Vilasia Watt Weekly
Issue 33 – 2 June 2026

ENERGY NEWS HIGHLIGHTS: TIME-OF-USE PRICING, DEMAND RESPONSE, DPPA, PROJECT IMPLEMENTATION AND SYSTEM PRESSURE

ĐIỂM TIN NĂNG LƯỢNG: GIÁ ĐIỆN THEO THỜI GIAN SỬ DỤNG, ĐIỀU CHỈNH PHỤ TẢI, DPPA, TRIỂN KHAI DỰ ÁN VÀ ÁP LỰC HỆ THỐNG

***Trang Nguyen**, Partner*
***Thanh Nguyen**, Intern*

Vietnam's power sector is moving from policy design to implementation. This issue follows that movement through four linked groups of updates: price signals and demand-side management, market-based renewable electricity procurement through DPPA, renewable project implementation, and weather-related pressure on system operation.
Ngành điện Việt Nam đang chuyển từ giai đoạn thiết kế chính sách sang giai đoạn triển khai thực tế. Số này được sắp xếp theo bốn nhóm nội dung có liên hệ với nhau: tín hiệu giá và quản lý nhu cầu điện, mua bán điện tái tạo theo cơ chế thị trường thông qua DPPA, triển khai dự án năng lượng tái tạo, và áp lực thời tiết đối với vận hành hệ thống điện.

First, the draft amendment to Circular 60/2025/TT-BCT and the updated evening peak-hour structure show how electricity-pricing signals are being adjusted to reflect the current load profile. This connects directly with demand-response questions for businesses, especially SMEs: which loads can be shifted, reduced, controlled or supported by storage without disrupting operations?
Trước hết, dự thảo sửa đổi Thông tư 60/2025/TT-BCT và khung giờ cao điểm buổi tối mới cho thấy tín hiệu giá điện đang được điều chỉnh để phản ánh sát hơn biểu đồ phụ tải hiện nay. Nội dung này liên hệ trực tiếp với bài toán điều chỉnh phụ tải điện của doanh nghiệp, đặc biệt là SMEs: phần phụ tải nào có thể được dịch chuyển, cắt giảm, kiểm soát hoặc hỗ trợ bằng lưu trữ mà không làm gián đoạn vận hành?

Second, the Đức Huệ 2-SEVT transaction shows the grid-connected DPPA mechanism entering actual market operation. Third, the Chư Pơng and Sơn La updates show renewable projects moving from approval toward implementation. Finally, weather and hydrology risks explain why price signals, flexible resources and project execution need to be considered together.
Tiếp theo, giao dịch Đức Huệ 2-SEVT cho thấy cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia đã bắt đầu bước vào vận hành thị trường thực tế. Các cập nhật về Chư Pơng và Sơn La cho thấy dự án năng lượng tái tạo đang chuyển từ chấp thuận sang triển khai. Cuối cùng, rủi ro thời tiết và thủy văn cho thấy tín hiệu giá, nguồn linh hoạt và tiến độ triển khai dự án cần được nhìn trong cùng một bức tranh vận hành.

1. Policy and demand-side management: from price signals to load management
Chính sách giá điện và quản lý nhu cầu điện: từ tín hiệu giá đến quản lý phụ tải

1.1. The draft amendment to Circular 60 and the implementation of updated time-of-use billing hours
Dự thảo sửa đổi Thông tư 60 và việc triển khai khung giờ tính tiền điện theo thời gian sử dụng mới

On 25 May 2026, the Ministry of Industry and Trade issued Official Letter No. 3694/BCT-DL seeking comments on Draft 2 of the circular amending and supplementing Circular 60 on the implementation of electricity prices. The consultation dossier explains that the amendment is intended to create the legal basis for applying the updated peak, off-peak and normal hours of the national power system under Decision 963/QD-BCT dated 22 April 2026 during the 2026 hot season.
Ngày 25/05/2026, Bộ Công Thương ban hành Công văn số 3694/BCT-ĐL để lấy ý kiến đối với Dự thảo 2 của thông tư sửa đổi, bổ sung Thông tư 60 về thực hiện giá bán điện. Hồ sơ lấy ý kiến cho thấy việc sửa đổi nhằm tạo cơ sở pháp lý để áp dụng khung giờ cao điểm, thấp điểm và giờ bình thường mới của hệ thống điện quốc gia theo Quyết định 963/QĐ-BCT ngày 22/04/2026 ngay trong mùa nắng nóng năm 2026.

The legal context is important. Point d, Clause 1, Article 50 of the Electricity Law 2024 provides that retail electricity prices by time of use in a day apply to eligible customers, including peak, off-peak and normal retail electricity prices. Clause 1, Article 5 of Decision 14/2025/QD-TTg assigns the Ministry of Industry and Trade to regulate and guide retail electric ity prices and allows

the Minister to issue, by administrative decision, the peak, off-peak and normal hours appropriate for the power system in each period.
Bối cảnh pháp lý của nội dung này cần được hiểu chính xác. Điểm d khoản 1 Điều 50 Luật Điện lực 2024 quy định giá bán lẻ điện theo thời gian sử dụng điện trong ngày được áp dụng đối với khách hàng sử dụng điện đủ điều kiện, bao gồm giá bán lẻ điện giờ cao điểm, thấp điểm và bình thường. Khoản 1 Điều 5 Quyết định 14/2025/QĐ-TTg giao Bộ Công Thương quy định và hướng dẫn thực hiện giá bán lẻ điện, đồng thời cho phép Bộ trưởng Bộ Công Thương quyết định bằng văn bản hành chính về khung giờ cao điểm, thấp điểm và giờ bình thường phù hợp với tình hình sử dụng điện của hệ thống điện trong từng giai đoạn.

Under the current text of Circular 60, however, the application of the new time-of-use hours is still deferred. Clause 1, Article 21 places Clauses 1 and 2 of Article 5, including the provisions on time-of-use periods and meter reconfiguration, in the group of provisions that take effect only from the nearest average retail electricity price adjustment after Decision 14/2025/QD-TTg takes effect. Point a, Clause 1, Article 20 also allows the previous time-of-use hours under Circular 16/2014/TT-BCT to continue to apply until that date.
Tuy nhiên, theo quy định hiện hành của Thông tư 60, việc áp dụng khung giờ giá điện theo thời gian sử dụng mới vẫn đang bị hoãn. Khoản 1 Điều 21 đưa khoản 1 và khoản 2 Điều 5, bao gồm các quy định về thời gian sử dụng điện trong ngày và việc cài đặt lại khung giờ công tơ, vào nhóm quy định chỉ có hiệu lực kể từ kỳ điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân gần nhất sau ngày Quyết định 14/2025/QĐ-TTg có hiệu lực. Điểm a khoản 1 Điều 20 cũng cho phép khung giờ cũ theo Thông tư 16/2014/TT-BCT tiếp tục được áp dụng cho đến thời điểm đó.

Draft 2 therefore proposes two core legal changes. First, it amends Clause 1, Article 21 of Circular 60 by removing Clauses 1 and 2 of Article 5 from the deferred-effect list. Second, it repeals Point a, Clause 1, Article 20 of Circular 60, thereby removing the transitional rule that keeps the old time-of-use hours under Circular 16/2014/TT-BCT in place. Draft Article 3 also provides that the amending circular would take effect from the date of signing.
Vì vậy, Dự thảo 2 đề xuất hai thay đổi pháp lý cốt lõi. Thứ nhất, dự thảo sửa đổi khoản 1 Điều 21 của Thông tư 60 bằng cách đưa khoản 1 và khoản 2 Điều 5 ra khỏi nhóm quy định bị hoãn hiệu lực. Thứ hai, dự thảo bãi bỏ điểm a khoản 1 Điều 20 của Thông tư 60, qua đó loại bỏ quy định chuyển tiếp đang giữ khung giờ cũ theo Thông tư 16/2014/TT-BCT tiếp tục được áp dụng. Điều 3 của dự thảo cũng quy định thông tư sửa đổi sẽ có hiệu lực kể từ ngày ký ban hành.

This is a targeted amendment. It does not directly change the VND/kWh tariff levels. Its practical function is to bring forward the effective date of the new time-of-use framework so that the hours set by Decision 963/QD-BCT can be used for electricity billing once the required implementation arrangements, including metering and billing systems, are ready.
Đây là một sửa đổi có phạm vi hẹp. Dự thảo không trực tiếp thay đổi mức giá đồng/kWh. Chức năng thực tế của dự thảo là kéo thời điểm có hiệu lực của khung giờ tính tiền điện theo thời gian sử dụng mới lên sớm hơn, để các khung giờ được quy định tại Quyết định 963/QĐ-BCT có thể được sử dụng trong tính tiền điện sau khi các điều kiện triển khai cần thiết, bao gồm đo đếm và lập hóa đơn, đã sẵn sàng.

Why businesses and investors should pay attention
Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm

The policy rationale is also relevant for businesses and investors. According to the official explanatory note, the current time-of-use hours under Circular 16/2014/TT-BCT have been applied for

around 12 years. Since 2019, the rapid growth of solar power and the changing structure of industrial and residential demand have materially changed both the generation dispatch profile and the load profile. The proposed amendment is therefore linked to the need to reflect current supply-demand characteristics more accurately.
Cơ sở chính sách của dự thảo cũng là nội dung doanh nghiệp và nhà đầu tư cần lưu ý. Theo tờ trình, khung giờ giá điện theo thời gian sử dụng hiện đang được áp dụng theo Thông tư 16/2014/TT-BCT và đã được áp dụng khoảng 12 năm. Từ năm 2019, sự gia tăng nhanh của điện mặt trời và thay đổi trong cơ cấu phụ tải công nghiệp, dân dụng - sinh hoạt đã làm thay đổi đáng kể cả biểu đồ huy động nguồn điện và biểu đồ phụ tải. Vì vậy, việc sửa đổi được đặt trong nhu cầu phản ánh đúng hơn đặc điểm cung - cầu điện năng hiện nay.

The updated time frames under Decision 963/QD-BCT are also notable. From Monday to Saturday, peak hours are from 17:30 to 22:30, lasting five hours per day. There is no peak-hour period on Sunday. Normal hours are from 06:00 to 17:30 and from 22:30 to 24:00 from Monday to Saturday, and from 06:00 to 24:00 on Sunday. Off-peak hours are from 00:00 to 06:00 on all days.
Khung giờ mới theo Quyết định 963/QĐ-BCT cũng là nội dung đáng chú ý. Từ thứ Hai đến thứ Bảy, giờ cao điểm là từ 17 giờ 30 đến 22 giờ 30, kéo dài 5 giờ mỗi ngày. Ngày Chủ nhật không có khung giờ cao điểm. Giờ bình thường là từ 06 giờ 00 đến 17 giờ 30 và từ 22 giờ 30 đến 24 giờ 00 từ thứ Hai đến thứ Bảy, và từ 06 giờ 00 đến 24 giờ 00 vào ngày Chủ nhật. Giờ thấp điểm là từ 00 giờ 00 đến 06 giờ 00 vào tất cả các ngày.

Businesses should therefore monitor the official version, its signing and effective date, and the implementation arrangements by EVN and power corporations before making operational or investment decisions solely on the basis of the draft. The cost impact for each customer will still depend on its tariff category, metering capability and actual load profile.
Doanh nghiệp vì vậy cần tiếp tục theo dõi bản chính thức, ngày ký ban hành, ngày có hiệu lực và phương án triển khai của EVN và các tổng công ty điện lực trước khi đưa ra quyết định vận hành hoặc đầu tư chỉ dựa trên nội dung dự thảo. Tác động chi phí đối với từng khách hàng vẫn sẽ phụ thuộc vào nhóm giá điện, khả năng đo đếm và biểu đồ phụ tải thực tế của khách hàng.

1.2. Practical demand-response options and constraints for SMEs
Các phương án và giới hạn thực tế của điều chỉnh phụ tải điện đối với SMEs

The new evening peak-hour structure affects SMEs differently depending on their load profile and operating model. For businesses that already operate in the evening, the issue is not simply whether electricity is more expensive during peak hours. The more practical question is which part of the load can be shifted, reduced, controlled or supported by storage without disrupting production or customer service.
Khung giờ cao điểm buổi tối mới tác động khác nhau đến từng nhóm SME tùy theo biểu đồ phụ tải và mô hình vận hành. Đối với doanh nghiệp đã hoạt động vào buổi tối, vấn đề không chỉ là điện trong giờ cao điểm có chi phí cao hơn. Câu hỏi thực tế hơn là phần phụ tải nào có thể được dịch chuyển, cắt giảm, kiểm soát hoặc hỗ trợ bằng lưu trữ mà không làm gián đoạn sản xuất hoặc chất lượng phục vụ khách hàng.

For manufacturers, the most visible issue is the evening production shift. A factory that continues high-consumption operations during the evening peak may face higher electricity-cost exposure. Moving load to late-night off-peak hours may reduce electricity costs, but it is not cost-free: night-shift labour premiums, delivery schedules, urban truck restrictions, production

sequencing and occupational-safety constraints may offset part of the saving. Demand response therefore requires a full operating-cost assessment, not only a comparison of electricity prices.
Đối với doanh nghiệp sản xuất, vấn đề dễ thấy nhất là ca sản xuất buổi tối. Một nhà máy tiếp tục vận hành các công đoạn tiêu thụ nhiều điện trong khung giờ cao điểm buổi tối có thể chịu mức độ rủi ro chi phí điện cao hơn. Dịch chuyển phụ tải sang giờ thấp điểm ban đêm có thể giúp giảm chi phí điện, nhưng không phải là phương án không có chi phí: phụ cấp ca đêm, lịch giao hàng, hạn chế vận tải nội đô, trình tự sản xuất và yêu cầu an toàn lao động có thể làm giảm một phần lợi ích tiết kiệm. Vì vậy, điều chỉnh phụ tải điện cần được đánh giá như một bài toán chi phí vận hành tổng thể, chứ không chỉ là so sánh đơn thuần giữa các mức giá điện.

For restaurants, cafés, retail stores, hotels and other evening-service businesses, the problem is different. Their peak electricity demand often occurs precisely when customers are being served. These businesses usually cannot shift customers to another time of day. Their more realistic options are to reduce avoidable consumption during the peak period, control air-conditioning and refrigeration loads, improve lighting and kitchen equipment efficiency, and use simple energy-management tools to avoid unnecessary simultaneous operation of equipment.
Đối với nhà hàng, quán cà phê, bán lẻ, khách sạn và các mô hình dịch vụ buổi tối khác, vấn đề lại khác. Nhu cầu điện cao nhất của nhóm này thường phát sinh đúng vào thời điểm phục vụ khách hàng. Các doanh nghiệp này thường không thể dịch chuyển khách hàng sang khung giờ khác trong ngày. Các phương án thực tế hơn là giảm tiêu thụ không cần thiết trong giờ cao điểm, kiểm soát phụ tải điều hòa và kho lạnh, nâng cao hiệu suất chiếu sáng và thiết bị bếp, và sử dụng các công cụ quản lý năng lượng đơn giản để tránh việc nhiều thiết bị vận hành đồng thời khi không cần thiết.

This also changes how rooftop solar and BESS should be viewed. Rooftop solar alone may help reduce daytime consumption, but it will not fully address evening peak-hour exposure because solar output normally declines after sunset. For customers with material evening consumption, storage, thermal storage, pre-cooling, load-control automation and efficient equipment may be more directly relevant to the peak-hour problem. However, these solutions should be assessed by payback period and operational suitability, rather than treated as a one-size-fits-all response.
Điều này cũng làm thay đổi cách nhìn đối với điện mặt trời mái nhà và BESS. Riêng điện mặt trời mái nhà có thể giúp giảm tiêu thụ điện ban ngày, nhưng không xử lý đầy đủ rủi ro chi phí trong giờ cao điểm buổi tối vì sản lượng điện mặt trời thường giảm sau khi mặt trời lặn. Đối với khách hàng có phụ tải buổi tối đáng kể, lưu trữ điện, lưu trữ nhiệt, làm lạnh trước, tự động hóa kiểm soát phụ tải và thiết bị hiệu suất cao có thể liên quan trực tiếp hơn đến bài toán giờ cao điểm. Tuy nhiên, các giải pháp này cần được đánh giá theo thời gian hoàn vốn và mức độ phù hợp vận hành, thay vì được xem như một đáp án chung cho mọi doanh nghiệp.

Why businesses and investors should pay attention
Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm

For SMEs, demand response should start with data. The first question is not what equipment to buy, but when electricity is consumed, which equipment creates the evening peak, and which part of that consumption is controllable. Without this baseline, a business may invest in a solution that does not match its actual load profile.
Đối với SMEs, điều chỉnh phụ tải điện nên bắt đầu từ dữ liệu. Câu hỏi đầu tiên không phải là mua thiết bị gì, mà là doanh nghiệp sử dụng điện vào thời điểm nào, thiết bị nào tạo ra phụ tải cao điểm buổi tối, và phần tiêu thụ nào có thể kiểm soát được. Nếu thiếu đường cơ sở này, doanh nghiệp có thể đầu tư vào một giải pháp không phù hợp với biểu đồ phụ tải thực tế của mình.

For investors and service providers, the opportunity is broader than rooftop solar. The market may need energy audits, sub-metering, EMS, efficient cooling and refrigeration, automated load control, BESS, thermal storage and financing products designed for SMEs with limited upfront capital. The commercial case, however, will depend on the customer's tariff category, metering capability, operating flexibility and the actual way the updated time-of-use billing hours are implemented.
Đối với nhà đầu tư và đơn vị cung cấp dịch vụ, cơ hội không chỉ nằm ở điện mặt trời mái nhà. Thị trường có thể cần kiểm toán năng lượng, công tơ phụ, EMS, giải pháp làm lạnh và kho lạnh hiệu suất cao, tự động hóa kiểm soát phụ tải, BESS, lưu trữ nhiệt và các sản phẩm tài chính phù hợp với SMEs có hạn chế về vốn đầu tư ban đầu. Tuy nhiên, hiệu quả thương mại vẫn phụ thuộc vào nhóm giá điện của khách hàng, khả năng đo đếm, mức độ linh hoạt vận hành và cách khung giờ tính tiền điện theo thời gian sử dụng mới được triển khai trên thực tế.

2. Market implementation: the first grid-connected DPPA transaction
Cơ chế thị trường: giao dịch DPPA đầu tiên qua lưới điện quốc gia

First grid-connected DPPA transaction: Đức Huệ 2 and SEVT
Giao dịch DPPA đầu tiên qua lưới điện quốc gia: Đức Huệ 2 và SEVT

Two updates on Đức Huệ 2 and SEVT mark the first practical operation of the grid-connected DPPA mechanism in Vietnam. On 1 June 2026, Samsung Electronics Vietnam Thai Nguyen Co., Ltd. (SEVT) completed negotiations and signed a DPPA with the Đức Huệ 2 solar power plant, and officially started using renewable electricity for its production activities through the national grid.

Hai cập nhật về Đức Huệ 2 và SEVT đánh dấu bước vận hành thực tế đầu tiên của cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia tại Việt Nam. Ngày 01/06/2026, Công ty TNHH Samsung Electronics Việt Nam Thái Nguyên (SEVT) đã hoàn thành đàm phán và ký kết hợp đồng mua bán điện trực tiếp với Nhà máy điện mặt trời Đức Huệ 2, đồng thời chính thức sử dụng nguồn điện tái tạo phục vụ hoạt động sản xuất thông qua lưới điện quốc gia.

The renewable electricity supplied to SEVT is generated by the Đức Huệ 2 solar power plant, which has a design capacity of 49 MWp/41.4 MWac and is located in Tây Ninh Province. The project was developed by TTC Đức Huệ - Long An Power Joint Stock Company. Schneider Electric acted as the energy advisor to Samsung Electronics during the negotiation and signing process.
Nguồn điện tái tạo cung cấp cho SEVT được sản xuất từ Nhà máy điện mặt trời Đức Huệ 2, có công suất thiết kế 49 MWp/41,4 MWac và đặt tại tỉnh Tây Ninh. Dự án do Công ty Cổ phần Điện TTC Đức Huệ - Long An đầu tư, phát triển. Schneider Electric đóng vai trò là đơn vị tư vấn năng lượng cho Samsung Electronics trong quá trình đàm phán và ký kết.

A second update from NSMO confirms that, after checking and appraising the dossier, conditions and requirements for electricity-market participation and DPPA participation, NSMO reported to the Ministry of Industry and Trade and the Electricity Regulatory Authority, and notified EVN, the Electric Power Trading Company and relevant units that the Đức Huệ 2 solar power plant officially participates in the Vietnam Wholesale Electricity Market and the grid-connected DPPA mechanism from 1 June 2026.
Cập nhật thứ hai từ NSMO xác nhận rằng, sau quá trình kiểm tra, thẩm định hồ sơ và các điều kiện, yêu cầu tham gia thị trường điện và cơ chế DPPA, NSMO đã báo cáo Bộ Công Thương, Cục Điện lực, đồng thời thông báo tới EVN, Công ty Mua bán điện và các đơn vị liên quan về việc Nhà máy điện mặt trời Đức Huệ 2

chính thức tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam và cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia từ ngày 01/06/2026.

Operationally, this matters because the transaction is not only a bilateral power purchase contract. The generator participates in the wholesale electricity market and transacts through the market; electricity generated into the national power system is measured, confirmed, dispatched, traded and settled under the applicable market rules, including the rules on operation of the wholesale electricity market under Circular 16/2025/TT-BCT and Circular 36/2025/TT-BCT.
Về vận hành, cột mốc này đáng chú ý vì giao dịch không chỉ là một hợp đồng mua bán điện song phương. Đơn vị phát điện tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh và giao dịch thông qua thị trường; điện năng phát lên hệ thống điện quốc gia được đo đếm, xác nhận, huy động, giao dịch và thanh toán theo các quy định thị trường áp dụng, bao gồm các quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh tại Thông tư 16/2025/TT-BCT và Thông tư 36/2025/TT-BCT.

The milestone also creates two firsts: Đức Huệ 2 is the first generating unit officially participating in the grid-connected DPPA mechanism and transacting through the electricity market in Vietnam, while SEVT becomes the first corporate customer to purchase renewable electricity through the DPPA mechanism in Vietnam.
Cột mốc này cũng tạo ra hai điểm đầu tiên: Đức Huệ 2 là đơn vị phát điện đầu tiên chính thức tham gia cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia và giao dịch thông qua thị trường điện tại Việt Nam, trong khi SEVT trở thành khách hàng doanh nghiệp đầu tiên mua điện tái tạo thông qua cơ chế DPPA tại Việt Nam.

Why businesses and investors should pay attention
Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm

For large electricity users, the DPPA mechanism has moved from legal framework to actual transaction. However, this should not be read as meaning that all corporate buyers can immediately replicate the model. Eligibility, metering capability, settlement arrangements, market-price exposure, contract risk allocation, internal procurement requirements and sustainability reporting requirements will still need to be assessed carefully.
Đối với khách hàng sử dụng điện lớn, cơ chế DPPA đã chuyển từ khuôn khổ pháp lý sang giao dịch thực tế. Tuy nhiên, không nên hiểu rằng mọi khách hàng doanh nghiệp đều có thể ngay lập tức triển khai mô hình này. Điều kiện tham gia, khả năng đo đếm, cơ chế thanh toán, rủi ro giá thị trường, phân bổ rủi ro trong hợp đồng, yêu cầu mua sắm nội bộ và yêu cầu báo cáo phát triển bền vững vẫn cần được đánh giá kỹ.

For renewable power generators and project investors, the transaction strengthens the commercial relevance of projects that can satisfy market-participation and grid-connected DPPA requirements. The key points to monitor are whether more generators and large customers follow, what standard contractual and settlement practices emerge, and whether DPPA improves bankability compared with conventional offtake arrangements.
Đối với đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và nhà đầu tư dự án, giao dịch này làm tăng ý nghĩa thương mại của các dự án có thể đáp ứng điều kiện tham gia thị trường điện và DPPA qua lưới điện quốc gia. Các điểm cần theo dõi là liệu có thêm đơn vị phát điện và khách hàng sử dụng điện lớn tham gia hay không, các thông lệ hợp đồng và thanh toán tiêu chuẩn sẽ hình thành như thế nào, và DPPA có cải thiện khả năng huy động vốn so với các phương án bao tiêu điện truyền thống hay không.

3. Renewable project implementation: from approval to construction readiness
Triển khai dự án năng lượng tái tạo: từ chấp thuận đến sẵn sàng thực hiện

3.1. Investor approval for the Chư Pơng wind power project in Gia Lai

Chấp thuận nhà đầu tư dự án điện gió Chư Pơng tại Gia Lai

The Chairman of the People's Committee of Gia Lai Province issued Decision No. 2178/QD-UBND approving the consortium of ANI Power Joint Stock Company, Song Da 505 Joint Stock Company and Trang Duc Solar Power Joint Stock Company as the investor for the Chư Pơng wind power project. The project had previously obtained investment policy approval under Decision No. 479/QD-UBND dated 3 February 2026.

Chủ tịch UBND tỉnh Gia Lai đã ban hành Quyết định số 2178/QĐ-UBND chấp thuận Liên danh Công ty Cổ phần ANI Power, Công ty Cổ phần Sông Đà 505 và Công ty Cổ phần Điện mặt trời Trang Đức là nhà đầu tư thực hiện dự án Nhà máy điện gió Chư Pơng. Dự án này trước đó đã được chấp thuận chủ trương đầu tư tại Quyết định số 479/QĐ-UBND ngày 03/02/2026.

Beyond the investor approval itself, publicly available project information describes Chư Pơng as a 42 MW wind power project located in Bờ Ngoong Commune, with an expected annual output of around 112,000 MWh and connection to the national power grid at the 110 kV voltage level. Total investment is reported at more than VND 1,616 billion, of which investor equity is VND 330 billion and the remaining capital is mobilized financing.

Bên cạnh nội dung chấp thuận nhà đầu tư, các thông tin công khai về dự án cho thấy Chư Pơng là dự án điện gió có công suất 42 MW, được triển khai tại xã Bờ Ngoong, với sản lượng điện dự kiến khoảng 112.000 MWh/năm và đấu nối vào lưới điện quốc gia ở cấp điện áp 110 kV. Tổng vốn đầu tư của dự án được công bố là hơn 1.616 tỷ đồng, trong đó vốn góp của nhà đầu tư là 330 tỷ đồng và phần còn lại là vốn huy động.

The published implementation schedule indicates that, from June 2026 to November 2026, the investor will carry out specialized agreements, appraisal of the feasibility study report, investment approval by the investor, PPA negotiation and signing, technical design and construction drawing design, compensation and site clearance, land allocation and land lease. Construction is expected to start in December 2026 and the project is expected to be completed and put into operation in February 2028.

Tiến độ triển khai được công bố cho thấy, từ tháng 06/2026 đến tháng 11/2026, nhà đầu tư sẽ thực hiện các thỏa thuận chuyên ngành, thẩm định báo cáo nghiên cứu khả thi, quyết định phê duyệt đầu tư của nhà đầu tư, đàm phán và ký kết hợp đồng mua bán điện, thiết kế kỹ thuật và thiết kế bản vẽ thi công, bồi thường giải phóng mặt bằng, giao đất và cho thuê đất. Dự án dự kiến khởi công xây dựng vào tháng 12/2026 và hoàn thiện, đưa vào vận hành vào tháng 02/2028.

Why businesses and investors should pay attention

Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm

The investor approval is a meaningful step because it moves the project from policy approval toward implementation. However, for project due diligence, this is not the end of the legal process. The key remaining items include land procedures, grid connection agreements, technical design, construction permits and acceptance, PPA negotiation and the investor's ability to mobilize capital within the proposed schedule.

Chấp thuận nhà đầu tư là một bước có ý nghĩa vì dự án chuyển từ giai đoạn chấp thuận chủ trương sang giai đoạn triển khai. Tuy nhiên, đối với thẩm định dự án, đây chưa phải là điểm kết thúc của quy trình pháp lý. Các nội dung còn lại cần theo dõi bao gồm thủ tục đất đai, thỏa thuận đấu nối, thiết kế kỹ thuật, giấy phép và nghiệm thu xây dựng, đàm phán PPA và khả năng huy động vốn của nhà đầu tư trong tiến độ đề xuất.

This update also confirms the practical point discussed in earlier VWW issues: a project being included in planning or receiving an

investment approval does not mean that it can be treated as fully executable. The project's commercial value will still depend on whether the legal, technical and grid-related milestones are completed on time.
Cập nhật này cũng xác nhận một điểm thực tiễn đã được VWW đề cập trước đây: một dự án được đưa vào quy hoạch hoặc được chấp thuận đầu tư không đồng nghĩa với việc có thể xem dự án đã sẵn sàng triển khai đầy đủ. Giá trị thương mại của dự án vẫn phụ thuộc vào việc các mốc pháp lý, kỹ thuật và đấu nối lưới điện có được hoàn thành đúng tiến độ hay không.

3.2. Commencement of the floating solar power project on the Sơn La hydropower reservoir
Động thổ dự án điện mặt trời nổi lòng hồ Thủy điện Sơn La

On 18 May 2026, Sơn La Province organized the groundbreaking ceremony for a floating products manufacturing plant and the floating solar power project at the Sơn La hydropower reservoir. The two projects are connected in practice because the manufacturing plant is expected to supply buoys and accessories for the floating solar project.
Ngày 18/05/2026, tỉnh Sơn La tổ chức lễ động thổ nhà máy sản xuất sản phẩm nổi và dự án Nhà máy điện mặt trời nổi lòng hồ Thủy điện Sơn La. Hai dự án này có liên hệ thực tế với nhau vì nhà máy sản xuất dự kiến cung cấp phao nổi và phụ kiện cho dự án điện mặt trời nổi.

The floating solar project received in-principle investment approval and investor approval under Decision No. 989/QD-UBND dated 17 April 2026. According to the published information, the project has an installed capacity of 800 MW, total investment of approximately VND 17 trillion, and uses around 1,139.5 hectares of water surface and 60.5 hectares of land in Mường La Commune and Chiềng Lao Commune.
Dự án điện mặt trời nổi được chấp thuận chủ trương đầu tư đồng thời chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 989/QĐ-UBND ngày 17/04/2026. Theo thông tin được công bố, dự án có công suất lắp đặt 800 MW, tổng mức đầu tư khoảng 17.000 tỷ đồng, sử dụng khoảng 1.139,5 ha mặt nước và 60,5 ha đất tại xã Mường La và xã Chiềng Lao.

The project's main components include floating solar panels and buoys, cables, an operation and management house, a 500 kV substation and approximately 10 km of 500 kV transmission line for grid connection. The expected annual electricity output is around 1,250 GWh.
Các hạng mục chính của dự án bao gồm tấm pin và phao nổi, cáp điện, nhà quản lý, vận hành, trạm biến áp 500 kV và khoảng 10 km đường dây 500 kV để đấu nối. Sản lượng điện dự kiến hằng năm khoảng 1.250 GWh.

The project is expected to be constructed from the first quarter of 2027 and completed in four phases of 200 MW each. The published schedule indicates commercial operation of phase 1 in 2027, phase 2 in 2028, phase 3 in the second quarter of 2029 and phase 4 in the fourth quarter of 2029.
Dự án dự kiến được xây dựng từ quý I/2027 và hoàn thành theo bốn giai đoạn, mỗi giai đoạn 200 MW. Tiến độ được công bố cho thấy giai đoạn 1 vận hành thương mại trong năm 2027, giai đoạn 2 trong năm 2028, giai đoạn 3 trong quý II/2029 và giai đoạn 4 trong quý IV/2029.

The supporting floating products manufacturing plant was approved under Decision No. 1189/QD-UBND dated 1 May 2026. It is expected to be constructed during the second to fourth quarters of 2026, with total investment of VND 317 billion and annual capacity of approximately 758,000 products.
Nhà máy sản xuất sản phẩm nổi hỗ trợ dự án được chấp thuận tại Quyết định số 1189/QĐ-UBND ngày 01/05/2026. Nhà máy dự

kiến được xây dựng trong giai đoạn từ quý II đến quý IV/2026, với tổng mức đầu tư 317 tỷ đồng và công suất khoảng 758.000 sản phẩm/năm.

Why businesses and investors should pay attention
Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm

This is a notable project because it combines a large floating solar power plant with a supporting manufacturing facility. If implemented as planned, the project may support both renewable electricity generation and a local supply chain for floating solar infrastructure.
Đây là dự án đáng chú ý vì kết hợp một nhà máy điện mặt trời nổi quy mô lớn với một cơ sở sản xuất hỗ trợ. Nếu được triển khai theo kế hoạch, dự án có thể hỗ trợ cả việc phát điện năng lượng tái tạo và chuỗi cung ứng tại địa phương cho hạ tầng điện mặt trời nổi.

From a legal and commercial perspective, the project is also notable because it involves several implementation layers: use of water surface and land, environmental and landscape protection, construction on a hydropower reservoir, 500 kV grid connection, phased implementation and coordination with local authorities. These are not unusual issues for a project of this scale, but they will be important milestones to monitor as the project moves from approval and groundbreaking toward construction, grid connection, power purchase arrangements and commercial operation.
Từ góc độ pháp lý và thương mại, dự án cũng đáng chú ý vì bao gồm nhiều lớp triển khai: sử dụng mặt nước và đất, bảo vệ môi trường và cảnh quan, xây dựng trên lòng hồ thủy điện, đấu nối 500 kV, triển khai theo giai đoạn và phối hợp với chính quyền địa phương. Đây không phải là các vấn đề bất thường đối với một dự án có quy mô như vậy, nhưng sẽ là các mốc quan trọng cần theo dõi khi dự án chuyển từ giai đoạn chấp thuận và động thổ sang thi công, đấu nối, thu xếp mua bán điện và vận hành thương mại.

4. System operation and electricity-cost pressure
Vận hành hệ thống và áp lực chi phí điện

Weather-related pressures on power system operation and electricity costs
Áp lực thời tiết đối với vận hành hệ thống điện và chi phí điện

Weather and hydrology are again becoming important variables for power system operation and electricity costs. The key point is that weather and hydrological risks are not only meteorological issues. If hot weather increases electricity demand while reservoir inflows are lower or more volatile, the power system may need to rely more heavily on coal-fired power, gas-fired power or other higher-cost sources to maintain supply.
Thời tiết và thủy văn tiếp tục trở thành các biến số quan trọng đối với vận hành hệ thống điện và chi phí điện. Điểm chính là rủi ro thời tiết và thủy văn không chỉ là vấn đề khí tượng. Nếu nắng nóng làm nhu cầu điện tăng trong khi lượng nước về hồ thủy điện thấp hơn hoặc biến động hơn, hệ thống điện có thể phải phụ thuộc nhiều hơn vào nhiệt điện than, điện khí hoặc các nguồn điện có chi phí cao hơn để bảo đảm cung ứng.

Publicly reported operating data for 8 April, 13 May and 15 May 2026 shows that coal-fired power remained the largest source in the system on those selected days, accounting for 51.6% to 56.6% of daily electricity output. Hydropower contributed 16.4% to 23.4%, while gas turbines, including gas and DO oil, contributed 7.9% to 9.3%.
Số liệu vận hành được công bố cho các ngày 08/04, 13/05 và 15/05/2026 cho thấy nhiệt điện than vẫn là nguồn điện lớn nhất trong hệ thống trong các ngày được chọn, chiếm khoảng 51,6% đến 56,6% sản lượng điện trong ngày. Thủy điện đóng góp

khoảng 16,4% đến 23,4%, trong khi tuabin khí, bao gồm khí và dầu DO, đóng góp khoảng 7,9% đến 9,3%.

Hydropower remains important for system balancing, but reservoir operation has to serve more than electricity generation. It also relates to downstream water supply, drought management and salinity intrusion in some regions. Therefore, in a dry or unstable hydrological period, hydropower cannot be assessed only by installed capacity or annual average output.
Thủy điện vẫn có vai trò quan trọng trong cân bằng hệ thống, nhưng vận hành hồ chứa không chỉ phục vụ phát điện. Nội dung này còn liên quan đến cấp nước hạ du, quản lý hạn hán và xâm nhập mặn tại một số khu vực. Vì vậy, trong giai đoạn thủy văn khô hạn hoặc biến động, thủy điện không thể chỉ được đánh giá trên cơ sở công suất lắp đặt hoặc sản lượng bình quân năm.

This point should also be read together with the draft amendment to Circular 60 and the recent focus on demand response. When the system faces high evening demand, lower solar output after sunset and uncertain hydropower availability, price signals and demand management become practical tools to reduce pressure on dispatch and system costs.
Nội dung này cũng cần được đặt cạnh dự thảo sửa đổi Thông tư 60 và trọng tâm gần đây về điều chỉnh phụ tải điện. Khi hệ thống đối mặt với nhu cầu điện cao vào buổi tối, sản lượng điện mặt trời giảm sau khi mặt trời lặn và khả năng huy động thủy điện không chắc chắn, tín hiệu giá và quản lý nhu cầu điện trở thành công cụ thực tế để giảm áp lực điều độ và chi phí hệ thống.

Why businesses and investors should pay attention
Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm

For electricity users, system pressure may translate into stronger policy attention to peak-hour management, electricity saving and demand response. Businesses should therefore treat load profile management as part of electricity cost management, not merely as a technical issue for the engineering team.
Đối với khách hàng sử dụng điện, áp lực hệ thống có thể dẫn đến việc chính sách tiếp tục chú trọng hơn vào quản lý giờ cao điểm, tiết kiệm điện và điều chỉnh phụ tải. Vì vậy, doanh nghiệp nên xem quản lý biểu đồ phụ tải là một phần của quản trị chi phí điện, chứ không chỉ là vấn đề kỹ thuật của bộ phận vận hành.

For power project investors, weather and hydrology risks may affect dispatch, revenue forecasting and the value of flexible resources. BESS, demand response, high-efficiency equipment and controllable load may become more relevant where the power system needs to manage a steeper evening peak and higher reliance on thermal generation during stressful periods.
Đối với nhà đầu tư dự án điện, rủi ro thời tiết và thủy văn có thể ảnh hưởng đến huy động điện, dự báo doanh thu và giá trị của các nguồn linh hoạt. BESS, điều chỉnh phụ tải, thiết bị hiệu suất cao và phụ tải có thể kiểm soát có thể trở nên quan trọng hơn khi hệ thống điện phải xử lý đỉnh phụ tải buổi tối rõ hơn và mức độ phụ thuộc cao hơn vào nguồn nhiệt điện trong các giai đoạn căng thẳng.

5. Closing remarks
Nhận định chung

Seen together, VWW 33 moves from policy signals to market implementation, then from project execution to system operation. The draft amendment to Circular 60 and the demand-response discussion show that electricity-cost management is increasingly linked to when and how electricity is consumed, not only to the tariff level itself.
Nhìn tổng thể, VWW 33 đi theo mạch từ tín hiệu chính sách đến vận hành thị trường, rồi từ triển khai dự án đến vận hành hệ thống. Dự thảo sửa đổi Thông tư 60 và nội dung điều chỉnh phụ tải điện

cho thấy quản trị chi phí điện ngày càng gắn với thời điểm và cách thức sử dụng điện, chứ không chỉ với mức giá điện.

The Đức Huệ 2-SEVT transaction shows that DPPA is beginning to move from legal design to actual market operation. At the same time, the Chư Pơng and Sơn La updates show continued project-level momentum in wind power and floating solar, although each project still depends on legal, technical, grid-connection and financing milestones.
Giao dịch Đức Huệ 2-SEVT cho thấy DPPA đang bắt đầu chuyển từ thiết kế pháp lý sang vận hành thị trường thực tế. Đồng thời, các cập nhật về Chư Pơng và Sơn La cho thấy động lực triển khai dự án vẫn tiếp tục ở cả điện gió và điện mặt trời nổi, dù mỗi dự án vẫn phụ thuộc vào các mốc pháp lý, kỹ thuật, đấu nối và thu xếp vốn.

Weather and hydrology risks tie these developments together. They reinforce that adding renewable capacity must go together with grid readiness, flexible resources, storage, demand response, market-based procurement mechanisms and realistic project execution.
Rủi ro thời tiết và thủy văn là yếu tố liên kết các nội dung trên. Những rủi ro này nhấn mạnh rằng việc bổ sung công suất năng lượng tái tạo cần đi cùng với năng lực lưới điện, nguồn linh hoạt, lưu trữ, điều chỉnh phụ tải điện, cơ chế mua bán điện theo thị trường và tiến độ triển khai dự án thực tế.

The Week Ahead
Tuần tới cần theo dõi

VWW 32 identified several points to monitor after Report 312, including whether the Ministry of Industry and Trade's proposals would be converted into effective legal instruments, whether a list of emergency power projects and works for Northern Vietnam would be approved, and whether clearer criteria would be issued for non-tender project allocation, hybrid renewable energy and BESS projects, and key LNG projects.
VWW 32 đã xác định một số điểm cần theo dõi sau Báo cáo 312, bao gồm việc liệu các kiến nghị của Bộ Công Thương có được chuyển hóa thành văn bản có hiệu lực hay không, liệu danh mục dự án, công trình điện khẩn cấp cho khu vực miền Bắc có được phê duyệt hay không, và liệu các tiêu chí cụ thể hơn về giao dự án không qua đấu thầu, mô hình hybrid giữa năng lượng tái tạo và BESS, cũng như các dự án LNG trọng điểm có được ban hành hay không.

The latest public update shows that these issues have moved further into the policy-direction stage, but have not yet become a complete implementation framework. At the meeting held on 26 May 2026 on the implementation of the revised PDP8 and the progress of nationally important and key energy projects, the Permanent Deputy Prime Minister requested the MOIT and localities to review and update the power development plan, remove projects that cannot be completed during 2026-2030, use the emergency mechanism under the Electricity Law 2024 where necessary, focus on resolving LNG bottlenecks, study policies for BESS, apply a shortened procedure for reviewing and adjusting the revised PDP8, and issue a list of emergency power projects and works.
Cập nhật công khai mới nhất cho thấy các nội dung này đã tiếp tục chuyển động ở cấp chỉ đạo chính sách, nhưng chưa hình thành thành một khung triển khai hoàn chỉnh. Tại cuộc họp ngày 26/05/2026 về tình hình triển khai Quy hoạch điện VIII điều chỉnh và tiến độ thực hiện các chương trình, công trình, dự án quan trọng quốc gia, trọng điểm ngành năng lượng, Phó Thủ tướng Thường trực yêu cầu Bộ Công Thương và các địa phương rà soát, cập nhật quy hoạch điện, đưa ra khỏi danh mục các dự án không thể hoàn thành trong giai đoạn 2026-2030, thực hiện cơ chế khẩn cấp theo Luật Điện lực 2024 trong trường hợp cần thiết, tập trung tháo gỡ khó khăn đối với các dự án điện khí LNG, nghiên cứu cơ chế, chính sách phát triển BESS, áp dụng quy trình rút gọn trong rà soát, cập nhật, điều chỉnh Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, và ban hành danh mục dự án, công trình điện khẩn cấp.

Against that background, investors and businesses should monitor five groups of issues in the coming period.
Trên nền đó, nhà đầu tư và doanh nghiệp nên tiếp tục theo dõi năm nhóm nội dung trong thời gian tới.

First, policy and tariff implementation. The immediate point is whether the final circular amending Circular 60 will remove Clauses 1 and 2 of Article 5 from the deferred-effect list in Article 21.1, repeal the transitional rule that keeps the old time-of-use hours under Circular 16 in place, and take effect from the date of signing as proposed. Businesses should also monitor EVN's implementation guidance on metering, billing and customer notification.
Thứ nhất, việc hoàn thiện chính sách và triển khai giá điện. Điểm cần theo dõi ngay là liệu văn bản chính thức sửa đổi Thông tư 60 có đưa khoản 1 và khoản 2 Điều 5 ra khỏi nhóm quy định bị hoãn hiệu lực tại khoản 1 Điều 21, bãi bỏ quy định chuyển tiếp đang giữ khung giờ cũ theo Thông tư 16 tiếp tục được áp dụng, và có hiệu lực kể từ ngày ký ban hành như dự thảo hay không. Doanh nghiệp cũng cần theo dõi hướng dẫn triển khai của EVN về đo đếm, lập hóa đơn và thông báo cho khách hàng.

Second, demand-response and load-management practice. Once the updated evening peak hours are reflected in electricity bills, electricity users should monitor not only formal DR/DSM programs but also practical guidance on sub-metering, energy audits, load-control measures and possible support mechanisms for SMEs that cannot easily shift their evening load.
Thứ hai, thực tiễn điều chỉnh phụ tải điện và quản lý nhu cầu điện. Khi khung giờ cao điểm buổi tối mới được phản ánh trong hóa đơn tiền điện, khách hàng sử dụng điện cần theo dõi không chỉ các chương trình DR/DSM chính thức, mà cả hướng dẫn thực tế về công tơ phụ, kiểm toán năng lượng, biện pháp kiểm soát phụ tải và các cơ chế hỗ trợ có thể áp dụng cho SMEs khó dịch chuyển phụ tải buổi tối.

Third, DPPA rollout after the Đức Huệ 2-SEVT transaction. Investors and large electricity users should monitor whether more generators and corporate customers can complete market-participation procedures, sign bankable DPPA contracts, establish workable metering and settlement arrangements, and manage market-price and balancing risks in practice.
Thứ ba, việc triển khai DPPA sau giao dịch Đức Huệ 2-SEVT. Nhà đầu tư và khách hàng sử dụng điện lớn cần theo dõi liệu có thêm đơn vị phát điện và khách hàng doanh nghiệp hoàn tất thủ tục tham gia thị trường, ký kết được hợp đồng DPPA có khả năng tài trợ, thiết lập được cơ chế đo đếm và thanh toán khả thi, và quản lý được rủi ro giá thị trường cũng như rủi ro cân bằng trong thực tế hay không.

Fourth, renewable project implementation. For Chư Pơng, the next steps include specialized agreements, feasibility-study appraisal, construction design appraisal, land and environmental procedures, grid connection, PPA negotiation and construction milestones. For Sơn La, the key points are water-surface and land use, reservoir-operation and environmental requirements, 500 kV grid connection, power purchase arrangements, construction schedule and the first 200 MW phase.
Thứ tư, triển khai dự án năng lượng tái tạo. Đối với Chư Pơng, các bước tiếp theo bao gồm thỏa thuận chuyên ngành, thẩm định báo cáo nghiên cứu khả thi, thẩm định thiết kế xây dựng, thủ tục đất đai và môi trường, đấu nối, đàm phán PPA và các mốc thi công. Đối với Sơn La, các điểm cần theo dõi là việc sử dụng mặt nước và đất, yêu cầu vận hành hồ chứa và môi trường, đấu nối 500 kV, thu xếp mua bán điện, tiến độ xây dựng và giai đoạn 200 MW đầu tiên.

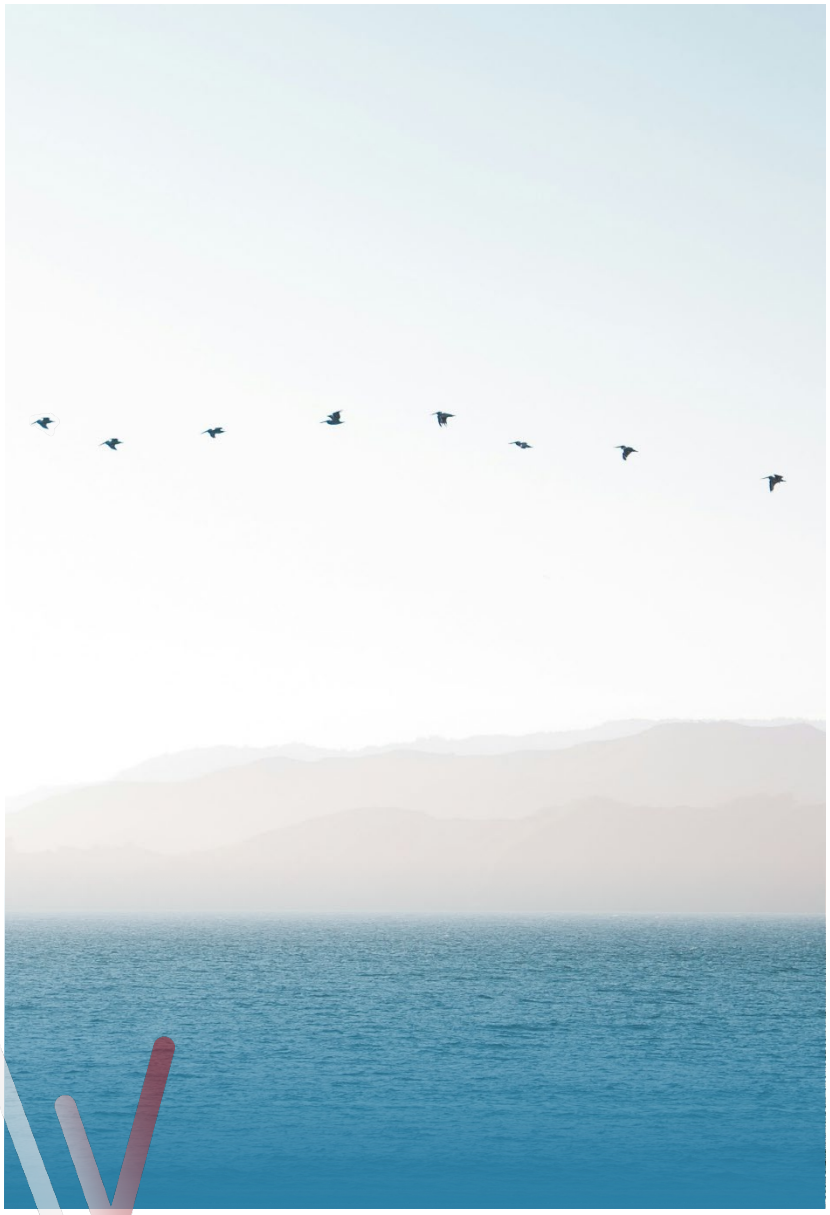
Fifth, system operation pressure during the 2026 hot season and the 2027-2030 supply-risk period. Weather, hydrology, coal and LNG dispatch, hydropower reservoir operation, electricity price adjustment and demand-side measures should be monitored together. The issue is not only whether El Nino returns, but whether the system has enough flexible resources and demand-side tools to manage evening peaks and fuel-cost pressure.

Thứ năm, áp lực vận hành hệ thống trong mùa nắng nóng năm 2026 và giai đoạn rủi ro cung ứng 2027-2030. Thời tiết, thủy văn, huy động nhiệt điện than và LNG, vận hành hồ thủy điện, điều chỉnh giá điện và các biện pháp phía nhu cầu điện cần được theo dõi cùng nhau. Vấn đề không chỉ là liệu El Nino có quay lại hay không, mà là liệu hệ thống có đủ nguồn linh hoạt và công cụ phía nhu cầu để xử lý cao điểm buổi tối và áp lực chi phí nhiên liệu hay không.

Overall, the near-term question is whether policy direction can be converted into effective documents, operational guidance, market transactions and project-level progress quickly enough to affect both the 2026 hot season and the larger supply-risk window through 2030.
Nhìn chung, câu hỏi trong ngắn hạn là liệu định hướng chính sách có được chuyển hóa đủ nhanh thành văn bản có hiệu lực, hướng dẫn vận hành, giao dịch thị trường và tiến độ dự án cụ thể để tác động đến cả mùa nắng nóng năm 2026 và khung rủi ro cung ứng lớn hơn đến năm 2030 hay không.

Vilasia Watt Weekly is published every Tuesday at 3:00 pm. Subscribe for updates on Vietnam's energy landscape.
Vilasia Watt Weekly phát hành mỗi thứ Ba lúc 3 giờ chiều. Đăng ký để cập nhật bức tranh năng lượng Việt Nam.

Vilasia is a Vietnamese transactional law firm specialising in M&A, venture capital, finance and antitrust. The firm won “Best New Law Firm” at the Vietnam Law Firm Awards 2026 by Asia Business Law Journal.
Vilasia là công ty luật chuyên tư vấn về M&A, đầu tư mạo hiểm, tài chính và luật cạnh tranh. Công ty đã được vinh danh là “Công Ty Luật Mới Xuất Sắc Nhất Việt Nam" với giải thưởng Vietnam Law Firm Awards 2026 do Asia Business Law Journal tổ chức.



ABOUT VILASIA
VỀ VILASIA

At Vilasia, we dedicate our full expertise and empathy to every client's cause. Our aim is not just to meet but to exceed your expectations without introducing unnecessary complexity or cost. With direct partner involvement, we ensure that you benefit directly from our deep experience and specialized knowledge. We maintain transparent, fixed fees, allowing us to focus solely on delivering the highest quality service and the quickest turnaround possible.

Chúng tôi dành toàn tâm, toàn ý cho mọi vấn đề. Mục tiêu của chúng tôi không chỉ là đáp ứng mà còn vượt ngoài mong đợi của khách hàng bằng chất lượng chuyên môn lẫn hiệu quả kinh tế. Luật sư hợp danh (partner) đều trực tiếp tham gia xử lý hoặc giám sát chặt chẽ công việc để bảo đảm rằng khách hàng hưởng lợi từ kinh nghiệm sâu rộng của những luật sư kỳ cựu nhất. Chúng tôi áp dụng mức phí minh bạch, cố định, và như thế chúng tôi có thể tập trung hoàn toàn vào việc cung cấp dịch vụ với chất lượng cao nhất trong thời gian ngắn nhất có thể.

By fostering a culture of close collaboration with clients, Vilasia supports a broader mission to encourage equitable economic growth and innovation throughout Vietnam. We engage in every case with a full heart and a sharp mind, ensuring that the legal support we offer is not just effective but also deeply empathetic and aligned with your real needs.

Bằng cách làm việc sâu sát với khách hàng, Vilasia theo đuổi sứ mệnh thúc đẩy tăng trưởng kinh tế công bằng và đổi mới sáng tạo trên khắp Việt Nam. Chúng tôi tham gia vào mọi dự án với trái tim nhiệt thành và trí óc sắc bén, để sự hỗ trợ pháp lý mà chúng tôi cung cấp không chỉ hiệu quả mà còn thấu cảm sâu sắc và phù hợp với nhu cầu thực tế của khách hàng.

VILASIA EMBODIES A UNIQUE BLEND OF:
VILASIA LÀ SỰ KẾT HỢP ĐỘC ĐÁO GIỮA:

Youthful Zeal and Seasoned Expertise
Nhiệt Huyết Trẻ Trung và Kinh Nghiệm Dày Dặn

Theoretical Knowledge and Practical Application
Lý Thuyết Sâu Rộng và Ứng Dụng Thực Tế

Global Professional Standards and Deep Local Insights
Tiêu Chuẩn Quốc Tế và Am Hiểu Địa Phương

Traditional Values with Modern Technologies
Giá Trị Truyền Thống và Công Nghệ Hiện Đại

Profit Seeking with Social Contribution
Tìm Kiếm Lợi Nhuận và Cống Hiến Cộng Đồng

Adaptive Flexibility with Structured Governance
Thích Ứng Linh Hoạt và Quản Trị Chặt Chẽ

CONTACT US
LIÊN HỆ VỚI CHÚNG TÔI

Visit Our Website
Website
www.vil.asia

Call Us
Điện thoại
(+84)286.270.8696

Email Us
Email
partners@vil.asia

Meet Us in Person
Gặp mặt trực tiếp
Aqua 1, Vinhomes Golden River
2 Ton Duc Thang
District 1, HCMC, Vietnam
Aqua 1, Vinhomes Golden River
2 Tôn Đức Thắng
Quận 1, TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam

Ngu Truong
Managing Partner
ngutruong@vil.asia

Trang Nguyen
Partner
thuytrangnguyen@vil.asia