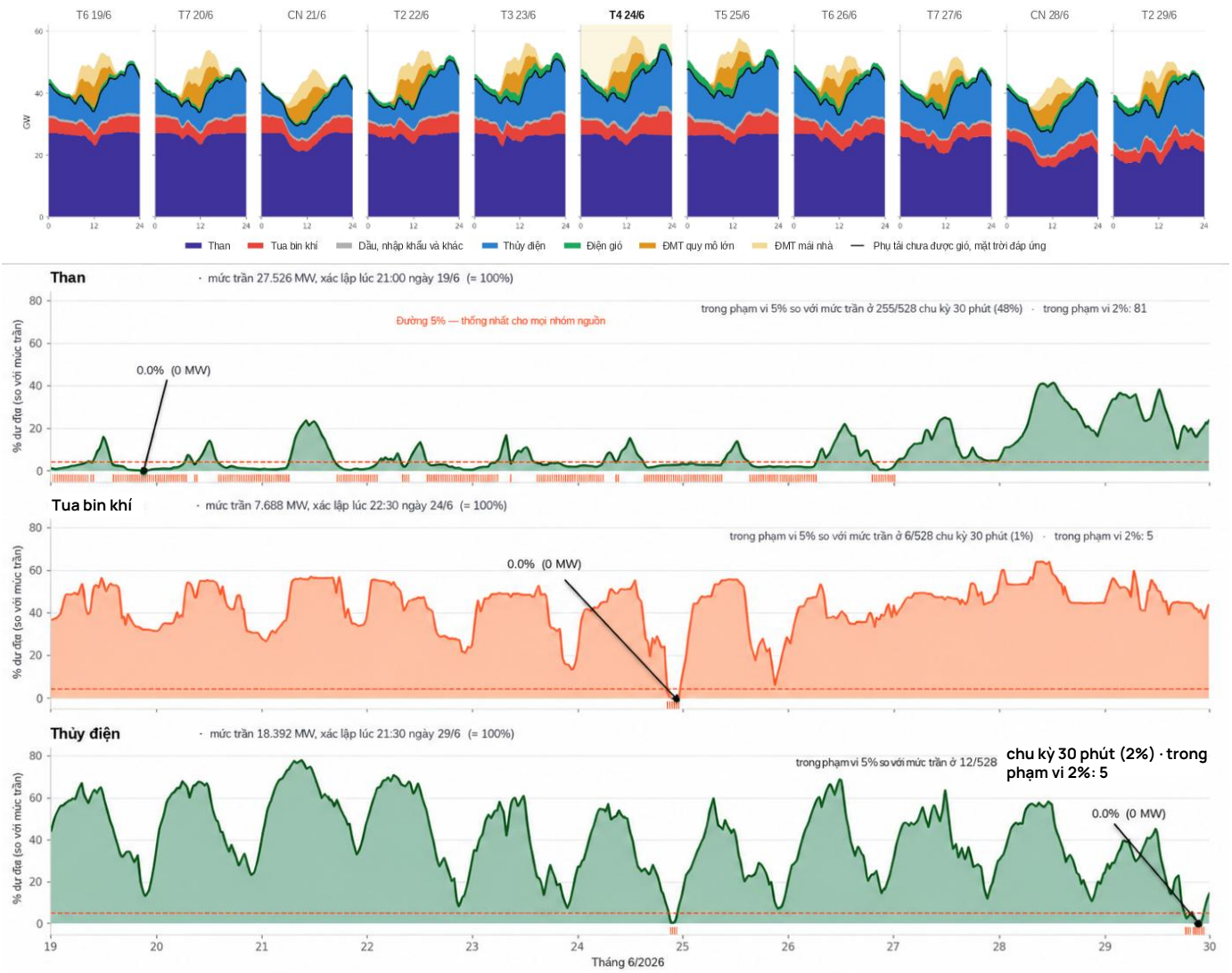
Nguồn: Phân tích của XanhTerra dựa trên báo cáo ngày của NSMO.

Chỉ một số ít nguồn có thể bù khoảng thiếu hụt vào buổi tối. Thủy điện, than và khí cung cấp phần lớn điện năng buổi tối. Vào ngày cao điểm, NSMO còn huy động các tổ máy dầu dự phòng và tăng nhập khẩu điện.[14] Rủi ro xuất hiện khi các lựa chọn này đồng thời không còn nhiều dư địa có thể huy động. Trong ngày bình thường, các nhà máy điện than giảm công suất giữa trưa để nhường chỗ cho điện mặt trời, rồi tăng lại vào buổi chiều tối.

Trong ngày kỷ lục, điện than đã gần đạt công suất tối đa, nên không còn đủ dư địa vào lúc phụ tải buổi tối tăng mạnh. Đồng thời, có những thời điểm điện mặt trời và điện gió dư thừa do những hạn chế về tính linh hoạt của các nguồn nhiệt điện, dẫn tới cắt giảm công suất phát của các nguồn có chi phí thấp nhất.



14. PetroTimes, Nắng nóng phá kỷ lục phụ tải lịch sử và kỳ tích bảo đảm điện hè 2026: Bài 4 – Thế trận đa chủ thể: Sức mạnh tổng lực phía nguồn, 4 June 2026.



Hình 6. Phân tích 11 ngày quanh ngày phụ tải cực đại năm 2026

Dư địa công suất (%) = (mức trần - công suất thực tế) / mức trần. Mức trần là công suất 30 phút cao nhất của từng công nghệ trong giai đoạn 19-29/6 (=100%). Đường 5% có cùng ý nghĩa trên mọi biểu đồ. Các vạch đỏ đánh dấu các chu kỳ 30 phút mà công suất nằm trong phạm vi 5% so với mức trần; điểm có nhãn là chu kỳ có dư địa công suất thấp nhất của từng nhóm nguồn. Nguồn: XanhTerra phân tích báo cáo sản lượng ngày của NSMO.

Hình 6 cho thấy "dư địa công suất" của than, khí và thủy điện trong 11 ngày quanh ngày 24/6. Các nhà máy điện than bị hạn chế đáng kể: công suất nằm trong phạm vi 5% so với mức tối đa trong 48% tổng số chu kỳ 30 phút của giai đoạn. Đường công suất bám sát ngưỡng 5% trong nhiều khoảng kéo dài, cho thấy rất ít công suất than bổ sung có thể huy động trong phần lớn giai đoạn theo dõi.

Tuabin khí hầu như luôn duy trì dư địa tương đối lớn, trung vị khoảng 46%, chỉ chạm ngưỡng trong một số ít đỉnh buổi tối (6 chu kỳ 30 phút trong phạm vi 5%). Điểm 0% duy nhất xuất hiện lúc 22:30 ngày 24/6, cũng là thời điểm xác lập mức trần khí theo năm. Điện khí được huy động ở mức hạn chế do chi phí phát điện tương đối cao.

Thủy điện có đặc điểm tương tự, với dư địa trung vị khoảng 42%, chỉ chạm ngưỡng ở một số đỉnh buổi tối (12 chu kỳ 30 phút trong phạm vi 5%); điểm 0% vào 21:30 ngày 29/6 là thời điểm xác lập mức trần trong giai đoạn.

IEA đánh giá Việt Nam là quốc gia Đông Nam Á có mức độ tích hợp NLTT lớn nhất xét theo tác động đến vận hành hệ thống, và Việt Nam đã phần nào tiến tới các điều kiện mà IEA dự báo sẽ phải đối mặt vào năm 2030.[15] Nhiều quốc gia khác đang vận hành hệ thống điện với tỷ trọng NLTT cao hơn đáng kể, với điều kiện các dịch vụ hệ thống cần thiết được xác định rõ và có cơ chế thanh toán phù hợp từ trước. Vì vậy, về mặt kỹ thuật, chưa có một "ngưỡng trần" cố định nào đối với khả năng tích hợp NLTT của Việt Nam.[16] Tiếp tục bổ sung điện mặt trời và điện gió theo các điều khoản hợp đồng hiện hành sẽ không giải quyết được nhu cầu của hệ thống.

15. International Energy Agency (IEA), Integrating solar and wind in Southeast Asia, 22 September 2025.
16. Energy Systems Integration Group (ESIG), Grid stability services: a framework for quantifying supply and demand of grid stability services, 28 February 2025.

Ý NGHĨA ĐỐI VỚI RTC.

Điện sạch RTC xử lý trực tiếp các thách thức chính của lưới điện Việt Nam. Mua điện từ nguồn điện cung cấp ổn định và có khả năng điều độ giúp giảm áp lực phụ tải đỉnh tối và tốc độ suy giảm nhanh của công suất điện mặt trời. Thiết kế RTC cần phù hợp với nhu cầu hệ thống. Bảng 2 ở Phần 4 so sánh nhu cầu hệ thống với RTC và mua điện tái tạo truyền thống từ một loại công nghệ, cho thấy RTC có khả năng đáp ứng tốt hơn các yêu cầu về nguồn điện sạch linh hoạt.

VAI TRÒ CỦA CÁC CƠ QUAN, ĐỊNH HƯỚNG CHÍNH SÁCH VÀ KHUNG PHÁP LÝ

Bộ Công Thương & Cục Điện lực

- Ban hành chính sách và quản lý ngành điện
- Giám sát giá điện và quy tắc thị trường, bao gồm DPPA

NSMO

- Điều độ hệ thống điện
- Vận hành thị trường điện và thẩm định hồ sơ DPPA qua lưới điện quốc gia

EVNNPT và các Tổng công ty Điện lực

- Năm Tổng công ty Điện lực phân phối và bán lẻ điện cho phần lớn khách hàng
- EVNNPT vận hành lưới điện truyền tải quốc gia

Đơn vị phát điện

Sản xuất điện, bao gồm:

- Các Tổng công ty Phát điện và nhà máy điện của EVN
- PVN Power
- Khu vực tư nhân: IPP và nhà phát triển NLTT

Hình 7. Vai trò thể chế trong ngành điện Việt Nam

Việt Nam đã nhanh chóng tái cấu trúc khung pháp lý của ngành điện. Luật Điện lực 2024 (Luật số 61/2024/QH15, hiệu lực từ 01/02/2025)[17] tạo khuôn khổ cho chuỗi nghị định, quyết định và thông tư được xây dựng, lấy ý kiến và ban hành trong khoảng 20 tháng qua (Xem Hình 10 tại Phụ lục). Quốc hội ban hành luật; Chính phủ ban hành các nghị định hướng dẫn. Bộ Công Thương là cơ quan chủ chốt về hoạch định chính sách của ngành năng lượng, với Cục Điện lực đảm nhiệm phần lớn công việc chuyên môn. Bộ Công Thương ban hành thông tư hướng dẫn và phê duyệt giá và khuôn khổ các khung giá. NSMO vận hành hệ thống điện và thị trường điện, điều khiển nguồn lưu trữ và nắm giữ dữ liệu theo từng chu kỳ đáp ứng yêu cầu thanh toán. EVN hiện kiểm soát hệ thống truyền tải và các đơn vị phân phối. Các Tổng công ty Điện lực là bên mua điện và đơn vị phân phối chủ yếu, đồng thời hiện là nhóm phát triển chính của BESS quy mô lưới. Khâu phát điện có cơ cấu đa dạng hơn, với sự tham gia của nhiều doanh nghiệp nhà nước và tư nhân.

Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh (Quyết định 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025) đặt mục tiêu công suất nguồn điện trong nước đạt 183,3-236,4 GW vào năm 2030 và khoảng 136,3 tỷ USD đầu tư trong giai đoạn 2026-2030. Điều chỉnh lớn nhất theo tỷ lệ là hệ thống lưu trữ bằng pin, tăng từ 300 MW lên 10,0-16,3 GW. Quy hoạch cũng quy định các dự án điện mặt trời tập trung bố trí hệ thống lưu trữ có công suất tối thiểu bằng 10% công suất nhà máy và thời lượng lưu trữ 02 giờ. Điều kiện này được thực hiện thông qua phê duyệt dự án và đàm phán mua điện, thay vì một nghĩa vụ pháp lý độc lập có thể áp dụng trực tiếp. Hình 11 tại Phụ lục so sánh các mục tiêu của Quy hoạch năm 2023 và bản điều chỉnh.[18,19,20]

17. Frasers Law Company, Vietnam's Electricity Law 2024, January 2025.
18. Bộ Công Thương, Chính thức phê duyệt Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, 16 April 2025.
19. Tạp chí Năng lượng Việt Nam, Nội dung chính của điều chỉnh Quy hoạch điện VIII (phê duyệt tháng 4/2025), 17 April 2025.
20. Cổng thông tin điện tử Chính phủ, Quyết định 768/QĐ-TTg: Thủ tướng Chính phủ phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch điện VIII, 21 April 2025. Quyết định 768/QĐ-TTg được ký ngày 15/4/2025

Khung pháp lý liên quan cũng đã thay đổi nhanh chóng:

- Thông tư 29/2026 thay thế quy định vận hành thị trường bán buôn.[21] Nghị định 57/2025,[22] được sửa đổi bởi Nghị định 243/2026, điều chỉnh DPPA và mở rộng đối tượng tới trung tâm dữ liệu, hệ thống sạc xe điện và đơn vị bán lẻ trong các khu công nghiệp;[23] các sửa đổi cũng nâng tỷ lệ điện mặt trời mái nhà dư được phép bán lên tới 50%.[24] Thông tư 17/2025 cho phép các Tổng công ty Điện lực thu hồi chi phí đầu tư và vận hành lưu trữ hợp lý qua giá bán buôn, tạo nền tảng cho các BESS quy mô lưới đầu tiên của EVN.[25]
- Thông tư 62/2025 quy định khung giá cho hệ thống lưu trữ điện độc lập có công suất từ 10 MW trở lên. Tuy nhiên, phạm vi áp dụng không bao gồm hệ thống pin lưu trữ kết hợp với nguồn điện tái tạo hay thuộc sở hữu của các Tổng công ty Điện lực.
- Thông tư 62/2025 quy định hồ sơ, trình tự và phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện, nhưng chưa quy định các mức giá cụ thể trong khung.[26] Đến đầu tháng 9/2026, Bộ Công Thương vẫn chưa ban hành các mức giá này. Cơ chế giá đối với hệ thống lưu trữ kết hợp với nguồn điện tái tạo vẫn chưa được làm rõ. EVN đã đề nghị Cục Điện lực làm rõ quyền điều khiển, mục đích lắp đặt và khả năng sẵn sàng vận hành của các hệ thống này.[27]

CÁCH THỨC MUA ĐIỆN TÁI TẠO

Cơ chế mua điện tái tạo được xây dựng lại sau khi cơ chế giá FiT hết hiệu lực. Trong giai đoạn 2017-2021, FiT trả một mức cố định cho mỗi kWh trong 20 năm, không phân biệt điện được phát lúc giữa trưa hay 8 giờ tối.[28] Cơ chế giá cố định đã thúc đẩy phát triển công suất nhanh, nhưng không tạo cơ chế tối ưu hóa vận hành hệ thống: các dự án không có động lực để ưu tiên vào những khung giờ nhu cầu cao. Các dự án hoàn thành sau thời hạn vận hành thương mại để được hưởng FiT không có cơ sở giá cho đến khi Quyết định 21/QĐ-BCT ngày 07/01/2023 quy định mức giá trần chuyển tiếp.

Hiện nay, việc mua điện tái tạo chủ yếu được thực hiện theo ba phương thức:

- Khung giá phát điện hàng năm, làm cơ sở đàm phán giá điện với EVN thay vì ấn định một mức giá FiT cố định như trước;
- Hợp đồng trực tiếp giữa đơn vị phát điện và khách hàng thông qua DPPA; hoặc
- Tham gia trực tiếp thị trường bán buôn điện.

Cả ba phương thức chủ yếu thanh toán theo sản lượng, chưa phản ánh giá trị của điện theo từng thời điểm. Việc thay FiT bằng giá đàm phán đã thay đổi cách xác lập giá, nhưng chưa thay đổi động lực nền tảng của thị trường: phát triển công suất vẫn hấp dẫn, trong khi vẫn thiếu các cơ chế khuyến khích phát điện vào giờ cao điểm.

Lưu trữ cũng đã được đưa vào khuôn khổ giá phát điện. Quyết định 988/QĐ-BCT (tháng 4/2025) đặt mức giá trần cao hơn cho dự án điện mặt trời kèm lưu trữ đáp ứng các thông số tối thiểu: công suất pin bằng 10% công suất nhà máy, thời lượng lưu trữ và xả 2 giờ, và tỷ trọng sản lượng điện sạc bằng 5% sản lượng nhà máy. Tại miền Bắc, giá trần điện mặt trời mặt đất tăng từ 1.382,7 lên 1.571,98 đồng/kWh - tương ứng mức chênh lệch 11-14% trong các khung giá của Bộ Công Thương.

Tuy nhiên, mức chênh lệch này khuyến khích lắp đặt lưu trữ hơn là hiệu quả vận hành, do giá không thay đổi theo thời điểm cung cấp điện. Vì vậy, chủ đầu tư có động lực lắp đặt hệ thống lưu trữ ở quy mô tối thiểu đủ điều kiện hơn là tối ưu công suất theo nhu cầu hệ thống. Đến đầu tháng 9/2026, khung giá phát điện mặt trời và điện gió năm 2026 vẫn chưa được phê duyệt, dù Bộ Công Thương đã ban hành khung giá 2026 cho điện khí và đang lấy ý kiến về phương án thay thế cách phân chia khung giá theo ba miền bằng khung giá theo vùng kinh tế hoặc theo từng tỉnh.[29] Các mức giá trần liên quan được trình bày tại Phụ lục. [30,31,32,33]

Ý NGHĨA ĐỐI VỚI RTC.

Việt Nam đã chuyển từ FiT cố định sang giá đàm phán, DPPA và mức độ tham gia thị trường bán buôn rộng hơn. Tuy nhiên, động lực vẫn tập trung vào sản lượng thay vì thời điểm cung cấp điện. Hơn nữa, mức giá cao hơn cho dự án có lưu trữ cũng chủ yếu khuyến khích lắp pin hơn là huy động pin chủ động vào giờ cao điểm.

21. Bộ Công Thương, Bộ Công Thương ban hành thông tư mới quy định chi tiết vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh, 5 June 2026. LuatVietnam, Từ 20/7/2026, vận hành và xác định giá thị trường bán buôn điện cạnh tranh, 5 June 2026.
22. Norton Rose Fulbright, Decree 57/2025: key features and impact on direct power purchase agreements in Vietnam, March 2025.
23. Chính phủ Việt Nam, Nghị định số 243/2026/NĐ-CP sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 57/2025/NĐ-CP và Nghị định số 58/2025/NĐ-CP, 26 June 2026.
24. LuatVietnam, Nghị định 243/2026/NĐ-CP sửa đổi quy định mua bán điện trực tiếp và phát triển năng lượng tái tạo, 27 June 2026.
25. Bộ Công Thương, Thông tư số 17/2025/TT-BCT quy định phương pháp lập và trình tự, thủ tục phê duyệt khung giá bán buôn điện; phương pháp xác định giá bán buôn điện, 1 February 2025. Điều 4 liệt kê, trong số các thành phần chi phí, chi phí hợp lý và hợp lệ của Tổng công ty Điện lực để đầu tư và vận hành hệ thống lưu trữ điện khi được cấp có thẩm quyền giao.
26. LuatVietnam, Đã có Thông tư 62/2025/TT-BCT về phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện, 15 December 2025.
27. https://znews.vn/evn-kien-nghi-lam-ro-hieu-qua-dien-mat-troi-co-pin-luu-tru-post1661522.html
28. Các mức giá FiT đã hết hiệu lực gồm: 9,35 US cent/kWh cho điện mặt trời nối lưới theo Quyết định 11/2017/QĐ-TTg; 8,5 US cent (trên đất liền) và 9,8 US cent (ngoài khơi) cho điện gió theo Quyết định 39/2018/QĐ-TTg; và biên độ giá điện mặt trời giảm còn 7,09–8,38 US cent theo Quyết định 13/2020/QĐ-TTg. LuatVietnam, Quyết định 11/2017/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam, 11 April 2017. LuatVietnam, Quyết định 39/2018/QĐ-TTg sửa đổi, bổ sung Quyết định 37/2011/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam, 10 September 2018. LuatVietnam, Quyết định 13/2020/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam, 6 April 2020.
29. Tạp chí Năng lượng Việt Nam, Phê duyệt khung giá phát điện năm 2026 cho loại hình nguồn điện sử dụng khí thiên nhiên, 28 July 2026. Quyết định 1882/QĐ-BCT ngày 23/7/2026 ấn định khung giá năm 2026 cho nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp ở mức trần 3.410,64 đồng/kWh; chưa có quyết định tương ứng nào được ban hành cho điện mặt trời hoặc điện gió.
30. Báo Dân trí, Chính thức duyệt khung giá phát điện cho nhà máy điện mặt trời, 11 April 2025, dẫn đầy đủ các khung giá theo vùng theo Quyết định 988/QĐ-BCT ngày 10/4/2025.
31. Doanh Nhân Sài Gòn, EVN kiến nghị làm rõ hiệu quả điện mặt trời tích hợp pin lưu trữ, 21 June 2026.
32. Báo Dân trí, EVN kiến nghị làm rõ hiệu quả điện mặt trời có pin lưu trữ, 16 June 2026. Việc lấy ý kiến của Cục Điện lực về các thông số năm 2026 do EVN tính toán kéo dài đến ngày 20/7/2026: Tuổi Trẻ, Bộ Công Thương lấy ý kiến khung giá điện gió, điện mặt trời năm 2026 do EVN tính toán, 17 July 2026.
33. Báo Dân trí, Đề xuất bỏ cách tính giá điện mặt trời, điện gió theo 3 miền, 25 August 2026. Dự thảo cũng sẽ chuyển việc tính toán khung giá hằng năm từ EVN sang đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

CÁCH ĐIỆN NĂNG ĐƯỢC GIAO DỊCH VÀ THANH TOÁN

Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) vận hành từ năm 2019; chu kỳ thanh toán được rút từ 60 phút xuống 30 phút kể từ 01/09/2020.[34] Các đơn vị phát điện được thanh toán theo Giá thị trường điện toàn phần (FMP = Giá điện năng thị trường + Giá công suất thị trường). Thông tư 29/2026 tiếp tục duy trì chu kỳ thanh toán 30 phút. Vì vậy, hạ tầng thị trường phục vụ thanh toán theo từng chu kỳ đã tồn tại.

Để phát triển REC có độ phân giải thời gian cao, dữ liệu phát điện và tiêu thụ theo thời gian cần được liên kết với khung theo dõi và xác minh thuộc tính. Tuy nhiên, mức độ tham gia trực tiếp VWEM còn hạn chế: đầu năm 2025, có 112 nhà máy tham gia trực tiếp, tương đương khoảng 38% tổng công suất nguồn quốc gia và gần như không đổi so với 38,8% năm 2022 dù tổng công suất nguồn điện tăng mạnh; phần còn lại bán cho EVN theo hợp đồng song phương trong cơ chế bên mua duy nhất.[35] Từ 20/07/2026, Thông tư 29/2026 yêu cầu các nhà máy từ khoảng 30 MW trở lên tham gia trực tiếp, đồng thời cho phép thủy điện và NLTT từ 10 MW trở lên tham gia trực tiếp hoặc gián tiếp. Đây là thay đổi đáng kể đối với việc hình thành giá trong ngắn hạn vì mở rộng số nhà máy điện chịu tác động của tín hiệu giá 30 phút. [36]

Điểm mà khuôn khổ hiện hành còn thiếu là định nghĩa pháp lý đối với vận hành và sử dụng BESS. Quy định của Việt Nam hiện nay mới chỉ ghi nhận BESS dưới vai trò một khoản chi phí được tính theo quy định, hoặc một nguồn lực phục vụ điều độ hệ thống:

- Thông tư 17/2025 cho phép thu hồi chi phí đối với pin của Tổng công ty Điện lực;
- Thông tư 62/2025 thiết lập phương pháp khung giá cho lưu trữ độc lập phục vụ nhu cầu hệ thống điện quốc gia;
- Thông tư 29/2026 đưa BESS vào lập lịch ngày tới và trong ngày, điều độ và điều khiển phát điện tự động, qua đó định vị lưu trữ như nguồn lực phục vụ vận hành hệ thống dưới sự điều độ của NSMO.

Khung DPPA chưa xác định vai trò tương ứng. Nghị định 57/2025, đã được sửa đổi, coi điện xả từ lưu trữ là điện dư trong mô hình đường dây riêng; Nghị định 58/2025 sửa đổi cho phép lưu trữ sạc từ điện mặt trời mái nhà bán điện dư.

Tuy nhiên, các nghị định hiện hành chưa quy định đầy đủ quyền điều khiển pin, quy tắc sạc hoặc cách phân bổ thuộc tính năng lượng trong DPPA; phần sửa đổi đối với mô hình qua lưới điện quốc gia hầu như chưa đề cập hệ thống lưu trữ. Vì vậy, quyền điều khiển, mục đích lắp đặt, nghĩa vụ sẵn sàng, thanh toán và chi trả cho BESS gắn với DPPA vẫn chưa rõ ràng.

Một định nghĩa pháp lý rõ ràng về vận hành và sử dụng BESS là điều kiện thiết yếu cho mua điện sạch RTC và cho DPPA doanh nghiệp.

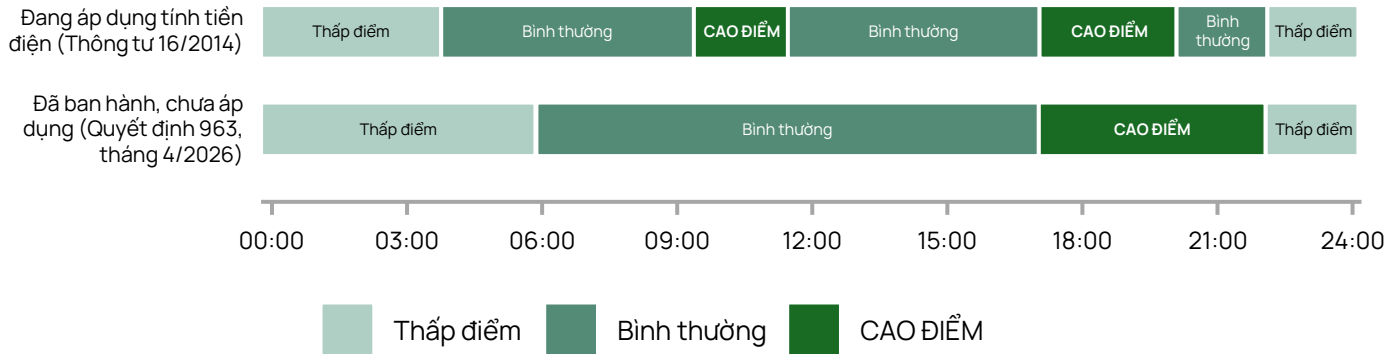
Ý NGHĨA ĐỐI VỚI RTC

VWEM đã có thanh toán theo chu kỳ 30 phút, nhưng mức độ tham gia thị trường vẫn còn hạn chế; và các quy định chủ yếu vẫn coi lưu trữ là tài sản phục vụ điều độ hệ thống. Các thỏa thuận thương mại thiếu quy tắc rõ về quyền điều khiển pin, sạc, cách xác định nguồn gốc sản lượng điện, thanh toán và chi trả, đặc biệt trong DPPA.

CƠ CHẾ GIÁ BÁN LẺ ĐIỆN

Tín hiệu giá bán buôn 30 phút hiện vẫn chưa được áp dụng ở khâu bán lẻ. Khách hàng doanh nghiệp vẫn thanh toán theo biểu giá theo thời gian sử dụng gồm ba khung giờ do cơ quan quản lý quy định, thay vì giá từng chu kỳ; đồng thời chưa có chứng chỉ gắn dấu thời gian cho từng kWh. Giá bán lẻ điện bình quân duy trì ở mức 2.204,07 đồng/kWh từ tháng 5/2025.[37] Với khách hàng công nghiệp cấp điện áp từ 110 kV trở lên, giá giờ cao điểm, bình thường và thấp điểm lần lượt là 3.266, 1.811 và 1.146 đồng/kWh, so với FMP bình quân 1.423,5 đồng/kWh trong tháng 1-7/2024.[38,39,40] Biểu giá TOU tạo tín hiệu khai thác chênh lệch giá theo biểu giá do Nhà nước quy định cho lưu trữ, nhưng không phản ánh mức độ khan hiếm hay giá trị hệ thống của NLTT theo từng chu kỳ.

34. Tạp chí Công nghiệp môi trường, Chu kỳ giao dịch trong vận hành hệ thống điện và thị trường điện giảm còn 30 phút, 3 September 2020.
35. Báo Công Thương, Dấu ấn nhiệm kỳ 2020–2025 và định hướng giai đoạn mới của Đảng bộ NSMO, 10 June 2025. Số liệu tính đến ngày 28/2/2025. Số liệu so sánh năm 2022: Vietnam Energy Online, There are 108 power plants participating in offering in the competitive electricity market in Vietnam, 30 December 2022.
36. LuatVietnam, Từ 20/7/2026, vận hành và xác định giá thị trường bán buôn điện cạnh tranh, 5 June 2026.
37. Thư viện pháp luật, Mức giá bán lẻ điện bình quân 2026 là bao nhiêu? Bảng giá điện mới nhất 2026 chi tiết ra sao?, 24 April 2026. Mức giá này được ấn định theo Quyết định 1279/QĐ-BCT ngày 9/5/2025 và áp dụng từ ngày 10/5/2025.
38. EVN, Adjusting average retail electricity prices from 10 May 2025, 9 May 2025.
39. VietNamNet, Giá điện giờ cao điểm đắt gần gấp 3 lần, khung giờ điện mới khác trước thế nào?, 25 May 2026.
40. Tạp chí Năng lượng Việt Nam, Giá điện toàn phần bình quân (FMP) các tháng đầu năm 2024 giảm so với cùng kỳ 2023, 22 August 2024.



Hình 8. Khung giờ áp dụng biểu giá theo thời gian sử dụng: giờ cao điểm điều chỉnh phù hợp hơn với thời điểm thiếu nguồn điện tái tạo

Nguồn: XanhTerra.

Hai cải cách về giá bán lẻ điện đang chờ được triển khai. Quyết định 963/QĐ-BCT bỏ giờ cao điểm buổi sáng, kéo dài giờ cao điểm buổi tối thành 17:30-22:30 và chuyển giờ thấp điểm sang 00:00-06:00. Quyết định có hiệu lực từ 22/04/2026, nhưng đến đầu tháng 9/2026 vẫn chưa được áp dụng trong việc tính tiền điện cho khách hàng.[41] Bộ Công Thương sau đó đã lấy ý kiến về phương án sửa đổi để bỏ điều kiện này, qua đó cho phép áp dụng khung giờ mới mà không phải chờ điều chỉnh giá.[42] Bên cạnh đó, Luật Điện lực quy định áp dụng biểu giá điện hai thành phần, gồm giá điện năng và giá công suất dựa trên công suất cực đại 30 phút của khách hàng trong tháng. Chương trình thí điểm tính toán (chưa áp dụng để thu tiền điện) bắt đầu từ tháng 10/2025 đối với khách hàng tiêu thụ từ 200.000 kWh/tháng, nhưng đến đầu tháng 9/2026, thời điểm áp dụng đầy đủ vẫn chưa được xác nhận (Xem Hình 8 bên trên).[43,44,45,46,47]

Ý NGHĨA ĐỐI VỚI RTC.

Giá bán lẻ điện vẫn được phân chia theo khung giờ do cơ quan quản lý quy định thay vì biến động theo giá bán buôn. Các cải cách đang chờ triển khai đối với TOU và giá hai thành phần sẽ cải thiện tín hiệu chi phí. Đồng thời, chênh lệch giá cao điểm/thấp điểm đã tạo động lực thương mại rõ ràng cho hệ thống lưu trữ thực hiện khai thác chênh lệch giá bán lẻ.



41. Thông tư 60/2025/TT-BCT, thay thế Thông tư 16/2014 kể từ ngày 2/12/2025, giữ nguyên hiệu lực của các khung giờ trước đó cho đến lần điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân đầu tiên sau khi Quyết định 14/2025/QĐ-TTg có hiệu lực. Tính đến ngày 27/9/2026, chưa có lần điều chỉnh nào như vậy được thực hiện.
42. Tạp chí Công Thương, Bộ Công Thương ban hành quy định về thực hiện giá bán điện, 10 December 2025. Tuổi Trẻ, Bộ Công Thương ra văn bản nói rõ về điều chỉnh khung giờ tính giá điện, 25 April 2026. Tạp chí Luật sư Việt Nam, Bộ Công thương đề xuất sớm áp dụng khung giờ điện cao điểm và thấp điểm mới, 29 May 2026. Thông tư 60/2025/TT-BCT thay thế Thông tư 16/2014/TT-BCT kể từ ngày 2/12/2025; Điều 20(1)(a) giữ nguyên hiệu lực của các khung giờ theo Thông tư 16/2014 cho đến lần điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân đầu tiên sau khi Quyết định 14/2025/QĐ-TTg có hiệu lực ngày 29/5/2025.
43. EVN, Quyết định số 963/QĐ-BCT về khung giờ cao điểm, thấp điểm và giờ bình thường của hệ thống điện quốc gia, 23 April 2026.
44. Báo Dân trí, Khung giờ tính giá điện thay đổi, những đối tượng nào cần đặc biệt chú ý?, 16 July 2026.
45. EVN, Pilot implementation of two-component retail electricity tariff from October 2025, 10 October 2025.
46. Chính phủ Việt Nam, Nghị định số 146/2025/NĐ-CP quy định về phân quyền, phân cấp trong lĩnh vực công nghiệp và thương mại, 12 June 2025. Điều 40(3) chuyển thẩm quyền quyết định lộ trình áp dụng giá bán lẻ điện nhiều thành phần từ Thủ tướng Chính phủ sang Bộ trưởng Bộ Công Thương.
47. Tuổi Trẻ, Từ 1-1-2026 khách hàng sử dụng điện từ 200.000 kWh/tháng trở lên sẽ áp giá hai thành phần, 9 September 2025.

03.

KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VÀ BÀI HỌC

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy mua điện RTC và hạch toán điện với độ phân giải thời gian cao không thể đạt được chỉ bằng một cải cách đơn lẻ. Hai mục tiêu này phụ thuộc vào nhiều yếu tố bổ trợ lẫn nhau: tín hiệu thị trường theo thời gian, các nguồn linh hoạt có tính khả thi thương mại, nghĩa vụ cung cấp điện có thể đo lường được, hệ thống đo đếm và theo dõi thuộc tính ở độ phân giải cao cùng các quy định liên kết các tuyên bố theo hợp đồng với dữ liệu hệ thống điện. Vì vậy, các trường hợp dưới đây được lựa chọn theo chức năng thiết kế được minh họa thay vì coi là đối tượng so sánh trực tiếp với Việt Nam.

- Ấn Độ cho thấy nghĩa vụ cung cấp điện có thể chuyển nguồn NLTT biến đổi thành sản phẩm cung cấp điện có độ chắc chắn và ổn định cao hơn.
- Úc cho thấy tín hiệu thị trường theo chu kỳ ngắn có thể tạo doanh thu cho các dịch vụ linh hoạt.
- Đài Loan minh họa phân bổ điện năng theo các chu kỳ ngắn hơn một giờ và mối liên hệ giữa dữ liệu công tơ chi tiết với hạ tầng chứng chỉ.
- Trung Quốc minh họa lộ trình từng bước chuyển sang định giá NLTT theo thị trường và bằng chứng điện năng có độ phân giải thời gian cao hơn.

3.1 ẤN ĐỘ
Cách tiếp cận: Mua điện tái tạo RTC dựa trên nghĩa vụ cung cấp điện — **NGHĨA VỤ GIAO ĐIỆN**

ĐẶC ĐIỂM THIẾT KẾ CHÍNH	MỨC ĐỘ LIÊN QUAN ĐỐI VỚI VIỆT NAM
• Gói thầu RTC-IV (2025): 420 MW được trao thầu với giá 5,06-5,07 INR/kWh. Gói thầu đã thiết lập mô hình dựa trên DFR, yêu cầu DFR tối thiểu 80% theo năm, 75% theo tháng và 90% trong giờ cao điểm. Mức phạt đối với phần cung cấp thiếu được xác định theo khung giờ và cao hơn trong giờ cao điểm. • Gói thầu FDRE-RTC-V (2026): 1.000 MW được trao thầu với giá 5,25-5,26 INR/kWh. Kế thừa thiết kế của RTC-IV, cơ chế này quy định nghĩa vụ cung cấp điện trong từng chu kỳ 15 phút: 90% trong giờ cao điểm, 50-60% trong khung giờ mà nguồn điện mặt trời khả dụng và 70% các giờ còn lại. Mức phạt 1,5 lần giá hợp đồng được tính cho từng chu kỳ 15 phút không đạt DFR. • Cơ chế xử lý sản lượng trong khung giờ khả dụng nguồn phát điện mặt trời của FDRE-RTC-V: Phần sản lượng trong các giờ mà nguồn phát điện mặt trời khả dụng vượt mức DFR tối đa 60% chỉ được thanh toán bằng 50% giá điện theo PPA nếu bên mua tiếp nhận. Đơn vị phát triển có thể bán phần sản lượng dư này cho bên khác, với điều kiện SECI/bên mua được quyền ưu tiên mua theo cơ chế ngày tới. Quy định này hạn chế việc cung cấp dư điện trong các giờ mà nguồn điện mặt trời có giá trị thấp hơn, đồng thời vẫn tạo cơ hội tối ưu hóa doanh thu cho đơn vị phát triển. • Cấu trúc hợp đồng: Cả hai gói thầu đều sử dụng hợp đồng dài hạn theo mẫu chuẩn của SECI, trong đó, SECI đóng vai trò đơn vị mua điện trung gian. FDRE-RTC-V áp dụng PPA có thời hạn 25 năm, có các cơ chế bảo đảm thanh toán và quy định cụ thể về chế tài khi cung cấp điện thiếu so với cam kết. Những điều khoản này giúp hình thành khung doanh thu gắn với nghĩa vụ cung cấp điện, tạo cơ sở để dự án huy động vốn.	• Bắt đầu bằng thí điểm RTC tự nguyện, có thể thông qua DPPA, với thời điểm cung cấp điện phản ánh nhu cầu hệ thống Việt Nam như đỉnh buổi tối và dư thừa điện mặt trời giữa trưa. Chưa cần nghĩa vụ 15 phút ngay từ đầu. • Cho phép chủ đầu tư đáp ứng nghĩa vụ bằng danh mục nguồn điện gồm điện gió, điện mặt trời, lưu trữ, thủy điện, điện sinh khối và điều chỉnh phụ tải; vẫn cho phép nhà máy đơn lẻ nếu đáp ứng được việc cung cấp theo biểu đồ phụ tải yêu cầu. • Sử dụng mô hình của Ấn Độ như định hướng: định giá điện sạch theo thời điểm cung cấp điện, với các quy định rõ về đo lường, lập lịch huy động, cắt giảm, bảo đảm thanh toán và các hệ quả khi cung cấp thiếu.

Nguồn: Solar Energy Corporation of India (SECI), hồ sơ mời thầu RTC-IV 1.200 MW; kết quả đấu thầu và thư trao thầu RTC-IV (26/5 và 11/6/2025); hồ sơ mời thầu FDRE-RTC-V 1.000 MW và các sửa đổi 01-03 (10/3-25/6/2026); kết quả đấu thầu FDRE-RTC-V (6 và 14/8/2026).

3.2 ÚC **Cách tiếp cận: Tín hiệu giá 5 phút và doanh thu thị trường cho dịch vụ linh hoạt**	**GIÁ TRỊ CỦA TÍNH LINH HOẠT**
ĐẶC ĐIỂM THIẾT KẾ CHÍNH	MỨC ĐỘ LIÊN QUAN ĐỐI VỚI VIỆT NAM
• Thị trường Điện Quốc gia chuyển từ thanh toán 30 phút sang 5 phút vào tháng 10/2021. • Các cải cách năm 2024 về Tích hợp Hệ thống Lưu trữ Năng lượng đã bổ sung nhóm Nhà cung cấp nguồn lực tích hợp (Integrated Resource Provider) và loại hình Đơn vị hai chiều (Bidirectional Unit). • Pin có thể cộng gộp nhiều dòng doanh thu: sạc khi giá thấp hoặc âm, xả khi giá cao, và dành một phần công suất cho Dịch vụ Phụ trợ Điều tần (FCAS). • Doanh thu dựa trên tín hiệu thị trường chứ không cố định trước, tạo cơ hội thương mại nhưng không bảo đảm dòng tiền đáp ứng yêu cầu tài trợ vốn.	• Trong giai đoạn đầu, Việt Nam có thể xây dựng RTC trên chu kỳ 30 phút hiện hữu thay vì coi chu kỳ ngắn hơn là điều kiện tiên quyết. • Mở cơ hội cho hệ thống lưu trữ và đơn vị tổng hợp nguồn lực tham gia các sản phẩm dịch vụ phụ trợ minh bạch, công nhận vận hành hai chiều, qua đó giảm phần chi phí mà riêng bên mua điện RTC phải gánh. • Thiết kế hợp đồng điện sạch với khung thời gian có độ phân giải cao song song với nghĩa vụ cung cấp dịch vụ phụ trợ và tham gia thị trường giao ngay nhằm tránh việc cùng một công suất được cam kết đồng thời cho nhiều mục đích; mở thị trường theo từng giai đoạn thay vì sao chép ngay một thị trường giao ngay đã hoàn thiện.
Nguồn: Australian Energy Market Commission và Australian Energy Market Operator, Five-Minute Settlement (bắt đầu 01/10/2021); AEMO, Integrating Energy Storage Systems reforms (triển khai 03/6/2024).	

3.3 ĐÀI LOAN **Cách tiếp cận: Đo đếm chi tiết, cung cấp điện vật lý và phát triển chứng chỉ**	**PHÂN BỔ THEO ĐỘ PHÂN GIẢI CAO**
ĐẶC ĐIỂM THIẾT KẾ CHÍNH	MỨC ĐỘ LIÊN QUAN ĐỐI VỚI VIỆT NAM
• Dữ liệu truyền tải điện theo chu kỳ 15 phút được sử dụng để tính toán lượng điện được đối soát về mặt vật lý theo từng hợp đồng. • Chứng chỉ năng lượng tái tạo Đài Loan (T-REC) được phát hành theo đơn vị 1 MWh (cho phép phát hành phần lẻ từ tháng 1/2026) và chưa mang dấu thời gian theo từng chu kỳ. • Sản lượng chưa được khớp có thể được phân bổ lại trong cùng khung TOU, làm giảm mức độ ràng buộc giữa sản lượng phát và nhu cầu tiêu thụ tại từng thời điểm. • Chương trình thí điểm Phân bổ Linh hoạt (10/2025-9/2026) cho phép đơn vị bán lẻ gộp các bên mua điện và phân bổ sản lượng giữa các công tơ trong từng chu kỳ 15 phút.	• Xây dựng một lớp dữ liệu/chứng nhận với độ phân giải thời gian cao trên nền REC và dữ liệu thị trường 30 phút hiện có, thay vì thay thế toàn bộ hệ thống chứng chỉ. • Việt Nam sử dụng hệ thống I-REC do tổ chức bên ngoài quản lý. Vì vậy, quyền truy cập dữ liệu, quyền sở hữu thuộc tính môi trường và quy tắc ghi nhận chứng chỉ đã sử dụng cần được thống nhất giữa đơn vị vận hành thị trường điện, các bên nắm giữ dữ liệu, đơn vị phát hành I-REC, bên mua và các đơn vị xác minh. • Một đơn vị bán lẻ điện hoặc nền tảng có thể tập hợp các bên mua điện theo DPPA, phân bổ sản lượng đối soát và phát hành báo cáo đối soát theo từng chu kỳ đã được xác minh trước khi có chứng chỉ theo giờ chính thức, với quy tắc rõ về sản lượng dư, lưu trữ và bảo đảm độ tin cậy của báo cáo.
Nguồn: Taiwan Power Company; T-REC Center; EnergyTag, báo cáo ngành điện Đài Loan và điện sạch RTC (2026).	

3.4 TRUNG QUỐC Cách tiếp cận: Xây dựng mức độ sẵn sàng cho RTC thông qua cải cách thị trường, dữ liệu và hợp đồng	NỀN TẢNG RTC ĐANG HÌNH THÀNH
ĐẶC ĐIỂM THIẾT KẾ CHÍNH	MỨC ĐỘ LIÊN QUAN ĐỐI VỚI VIỆT NAM
• Chứng chỉ điện xanh quốc gia (GEC) vẫn là công cụ theo tháng, chưa có dấu thời gian theo giờ; Văn bản số 136 đưa NLTT và lưu trữ tiến gần hơn tới định giá dựa trên thị trường. • Sơn Tây đã áp dụng thanh toán 5 phút; giá âm ban ngày tại Sơn Đông cho thấy nhu cầu đối với lưu trữ, phụ tải linh hoạt và bảo đảm nguồn cung điện tái tạo. • Quy định năm 2026 của Giang Tô cho phép giao dịch điện xanh theo giờ và cho phép các đơn vị bán lẻ cung cấp sản phẩm điện theo giờ. Giang Tây cũng đã vận hành hệ thống giao dịch và truy xuất theo giờ dựa trên blockchain từ năm 2025. • Chiết Giang có PPA doanh nghiệp 20 năm từ các dự án điện mặt trời và điện gió ngoài khơi, dù chưa công bố nghĩa vụ bảo đảm cung cấp điện. Nội Mông, Giang Tô, Tân Cương và Vân Nam đã phê duyệt hơn 50 dự án thí điểm cấp điện xanh trực tiếp.	• Tham khảo cách tiếp cận từng bước của Trung Quốc thông qua việc thực hiện các dự án thí điểm được cấp có thẩm quyền cho phép tại khu công nghiệp hoặc cụm khách hàng thay vì chờ một khuôn khổ RTC hoàn chỉnh. • Tận dụng hệ thống đo đếm và thanh toán 30 phút cùng khung I-REC hiện hữu, chỉ bổ sung bằng chứng chi tiết hơn nếu cần, thay vì xây dựng hệ thống chứng chỉ quốc gia mới. • Thử nghiệm nguồn cung từ danh mục nguồn điện kết hợp điện mặt trời, điện gió, lưu trữ và các nguồn linh hoạt khác, với quy định rõ về tổng hợp nguồn điện, lập lịch huy động, xử lý sai lệch, cắt giảm công suất và xác minh.

Nguồn: NDRC và NEA, các văn bản về cải cách định hướng thị trường đối với giá điện NLTT mới và cấp điện xanh trực tiếp; NEA, quy tắc quản lý GEC; EnergyTag và The Lantau Group, China Power Sector and Policy Landscape for Round-the-Clock Clean Power (2026).

CÁC NGUYÊN TẮC THIẾT KẾ CÓ THỂ ÁP DỤNG CHO VIỆT NAM

1. **Quy định nghĩa vụ cung cấp điện bằng các tiêu chí có thể đo lường được.** Hợp đồng cần quy định rõ khoảng thời gian cung cấp điện, nguồn đủ điều kiện, ngưỡng thực hiện nghĩa vụ cung cấp điện và biện pháp xử lý khi không cung cấp điện đủ cam kết. Chỉ gắn nhãn RTC là chưa đủ.
2. **Cho phép cung cấp điện theo danh mục kết hợp.** Danh mục kết hợp điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, lưu trữ và điều chỉnh phụ tải nên được phép cùng nhau đáp ứng nghĩa vụ cung cấp điện; từng nguồn điện riêng lẻ không nhất thiết đều phải đáp ứng đủ nghĩa vụ.
3. **Tạo nguồn doanh thu cho dịch vụ linh hoạt.** Hệ thống lưu trữ và các nguồn linh hoạt khác cần có khả năng thu được doanh thu thông qua khoản thanh toán cho việc bảo đảm nguồn cung, doanh thu thị trường điện và dịch vụ hệ thống khi các cơ chế này phát triển.
4. **Tận dụng hạ tầng hiện có.** Hệ thống đo đếm và thanh toán theo chu kỳ 30 phút của Việt Nam là nền tảng thực tiễn; các thí điểm ban đầu có thể sử dụng khung cung cấp điện đơn giản hơn nhưng bám sát nhu cầu hệ thống.
5. **Thiết lập rõ nguyên tắc cung cấp điện và xác minh.** Khung quy định cần xác định ranh giới lưới, yêu cầu về dữ liệu, quyền sở hữu thuộc tính môi trường, tổn thất lưu trữ và biện pháp kiểm soát chống tính trùng.
6. **Bắt đầu trên cơ sở tự nguyện và nâng yêu cầu theo thời gian.** Các thí điểm đầu tiên nên áp dụng mức yêu cầu khả thi trong một số khung thời gian nhất định; yêu cầu về mức độ thực hiện nghĩa vụ cung cấp điện được nâng dần khi dữ liệu, quy tắc thị trường và khả năng vận hành danh mục nguồn điện được hoàn thiện.

04.

ĐỀ XUẤT THIẾT KẾ CƠ CHẾ RTC CHO VIỆT NAM

TÓM TẮT CHƯƠNG

Báo cáo đề xuất các đơn vị cung cấp điện RTC phải đáp ứng tối thiểu 90% công suất hợp đồng trong từng chu kỳ 30 phút từ 17:30 đến 22:30. Phần sản lượng thiếu hụt chịu mức phạt bằng 1,5 lần giá hợp đồng, còn sản lượng bị cắt giảm theo lệnh của đơn vị vận hành hệ thống vẫn được tính là đã thực hiện nghĩa vụ cung cấp điện. Công ty Mua bán điện (EPTC) thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) sẽ là bên mua điện. Giá điện được xác định thông qua cơ chế giá trần hiện hành. Một đợt thí điểm tự nguyện đầu tiên với quy mô tối đa 600–660 MW có thể kiểm chứng cơ chế trước khi mở rộng. Về hành lang pháp lý, bước đầu tiên cần thực hiện là công nhận hệ thống lưu trữ bằng pin là một loại hình tài sản độc lập.

Trên cơ sở kinh nghiệm quốc tế, cơ chế điện sạch RTC tại Việt Nam có thể được thiết kế dựa trên các yêu cầu trong gói thầu RTC mới nhất của Ấn Độ. Cơ chế này cho phép chủ đầu tư ký hợp đồng với EVN-EPTC. Tương tự Ấn Độ, các nhà máy bảo đảm cung cấp điện trong từng chu kỳ 30 phút dựa trên tỷ lệ đáp ứng nhu cầu (DFR). Ở giai đoạn đầu, cơ chế điện sạch RTC của Việt Nam có thể quy định mức DFR tối thiểu 90% trong từng chu kỳ 30 phút (chu kỳ giao dịch của VWEM) từ 17:30 đến 22:30 – khung giờ cao điểm do Bộ Công Thương quy định.[48] Tương tự Ấn Độ, cơ chế cũng có thể đặt DFR tối thiểu cho các giờ có nắng và các giờ ngoài cao điểm. Tuy nhiên, yêu cầu cốt lõi của nguồn điện sạch RTC vẫn là nghĩa vụ cung cấp điện với độ tin cậy rất cao trong giờ cao điểm. Nghĩa vụ theo từng khung thời gian cần được bảo đảm bằng chế tài phạt nghiêm hơn. Theo mô hình của Ấn Độ, mức phạt có thể bằng 1,5 lần giá điện RTC, tính cho từng chu kỳ 30 phút. Bên mua điện tại Việt Nam nhiều khả năng là EVN-EPTC, và NSMO sẽ ưu tiên huy động toàn bộ công suất khả dụng của nguồn điện sạch RTC trong phạm vi sản lượng hợp đồng của nhà cung cấp RTC. NSMO sẽ điều độ các nhà máy RTC theo nhu cầu hệ thống. Nếu NSMO cắt giảm công suất vì lý do an ninh lưới điện, phần sản lượng này cần được tính vào DFR thay vì bị coi là không đáp ứng nghĩa vụ, nhằm bảo vệ nhà cung cấp khỏi bị phạt vì quyết định của đơn vị vận hành hệ thống. Nếu nhà cung cấp RTC cung cấp điện vượt công suất hợp đồng, NSMO có thể lựa chọn huy động phần vượt này theo quy định của VWEM khi phù hợp với nhu cầu hệ thống, và nhà máy được thanh toán theo giá VWEM cho phần sản lượng vượt. NSMO không cần "theo dõi" hoặc điều khiển từng nhà máy riêng lẻ trong tổ hợp RTC; NSMO chỉ tiếp nhận và quản lý tổng sản lượng đầu ra của tổ hợp NLTT và lưu trữ.

Về quy mô, Việt Nam có thể xem xét mua điện theo các hợp đồng RTC với tổng công suất tối đa 600–660 MW, tương đương quy mô công suất của một tổ máy nhiệt điện than.Tuy nhiên, quy mô của từng hợp đồng RTC riêng lẻ có thể ở mức 50–200 MW. Đề xuất này dựa trên kinh nghiệm của SECI (Ấn Độ), đơn vị đã mua 1.000 MW trong gói thầu FDRE-RTC-V vì:

I. Quy mô 1 GW đủ lớn để tạo ra tác động có thể đo lường đối với quy hoạch lưới điện quốc gia, cho thấy NLTT kết hợp lưu trữ có thể thay thế trực tiếp theo tỷ lệ 1:1 các nhà máy nhiệt điện than lớn (các tổ máy than mới của Ấn Độ có công suất khoảng 800 MW);

II. Quy mô 1.000 MW đủ lớn để thu hút các nhà phát triển NLTT hàng đầu và các nhà cung cấp hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) lớn, nhưng vẫn có thể chia thành nhiều phần để thúc đẩy cạnh tranh lành mạnh trong đấu thầu (07 nhà thầu trúng thầu được phân bổ từ 70 MW đến 300 MW mỗi nhà thầu);

III. Quy mô 1 GW giúp SECI tổng hợp thành công nhu cầu và xác lập được mức giá điện rất cạnh tranh (5,25–5,26 INR/kWh), cạnh tranh tốt so với các phương án nhiệt điện mới.

Tương tự, tại Việt Nam, các hợp đồng RTC với tổng quy mô tối đa 600–660 MW có thể đủ lớn để thu hút nhà đầu tư và hỗ trợ hệ thống điện đáp ứng phụ tải đỉnh vào buổi tối.



48. Quyết định 963/QĐ-BCT năm 2026.

Nhu cầu hệ thống tại Việt Nam	Hạn chế của PPA NLTT sử dụng một loại công nghệ	Cách điện sạch RTC đáp ứng
Phụ tải đỉnh vào buổi tối 17:30–22:30, tăng nhanh gấp khoảng 2,5 lần so với nhu cầu điện năng	Điện mặt trời không phát điện trong khung giờ này; sản lượng điện gió không tương quan với đỉnh phụ tải và không ổn định.	Nghĩa vụ cung cấp điện được quy định trực tiếp ngay trong khung giờ cao điểm và được đáp ứng bằng xả pin lưu trữ hoặc điện gió bổ trợ.
Công suất điện mặt trời biến thiên mạnh, có thể lên tới khoảng 4.000 MW trong một giờ	Không có nghĩa vụ làm phẳng sản lượng; đơn vị vận hành hệ thống phải tự bù đắp mức biến thiên.	Nghĩa vụ bảo đảm công suất khả dụng trong từng chu kỳ buộc bên bán phải tự làm phẳng sản lượng của mình.
Dư thừa nguồn cung buổi trưa và cắt giảm công suất	Sản lượng dư chỉ được hưởng Giá thị trường điện toàn phần, và đơn vị phát điện chịu rủi ro cắt giảm mà không được bù đắp.	Sản lượng dư được lưu trữ và cung cấp lại vào các giờ có giá cao hơn, qua đó giảm cả rủi ro cắt giảm lẫn mức chiết khấu đối với sản lượng dư.
Công suất ổn định mà không cần xây mới nhà máy nhiên liệu hóa thạch	Bổ sung điện năng nhưng không cung cấp công suất ổn định, và có thể làm tăng nhu cầu đối với các nguồn chạy đỉnh còn lại.	Bổ sung một biểu đồ cung cấp có khả năng điều độ theo hợp đồng, có thể thay thế nhà máy chạy đỉnh.
Tuyên bố sử dụng điện sạch đáng tin cậy của doanh nghiệp	Chỉ hỗ trợ tuyên bố định kỳ, dựa trên sản lượng.	Tạo ra dữ liệu cung cấp điện theo từng chu kỳ, có thể làm cơ sở cho tuyên bố với độ phân giải thời gian cao khi đã có hệ thống theo dõi và xác nhận phù hợp.

Bảng 2. Giá trị của việc mua điện RTC tiềm năng tại Việt Nam

Việt Nam chưa có cơ chế tương đương trực tiếp với quy trình đấu giá của SECI. Tại Ấn Độ, SECI đóng vai trò đơn vị tổng hợp trung tâm, tổ chức đấu giá ngược và ký hợp đồng đối ứng (back-to-back) với các bên mua điện. Trong khi đó, Việt Nam lựa chọn nhà đầu tư ở cấp tỉnh theo Luật Đấu thầu và Luật Đầu tư, nhưng quy trình này chủ yếu nhằm lựa chọn nhà đầu tư gắn với dự án, quyền sử dụng đất và quyền đầu tư, chứ không xác định giá mua điện thông qua đấu thầu, và được thực hiện theo từng tỉnh thay vì trên phạm vi toàn quốc. Do đó, thay vì xây dựng một quy trình đấu giá mới, các nhà đầu tư dự án thuộc QHĐ VIII được lựa chọn ở cấp tỉnh có thể tự nguyện ký hợp đồng RTC trực tiếp với EVN-EPTC. Để xác định giá hợp đồng RTC, Việt Nam có thể tận dụng khung cơ chế hiện hành thay vì xây dựng một cơ chế mới. Trong trường hợp lý tưởng, đấu thầu sẽ giúp thị trường trực tiếp xác định mức giá mà các nhà phát triển yêu cầu để cung cấp điện với độ ổn định và tin cậy cao. Nếu không thông qua đấu thầu, cơ quan quản lý sẽ phải tự ước tính mức giá này và đồng thời chịu rủi ro nếu mức giá được xác định không phù hợp. Trong bối cảnh Việt Nam, phương án **ban hành khung giá do Nhà nước quy định và cho phép đàm phán giá trong phạm vi giá trần (khung giá)** là cách tiếp cận thuận tiện nhất về mặt thể chế và là phương án mặc định phù hợp. Theo đó, Cục Điện lực xây dựng giá trần dựa trên một nhà máy tham chiếu chuẩn, Bộ Công Thương ban hành mức giá này, sau đó chủ đầu tư đàm phán PPA với EPTC ở mức không vượt quá giá trần.

MỨC ĐỘ SẴN SÀNG VỀ CHÍNH SÁCH VÀ CƠ CHẾ CHO ĐIỆN SẠCH RTC

KHOẢNG TRỐNG HIỆN NAY:

Khoảng trống về chính sách và cơ chế: Chưa có định nghĩa pháp lý rõ ràng về điện sạch RTC

Việt Nam đã có một số nền tảng cần thiết để phát triển điện sạch RTC, bao gồm thanh toán trên thị trường bán buôn theo chu kỳ, công nhận lưu trữ trong thị trường điện và các cải cách đang triển khai nhằm củng cố thị trường điện cạnh tranh. Tuy nhiên, các cấu phần này hiện vẫn còn rời rạc. Điện sạch RTC có thể được triển khai như một cơ chế chính thức, trước hết, điện sạch RTC phải được định nghĩa rõ trong khuôn khổ pháp lý của Việt Nam. Phần phân tích ở trên đã đưa ra một số phương án ban đầu để định nghĩa RTC. Hiện nay, EVN-EPTC có thể ký các PPA theo quy định và thực hiện chức năng thanh toán của bên mua điện duy nhất trong VWEM. Tuy nhiên, hợp đồng điện sạch có khả năng cung cấp ổn định theo biểu đồ phụ tải xác định, kèm nghĩa vụ DFR và chế tài phạt là một công cụ mới, chứ không phải biến thể của PPA tiêu chuẩn hay DPPA. Hợp đồng này cần được pháp luật cho phép và quy định cụ thể.

Bên cạnh đó, việc coi một danh mục gồm nhiều công nghệ khác nhau như một thực thể duy nhất trong quy hoạch, vận hành và điều độ cũng có thể đòi hỏi cơ quan hoạch định chính sách ban hành các định nghĩa và hướng dẫn rõ ràng.

HÀNH ĐỘNG ƯU TIÊN:

CHỦ TRÌ: CHÍNH PHỦ, PHỐI HỢP VỚI BỘ CÔNG THƯƠNG/CỤC ĐIỆN LỰC:

Chuẩn hóa định nghĩa và cơ chế quản trị RTC:
Trong ngắn hạn, cần ban hành các định nghĩa thống nhất về điện sạch RTC, chu kỳ giao dịch, các mức DFR và chế tài phạt, đồng thời giao Bộ Công Thương/Cục Điện lực điều phối tiêu chuẩn, quyền tiếp cận dữ liệu, xác minh và tuyên bố sử dụng điện sạch. Tiền lệ phù hợp nhất cho cách làm này là DPPA – cơ chế được định nghĩa tại Nghị định của Chính phủ, với các quy định áp dụng chi tiết tại thông tư của Bộ Công Thương. Tương tự, với tầm quan trọng tương đương, điện sạch RTC nhiều khả năng cũng cần một Nghị định riêng (do Chính phủ ban hành, Bộ Công Thương chủ trì soạn thảo trong khuôn khổ Luật Điện lực 2024), cùng một thông tư của Bộ Công Thương quy định hợp đồng mẫu, định nghĩa DFR, lồng ghép nghĩa vụ và quy tắc thực hiện nghĩa vụ RTC vào cơ chế đo lường 30 phút hiện hành của VWEM theo Thông tư 29 và các quy tắc thanh toán.

CHỦ TRÌ: BỘ CÔNG THƯƠNG, PHỐI HỢP VỚI EVN VÀ NSMO:

Ban hành quy định về mua điện và định giá RTC:
Ban hành một thông tư riêng về mua điện RTC, quy định đặc tính sản phẩm, điều kiện tham gia, tiêu chuẩn, phương pháp đánh giá, nghĩa vụ thực hiện, PPA và cơ chế phạt. Thông tư cần quy định điều khoản hợp đồng, bảo đảm thực hiện, thanh toán, chế tài phạt, nguồn cung thay thế, cắt giảm công suất, sự cố lưới điện, bất khả kháng và việc điều chỉnh danh mục tài sản. Ngoài ra, một thông tư về xây dựng giá theo mô hình Thông tư số 09/2025/TT-BCT, được sửa đổi bởi Thông tư số 25/2025/TT-BCT và Thông tư số 54/2025/TT-BCT, cần thiết lập phương pháp xác định giá trần cho RTC hoặc xác nhận rằng các gói RTC không bị ràng buộc bởi giá trần riêng của từng công nghệ cấu thành. Bước đầu tiên nên là một gói thầu thí điểm RTC tự nguyện, tiếp theo là các đợt mua điện theo quy trình có thể lặp lại và mở rộng ở quy mô lớn hơn khi hiệu quả thực hiện đã được chứng minh.

ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG VÀ MUA ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ ĐIỆN LỰC

Khoảng trống hiện nay:

Khoảng trống về điều độ và quy tắc thị trường: Quy tắc điều độ chưa phù hợp với RTC

Các quy định vận hành và thanh toán của VWEM được xây dựng cho các đơn vị thị trường thông thường, vốn chào bán điện năng vào từng chu kỳ giao dịch và được huy động theo thứ tự giá chào so với nhu cầu hệ thống.

Hiện chưa có một nhóm riêng dành cho các đơn vị đã ký hợp đồng cam kết cung cấp một lượng điện ổn định trong những khung thời gian xác định. Do đó, điện năng RTC theo hợp đồng không có quy chế ưu tiên huy động hoặc bắt buộc tiếp nhận (must-take) trong các khung giờ thuộc nghĩa vụ. Nhà cung cấp RTC cam kết DFR 90% trong giờ cao điểm buổi tối, nhưng theo quy định hiện hành, sản lượng của họ vẫn được xử lý như sản lượng của mọi tổ máy khác và được huy động theo nhu cầu hệ thống; nghĩa là hợp đồng đặt ra nghĩa vụ cung cấp điện theo thời gian, nhưng quy tắc thị trường lại chưa công nhận và hỗ trợ việc thực hiện nghĩa vụ đó.

Nhìn chung, NSMO không áp dụng cơ chế ưu tiên huy động. Vì vậy, RTC có thể được thiết kế dưới dạng một ràng buộc vận hành, tương tự các yêu cầu cấp nước phục vụ thủy lợi, hoặc được gán trọng số/mức ưu tiên cao hơn trong thứ tự huy động để được huy động trước các nhà máy điện truyền thống. Các tổ máy phát điện được huy động dựa trên công suất chào và thường được thanh toán theo Giá biên hệ thống (SMP) trong VWEM. Nếu hệ thống cần huy động vượt dải công suất chào, phần sản lượng bổ sung được thanh toán theo giá chào thực tế của tổ máy. Do đó, trong cơ chế mua điện RTC, nguồn cung RTC sẽ chào giá bằng 0 để tối đa hóa khả năng được huy động theo biểu đồ vận hành dự kiến, nghĩa là sẽ có rất ít điện năng dư. Phần điện năng dư có thể được nạp vào pin và lưu trữ cho đến khi hệ thống cần; khi đó, BESS có thể chào giá cao hơn để được huy động.

Khoảng trống về điều độ và quy tắc thị trường: Chưa có hợp đồng mua điện RTC tiêu chuẩn

EVN và EPTC cũng chưa có hợp đồng tiêu chuẩn để mua điện sạch từ nguồn có khả năng cung cấp ổn định và được đối soát theo thời gian, bao gồm các chỉ số thực hiện rõ ràng, nghĩa vụ trong giờ cao điểm và biện pháp xử lý khi cung cấp thiếu. Bên mua điện trong đợt mua điện RTC đầu tiên sẽ là EVN-EPTC, đơn vị đã thực hiện chức năng bên mua duy nhất trong VWEM. Về dài hạn, các Tổng công ty Điện lực cũng cần được phép ký hợp đồng mua điện sạch RTC trực tiếp. Điều họ còn thiếu là động lực để ký hợp đồng theo biểu đồ cung cấp điện, bởi chi phí mua điện của họ hiện do Nhà nước quy định thay vì theo giá từng chu kỳ mà họ phải chịu. Điều này sẽ thay đổi nếu thị trường bán lẻ áp dụng giá gắn với thị trường. Vì vậy, việc cho phép các Tổng công ty Điện lực mua điện RTC phù hợp hơn với lộ trình chuyển sang thị trường điện cạnh tranh thay vì áp dụng ngay trong đợt triển khai RTC đầu tiên.

Khoảng trống về vận hành BESS: BESS chưa có khuôn khổ thương mại

Việc triển khai BESS tại Việt Nam hiện vẫn chủ yếu do đơn vị điện lực dẫn dắt. Khuôn khổ thương mại của BESS chưa xác định rõ hoặc chưa cho phép thu được giá trị từ các dòng doanh thu như khai thác chênh lệch giá, tránh cắt giảm công suất, bảo đảm nguồn cung và dịch chuyển thời gian cung cấp điện. Lưu trữ đặt cùng vị trí với nguồn điện và lưu trữ độc lập cũng chưa có quy tắc thống nhất về quyền điều khiển, nguồn sạc, thứ tự ưu tiên điều độ, khả năng sẵn sàng, thanh toán và cộng gộp doanh thu. Tuy nhiên, vấn đề lớn hơn là BESS chưa được công nhận là một loại hình tài sản độc lập. Các vấn đề cần làm rõ gồm: BESS có cần giấy phép hoạt động phát điện hay không, đơn vị vận hành lưu trữ độc lập đăng ký tham gia thị trường như thế nào, và cấu phần lưu trữ trong một tổ hợp RTC lai được xử lý về mặt pháp lý ra sao.

Do đó, hạn chế đối với BESS không chỉ nằm ở công suất lắp đặt mà còn là khoảng trống về thương mại và vận hành, khiến lưu trữ chưa thể được tích hợp đầy đủ vào hoạt động mua điện của đơn vị điện lực và các danh mục RTC. Các quy tắc phân bổ thuộc tính tái tạo cho điện năng được lưu trữ và xác minh việc cấp điện được đối soát theo thời gian thông qua dữ liệu công tơ theo chu kỳ cũng chưa được xây dựng.

HÀNH ĐỘNG ƯU TIÊN:

CHỦ TRÌ: NSMO VÀ BỘ CÔNG THƯƠNG:

Đưa nghĩa vụ RTC vào quy trình điều độ: Trước hết, cần xây dựng ràng buộc vận hành RTC và/hoặc trọng số/mức ưu tiên cao hơn cho điện năng RTC theo hợp đồng trong các khung giờ có nghĩa vụ, để quy tắc thị trường công nhận lượng điện ổn định theo hợp đồng thay vì coi sản lượng RTC như điện năng thông thường huy động theo thứ tự giá chào. Đây là điều kiện để công tác điều độ hỗ trợ việc thực hiện nghĩa vụ hợp đồng, thay vì cản trở nghĩa vụ đó.

Thanh toán tổ hợp lai như một đơn vị duy nhất: Thứ hai, xác định một ranh giới đo đếm duy nhất tại điểm đấu nối, trong đó, tổ hợp lai được đăng ký là một đơn vị thanh toán. Cách tiếp cận này cho phép NSMO thanh toán tổng sản lượng của NLTT cộng lưu trữ, trong khi tổ hợp tự điều độ nguồn phát và lưu trữ phía sau công tơ. Quy định cũng cần làm rõ cách xử lý điện năng nhận từ lưới để sạc pin, bởi phần điện năng này đi qua cùng ranh giới đo đếm và ảnh hưởng đến cả thanh toán lẫn thuộc tính điện sạch.

CHỦ TRÌ: BỘ CÔNG THƯƠNG/CỤC ĐIỆN LỰC:

Chuẩn hóa hợp đồng mua điện RTC: Cuối cùng, Bộ Công Thương/Cục Điện lực cần ban hành hợp đồng RTC tiêu chuẩn để EVN và EPTC mua điện sạch RTC, trong đó quy định các chỉ số thực hiện (các ngưỡng DFR và khung giờ áp dụng), nghĩa vụ trong giờ cao điểm và biện pháp xử lý khi cung cấp thiếu.

Hợp đồng này tạo ra thỏa thuận thương mại có thể thực thi và giúp các định nghĩa DFR, cơ chế coi như đã giao đối với sản lượng bị cắt giảm theo yêu cầu hệ thống, và công thức tính phạt có hiệu lực ràng buộc theo hợp đồng.

CHỦ TRÌ: BỘ CÔNG THƯƠNG VÀ NSMO:

Công nhận BESS là một loại hình tài sản độc lập: Điều kiện nền tảng cho điện sạch RTC là Bộ Công Thương công nhận BESS là một loại hình tài sản độc lập trong khuôn khổ Luật Điện lực 2024. Hợp đồng RTC không thể được ký kết nếu hệ thống pin trong tổ hợp không có tư cách pháp lý. Điều này đòi hỏi phải làm rõ một số vấn đề cốt lõi: lưu trữ có cần giấy phép hoạt động phát điện hay cần một loại giấy riêng, một đơn vị lưu trữ độc lập sẽ đăng ký tham gia VWEM như thế nào, và về mặt pháp lý, cấu phần lưu trữ trong một tổ hợp RTC lai sẽ được xử lý ra sao khi nằm sau một ranh giới đo đếm duy nhất. Bước này phải được thực hiện trước, bởi các quy tắc về quyền điều khiển, điều độ và thanh toán tiếp theo sẽ không có cơ sở ổn định cho đến khi lưu trữ có định danh pháp lý rõ ràng. Khi đã có định danh này, các thay đổi còn lại có thể được quy định trong quy tắc điều độ và thanh toán (Thông tư 29/2026) và Thông tư 62/2025.

Tiếp theo, cần sửa đổi Thông tư số 29/2026/TT-BCT để cho phép đăng ký theo danh mục, lập lịch huy động, tính toán sai lệch, thanh toán và xác minh kết quả thực hiện. Đồng thời, cần sửa đổi Thông tư số 05/2025/TT-BCT và Thông tư số 06/2025/TT-BCT để quy định về đo đếm theo chu kỳ, thu thập dữ liệu đo xa (telemetry), điều độ theo danh mục, trạng thái sạc (SoC) của pin lưu trữ và cắt giảm công suất. Thông tư số 12/2025/TT-BCT cũng cần được điều chỉnh cho phù hợp với cơ chế giá RTC và khuôn khổ PPA tiêu chuẩn. Các sửa đổi này cần kết nối điều độ vật lý, thanh toán thị trường và thực hiện hợp đồng mà chưa nhất thiết phải ngay lập tức rút ngắn chu kỳ giao dịch của thị trường điện.



05.

RTC CHO KHÁCH HÀNG DOANH NGHIỆP

TÓM TẮT CHƯƠNG

DPPA hiện là cơ chế duy nhất kết nối khách hàng doanh nghiệp với giá bán buôn theo chu kỳ 30 phút. Với các DPPA dựa trên điện mặt trời hiện nay, bên mua vẫn phải trả giá bán lẻ cho phần tiêu thụ vào buổi tối, trong khi phần sản lượng dư trong buổi trưa chỉ được hưởng giá bán buôn. Việc cho phép các danh mục RTC cung cấp điện theo DPPA sẽ thu hẹp khoảng trống này. Tuy nhiên, bên mua cũng cần quy định rõ ràng về lưu trữ bằng pin và chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao để đưa ra tuyên bố sử dụng điện được đối soát theo thời gian nếu cần. Hiện tại, CBAM chưa tính phát thải từ điện năng đối với thép – ngành chịu tác động lớn nhất của Việt Nam. Vì vậy, trong ngắn hạn, giá trị của điện RTC chỉ nằm ở báo cáo phát thải Phạm vi 2, đáp ứng yêu cầu của khách hàng và phòng ngừa rủi ro về giá.

MUA ĐIỆN SẠCH CỦA DOANH NGHIỆP THÔNG QUA DPPA

DPPA là cơ chế chính thức duy nhất kết nối giá bán buôn theo chu kỳ 30 phút với khách hàng doanh nghiệp, thông qua hợp đồng chênh lệch (CfD) mang tính tài chính. Điều này khiến DPPA trở thành nền tảng rõ ràng nhất trong ngắn hạn cho việc mua điện RTC tại Việt Nam, dù thiết kế hiện nay của DPPA chưa tạo ra sản phẩm RTC cũng như tuyên bố sử dụng điện sạch có độ phân giải thời gian cao.

Nghị định 57/2025, được sửa đổi bởi Nghị định 243/2026, quy định hai phương thức mua điện cho doanh nghiệp:

- mua bán điện qua đường dây riêng đối với khách hàng tiêu thụ từ 20.000 kWh/tháng trở lên;
- mua bán điện qua lưới điện quốc gia, kết nối đơn vị phát điện mặt trời, điện gió hoặc sinh khối đủ điều kiện có công suất từ 10 MW trở lên với khách hàng thuộc lĩnh vực sản xuất, trạm sạc xe điện hoặc trung tâm dữ liệu tiêu thụ từ 200.000 kWh/tháng trở lên, đấu nối ở cấp điện áp từ 22 kV trở lên.[49,50]

Tính đến đầu năm 2026, đã có hơn 60 hợp đồng DPPA được ký kết, nhưng phần lớn là các thỏa thuận qua đường dây riêng và điện mặt trời mái nhà; mới chỉ có một giao dịch với phương thức qua lưới điện quốc gia đã đi vào vận hành.[51]

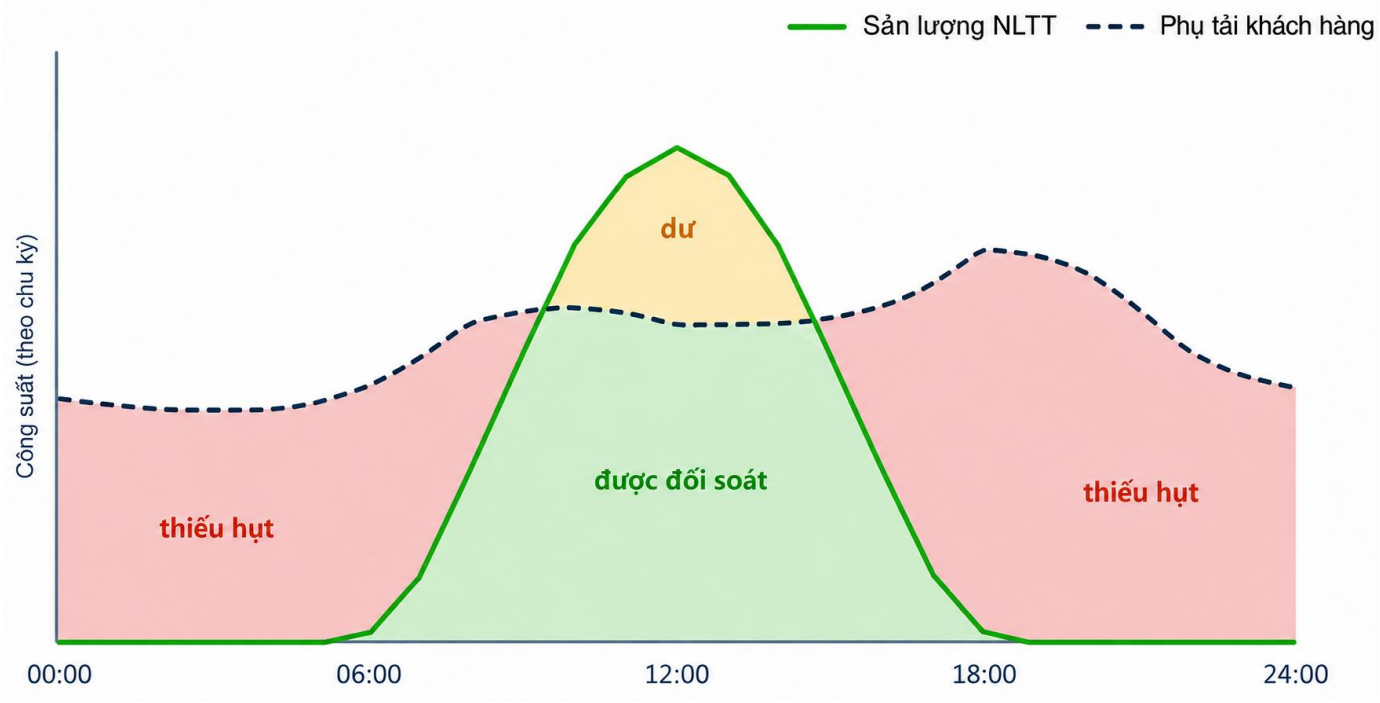
Giao dịch đầu tiên kết nối Samsung Electronics với nhà máy điện mặt trời TTC Đức Huệ 2 công suất 41,4 MWac. Dù có kèm lưu trữ bằng pin, NSMO hiện điều độ hệ thống pin để phục vụ ổn định lưới điện thay vì định hình việc cung cấp điện theo phụ tải của khách hàng. Khảo sát của Bộ Công Thương cuối năm 2023 cho thấy nhu cầu của bên mua khoảng 1.000 MW và mức quan tâm từ phía phát điện là 5.609 MW; điều này cho thấy nhu cầu đã có, nhưng khâu triển khai lại là điểm nghẽn.

Nghị định 243/2026 cho phép áp dụng giá đàm phán đối với DPPA vật lý và việc bán điện dư từ điện mặt trời mái nhà. Nghị định mở rộng đối tượng tham gia sang các đơn vị bán lẻ điện và rút gọn thủ tục đăng ký DPPA qua lưới điện quốc gia từ 7 bước xuống còn 3 bước. Đối với RTC, điều này giúp mở rộng nhóm khách hàng tiềm năng: trung tâm dữ liệu có phụ tải liên tục, phù hợp với đối soát theo giờ, trong khi các doanh nghiệp xuất khẩu phải đáp ứng yêu cầu báo cáo của chuỗi cung ứng và CBAM.

Trong DPPA qua lưới điện quốc gia, đơn vị phát điện bán sản lượng lên VWEM, còn khách hàng mua điện từ đơn vị điện lực tại địa phương. Hợp đồng kỳ hạn điện thanh toán phần chênh lệch so với giá thị trường bán buôn theo chu kỳ 30 phút, trong đó mỗi chu kỳ được tách thành sản lượng được đối soát, sản lượng đáp ứng phụ tải bán theo giá thị trường và phần tiêu thụ không được đáp ứng mua theo giá bán lẻ. Điều này khiến các giao dịch hiện nay, vốn chủ yếu là điện mặt trời, thường xuyên gặp tình trạng lệch pha: sản lượng dư buổi trưa chỉ được hưởng giá bán buôn, còn phần thiếu hụt buổi tối phải bù bằng giá bán lẻ. Điện gió có thể bổ trợ cho điện mặt trời nhưng vẫn phụ thuộc thời tiết. Điện sinh khối có thể điều độ được khi nguồn nhiên liệu và điều kiện vận hành cho phép; tuy nhiên, việc cung cấp điện ổn định vẫn cần được quy định trong hợp đồng và được xác minh.

DPPA vẫn là một cơ chế thanh toán chứ chưa phải sản phẩm RTC. Cơ chế này thiếu yêu cầu về biểu đồ cấp điện, chỉ số mức độ đáp ứng theo chu kỳ và quy tắc phân bổ rủi ro rõ ràng. Mô hình đường dây riêng tạo liên kết vật lý rõ ràng hơn nhưng bị giới hạn về địa lý; mô hình qua lưới điện quốc gia có khả năng mở rộng tốt hơn, nhưng tuyên bố với độ phân giải thời gian cao vẫn cần lớp theo dõi thuộc tính được trình bày dưới đây.

49. Rajah & Tann Asia, Issuance of decrees implementing the 2024 Electricity Law, 10 March 2025.
50. PECC3, Notable differences of Decree 57/2025/NĐ-CP replacing Decree 80/2024/NĐ-CP on the mechanism for direct power purchase, 18 March 2025.
51. RECCESSARY, Vietnam's power reforms: developers face mounting barriers despite DPPA rollout, 5 May 2026.



	Được đối soát	min(phát điện, phụ tải): phần NLTT thực sự cấp cho phụ tải trong chu kỳ
	Dư	phát điện > phụ tải (buổi trưa): phần NLTT dư phát lên lưới
	Thiếu hụt	phụ tải > phát điện (sáng, tối, đêm): phụ tải chưa được đáp ứng

	DPPA Qua Lưới Điện Quốc Gia của Việt Nam (Mô hình 2)
Được đối soát	Đơn vị phát điện bán sản lượng vào VWEM theo giá giao ngay 30 phút (FMP); CfD quy đổi phần MWh được đối soát về giá hợp đồng.
Dư	Sản lượng dư cũng được bán vào VWEM theo giá giao ngay; CfD chỉ áp dụng cho phần sản lượng được đối soát; phần dư được thanh toán theo giá VWEM.
Thiếu hụt	Khách hàng mua phần thiếu hụt theo giá bán lẻ quy định ("CBL" theo Nghị định 57): mức giá điện năng do Nhà nước quy định, gần như cố định, cộng phí truyền tải, phân phối và phí hệ thống.

Hình 9. Sơ đồ phân tách thanh toán ba thành phần trong DPPA qua lưới điện quốc gia

Nguồn: XanhTerra. Logic thanh toán theo Nghị định 57/2025 và giá VWEM theo chu kỳ 30 phút.
Biểu đồ minh họa là điện mặt trời, phản ánh thực tế các giao dịch DPPA tại Việt Nam hiện chủ yếu là điện mặt trời (PV); cách phân tách ba thành phần tương tự cũng áp dụng cho bên bán là điện gió hoặc sinh khối, với các chu kỳ được đối soát, dư và thiếu hụt rơi vào các thời điểm khác nhau trong ngày.

Nhóm khách hàng phù hợp nhất với RTC. Các khách hàng có phụ tải liên tục như trung tâm dữ liệu và nhà máy sản xuất là nhóm cần nguồn cung điện sạch liên tục nhất. Trong khi đó, biểu đồ phát điện chỉ gồm điện mặt trời lại ít phù hợp với dạng phụ tải tương đối bằng phẳng này. Hiện nay, thị trường chưa có sản phẩm mua điện RTC tiêu chuẩn nào dành cho nhóm khách hàng này. Do đó, phần tiêu thụ ngoài giờ có nắng vẫn không được cung cấp bởi các nguồn điện sạch, buộc bên mua phải mua điện lưới theo giá bán lẻ thông thường. Nghị định 243/2026 đã mở rộng đối tượng sang trung tâm dữ liệu và đơn vị vận hành trạm sạc xe điện, nhưng chưa đưa ra sản phẩm cung cấp hoặc mua điện phù hợp với biểu đồ tiêu thụ của họ.

YÊU CẦU QUỐC TẾ VÀ MỨC ĐỘ SẴN SÀNG CỦA VIỆT NAM

Cơ chế Điều chỉnh Biên giới Các-bon (CBAM) của EU bước vào giai đoạn chính thức từ ngày 01/01/2026. Hiện nay, phát thải gián tiếp từ điện mua vào chỉ được tính đối với nhóm ngành xi măng, phân bón và quặng sắt thiêu kết; còn đối với sắt thép, nhôm và hydro, loại phát thải này hiện chưa thuộc phạm vi tính toán của CBAM.[52,53]

Điều này đặc biệt quan trọng đối với Việt Nam, vì ngành chịu tác động CBAM lớn nhất là sắt thép với kim ngạch xuất khẩu sang EU năm 2024 trên 2,2 tỷ EUR. Hiện nay, việc tham gia DPPA chưa làm giảm nghĩa vụ mua chứng chỉ CBAM của doanh nghiệp xuất khẩu thép Việt Nam. Giá trị trước mắt của DPPA nằm ở báo cáo phát thải Phạm vi 2, đáp ứng yêu cầu của khách hàng, chuỗi cung ứng và phòng ngừa rủi ro giá.

Tuy nhiên, xu hướng trong dài hạn đang thay đổi. Ngày 08/6/2026, Ủy ban Châu Âu công bố Nghiên cứu kỹ thuật về phát thải gián tiếp trong CBAM, xem xét các hệ số phát thải mặc định, các điều kiện để bên khai báo có thể kê khai phát thải gián tiếp thực tế (bao gồm hợp đồng mua bán điện và xác minh), và liệu phạm vi áp dụng đối với phát thải gián tiếp có nên được mở rộng hay không.

Việc sửa đổi tiêu chuẩn Phạm vi 2 của GHG Protocol cũng đi theo hướng tương tự, với đề xuất yêu cầu đối soát theo giờ và khả năng cung cấp điện đối với phương pháp hạch toán dựa trên thị trường, đồng thời vẫn cho phép một số phương án dự phòng. Lộ trình sửa đổi đã được kéo dài: đợt lấy ý kiến hợp nhất dự kiến diễn ra trong quý II/2027 và công bố trong quý IV/2028, sau đó áp dụng theo từng giai đoạn.

Đây là các chuẩn mực đối với tuyên bố của doanh nghiệp, không phải các lớp quy định bổ sung của thị trường điện Việt Nam.

Khuôn khổ của Việt Nam hiện chưa cho phép bên mua chuyển hoạt động mua điện theo từng chu kỳ thành tuyên bố có thể được xác minh độc lập. Các tiêu chuẩn này có thể thúc đẩy nhu cầu từ các nhà sản xuất đa quốc gia, thành viên RE100 và doanh nghiệp xuất khẩu.

Ý NGHĨA ĐỐI VỚI RTC.

Cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia của Việt Nam là một cơ chế thanh toán khả thi nhưng chưa phải sản phẩm RTC. Bên mua vẫn cần biểu đồ cấp điện được xác định, phân bổ rõ ràng rủi ro thiếu hụt và rủi ro lưu trữ, cùng một cơ sở đáng tin cậy để xác minh tuyên bố được đối soát theo thời gian và địa điểm.

TIẾP CẬN, THEO DÕI VÀ XÁC MINH DỮ LIỆU

Khoảng trống về theo dõi và xác minh. Chứng chỉ tại Việt Nam được phát hành, đối soát và hủy (ghi nhận đã sử dụng) theo sản lượng định kỳ, không theo từng chu kỳ. Hiện chưa có phương pháp luận chung về độ phân giải thời gian, công nghệ đủ điều kiện, ranh giới địa lý, lưu trữ, tổn thất trên lưới, phần tiêu thụ không được đối soát và sản lượng dư, đồng thời cũng chưa có quy trình để xác minh độc lập các tuyên bố về sử dụng điện sạch theo thời gian.

Hợp đồng và hóa đơn có thể hỗ trợ tuyên bố về sử dụng điện sạch khi được chứng minh bằng dữ liệu có dấu thời gian, nhưng chưa đủ để giải quyết được vấn đề thuộc tính. Chỉ riêng các khoản thanh toán tiền điện không chứng minh được quyền sở hữu độc quyền đối với thuộc tính môi trường. Hóa đơn điện hàng tháng không thể chứng minh việc đối soát theo từng chu kỳ, khiến đơn vị xác minh không có chuỗi bằng chứng có thể kiểm toán từ phát điện đến tiêu thụ. Cần có quy tắc chung về sạc lưu trữ, tổn thất, chuyển giao thuộc tính, sản lượng dư và phần nhu cầu không được đáp ứng; đồng thời, kiến trúc hệ thống phải kết nối dữ liệu công tơ, phân bổ thuộc tính và tiêu thụ, kèm các biện pháp kiểm soát chống phát hành 02 lần.

Khi phát thải thực tế từ điện năng có thể kê khai, ba tiêu chí đối soát được xây dựng từ tiêu chuẩn đối soát chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao của EnergyTag có thể được áp dụng trực tiếp (Bảng 3). Cấu trúc DPPA ảo của Việt Nam hiện đáp ứng 03 tiêu chí này ở các mức độ không đồng đều. Tuy nhiên, vẫn còn một vấn đề thứ tư và cũng là khoảng trống cốt lõi: liệu đã có công cụ hoặc chứng nhận phù hợp để ghi nhận tuyên bố hay chưa.

52. PwC, Simplifying the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), 3 November 2025.
53. European Commission, Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) questions and answers, cập nhật lần cuối ngày 27/5/2026.

Tiêu chí của EnergyTag	DPPA qua lưới điện quốc gia của Việt Nam (ảo/CfD)	Đánh giá
Mối liên kết với cơ sở tiêu thụ điện	Đơn vị phát điện bán điện vào VWEM; khách hàng tiếp tục mua điện từ tổng công ty điện lực. Hai bên chỉ được liên kết bằng hợp đồng chênh lệch.	Yếu. Riêng liên kết tài chính không chứng minh được rằng điện tái tạo đã được tiêu thụ tại cơ sở của khách hàng.
Khả năng cung cấp trong phạm vi lưới điện	Điện năng truyền tải qua lưới điện quốc gia; hai bên cùng nằm trong một hệ thống đồng bộ, đồng thời từng dự án và từng khách hàng đều có thể được xác định cụ thể.	Đáp ứng một phần và tương đối thuận lợi. Khả năng truy xuất tốt; cần xây dựng quy tắc xác định vùng lưới điện có khả năng cung ứng.
Tính đồng thời giữa bên phát điện và bên tiêu thụ	Thanh toán bán buôn đã được thực hiện theo chu kỳ 30 phút, và sản lượng được đối soát, sản lượng dư và phần thiếu hụt được xác định cho từng chu kỳ.	Yếu tố mạnh nhất. Dữ liệu thời gian đã có – nhưng đây là kết quả thanh toán, chưa phải tuyên bố được chứng nhận.
Công cụ ghi nhận tuyên bố	Việt Nam dựa vào chứng chỉ REC định kỳ, dựa trên sản lượng. Chưa có lớp theo dõi theo giờ hoặc hệ thống đăng ký chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao.	Khoảng trống cốt lõi. Hiện chưa thể chuyển các chu kỳ 30 phút đã được đối soát thành tuyên bố có thể xác minh.[54]

Bảng 3. DPPA ảo của Việt Nam so với ba tiêu chí đối soát và công cụ chứng nhận của EnergyTag

NHỮNG ĐIỀU KIỆN CẦN THIẾT ĐỂ ĐƯA ĐIỆN SẠCH RTC VÀO DPPA

DPPA đã truyền tải tín hiệu giá theo từng chu kỳ. Để biến DPPA thành một kênh cung cấp điện liên tục, cần một số thay đổi; tuy nhiên, không thay đổi nào đòi hỏi cơ chế mới ngoài những nội dung đã nêu tại Phần 4.

Nghĩa vụ cung cấp điện được xác định rõ. Nghị định 57/2025 quy định đối tượng được ký hợp đồng và cách thanh toán phần chênh lệch, nhưng không quy định bên bán phải cấp những gì. Hiện nay, nhà cung cấp NLTT không có nghĩa vụ đáp ứng biểu đồ nhu cầu của khách hàng theo hợp đồng trong từng chu kỳ. Hơn nữa, quy định hiện hành về BESS đặt cùng vị trí với nguồn NLTT không cho phép sử dụng BESS này để định hình sản lượng phát theo phụ tải của khách hàng. Tuy nhiên, nếu nhà cung cấp điện sạch RTC được phép tham gia với tư cách bên bán trong DPPA, khả năng đáp ứng sát hơn biểu đồ nhu cầu (đặc biệt của các khách hàng có phụ tải tương đối bằng phẳng như trung tâm dữ liệu, sản xuất điện tử và các ngành khác) sẽ lớn hơn. Để đáp ứng ổn định nghĩa vụ theo chu kỳ, cần nhiều nguồn phát, ít nhất một tài sản lưu trữ và, theo thời gian, cả điều chỉnh phụ tải, được ký kết như một danh mục duy nhất theo một biểu đồ cung cấp điện, với cơ chế bù trừ nội bộ trước khi thanh toán.

Nghị định 243/2026 đã mở rộng đối tượng tham gia sang các đơn vị bán lẻ điện được cấp phép, trung tâm dữ liệu và đơn vị vận hành trạm sạc xe điện – những bên có thể đóng vai trò đối tác tổng hợp phù hợp. Vì vậy, trong lần sửa đổi tiếp theo đối với quy định về DPPA, **Cục Điện lực và Bộ Công Thương** có thể bổ sung nguồn cung điện sạch RTC là một bên cung cấp NLTT cho khách hàng DPPA.

Quy tắc đối với BESS trong hợp đồng DPPA. Pháp luật Việt Nam coi pin lưu trữ là một khoản chi phí được quy định, hoặc là nguồn lực phục vụ điều độ hệ thống, và hiện chưa trực tiếp điều chỉnh lưu trữ nằm trong một thỏa thuận mua bán điện trực tiếp. NSMO hiện kiểm soát việc lập lịch và điều độ đối với pin lưu trữ đi kèm nhà máy phát điện. Do đó, cả đơn vị phát điện lẫn khách hàng đều không thể sử dụng lưu trữ đấu nối lưới để định hình việc cấp điện theo biểu đồ tiêu thụ thực tế.

Đối với DPPA dựa trên RTC, Bộ Công Thương và NSMO cần cho phép BESS trong hợp đồng RTC được điều khiển để cấp điện theo phụ tải của bên đối tác. Ngoài ra, cần có quy tắc rõ ràng để xử lý xung đột vận hành khi yêu cầu điều độ hệ thống khác với nghĩa vụ hợp đồng. BESS đặt cùng vị trí trong DPPA doanh nghiệp cần có tư cách pháp lý rõ ràng. Cơ quan quản lý phải chính thức công nhận tài sản lưu trữ để chúng có thể tham gia trực tiếp vào thị trường điện. Các quy tắc này cần quy định cụ thể bên nào có quyền điều khiển pin, các nguồn năng lượng được phép dùng để sạc, phương pháp phân bổ điện năng xả từ pin vào các chu kỳ tiêu thụ của khách hàng, và cách xử lý xung đột giữa điều độ hệ thống và nghĩa vụ cấp điện theo hợp đồng.

54. Vietnam Energy Partnership Group, Status of RECs market in Viet Nam and RE developers' insights on the role of RECs, 17 April 2026. I-TRACK Foundation, The I-REC Standard endorses EnergyTag's new Granular Certificates Scheme Standard, truy cập ngày 11/9/2026. I-REC và TIGR được giao dịch tại Việt Nam trên cơ sở tự nguyện; hiện chưa có khung pháp lý quốc gia về REC và chưa có hệ thống theo dõi chứng chỉ tập trung cấp quốc gia; I-REC được phát hành cho mỗi 1 MWh sản lượng và không có dấu thời gian theo chu kỳ.

Cần lưu ý rằng bên mua điện có pin lưu trữ riêng phía sau công tơ đã có thể định hình phụ tải ròng của mình theo một DPPA thông thường ngay từ hôm nay, mà không phải chờ thay đổi quy tắc về lưu trữ phía cung. Đây là một hình thức RTC yếu hơn, vì việc định hình diễn ra ở phía khách hàng thay vì được cấp như một sản phẩm điện sạch ổn định, và vấn đề thuộc tính điện sạch vẫn đặt ra đối với nguồn điện dùng để sạc pin. Dù vậy, phương án này có thể triển khai ngay.

Công cụ ghi nhận tuyên bố. Việc đối soát trong DPPA là một kết quả thanh toán. Nếu không có chứng chỉ gắn dấu thời gian, ngay cả khi bên mua có một hợp đồng được thiết kế để bám sát hoàn toàn biểu đồ tiêu thụ, họ vẫn chỉ có thể báo cáo việc sử dụng điện sạch theo tổng sản lượng định kỳ. Việc đối soát theo chu kỳ là có thật trong thanh toán, nhưng lại không được phản ánh trong tuyên bố, làm mất phần lớn ý nghĩa của việc ký hợp đồng cung cấp điện liên tục, đặc biệt đối với các doanh nghiệp hướng tới mục tiêu 24/7 CFE. Do đó, cần một lớp chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao, gắn thuộc tính có dấu thời gian cho từng chu kỳ đã được đối soát.

CHỦ TRÌ: CỤC ĐIỆN LỰC, PHỐI HỢP VỚI NSMO VÀ ĐƠN VỊ PHÁT HÀNH I-REC:

Chứng nhận tuyên bố sử dụng điện sạch được đối soát theo thời gian: Hiện nay, việc đối soát trong DPPA chỉ tạo ra dữ liệu thanh toán thay vì tuyên bố được chứng nhận. Bộ Công Thương và Cục Điện lực cần chính thức công nhận chứng chỉ gắn dấu thời gian, cho phép các đơn vị vận hành chương trình chứng chỉ được ủy quyền phát hành chứng chỉ theo chu kỳ từ dữ liệu thanh toán. Biện pháp trung hạn là xây dựng lớp theo dõi có độ phân giải thời gian cao bằng cách bổ sung dữ liệu công tơ có dấu thời gian vào khung REC hiện hữu (ví dụ I-REC, TIGR), thay vì thay thế khung này. Cách tiếp cận này phù hợp với Cấu hình 3 trong Tiêu chuẩn Chương trình Chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao của EnergyTag.[55] Cục Điện lực có thể xây dựng phương pháp đối soát, quy trình xác minh và khuôn khổ theo dõi. Theo cấu trúc này, NSMO cung cấp dữ liệu công tơ, còn các đơn vị phát hành chứng chỉ vận hành lớp theo dõi thuộc tính. Về dài hạn, cần hợp nhất các nội dung này thành một khuôn khổ báo cáo có thể kiểm toán, phù hợp với bản sửa đổi tiêu chuẩn Phạm vi 2 của GHG Protocol và CBAM,[56] để tuyên bố được đối soát theo thời gian của bên mua doanh nghiệp đủ vững chắc trước các khách hàng xuất khẩu và đa quốc gia.

Để chứng chỉ quốc gia có độ phân giải thời gian cao có tư cách pháp lý chính thức, có thể cần một thông tư của Bộ Công Thương hoặc một Nghị định của Chính phủ, còn các tiêu chuẩn kỹ thuật vẫn do Cục Điện lực quản lý.

Ý NGHĨA ĐỐI VỚI RTC.

Việt Nam đã có nền tảng thanh toán và đo đếm theo chu kỳ cần thiết để quan sát và đối soát điện năng theo thời gian, nhưng còn thiếu lớp thuộc tính. Nếu không có quy tắc chung về quyền sở hữu, chuyển giao qua lưu trữ, hủy chứng chỉ và kiểm toán (và nếu không mở quyền tiếp cận dữ liệu về cắt giảm công suất, nghẽn mạch, FMP và điều độ), thanh toán theo chu kỳ không thể làm cơ sở cho một tuyên bố đáng tin cậy với độ phân giải thời gian cao.

55. EnergyTag, Granular Certificate Scheme Standard (Tiêu chuẩn Chương trình Chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao), Cấu hình 3, quy định cách phát hành chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao bằng cách bổ sung dữ liệu công tơ có dấu thời gian vào khuôn khổ chứng chỉ hiện hữu.
56. Về lộ trình sửa đổi tiêu chuẩn Phạm vi 2 của GHG Protocol và cách CBAM đang điều chỉnh đối với phát thải gián tiếp từ điện năng,

06.

KHUYẾN NGHỊ VÀ KẾT LUẬN

TÓM TẮT CHƯƠNG

Báo cáo đề xuất mười hai hành động theo ba tuyến: chính sách, mua điện của đơn vị điện lực và mua điện của doanh nghiệp. Mỗi hành động được sắp xếp theo trình tự ngắn hạn, trung hạn và dài hạn, với cơ quan chủ trì cụ thể. Các ưu tiên đầu tiên gồm:

- Công nhận hệ thống lưu trữ bằng pin trong pháp luật;
- Định nghĩa điện sạch RTC; và
- Triển khai chương trình thí điểm tự nguyện.

Áp dụng khung giờ TOU mới và công bố dữ liệu cắt giảm công suất là các bước có chi phí thấp, hỗ trợ cả hai phương thức mua điện. Khách hàng doanh nghiệp có thể hành động ngay bằng cách lắp đặt pin lưu trữ riêng để dịch chuyển nhu cầu ra khỏi giờ cao điểm buổi tối.

Như đã phân tích, so với nhiều quốc gia khác trong khu vực Đông Nam Á, Việt Nam đã đi trước khá xa trên lộ trình hướng tới RTC. Nhiệm vụ hiện nay là kết nối các cấu phần nền tảng này (chu kỳ thanh toán bán buôn 30 phút, cơ chế DPPA đang vận hành, mục tiêu pin lưu trữ quốc gia quy mô lớn và chương trình cải cách thị trường tích cực) thành các cấu trúc mua điện, qua đó điện tái tạo có thể được ký hợp đồng, giao nhận và xác minh theo thời điểm và địa điểm phát điện.

Các khuyến nghị được chia theo ba tuyến:

- Mức độ sẵn sàng về chính sách và cơ chế cần thiết cho cả hai hướng triển khai;
- Tuyến đơn vị điện lực, qua đó EVN và EPTC mua điện sạch có khả năng cung cấp ổn định;
- Tuyến doanh nghiệp, qua đó các khách hàng lớn ký hợp đồng mua điện sạch RTC theo cơ chế DPPA.

Lộ trình khuyến nghị chi tiết cho Việt Nam được trình bày tại Bảng 8 trong Phụ lục, tổng hợp các khuyến nghị theo ngắn hạn, trung hạn và dài hạn, đồng thời xác định cơ quan chịu trách nhiệm chủ trì từng hành động. Bảng này nhằm định hướng trình tự triển khai, không phải một lịch trình cố định.

Mức độ sẵn sàng về chính sách và cơ chế	Điều độ hệ thống và mua điện của đơn vị điện lực	Mua điện của doanh nghiệp
• **Xây dựng quy tắc:** Định nghĩa điện sạch RTC theo khả năng cấp điện tin cậy chứ không theo công nghệ, và tạo cơ sở pháp lý thông qua một nghị định và thông tư mới. • **Ràng buộc trách nhiệm nhà cung cấp**: Yêu cầu tỷ lệ cấp điện cao trong cao điểm tối, kèm chế tài phạt khi giao thiếu. • **Thí điểm rồi mở rộng:** Bắt đầu bằng một gói thầu nhỏ, rút kinh nghiệm từ kết quả và mở rộng ra thị trường điện rộng hơn.	• **Chính thức hóa hệ thống lưu trữ:** Xác lập tư cách pháp lý rõ ràng cho pin lưu trữ để có thể được cấp phép và tham gia thị trường. • **Điều chỉnh vận hành lưới điện:** Ưu tiên huy động điện RTC theo hợp đồng và đo đếm tổ hợp lại như một đơn vị duy nhất. • **Chuẩn hóa hợp đồng:** Xây dựng hợp đồng tiêu chuẩn cho đơn vị điện lực và điều chỉnh quy tắc thị trường để mọi khâu vận hành trên cùng cơ sở chu kỳ 30 phút.	• **Bắt đầu với khách hàng lớn:** Trước tiên tập trung vào trung tâm dữ liệu và nhà máy sản xuất thông qua cơ chế DPPA hiện hành. • **Mở rộng mô hình DPPA:** Cho phép nhà cung cấp RTC tham gia và cho phép cung cấp điện trọn gói từ nhiều nguồn phát và lưu trữ. • **Nâng độ tin cậy của tuyên bố xanh:** Tiến tới chứng chỉ điện sạch được đối soát theo thời gian và được xác minh, trong khi doanh nghiệp sử dụng pin lưu trữ riêng trong giai đoạn chuyển tiếp.

Bảng 4. Khuyến nghị theo ba tuyến

Việt Nam đã xây dựng được những nền tảng quan trọng để tiến tới điện sạch RTC: một trong những hệ thống nguồn điện tái tạo lớn nhất Đông Nam Á, thị trường bán buôn thanh toán theo chu kỳ 30 phút và cơ chế DPPA đã đi vào vận hành.

Khi tỷ trọng NLTT ngày càng tăng, thách thức nằm ở việc tích hợp hiệu quả các nguồn tái tạo. Nhu cầu điện đạt đỉnh vào buổi tối, sau khi sản lượng điện mặt trời đã suy giảm, và đỉnh phụ tải này tăng nhanh hơn nhiều so với tổng sản lượng nhu cầu. Nhiệm vụ tiếp theo của hệ thống là kết nối các cấu phần nền tảng hiện có để điện sạch được định giá theo thời điểm được cung cấp.

Các hợp đồng RTC có thể kết hợp NLTT và lưu trữ thành một nguồn có khả năng cung cấp ổn định, qua đó hỗ trợ đáp ứng đỉnh phụ tải mà không cần bổ sung thêm công suất nhiên liệu hóa thạch mới.

Nếu mô hình này được mở rộng sang cơ chế DPPA, đồng thời được hỗ trợ bởi các chứng chỉ có dấu thời gian trong khuôn khổ REC hiện hành, các trung tâm dữ liệu, doanh nghiệp sản xuất và doanh nghiệp xuất khẩu sẽ có được công cụ phòng ngừa rủi ro giá tốt hơn, đồng thời có thể đưa ra các tuyên bố về sử dụng điện sạch đáng tin cậy và có thể xác minh, trong bối cảnh các tiêu chuẩn báo cáo quốc tế đang dần chuyển sang yêu cầu đối soát kết nối các cấu phần theo giờ.

Lộ trình phía trước cần được triển khai từng bước. Trước hết, cần công nhận hệ thống pin lưu trữ là một loại tài sản độc lập trong khuôn khổ pháp lý, xây dựng định nghĩa chính thức về điện sạch RTC và thử nghiệm mô hình thông qua một chương trình thí điểm tự nguyện. Một số bước có chi phí thấp có thể triển khai ngay, như áp dụng khung giờ TOU mới trong tính tiền điện và mở quyền tiếp cận dữ liệu theo chu kỳ và dữ liệu cắt giảm công suất. Do mỗi bước đều được xây dựng trên nền tảng cơ chế sẵn có, Việt Nam có thể chuyển từ thành công về phát triển công suất sang một hệ thống điện cung cấp điện sạch ổn định.



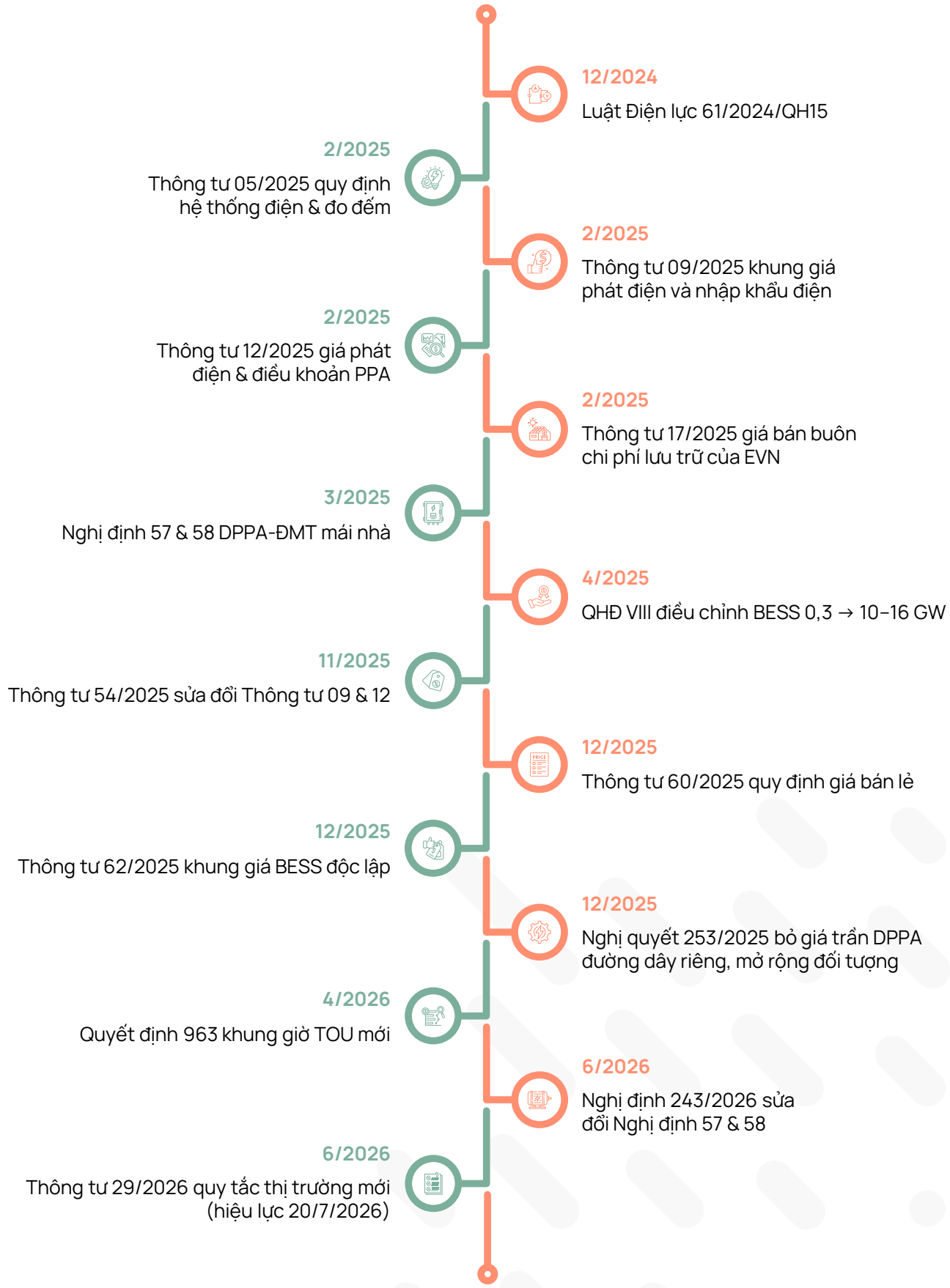
PHỤ LỤC

Lợi ích	Mô tả
Lợi ích của RTC đối với hệ thống điện	
Giá trị hệ thống cao hơn và tích hợp tốt hơn	Phân tích của IEA cho thấy đối soát theo giờ có thể mang lại giá trị hệ thống cao hơn so với đối soát theo năm, vì thu hút cơ cấu nguồn phát, lưu trữ và nguồn linh hoạt đa dạng hơn. Điều này giúp nguồn cung điện phù hợp hơn với nhu cầu hệ thống và góp phần hạn chế cắt giảm công suất.[57]
Chi phí hệ thống thấp hơn	Cung và cầu khớp nhau chặt chẽ hơn giúp giảm nhu cầu cân bằng hệ thống và sử dụng hiệu quả hơn các tài sản phát điện và lưới điện hiện có. Mô hình hóa của TransitionZero tại năm thị trường châu Á cho thấy điện sạch được đối soát theo giờ có thể được mua với chi phí bổ sung tối thiểu, đồng thời tạo ra khả năng tiết kiệm cho đơn vị vận hành lưới điện và Chính phủ.[58] Việc nâng cấp lưới truyền tải hoặc đầu tư mới cũng có thể được lùi thời điểm, giúp EVN tiết kiệm thêm chi phí.
An ninh năng lượng vững chắc hơn	RTC tạo động lực thương mại mạnh hơn cho lưu trữ và các công nghệ sạch linh hoạt khác có thể cung cấp điện khi sản lượng tái tạo thấp. Bằng cách giảm nhu cầu cân bằng hệ thống bằng nhiên liệu hóa thạch, các nguồn lực này có thể giảm sự phụ thuộc của Việt Nam vào nhiên liệu nhập khẩu cũng như mức độ chịu tác động của biến động giá nhiên liệu quốc tế và gián đoạn nguồn cung.[59]
Tín hiệu thị trường rõ ràng hơn cho đầu tư tư nhân	Nhu cầu đối với điện sạch có khả năng cung cấp ổn định và được đối soát theo thời gian tạo ra cơ hội thương mại rõ ràng hơn cho lưu trữ, điều chỉnh phụ tải và các nguồn linh hoạt khác. Điều này giúp huy động vốn tư nhân vào các công nghệ cần thiết cho tích hợp NLTT, bổ trợ cho công suất được quy hoạch tập trung.
Đầu tư có tính cạnh tranh cao hơn	Mua điện RTC đáng tin cậy giúp Việt Nam nâng sức hấp dẫn đối với các nhà sản xuất đa quốc gia, trung tâm dữ liệu và các nhà đầu tư khác đang tìm kiếm nguồn điện sạch chất lượng cao hơn. Việc sớm xây dựng quy tắc hạch toán và xác minh với độ phân giải thời gian cao cũng giúp Việt Nam chủ động định hình, thay vì bị động ứng phó, với các yêu cầu quốc tế mới về hạch toán các-bon và thương mại.
Lợi ích của RTC đối với khách hàng sử dụng điện lớn	
Mức độ đáp ứng ổn định hơn và phòng ngừa rủi ro giá hiệu quả hơn	RTC giúp khách hàng thương mại và công nghiệp tại Việt Nam chắc chắn hơn rằng điện sạch theo hợp đồng sẵn có vào đúng thời điểm tiêu thụ, chứ không chỉ được đối soát theo tổng sản lượng năm. Tùy thuộc thiết kế hợp đồng, điều này giúp giảm mức độ chịu tác động của các giờ giá cao và cải thiện khả năng dự báo chi phí.
Năng lực cạnh tranh về các-bon và khả năng tiếp cận thị trường cao hơn	Điện sạch được đối soát theo thời gian cung cấp bằng chứng vững chắc hơn về giảm phát thải liên quan đến điện năng, đáp ứng các yêu cầu ngày càng khắt khe của khách hàng, chuỗi cung ứng và hạch toán các-bon. Đối với doanh nghiệp xuất khẩu trong các ngành thuộc phạm vi CBAM, phát thải nội hàm thấp hơn và được chứng minh đầy đủ hơn có thể nâng cao năng lực cạnh tranh trong trường hợp phát thải gián tiếp từ điện năng được tính đến.[60]
Tuyên bố giảm phát thải các-bon đáng tin cậy hơn	RTC cho phép doanh nghiệp chứng minh không chỉ lượng điện sạch đã mua mà còn mức độ nguồn cung đó bám sát tiêu thụ thực tế. Điều này tạo cơ sở vững chắc hơn cho các tuyên bố với độ phân giải thời gian cao và cho tiến trình đạt mục tiêu 24/7 CFE.

Bảng 5. Lợi ích của RTC

57. International Energy Agency (IEA), Advancing Decarbonization through Clean Electricity Procurement, Executive Summary, 2022, https://www.iea.org/reports/advancing-decarbonisation-through-clean-electricity-procurement/executive-summary
58. TransitionZero, Modelling 24/7 Carbon Free Electricity in Asia, bao gồm Ấn Độ, Nhật Bản, Đài Loan, Malaysia và Singapore, https://www.transitionzero.org/products/24-7-carbon-free-energy-asia-modelling
59. Clara Tan, 'Vietnam's LNG Momentum Further Derailed by Refocus on Coal', Energy Intelligence, 21 July 2026, https://www.energyintel.com/0000019f-7d67-d05a-a99f-7df705150000
60. European Commission, Technical Study on Indirect Emissions in the CBAM, 8 June 2026.

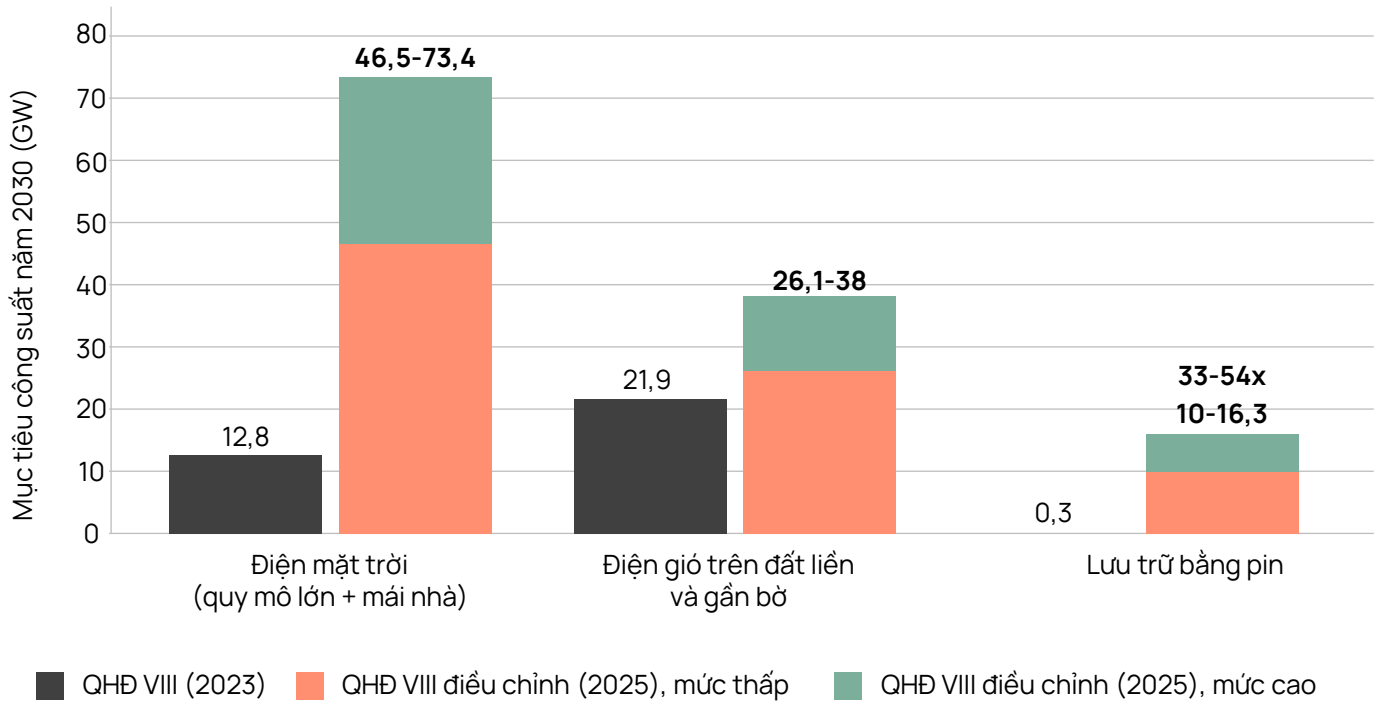
MƯỜI BỐN VĂN BẢN TRONG BA NĂM: KHUNG CHÍNH SÁCH VỀ TÍCH HỢP NLTT VÀ THIẾT KẾ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CỦA VIỆT NAM



Hình 10. Các văn bản chính định hình việc tích hợp năng lượng tái tạo và thiết kế thị trường

Nguồn: XanhTerra

LƯU TRỮ CÓ MỨC ĐIỀU CHỈNH LỚN NHẤT THEO TỶ LỆ TRONG QHĐ VIII 2025



Hình 11. Mục tiêu công suất năm 2030: Quy hoạch điện VIII (2023) so với Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (2025)



Công nghệ	2022	2023	2024	2025	2026	Ghi chú
Điện mặt trời mặt đất	Không có	1.184,90[61]	Không có	1.382,7 B / 1.107,1 T / 1.012,0 N[62]	Đang chờ[63]	Mức năm 2023 là một mức trần chuyển tiếp duy nhất trên toàn quốc; từ năm 2025, khung giá được chia theo miền. Không thay đổi theo giờ trong mọi năm.
Điện mặt trời nổi	Không có	1.508,27[64]	Không có	1.685,8 / 1.336,1 / 1.228,2[65]	Đang chờ	Khi tính toán khung giá năm 2026, chưa có dự án điện mặt trời nổi nào có báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt, vì vậy dự thảo dựa trên dữ liệu tham chiếu.
Điện mặt trời mặt đất kèm lưu trữ	Không áp dụng	Không áp dụng	Đang nghiên cứu	1.571,98 / 1.257,05 / 1.149,86[66]	Đang chờ	Lần đầu được công nhận năm 2025. Thông số đủ điều kiện: pin có công suất tối thiểu 10% công suất nhà máy, thời lượng lưu trữ và xả 2 giờ, năng lượng sạc bằng 5% sản lượng.
Điện mặt trời nổi kèm lưu trữ	Không áp dụng	Không áp dụng	Đang nghiên cứu	1.876,57 / 1.487,18 / 1.367,13[67]	Đang chờ	Cùng thông số đủ điều kiện. Mức chênh lệch so với giá trần không kèm lưu trữ là 11–14%, và được trả cho việc lắp đặt pin, không phụ thuộc vào thời điểm pin xả điện.
Điện gió trên đất liền	Không có	1.587,12[68]	Không có	1.959,4 B / 1.807,4 T / 1.840,3 N[69]	Đang chờ	Khung giá duy nhất mà miền Trung có mức giá thấp nhất thay vì miền Nam.
Điện gió gần bờ	Không có	1.815,95[70]	Không có	1.987,4, áp dụng thống nhất cho cả ba miền[71]	Đang chờ	Quyết định 21 gọi loại hình này là "trên biển"; từ năm 2025, loại hình này được gọi là "gần bờ", còn điện gió ngoài khơi thực sự được định giá riêng.

61. Thư viện pháp luật, Quyết định 21/QĐ-BCT năm 2023 về khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp, 7 January 2023. Quyết định 21/QĐ-BCT, điện mặt trời mặt đất, mức trần duy nhất trên toàn quốc.
62. Thư viện pháp luật, Quyết định 988/QĐ-BCT năm 2025 phê duyệt khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện mặt trời, 10 April 2025. Quyết định 988/QĐ-BCT, khoản 1 Điều 1: điện mặt trời mặt đất không có lưu trữ.
63. Tuổi Trẻ, Bộ Công Thương lấy ý kiến khung giá điện gió, điện mặt trời năm 2026 do EVN tính toán, 17 July 2026. Tạp chí Xây dựng, Khung giá điện 2026 biến động mạnh theo suất đầu tư và sản lượng, 26 March 2026. Áp dụng cho mọi công nghệ trong cột năm 2026. Cục Điện lực lấy ý kiến về các thông số do EVN tính toán đến ngày 20/7/2026; đến đầu tháng 9/2026, chưa có khung giá năm 2026 nào được phê duyệt cho điện mặt trời hoặc điện gió, và theo Thông tư 09/2025/TT-BCT, khung giá được phê duyệt gần nhất tiếp tục được áp dụng trong thời gian chờ.
64. Thư viện pháp luật, Quyết định 21/QĐ-BCT năm 2023 về khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp, 7 January 2023. Quyết định 21/QĐ-BCT, điện mặt trời nổi.
65. Thư viện pháp luật, Quyết định 988/QĐ-BCT năm 2025 phê duyệt khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện mặt trời, 10 April 2025. Quyết định 988/QĐ-BCT, khoản 1 Điều 1: điện mặt trời nổi không có lưu trữ.
66. Thư viện pháp luật, Quyết định 988/QĐ-BCT năm 2025 phê duyệt khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện mặt trời, 10 April 2025. Quyết định 988/QĐ-BCT, khoản 2 Điều 1: điện mặt trời mặt đất có hệ thống pin lưu trữ.
67. Thư viện pháp luật, Quyết định 988/QĐ-BCT năm 2025 phê duyệt khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện mặt trời, 10 April 2025. Quyết định 988/QĐ-BCT, khoản 2 Điều 1: điện mặt trời nổi có hệ thống pin lưu trữ.
68. Thư viện pháp luật, Quyết định 21/QĐ-BCT năm 2023 về khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp, 7 January 2023. Quyết định 21/QĐ-BCT, điện gió trong đất liền.
69. Tạp chí Công Thương, Ban hành khung giá phát điện cho điện gió trên đất liền và gần bờ năm 2025, 30 May 2025. Quyết định 1508/QĐ-BCT ngày 30/5/2025, điện gió trên đất liền.
70. Thư viện pháp luật, Quyết định 21/QĐ-BCT năm 2023 về khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp, 7 January 2023. Quyết định 21/QĐ-BCT, điện gió trên biển.
71. Tạp chí Công Thương, Ban hành khung giá phát điện cho điện gió trên đất liền và gần bờ năm 2025, 30 May 2025. Quyết định 1508/QĐ-BCT ngày 30/5/2025, điện gió gần bờ: một mức trần chung cho cả ba miền Bắc, Trung và Nam.

Công nghệ	2022	2023	2024	2025	2026	Ghi chú
Điện gió ngoài khơi	Không có	Không có	Không có	3.975,1 vùng biển phía Bắc / 3.078,9 vùng biển Nam Trung Bộ / 3.868,5 vùng biển phía Nam[72]	Đang chờ	Khung giá đầu tiên được ban hành cho công nghệ này, xác định theo vùng biển thay vì theo miền trên đất liền. Chưa có dự án nào có báo cáo nghiên cứu khả thi được phê duyệt, và các tính toán dự thảo năm 2026 của EVN nằm trong khoảng 3.110–4.585.

Giá trần tính bằng đồng/kWh, chưa bao gồm VAT. B / T / N lần lượt là khung giá miền Bắc, miền Trung và miền Nam. "Không có" nghĩa là không có khung giá nào có hiệu lực đối với công nghệ đó trong năm đó: cơ chế FiT đã hết hiệu lực và Thông tư 15/2022/TT-BCT chỉ quy định phương pháp (được thay thế bởi Thông tư 09/2025/TT-BCT từ ngày 01/02/2025), trong khi năm 2024 hoàn toàn không có khung giá năm nào được ban hành và Thông tư 19/2023/TT-BCT cho phép áp dụng khung giá gần nhất trong thời gian chờ. "Đang chờ" nghĩa là khung giá năm 2026 chưa được phê duyệt tính đến đầu tháng 9/2026. Không có năm nào và không có công nghệ nào mà giá trần thay đổi theo giờ giao điện.[73,74] Nguồn: Quyết định 21/QĐ-BCT ngày 07/01/2023; Quyết định 988/QĐ-BCT ngày 10/4/2025 và Quyết định 1508/QĐ-BCT ngày 30/5/2025; Quyết định 1824/QĐ-BCT ngày 26/6/2025; và các tính toán dự thảo năm 2026 do Cục Điện lực lấy ý kiến.[75,76,77,78]

Bảng 6. Giá trần do Nhà nước quy định đối với nguồn điện tái tạo, giai đoạn 2022–2026



72. Thư viện pháp luật, Phê duyệt khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện gió ngoài khơi năm 2025, 26 June 2025. Thư viện pháp luật, Thông tư 09/2025/TT-BCT quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện, 1 February 2025. Quyết định 1824/QĐ-BCT ngày 26/6/2025 quy định các mức giá; phương pháp và ba vùng biển được quy định tại Thông tư 09/2025/TT-BCT, được sửa đổi bởi Thông tư 25/2025/TT-BCT ngày 13/5/2025.
73. Tạp chí Công Thương, Ban hành quy định về phương pháp xây dựng khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp, 5 October 2022.
74. Báo Nông nghiệp và Môi trường, Đề nghị ban hành khung giá phát điện cho nhà máy điện gió, 13 August 2024. Về quy định áp dụng khung giá gần nhất trong thời gian chờ, xem Cổng thông tin điện tử Chính phủ, Bộ Công Thương xây dựng khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời, điện gió, 30 August 2023.
75. LuatVietnam, Decision No. 21/QD-BCT on promulgating the electricity generation price bracket applicable to transitional solar power plants and wind power plants, 7 January 2023.
76. Tạp chí Xây dựng, Giá phát điện của nhà máy điện gió trên đất liền tại miền Bắc là 1.959,4 đồng/kWh, 30 May 2025. Đưa tin về khung giá năm 2025 cho điện gió trên đất liền và gần bờ theo Quyết định 1508/QĐ-BCT và cho điện mặt trời theo Quyết định 988/QĐ-BCT.
77. Tạp chí Năng lượng Việt Nam, Khung giá phát điện loại hình điện gió ngoài khơi Việt Nam năm 2025, 30 June 2025. Đồng thời nêu các thông số lưu trữ được sử dụng cho khung giá điện mặt trời kèm lưu trữ.
78. Tạp chí Xây dựng, Khung giá điện 2026 biến động mạnh theo suất đầu tư và sản lượng, 26 March 2026.

Nhóm khách hàng	Áp dụng giá theo thời gian sử dụng?	Cấp điện áp	Cơ cấu biểu giá
Sản xuất	Có	Bốn cấp: dưới 6 kV; 6–22 kV; 22–110 kV; từ 110 kV trở lên	Giá riêng cho giờ bình thường, giờ thấp điểm và giờ cao điểm. Tại cấp điện áp từ 110 kV trở lên, giá giờ cao điểm là 3.266 đồng/kWh, giờ bình thường 1.811 đồng/kWh và giờ thấp điểm 1.146 đồng/kWh.
Kinh doanh (dịch vụ, thương mại, khách sạn và các loại hình tương tự)	Có	Ba cấp: dưới 6 kV; 6–22 kV; trên 22 kV	Giá riêng cho giờ bình thường, giờ thấp điểm và giờ cao điểm. Nhóm khách hàng này chịu mức giá tuyệt đối cao nhất trong biểu giá.
Sinh hoạt	Không	Không áp dụng	Giá bậc thang lũy tiến theo mức tiêu thụ, không phân theo thời gian.
Hành chính, sự nghiệp	Không	Không áp dụng	Giá đồng nhất, không phân theo thời gian.

Bảng 7. Cơ cấu biểu giá bán lẻ theo nhóm khách hàng, áp dụng cho kỳ hóa đơn tháng 8/2026

Nguồn: XanhTerra, tổng hợp từ biểu giá bán lẻ áp dụng từ ngày 10/5/2025 và khung giờ TOU theo Thông tư 16/2014



Tuyến	Lĩnh vực ưu tiên	Ngắn hạn (12 tháng tới)	Trung hạn (1–2 năm)	Dài hạn (trên 2 năm)
Mức độ sẵn sàng về chính sách và cơ chế cho điện sạch RTC	**1.** Định nghĩa RTC và cơ sở pháp lý	Chủ trì: Chính phủ, phối hợp với Bộ Công Thương/Cục Điện lực. • Định nghĩa điện sạch RTC theo kết quả giao điện thay vì theo công nghệ, để mọi tổ hợp nguồn điện tái tạo kết hợp lưu trữ hoặc các nguồn linh hoạt khác đều có thể đủ điều kiện. • Quy định chu kỳ giao điện 30 phút, các mức DFR và chế tài phạt trong cùng một văn bản; giao Bộ Công Thương/Cục Điện lực điều phối tiêu chuẩn, dữ liệu, xác minh và tuyên bố sử dụng điện sạch. • Xem xét ban hành một Nghị định riêng của Chính phủ theo Luật Điện lực 2024 và một Thông tư của Bộ Công Thương về hợp đồng mẫu, quy tắc thực hiện DFR và thanh toán.	Chủ trì: Chính phủ và Bộ Công Thương, phối hợp với Cục Điện lực. • Hoàn thiện Nghị định và các quy định hướng dẫn trên cơ sở kết quả thí điểm, kết nối cơ chế đo lường 30 phút của VWEM, việc thực hiện nghĩa vụ giao điện và thanh toán hợp đồng.	Chủ trì: Chính phủ và Bộ Công Thương. • Đưa cơ chế RTC đã được kiểm chứng vào khuôn khổ thị trường điện cạnh tranh trong quá trình phát triển thị trường.
	2. Nghĩa vụ giao điện và DFR	Chủ trì: Bộ Công Thương/Cục Điện lực, phối hợp với EVN/EPTC. • Trên cơ sở Nghị định của Chính phủ, bắt đầu với mức DFR đề xuất 90% trong từng chu kỳ 30 phút từ 17:30 đến 22:30 (giờ cao điểm theo Quyết định 963/QĐ-BCT năm 2026); áp dụng DFR thấp hơn cho giờ có nắng và các giờ khác. • Xem xét mức phạt bằng 1,5 lần giá điện RTC cho mỗi chu kỳ 30 phút; tính sản lượng bị cắt giảm vì an ninh hệ thống vào DFR.	Chủ trì: Bộ Công Thương/Cục Điện lực, phối hợp với NSMO. • Chuẩn hóa các ngưỡng DFR, cơ chế coi như đã giao đối với sản lượng bị cắt giảm theo yêu cầu hệ thống và chế tài phạt trong các hợp đồng RTC có thể lặp lại.	Chủ trì: Bộ Công Thương/Cục Điện lực. • Khi hiệu quả thực hiện RTC đã được chứng minh, xem xét nâng DFR trong giờ có nắng và các khung giờ ngoài cao điểm khác, đồng thời duy trì nghĩa vụ trong giờ cao điểm buổi tối.
	3. Đấu thầu và định giá RTC	Chủ trì: Bộ Công Thương, phối hợp với EVN và NSMO. • Ban hành Thông tư về mua điện sạch RTC, quy định điều kiện tham gia của sản phẩm trên cùng nguyên tắc trung lập về công nghệ, PPA tiêu chuẩn, bảo đảm thực hiện, thanh toán, chế tài phạt khi giao thiếu, nguồn cung thay thế, cắt giảm công suất, sự cố lưới điện, bất khả kháng và thay đổi danh mục. • Xây dựng phương pháp xác định giá trần cho điện sạch RTC theo mô hình Thông tư số 09/2025/TT-BCT, được sửa đổi bởi Thông tư số 25/2025/TT-BCT và Thông tư số 54/2025/TT-BCT, hoặc xác nhận rằng giá trần riêng của từng công nghệ không ràng buộc các gói RTC. • Khuyến khích thí điểm mua điện RTC tự nguyện với tổng quy mô tối đa 600–660 MW, trong đó từng hợp đồng có quy mô 50–200 MW.	Chủ trì: Bộ Công Thương, phối hợp với EVN/EPTC. • Điều chỉnh giá trần dựa trên kết quả thực hiện ban đầu đã được xác minh của điện sạch RTC.	Chủ trì: Bộ Công Thương và EVN/EPTC. • Mở rộng quy mô mua điện RTC khi nhu cầu và khả năng thực thi hợp đồng đã được chứng minh.
Điều độ hệ thống và mua điện RTC của đơn vị điện lực	**4.** Tư cách pháp lý của BESS	Chủ trì: Bộ Công Thương, phối hợp với NSMO. • Công nhận BESS là một loại hình tài sản độc lập; làm rõ việc cấp phép, đăng ký tham gia VWEM với tư cách lưu trữ độc lập và tư cách pháp lý của lưu trữ trong tổ hợp RTC lai. • Bộ Công Thương công bố các mức giá cụ thể trong khung giá cho BESS độc lập theo Thông tư số 62/2025/TT-BCT.	Chủ trì: Bộ Công Thương và NSMO. • Sau khi BESS có tư cách pháp lý, hoàn thiện và đưa vào áp dụng các quy tắc điều độ và thanh toán đối với BESS theo Thông tư số 29/2026/TT-BCT.	Chủ trì: Bộ Công Thương và NSMO. • Áp dụng quy tắc cấp phép và tham gia thị trường của BESS đối với lưu trữ được mua qua cạnh tranh và lưu trữ trong các danh mục RTC trúng thầu.

Tuyến	Lĩnh vực ưu tiên	Ngắn hạn (12 tháng tới)	Trung hạn (1–2 năm)	Dài hạn (trên 2 năm)
Điều độ hệ thống và mua điện RTC của đơn vị điện lực	**5.** Cơ chế điều độ và điện năng dư	Chủ trì: NSMO và Bộ Công Thương. • Xây dựng ràng buộc vận hành RTC và/hoặc trọng số/mức ưu tiên cao hơn cho điện năng RTC theo hợp đồng trong các khung giờ có nghĩa vụ, để quy tắc thị trường công nhận lượng điện ổn định theo hợp đồng thay vì coi sản lượng RTC như điện năng thông thường huy động theo thứ tự giá chào. • Thanh toán phần điện năng vượt sản lượng hợp đồng theo quy tắc thông thường của VWEM.	Chủ trì: NSMO, phối hợp với Bộ Công Thương. • Thử nghiệm quy tắc điều độ trong khung giờ có nghĩa vụ và quy tắc đối với điện năng dư trong chương trình thí điểm, đồng thời điều chỉnh các chi tiết vận hành.	Chủ trì: NSMO và Bộ Công Thương. • Áp dụng các quy tắc điều độ RTC và thanh toán điện năng dư đã được thử nghiệm cho các đợt mua điện có thể lặp lại.
	6. Đo đếm tổ hợp lai và sạc từ lưới	Chủ trì: NSMO và Bộ Công Thương, phối hợp với EVN. • Đăng ký tổ hợp lai là một đơn vị thanh toán tại điểm đấu nối; NSMO thanh toán tổng sản lượng NLTT cộng lưu trữ, trong khi tổ hợp tự quản lý các tài sản phía sau công tơ. • Quy định cách điện năng nhận từ lưới để sạc BESS ảnh hưởng đến thanh toán và thuộc tính điện sạch.	Chủ trì: NSMO và Bộ Công Thương. • Xác minh tổng sản lượng và điện năng sạc lưu trữ ở độ phân giải 30 phút trong chương trình thí điểm; hoàn thiện cơ chế báo cáo phía sau công tơ.	Chủ trì: NSMO và Bộ Công Thương. • Chuẩn hóa cách tiếp cận ranh giới đo đếm duy nhất cho các tổ hợp RTC lai đủ điều kiện.
	7. Hợp đồng RTC tiêu chuẩn của EVN/EPTC	Chủ trì: Bộ Công Thương/Cục Điện lực. • Quy định ngưỡng DFR và khung giờ áp dụng, nghĩa vụ trong giờ cao điểm, biện pháp xử lý khi giao thiếu, cơ chế coi như đã giao đối với sản lượng bị cắt giảm theo yêu cầu hệ thống và công thức tính phạt trong hợp đồng RTC tiêu chuẩn cho EVN/EPTC.	Chủ trì: Bộ Công Thương/Cục Điện lực, phối hợp với EVN/EPTC. • Chuẩn hóa các hợp đồng RTC của EVN/EPTC và giao NSMO xác minh việc giao điện trong các đợt mua điện tiếp theo.	Chủ trì: Chính phủ, phối hợp với Bộ Công Thương và EVN. • Khi hoạt động mua điện RTC đã được kiểm chứng và các thay đổi dự kiến đối với khuôn khổ VWEM đã được triển khai, xem xét cho phép các Tổng công ty Điện lực trực tiếp mua điện sạch RTC, tùy thuộc vào nhu cầu thực tế và khả năng thực thi hợp đồng.
	8. Quy tắc VWEM, đo đếm và BESS	Chủ trì: Bộ Công Thương và NSMO. • Sửa đổi Thông tư số 29/2026/TT-BCT về đăng ký theo danh mục, lập lịch huy động, sai lệch, thanh toán và xác minh kết quả thực hiện. • Sửa đổi Thông tư số 05/2025/TT-BCT và Thông tư số 06/2025/TT-BCT về đo đếm theo chu kỳ, thu thập dữ liệu đo xa, điều độ theo danh mục, trạng thái nạp của pin và cắt giảm công suất; điều chỉnh Thông tư số 12/2025/TT-BCT cho phù hợp với cơ chế giá RTC và PPA. • Kết nối điều độ, thanh toán và thực hiện hợp đồng ở chu kỳ thị trường 30 phút hiện hành. • Các quy tắc này cũng áp dụng trên cùng cơ sở đối với lưu trữ đặt cùng vị trí với bên bán trong DPPA; điểm bổ sung riêng cho DPPA là BESS phía cung đã cam kết nghĩa vụ giao điện có thể được đơn vị phát điện hoặc danh mục điều khiển để định hình theo biểu đồ phụ tải của khách hàng, hoặc xung đột với lệnh điều độ của NSMO phải được giải quyết.	Chủ trì: Bộ Công Thương và NSMO. • Hoàn thiện các quy tắc đồng bộ về điều khiển, sạc, khả năng sẵn sàng và cộng gộp doanh thu của BESS cho các dịch vụ bảo đảm nguồn cung, dịch chuyển thời gian, khai thác chênh lệch giá và tránh cắt giảm.	Chủ trì: Bộ Công Thương và NSMO. • Duy trì sự thống nhất giữa điều độ vật lý, thanh toán VWEM và xác minh hợp đồng ở chu kỳ 30 phút hiện hành.

Tuyến	Lĩnh vực ưu tiên	Ngắn hạn (12 tháng tới)	Trung hạn (1–2 năm)	Dài hạn (trên 2 năm)
Mua điện RTC của doanh nghiệp	**9.** Khách hàng đủ điều kiện và điểm khởi đầu từ DPPA	Chủ trì: Cục Điện lực, phối hợp với Bộ Công Thương. ● Tập trung vào trung tâm dữ liệu và nhà máy sản xuất có phụ tải liên tục; Nghị định số 243/2026/NĐ-CP mở rộng đối tượng tham gia DPPA sang trung tâm dữ liệu, đơn vị vận hành trạm sạc và trạm đổi pin xe điện, và các đơn vị bán lẻ điện được cấp phép trong khu công nghiệp, khu kinh tế và cụm công nghiệp. ● Thí điểm thông qua CfD 30 phút của DPPA qua lưới điện quốc gia, xử lý tình trạng dư thừa buổi trưa và thiếu hụt buổi tối. Sử dụng đường dây riêng khi khả thi.	Chủ trì: Cục Điện lực, phối hợp với Bộ Công Thương. ● Tổng hợp các khách hàng đủ điều kiện, bao gồm đơn vị bán lẻ điện trong khu công nghiệp, vào các DPPA theo danh mục.	Chủ trì: Cục Điện lực, phối hợp với Bộ Công Thương. ● Mở rộng sự tham gia vào DPPA theo danh mục khi nhu cầu của bên mua phát triển và các nghĩa vụ giao điện đã được hiệu chỉnh đạt quy mô lớn hơn.
	10. DPPA theo danh mục và nghĩa vụ giao điện	Chủ trì: Chính phủ, phối hợp với Bộ Công Thương/Cục Điện lực. ● Sửa đổi Nghị định số 57/2025/NĐ-CP (đã được sửa đổi bởi Nghị định số 243/2026/NĐ-CP) để cho phép nhà cung cấp điện sạch RTC tham gia và thí điểm DPPA theo danh mục với chu kỳ 30 phút, thiết kế riêng cho từng bên mua. ● Quy định chu kỳ giao điện, chỉ số mức độ đáp ứng, cách xử lý giờ cao điểm, nguồn đủ điều kiện, nguồn cung cho phần còn thiếu, biện pháp xử lý khi giao thiếu và cơ chế bù trừ nội bộ.	Chủ trì: Cục Điện lực, phối hợp với Bộ Công Thương. ● Chuẩn hóa các mẫu hợp đồng cung cấp ổn định, có lưu trữ hỗ trợ và theo biểu đồ xác định; tổng hợp các nguồn phát và lưu trữ.	Chủ trì: Cục Điện lực, phối hợp với Bộ Công Thương. ● Mở rộng các nghĩa vụ giao điện đã được hiệu chỉnh khi nhu cầu của bên mua phát triển.
	11. Chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao và tuyên bố của bên mua	Chủ trì: Bộ Công Thương/Cục Điện lực, phối hợp với NSMO và đơn vị phát hành chứng chỉ REC. ● Cho phép bên mua tự nguyện công bố tỷ lệ đối soát theo chu kỳ 30 phút từ dữ liệu thanh toán DPPA, thể hiện dưới dạng tỷ lệ phần trăm tiêu thụ được đối soát thay vì tuyên bố được chứng nhận, và cải thiện theo thời gian. ● Công nhận chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao gắn dấu thời gian do đơn vị phát hành REC cấp, song song với chứng chỉ theo năm, cho các tuyên bố sử dụng điện sạch, và cho phép đơn vị phát hành sử dụng dữ liệu đối soát theo chu kỳ của DPPA.	Chủ trì: Cục Điện lực, phối hợp với NSMO, đơn vị phát hành REC và đơn vị xác minh. ● Bổ sung dữ liệu có dấu thời gian vào REC (Cấu hình 3 của EnergyTag); liên kết công tơ của bên mua và đơn vị phát điện, hợp đồng, chu kỳ thanh toán và chứng chỉ. ● Xây dựng quy tắc về khả năng cung ứng, lưu trữ, tổn thất, sản lượng dư và phần nhu cầu không được đối soát; ngăn chặn phát hành trùng và xác minh độc lập các tuyên bố. Để có tư cách pháp lý chính thức, có thể cần một thông tư của Bộ Công Thương hoặc Nghị định của Chính phủ.	Chủ trì: Cục Điện lực, phối hợp với đơn vị xác minh. Hợp nhất các tuyên bố của doanh nghiệp được đối soát theo thời gian và có thể kiểm toán, phù hợp với bản sửa đổi tiêu chuẩn Phạm vi 2 của GHG Protocol và các diễn biến liên quan của CBAM.
	12. Tính linh hoạt phía bên mua có thể áp dụng ngay	Chủ trì: Khách hàng doanh nghiệp, phối hợp với đơn vị phát điện là đối tác DPPA. ● Triển khai lưu trữ phía sau công tơ để dịch chuyển phụ tải ròng ra khỏi giờ cao điểm 17:30–22:30 theo DPPA hiện có hoặc theo hợp đồng mua điện bán lẻ thông thường. Pin lưu trữ phía bên mua nằm ngoài phạm vi điều độ của NSMO, nên không cần thay đổi quy định và không cần chờ ban hành quy tắc về lưu trữ phía cung. ● Hạch toán riêng phần điện năng dùng để sạc pin. Điện sạc từ lưới ngoài các chu kỳ được đối soát không mang thuộc tính điện sạch, vì vậy biểu đồ phụ tải được định hình trước hết giúp cải thiện chi phí, trước khi cải thiện tuyên bố sử dụng điện sạch.	Chủ trì: Khách hàng doanh nghiệp. ● Chuyển từ định hình phụ tải phía bên mua sang giao điện phía cung theo hợp đồng khi nhà cung cấp điện sạch RTC được phép tham gia DPPA. Lưu ý: Lưu trữ phía bên mua định hình mức tiêu thụ ở phía khách hàng thay vì cung cấp một sản phẩm điện sạch ổn định, nên đây là hình thức RTC yếu hơn. Tuy nhiên, đây là phương án có thể áp dụng mà không cần thay đổi quy định.	Chủ trì: Khách hàng doanh nghiệp, phối hợp với đơn vị xác minh. ● Kết hợp tính linh hoạt phía bên mua với DPPA theo danh mục và chứng chỉ có độ phân giải thời gian cao, để mức tiêu thụ đã được định hình có thể được xác minh chứ không chỉ quan sát được.

Bảng 8. Khuyến nghị theo lộ trình thời gian đối với điện sạch RTC tại Việt Nam

Nguồn: XanhTerra