



**V**ilasia

**Vilasia Watt Weekly**  
Issue 30 – 12 May 2026

**ENERGY NEWS HIGHLIGHTS: LNG, DPPA, BESS  
AND COMPLIANCE**  
***ĐIỂM TIN NĂNG LƯỢNG: LNG, DPPA, BESS VÀ  
TUÂN THỦ***

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

I VWW 30 captures three notable policy threads, all pointing to a central question: how Vietnam is allocating risks among the State, investors and the power market. For LNG projects, the draft amendment to Decree 56/2025/ND-CP, as amended by Decree 100/2025/ND-CP, proposes to increase the long-term minimum contracted electricity output, but still falls short of the level that some project sponsors consider necessary to ensure project bankability. On the commercial mechanism side, the draft amendments to Decree 57/2025/ND-CP and Decree 58/2025/ND-CP expand the scope of DPPA participation and move certain pricing mechanisms for surplus rooftop solar power closer to commercial negotiation. Meanwhile, Decree 133/2026/ND-CP introduces a new penalty framework for a power sector whose compliance scope is becoming broader and more complex.

*VWW 30 ghi nhận ba luồng chính sách đáng chú ý, cùng hướng đến một vấn đề trung tâm: Việt Nam đang phân bổ rủi ro như thế nào giữa Nhà nước, nhà đầu tư và thị trường điện. Ở nhóm dự án LNG, dự thảo sửa đổi Nghị định 56/2025/NĐ-CP, như đã được sửa đổi, bổ sung bởi Nghị định 100/2025/NĐ-CP, đề xuất nâng mức sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn, nhưng vẫn chưa đạt đến mức mà một số chủ đầu tư cho là cần thiết để bảo đảm tính khả thi tài chính của dự án. Ở nhóm cơ chế thương mại, dự thảo sửa đổi Nghị định 57/2025/NĐ-CP và Nghị định 58/2025/NĐ-CP mở rộng phạm vi tham gia DPPA và đưa một số cơ chế giá điện dư của điện mặt trời mái nhà gần hơn với cơ chế thỏa thuận thương mại. Trong khi đó, Nghị định 133/2026/NĐ-CP bổ sung khung xử phạt mới cho một ngành điện đang có phạm vi tuân thủ ngày càng rộng và phức tạp hơn.*

Taken together, these updates show that Vietnam is opening more space for private capital and new power models, while also tightening the legal and technical discipline around implementation. The sections below examine how this balance is being tested in practice across the key policy and compliance updates covered in VWW 30.

*Tổng thể, các cập nhật này cho thấy Việt Nam đang mở thêm không gian cho vốn tư nhân và các mô hình điện mới, đồng thời siết chặt hơn kỷ luật pháp lý và kỹ thuật trong quá trình triển khai. Các nội dung dưới*

*đây sẽ phân tích cách sự cân bằng này đang được kiểm nghiệm trên thực tế qua các cập nhật chính sách và tuân thủ đáng chú ý trong VWW 30.*

## **1. Policy direction and project implementation** *Định hướng chính sách và triển khai dự án*

### **1.1. MOIT moves to revise LNG power project mechanism to improve bankability** *Bộ Công thương thúc đẩy sửa cơ chế cho dự án điện khí LNG nhằm hỗ trợ thu xếp vốn*

On 5 May 2026, the Ministry of Industry and Trade (MOIT) published its summary of receipt and explanation of comments on the draft amendment to Decree 56/2025/ND-CP, as amended by Decree 100/2025/ND-CP, focusing on the long-term minimum contracted electricity output mechanism for imported LNG-fired power projects. This is one of the notable policy issues at present because this mechanism is directly related to the ability to arrange financing, negotiate PPAs and implement LNG projects under the amended PDP8.

*Ngày 05/05/2026, Bộ Công thương công bố bản tổng hợp, tiếp thu và giải trình ý kiến góp ý đối với dự thảo sửa đổi Nghị định 56/2025/NĐ-CP, như đã được sửa đổi, bổ sung bởi Nghị định 100/2025/NĐ-CP, tập trung vào cơ chế sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn cho các dự án điện khí LNG nhập khẩu. Đây là một trong những nội dung chính sách đáng chú ý hiện nay, vì cơ chế này liên quan trực tiếp đến khả năng thu xếp vốn, đàm phán PPA và tiến độ triển khai các dự án LNG trong Quy hoạch điện VIII điều chỉnh.*

Under MOIT's proposal, the long-term minimum contracted electricity output, commonly referred to as **Qc**, is proposed to increase from **65%** to **75%** of the project's multi-year average electricity generation, while the application period is extended

from a maximum of **10 years** to a maximum of **15 years**. The drafting authority considers that this adjustment is intended to support investors in having more stable cash flow to arrange financing, while still avoiding excessive pressure on the costs of the power system and consumers.

*Theo phương án của Bộ Công thương, mức sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn, thường được gọi là Qc, được đề xuất tăng từ 65% lên 75% sản lượng điện phát bình quân nhiều năm của dự án, đồng thời thời gian áp dụng được kéo dài từ tối đa 10 năm lên tối đa 15 năm. Cơ quan soạn thảo cho rằng mức điều chỉnh này nhằm hỗ trợ nhà đầu tư có dòng tiền ổn định hơn để thu xếp vốn, nhưng vẫn tránh tạo áp lực quá lớn lên chi phí hệ thống điện và người tiêu dùng.*

However, the gap between investors' expectations and the regulator's position remains significant. Some investors have proposed higher Qc levels, commonly from 85% to 95%, and an application period extended to 20 to 25 years to ensure debt repayment capacity and project financing. Conversely, MOIT and EVN are concerned that if Qc is too high, the system may face "over-contracting", meaning that the power purchaser would have to pay for a committed output higher than the actual dispatch demand, thereby increasing power purchase costs and putting pressure on the average electricity tariff.

*Tuy nhiên, khoảng cách giữa kỳ vọng của nhà đầu tư và quan điểm của cơ quan quản lý vẫn còn đáng kể. Một số nhà đầu tư đề xuất mức Qc cao hơn, phổ biến từ 85% đến 95%, và kéo dài thời gian áp dụng lên 20–25 năm để bảo đảm khả năng trả nợ và tài trợ dự án. Ở chiều ngược lại, Bộ Công thương và EVN lo ngại rằng nếu Qc quá cao, hệ thống có thể phát sinh tình trạng "over-contracting", tức bên mua điện phải thanh toán cho sản lượng cam kết cao hơn nhu cầu huy động thực tế, từ đó làm tăng chi phí mua điện và gây áp lực lên giá điện bình quân.*

Comments show that LNG bankability concerns extend well beyond the Qc ratio. Investors also raised two-component electricity pricing, payment security, foreign exchange and inflation indexation, LNG fuel offtake and fuel cost pass-through. *Các ý kiến góp ý cho thấy vấn đề về khả năng thu xếp vốn của các dự án LNG không chỉ nằm ở tỷ lệ Qc. Nhà đầu tư cũng nêu các nội dung về giá điện hai thành phần, bảo đảm thanh toán, cơ chế điều chỉnh tỷ giá và lạm phát, bao tiêu nhiên liệu LNG và chuyển ngang chi phí nhiên liệu.*

PV Power proposed that Qc should not be lower than 85%; VinEnergO recommended 95% for 25 years; Trung Nam proposed 90% for 20 years; while the group of Japanese investors in Vietnam, together with Marubeni and Tokyo Gas, emphasized payment guarantees, risk sharing and fuel cost pass-through in PPAs.

*PV Power đề xuất Qc không thấp hơn 85%; VinEnergO kiến nghị 95% trong 25 năm; Trung Nam đề xuất 90% trong 20 năm; trong khi nhóm nhà đầu tư Nhật Bản tại Việt Nam, cùng Marubeni và Tokyo Gas, nhấn mạnh yêu cầu về bảo đảm thanh toán, chia sẻ rủi ro và chuyển ngang chi phí nhiên liệu trong PPA.*

MOIT considers that some of these matters fall outside the scope of this amendment and warns that an excessively high Qc may increase the risk of "over-contracting" and system-wide costs. *Bộ Công thương cho rằng một số nội dung này nằm ngoài phạm vi sửa đổi lần này và cảnh báo rằng Qc quá cao có thể làm tăng rủi ro "over-contracting" và chi phí toàn hệ thống.*

### **Why it matters for businesses and investors** **Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm**

This issue reflects a major question for Vietnam's power sector today: how to design a mechanism that is sufficiently attractive to mobilize private capital for large-scale power generation projects,

without transferring excessive cost risks to EVN, the power system and consumers.

*Vấn đề này phản ánh một câu hỏi lớn của ngành điện Việt Nam hiện nay: làm thế nào để thiết kế cơ chế đủ hấp dẫn để thu hút vốn tư nhân vào các dự án nguồn điện lớn, nhưng không đẩy quá nhiều rủi ro chi phí sang EVN, hệ thống điện và người tiêu dùng.*

For LNG investors, the proposal to raise Qc to 75% is a positive signal, but it may still be insufficient to resolve core risks relating to PPAs, payment, exchange rates, fuel offtake or take-or-pay obligations, where applicable, in the LNG value chain. For EVN and regulators, the opposite challenge is to avoid committing to an excessively high output while the demand for LNG dispatch may decline as the share of renewable energy and BESS increases.

*Đối với nhà đầu tư LNG, đề xuất nâng Qc lên 75% là tín hiệu tích cực, nhưng có thể vẫn chưa đủ để giải quyết các rủi ro cốt lõi về PPA, thanh toán, tỷ giá, nghĩa vụ bao tiêu hoặc take-or-pay về nhiên liệu, nếu có, trong chuỗi LNG. Đối với EVN và cơ quan quản lý, bài toán ngược lại là tránh cam kết sản lượng quá cao trong khi nhu cầu huy động LNG có thể giảm khi tỷ trọng năng lượng tái tạo và BESS tăng lên.*

Commercially, Qc and the application period are not merely revenue parameters. They are key inputs for debt sizing, PPA bankability and risk allocation across the LNG value chain. A 75% Qc for up to 15 years is a step forward, but it remains below the 85% or higher Qc level and the 20-year or longer tenor that some project sponsors have requested and that lenders often look for in LNG project finance in Southeast Asia.

*Về thương mại, Qc và thời gian áp dụng không chỉ là thông số doanh thu. Đây là các yếu tố đầu vào quan trọng cho khả năng vay vốn, tính khả thi tài chính của PPA và phân bổ rủi ro trong toàn bộ chuỗi giá trị LNG. Mức Qc 75% trong thời hạn tối đa 15 năm là một bước tiến, nhưng vẫn thấp hơn mức Qc từ 85% trở*

*lên và thời hạn từ 20 năm trở lên mà một số chủ đầu tư đã đề xuất và thường là mức mà các bên cho vay quan tâm trong cấu trúc tài trợ dự án LNG tại Đông Nam Á.*

Therefore, even if the draft is adopted, sponsors may still need to assess whether additional credit support or risk-sharing measures are required, such as stronger payment security, fuel cost pass-through, parent company support, ECA-backed financing or other credit enhancement arrangements. In this sense, the draft amendment to Decree 56 is not merely a technical adjustment. It is a test of whether Vietnam's LNG framework can move closer to a bankable structure for large-scale gas-to-power projects.

*Vì vậy, ngay cả khi dự thảo được thông qua, các chủ đầu tư vẫn có thể cần đánh giá liệu có cần thêm các biện pháp hỗ trợ tín dụng hoặc chia sẻ rủi ro khác hay không, chẳng hạn như bảo đảm thanh toán mạnh hơn, cơ chế chuyển ngang chi phí nhiên liệu, hỗ trợ từ công ty mẹ, tài trợ có hỗ trợ của tổ chức tín dụng xuất khẩu hoặc các cơ chế tăng cường tín dụng khác. Theo nghĩa này, dự thảo sửa đổi Nghị định 56 không chỉ là một điều chỉnh kỹ thuật. Đây là phép thử về việc liệu khung cơ chế cho LNG của Việt Nam có thể tiến gần hơn đến một cấu trúc đủ khả năng thu xếp vốn cho các dự án điện khí quy mô lớn hay không.*

## **1.2. MOIT continues to address implementation bottlenecks under the amended PDP8**

### ***Bộ Công thương tiếp tục tháo gỡ vướng mắc triển khai Quy hoạch điện VIII điều chỉnh***

On 15 April 2026, MOIT held a conference with localities on the implementation status of power generation and grid projects under the amended PDP8. MOIT noted that the progress of investment policy approval and investor approval for several power generation and grid projects in certain provinces remained slow, affecting the implementation progress of the plan. The

Ministry also stated that it would maintain quarterly meetings to monitor and urge the implementation of the amended PDP8.

*Ngày 15/04/2026, Bộ Công thương tổ chức hội nghị với các địa phương về tình hình thực hiện các dự án nguồn và lưới điện trong Quy hoạch điện VIII điều chỉnh. Bộ Công thương ghi nhận rằng tiến độ chấp thuận chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư đối với một số dự án nguồn và lưới điện tại một số tỉnh còn chậm, ảnh hưởng đến tiến độ thực hiện quy hoạch. Bộ cũng cho biết sẽ duy trì họp định kỳ 3 tháng/lần để theo dõi, đôn đốc triển khai Quy hoạch điện VIII điều chỉnh.*

Notably, MOIT requested localities to pay particular attention to promoting projects that can be implemented quickly, especially utility-scale solar power, solar power at hydropower reservoirs and irrigation reservoirs, to supplement power sources in the short term.

*Đáng chú ý, Bộ Công thương đề nghị các địa phương đặc biệt quan tâm thúc đẩy các dự án có thể triển khai nhanh, nhất là điện mặt trời tập trung, điện mặt trời tại hồ thủy điện và hồ thủy lợi, nhằm bổ sung nguồn điện trong ngắn hạn.*

### **Why it matters for businesses and investors**

#### ***Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm***

The key message here is that a project being included in the plan does not mean that it can be implemented immediately. In practice, progress still depends on local procedures, investor selection, land issues, site clearance, grid connection, transmission grid progress and coordination among authorities.

*Thông điệp quan trọng ở đây là: một dự án được đưa vào quy hoạch không đồng nghĩa với khả năng triển khai ngay. Trên thực tế, tiến độ vẫn phụ thuộc vào thủ tục địa phương, lựa chọn nhà đầu tư, đất đai, giải phóng mặt bằng, đấu nối, tiến độ lưới truyền tải và khả năng phối hợp giữa các cơ quan.*

MOIT's emphasis on utility-scale solar power and solar power at hydropower and irrigation reservoirs should be read as a pragmatic short-term supply measure, not simply a broad renewable energy strategy. These project types may benefit from existing land or water-surface arrangements and nearby grid infrastructure and may have shorter lead times than more complex generation projects.

*Việc Bộ Công thương nhấn mạnh điện mặt trời tập trung và điện mặt trời tại hồ thủy điện, hồ thủy lợi nên được hiểu như một hướng bổ sung nguồn điện ngắn hạn mang tính thực dụng, chứ không chỉ là một chiến lược phát triển năng lượng tái tạo nói chung. Các loại dự án này có thể tận dụng điều kiện đất đai hoặc mặt nước và hạ tầng lưới điện sẵn có, đồng thời có thời gian triển khai ngắn hơn so với các dự án nguồn điện phức tạp hơn.*

For investors, project due diligence should therefore test not only whether the project is in the plan, but also whether it can realistically move through local approvals, grid evacuation and investor selection within the expected implementation window.

*Vì vậy, đối với nhà đầu tư, thẩm định dự án không nên chỉ dừng ở việc kiểm tra dự án có nằm trong quy hoạch hay không, mà cần đánh giá liệu dự án có thực sự đi qua được các bước chấp thuận tại địa phương, giải tỏa công suất và lựa chọn/chấp thuận nhà đầu tư trong khung thời gian dự kiến hay không.*

### **1.3. National Assembly calls for a solution to long-standing renewable energy project issues**

#### ***Quốc hội yêu cầu hoàn thành phương án xử lý vướng mắc cho các dự án năng lượng tái tạo***

At the policy level, Resolution No. 25/2026/QH16 on the 2026–2030 socio-economic development plan requires the completion of a plan to resolve bottlenecks for renewable energy projects within Q2 2026. The Government's report to the National Assembly also identifies, within Q2 2026, the completion of

mechanisms and policies to attract investment in key energy projects, including offshore wind power, LNG and a resolution plan for renewable energy project bottlenecks.

*Ở cấp chính sách, Nghị quyết số 25/2026/QH16 về kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội giai đoạn 2026–2030 yêu cầu hoàn thành phương án xử lý vướng mắc cho các dự án năng lượng tái tạo trong quý II/2026. Báo cáo của Chính phủ trình Quốc hội cũng xác định nhiệm vụ trong quý II/2026 là hoàn thành cơ chế, chính sách thu hút đầu tư các dự án năng lượng trọng điểm, bao gồm điện gió ngoài khơi, LNG và phương án xử lý vướng mắc cho các dự án năng lượng tái tạo.*

This should be read as the next step in Vietnam’s ongoing effort to deal with legacy issues from the FiT and transitional pricing periods. For wind and solar projects developed under the FiT regime or during the transitional period, the key question is not only whether a resolution plan will be issued, but whether it will meaningfully address the legal dossier, acceptance testing, tariff, payment and PPA issues that have kept many projects in prolonged uncertainty.

*Nội dung này nên được nhìn nhận như bước tiếp theo trong quá trình Việt Nam xử lý các vấn đề tồn đọng từ giai đoạn FiT và giai đoạn giá chuyển tiếp. Đối với các dự án điện gió, điện mặt trời đã phát triển theo cơ chế FiT hoặc trong giai đoạn chuyển tiếp, câu hỏi trọng tâm không chỉ là liệu sẽ có một phương án xử lý hay không, mà là phương án đó có xử lý thực chất các vướng mắc về hồ sơ pháp lý, nghiệm thu, giá điện, thanh toán và PPA vốn đã khiến nhiều dự án rơi vào tình trạng bất định kéo dài hay không.*

For further background on the unresolved FiT-related issues, see [VWW Issue 27: Vietnam’s FiT Dispute — What’s Actually Happening Now](#) and [VWW Issue 18: Retroactive Risk to the Renewable FiT](#).

*Để hiểu thêm bối cảnh của các vướng mắc liên quan đến cơ chế FiT, xem thêm [VWW 27: Vietnam’s FiT Dispute — What’s Actually](#)*

[Happening Now](#) và [VWW 18: Retroactive Risk to the Renewable FiT](#).

## **Why it matters for businesses and investors**

### ***Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm***

This is a notable policy signal for wind and solar power projects developed during the FiT period or the transitional period but still facing bottlenecks in legal dossiers, acceptance testing, electricity tariffs, payments, PPAs or inspection/examination conclusions. *Đây là một tín hiệu chính sách đáng chú ý đối với các dự án điện gió, điện mặt trời đã phát triển trong giai đoạn FiT hoặc giai đoạn chuyển tiếp nhưng vẫn còn vướng mắc về hồ sơ pháp lý, nghiệm thu, giá điện, thanh toán, PPA hoặc kết luận thanh tra/kiểm tra.*

However, the point that requires caution is that, for now, this is only a policy-level requirement. Businesses still need to wait for the specific resolution plan to know which bottlenecks will be resolved, under what conditions they will be resolved, whether the solution will apply generally or by project group, and whether it will affect cash flow, legal completion obligations or contractual relations with EVN.

*Tuy nhiên, điểm cần thận trọng là hiện nay đây mới là yêu cầu ở cấp chính sách. Doanh nghiệp vẫn cần chờ phương án xử lý cụ thể để biết vướng mắc nào được tháo gỡ, tháo gỡ theo điều kiện gì, có áp dụng chung hay theo từng nhóm dự án, và liệu có ảnh hưởng đến dòng tiền, nghĩa vụ hoàn thiện pháp lý hoặc quan hệ hợp đồng với EVN hay không.*

## **2. Commercial mechanisms and investor watchlist**

### ***Cơ chế thương mại và nội dung nhà đầu tư cần theo dõi***

#### **2.1. MOIT amends avoided-cost tariff rules for small renewable energy plants**

## **Bộ Công thương sửa đổi quy định về biểu giá chi phí tránh được cho nhà máy năng lượng tái tạo nhỏ**

On 17 April 2026, MOIT issued Circular 20/2026/TT-BCT, effective from 2 June 2026, amending Circular 10/2025/TT-BCT on the method for determining and the principles for applying the avoided-cost tariff for small renewable energy power plants, and also amending the main contents of the power purchase agreement.

*Ngày 17/04/2026, Bộ Công thương ban hành Thông tư 20/2026/TT-BCT, có hiệu lực từ ngày 2/6/2026, sửa đổi Thông tư 10/2025/TT-BCT về phương pháp xác định và nguyên tắc áp dụng biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ, đồng thời sửa đổi nội dung chính của hợp đồng mua bán điện.*

Some notable points of Circular 20 include: redefining the rainy season and dry season by region; determining the Northern, Central and Southern regions according to power system dispatch boundaries; clarifying the concept of small renewable energy power plants; identifying the Electricity Authority as the agency responsible for studying and proposing the avoided-cost tariff; and providing that the PPA has a maximum term of 20 years from the commercial operation date.

*Một số điểm đáng chú ý của Thông tư 20 gồm: xác định lại mùa mưa, mùa khô theo từng miền; xác định miền Bắc, Trung, Nam theo ranh giới điều độ hệ thống điện; làm rõ khái niệm nhà máy năng lượng tái tạo nhỏ; xác định Cục Điện lực là cơ quan nghiên cứu, đề xuất biểu giá chi phí tránh được; và quy định PPA có thời hạn tối đa 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại.*

Regarding the calculation method, the appendix to Circular 20 continues to approach the avoided-cost tariff through three main components: energy price, transmission losses and capacity price. In particular, the energy price is determined based on the

average fuel cost of the thermal power plants with the highest variable costs dispatched in the system; at the same time, the surplus energy price is set at 50% of the price during off-peak hours in the rainy season.

*Về phương pháp tính, phụ lục của Thông tư 20 tiếp tục tiếp cận biểu giá chi phí tránh được theo ba cấu phần chính: giá điện năng, tổn thất truyền tải và giá công suất. Trong đó, giá điện năng được xác định trên cơ sở chi phí nhiên liệu trung bình của các nhà máy nhiệt điện có chi phí biến đổi cao nhất được huy động trong hệ thống; đồng thời, giá điện năng dư được quy định bằng 50% mức giá trong các giờ thấp điểm của mùa mưa.*

Some sector analyses consider Circular 20 to be a positive adjustment because it helps standardize and increase transparency in the price calculation method, but it remains mainly a “technical fix” and has not thoroughly addressed the larger question of price formation based on market signals and investment risk sharing.

*Một số phân tích chuyên ngành đánh giá Thông tư 20 là bước điều chỉnh tích cực vì giúp chuẩn hóa và minh bạch hóa cách tính giá, nhưng vẫn chủ yếu là “gỡ kỹ thuật”, chưa giải quyết triệt để câu hỏi lớn hơn về cơ chế hình thành giá theo tín hiệu thị trường và chia sẻ rủi ro đầu tư.*

### **Why it matters for businesses and investors**

#### **Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm**

Circular 20 does not establish a new FiT mechanism. In other words, this is not a fixed preferential tariff mechanism issued by the State to encourage new investment in small renewable energy projects. Instead, Circular 20 mainly adjusts and clarifies how **the avoided-cost tariff is applied** - that is, the electricity purchase price determined based on the costs that the power system can “avoid” if it dispatches electricity from small renewable energy

power plants instead of dispatching other higher-cost power sources.

*Thông tư 20 không thiết lập một cơ chế FiT mới. Nói cách khác, đây không phải là cơ chế giá ưu đãi cố định do Nhà nước ban hành để khuyến khích đầu tư mới vào các dự án năng lượng tái tạo nhỏ. Thay vào đó, Thông tư 20 chủ yếu điều chỉnh và làm rõ cách áp dụng **biểu giá chi phí tránh được** - tức mức giá mua điện được xác định trên cơ sở chi phí mà hệ thống điện có thể “tránh được” nếu huy động điện từ các nhà máy năng lượng tái tạo nhỏ thay vì phải huy động nguồn điện khác có chi phí cao hơn.*

This also places Circular 20 in a narrower pricing track. Vietnam's renewable power pricing landscape now includes several distinct tracks: (i) closed FIT mechanisms for earlier projects, (ii) power generation price frameworks for certain project types, and (iii) the avoided-cost tariff for small renewable energy power plants. Circular 20 adjusts the third track only.

*Điều này cũng đặt Thông tư 20 vào một nhánh cơ chế giá hẹp hơn. Bức tranh giá điện năng lượng tái tạo của Việt Nam hiện có một số nhánh khác nhau: (i) cơ chế FiT đã khép lại đối với dự án mới, (ii) khung giá phát điện cho một số loại hình dự án, và (iii) biểu giá chi phí tránh được cho nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ. Thông tư 20 chỉ điều chỉnh nhánh thứ ba này.*

For investors, the important point of Circular 20 lies in the fact that several input factors of the pricing mechanism are clarified, including the determination of the rainy season and dry season by region; the division of the Northern, Central and Southern regions according to power system dispatch boundaries; the method for determining the tariff; and the maximum term of the power purchase agreement. These factors have practical significance because they directly affect revenue forecasts, financial models, financing plans and the ability to assess the investment efficiency of the project.

*Đối với nhà đầu tư, điểm quan trọng của Thông tư 20 nằm ở việc một số yếu tố đầu vào của cơ chế giá được làm rõ hơn, bao gồm cách xác định mùa mưa, mùa khô theo từng miền; cách phân vùng Bắc, Trung, Nam theo ranh giới điều độ hệ thống điện; phương pháp xác định biểu giá; và thời hạn tối đa của hợp đồng mua bán điện. Những yếu tố này có ý nghĩa thực tế vì chúng ảnh hưởng trực tiếp đến dự báo doanh thu, mô hình tài chính, phương án vay vốn và khả năng đánh giá hiệu quả đầu tư của dự án.*

However, it should be recognized that Circular 20 remains only a technical improvement within the existing mechanism, rather than a fundamental reform of the pricing mechanism for small renewable energy. The avoided-cost tariff remains a price calculated and issued by the regulator using an administrative method, rather than a price formed through market competition or genuine commercial negotiation between the power seller and the power purchaser.

*Tuy nhiên, cần nhìn nhận rằng Thông tư 20 vẫn chỉ là một bước hoàn thiện kỹ thuật trong khuôn khổ cơ chế hiện có, chứ chưa phải là một cải cách căn bản về cơ chế giá cho năng lượng tái tạo nhỏ. Biểu giá chi phí tránh được vẫn là mức giá được cơ quan quản lý tính toán và ban hành theo phương pháp hành chính, thay vì giá hình thành qua cạnh tranh thị trường hoặc đàm phán thương mại thực sự giữa bên bán và bên mua điện.*

Therefore, for investors, the important question is not only whether the pricing formula has become clearer. The more substantive questions are: whether that price is attractive enough to develop new projects; whether the project's revenue is sufficiently stable to support financing; how output, grid connection, dispatch and payment risks are allocated; and whether this mechanism is sufficiently stable in the long term for investors to feel confident in making investment decisions.

*Vì vậy, đối với nhà đầu tư, câu hỏi quan trọng không chỉ là liệu công thức tính giá đã rõ ràng hơn hay chưa. Các câu hỏi thực*

chất hơn là: mức giá đó có đủ hấp dẫn để phát triển dự án mới hay không; doanh thu của dự án có đủ ổn định để hỗ trợ vay vốn hay không; rủi ro về sản lượng, đấu nối, huy động và thanh toán được phân bổ như thế nào; và liệu cơ chế này có đủ ổn định trong dài hạn để nhà đầu tư có thể yên tâm đưa ra quyết định đầu tư hay không.

## 2.2. Draft amendments to Decree 57 and Decree 58 remain a key policy watchlist

**Dự thảo sửa đổi Nghị định 57 và Nghị định 58 tiếp tục là hồ sơ cần theo dõi**

MOIT is continuing to finalize the draft decree amending and supplementing a number of articles of Decree 57/2025/ND-CP on the direct power purchase mechanism and Decree 58/2025/ND-CP on the development of renewable energy and new energy. According to the draft under Submission No. 1152/TTr-BCT dated 25 February 2026, several notable changes can be summarized as follows.

*Bộ Công thương đang tiếp tục hoàn thiện dự thảo Nghị định sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định 57/2025/NĐ-CP về cơ chế mua bán điện trực tiếp và Nghị định 58/2025/NĐ-CP về phát triển điện năng lượng tái tạo, năng lượng mới. Theo dự thảo thuộc Tờ trình 1152/TTr-BCT ngày 25/02/2026, một số thay đổi đáng chú ý có thể được tóm lược như sau.*

For **Decree 57/2025/ND-CP**, the draft expands the group of entities permitted to participate in the DPPA mechanism through the national grid. In addition to the current groups, the draft adds electricity retailers in concentrated digital technology zones, high-tech agricultural zones, urban areas and free trade zones. The draft also adjusts the scope of large electricity consumers permitted to participate in DPPA, including, notably, the expansion to several new loads such as data centers and businesses providing electric vehicle battery swapping cabinet

services, in addition to the group of charging stations/charging points already mentioned in the current mechanism.

*Đối với Nghị định 57/2025/NĐ-CP, dự thảo mở rộng nhóm chủ thể được tham gia cơ chế DPPA qua lưới điện quốc gia. Ngoài các nhóm hiện tại, dự thảo bổ sung nhóm đơn vị bán lẻ điện tại khu công nghệ số tập trung, khu nông nghiệp ứng dụng công nghệ cao, khu đô thị và khu thương mại tự do. Dự thảo cũng điều chỉnh phạm vi khách hàng sử dụng điện lớn được tham gia DPPA, trong đó đáng chú ý là việc mở rộng sang một số phụ tải mới như trung tâm dữ liệu và hoạt động kinh doanh dịch vụ tải đổi pin xe điện, bên cạnh nhóm trạm/trụ sạc điện đã được đề cập trong cơ chế hiện hành.*

For **power purchase through a private-wire connection**, the draft proposes removing the rule that the electricity selling price must not exceed the maximum price under the corresponding power generation price framework. Under this proposed amendment, the electricity price between the power seller and the power purchaser will be agreed by the parties in the contract.

*Đối với mua bán điện qua lưới điện kết nối riêng, dự thảo đề xuất bỏ quy định giá bán điện không được vượt quá mức giá tối đa của khung giá phát điện tương ứng. Theo hướng sửa đổi này, giá điện giữa bên bán điện và bên mua điện sẽ do các bên thỏa thuận trong hợp đồng.*

The draft also adjusts the regulation on **surplus electricity output that may be sold to EVN and its affiliated units**. For renewable energy sources other than rooftop solar power, surplus electricity that may be sold remains unlimited. Specifically for rooftop solar power, the maximum surplus electricity output that may be sold is proposed to increase from 20% to 50% of the actual generated electricity output.

*Dự thảo cũng điều chỉnh quy định về sản lượng điện dư được bán cho EVN và các đơn vị trực thuộc. Đối với các nguồn năng lượng tái tạo khác không phải điện mặt trời mái nhà, sản lượng*

điện dư được bán vẫn không bị giới hạn. Riêng đối với điện mặt trời mái nhà, mức sản lượng điện dư tối đa được bán được đề xuất nâng từ 20% lên 50% sản lượng điện thực phát.

For **rooftop solar power within zones and clusters**, the draft continues to allow the sale of main electricity output to large electricity consumers and the sale of surplus electricity to electricity retailers. The new point is that the selling price for the surplus electricity portion of rooftop solar power within zones and clusters is proposed to shift to a mechanism agreed by the parties, instead of being capped by the maximum price of the power generation price framework applicable to ground-mounted solar power.

*Đối với điện mặt trời mái nhà trong khu, cụm, dự thảo tiếp tục cho phép bán điện chính cho khách hàng sử dụng điện lớn và bán phần điện dư cho đơn vị bán lẻ điện. Điểm mới là giá bán phần điện dư của điện mặt trời mái nhà trong khu, cụm được đề xuất chuyển sang cơ chế do các bên tự thỏa thuận, thay vì bị giới hạn bởi mức giá tối đa của khung giá phát điện áp dụng cho điện mặt trời mặt đất.*

This proposed shift is more than a technical change to surplus electricity pricing. Together with the proposed removal of the price cap for private-wire power purchase arrangements, it suggests that the regulator is allowing more room for commercial price negotiation in certain renewable energy models. In practical terms, this may give rooftop solar developers within zones and clusters more flexibility to structure revenue from surplus electricity, rather than having that revenue constrained by an administered price ceiling. However, this should not be read as a full move to market-based pricing across the power sector. For larger grid-connected projects, pricing remains much more closely tied to regulated price frameworks and administrative approval.

Đề xuất này không chỉ là một điều chỉnh kỹ thuật đối với giá bán điện dư. Khi đặt cùng với đề xuất bỏ trần giá đối với mua bán điện qua lưới điện kết nối riêng, có thể thấy cơ quan quản lý đang mở thêm không gian cho cơ chế thỏa thuận giá thương mại trong một số mô hình năng lượng tái tạo nhất định. Trên thực tế, điều này có thể giúp các nhà phát triển điện mặt trời mái nhà trong khu, cụm linh hoạt hơn trong việc thiết kế doanh thu từ phần điện dư, thay vì bị giới hạn bởi một mức trần giá do cơ quan quản lý xác định. Tuy nhiên, không nên hiểu đây là bước chuyển hoàn toàn sang cơ chế giá thị trường trong toàn ngành điện. Đối với các dự án lớn đấu nối qua hệ thống điện quốc gia, cơ chế giá vẫn gắn chặt hơn với khung giá do Nhà nước quy định và các thủ tục phê duyệt hành chính.

In addition, the draft adds a provision on **registration for the development of rooftop solar power sources when selling electricity to large electricity consumers**. Accordingly, where rooftop solar power sources are developed to sell electricity to large electricity consumers, the registration procedure will not be required.

*Ngoài ra, dự thảo bổ sung quy định về đăng ký phát triển nguồn điện mặt trời mái nhà khi bán điện cho khách hàng sử dụng điện lớn. Theo đó, trường hợp phát triển nguồn điện mặt trời mái nhà để bán điện cho khách hàng sử dụng điện lớn sẽ không phải thực hiện thủ tục đăng ký.*

For **Decree 58/2025/ND-CP**, the draft adds **owners of private power grids** to the group of entities permitted to purchase surplus electricity. Currently, the group of surplus electricity purchasers mainly consists of EVN's subsidiaries or affiliated units. Adding owners of private power grids will further expand the outlet for surplus electricity from self-produced and self-consumed electricity sources.

*Đối với Nghị định 58/2025/NĐ-CP, dự thảo bổ sung thêm các đơn vị sở hữu lưới điện riêng vào nhóm bên được phép mua*

điện dư. Hiện nay, nhóm bên mua điện dư chủ yếu là công ty con hoặc đơn vị trực thuộc EVN. Việc bổ sung nhóm đơn vị sở hữu lưới điện riêng sẽ mở rộng thêm đầu ra cho phần điện dư từ các nguồn điện tự sản xuất, tự tiêu thụ.

The draft also raises **the maximum surplus electricity** output that may be sold from rooftop solar power from 20% to 50% of the electricity output generated at the output point of the power source. This is a corresponding amendment to the change in Decree 57, to unify the approach to surplus electricity from rooftop solar power.

*Dự thảo cũng nâng mức **sản lượng điện dư tối đa** được bán của điện mặt trời mái nhà từ 20% lên 50% sản lượng điện phát ra tại đầu ra của nguồn điện. Đây là điểm sửa đổi tương ứng với thay đổi tại Nghị định 57, nhằm thống nhất cách tiếp cận đối với phần điện dư của điện mặt trời mái nhà.*

For **offshore wind power**, the draft proposes adjusting the minimum offtake commitment mechanism. Decree 58/2025/ND-CP currently provides for a long-term minimum contracted output of 80% during the principal repayment period, capped at 15 years, for projects selling electricity to the national power system. The draft would increase this to 90% and extend the application period to 20 years.

*Đối với **điện gió ngoài khơi**, dự thảo đề xuất điều chỉnh cơ chế bao tiêu sản lượng tối thiểu. Nghị định 58/2025/NĐ-CP hiện quy định sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn là 80% trong thời hạn trả nợ gốc vốn vay nhưng không quá 15 năm đối với dự án bán điện lên hệ thống điện quốc gia. Dự thảo sẽ nâng mức này lên 90% và kéo dài thời gian áp dụng lên 20 năm.*

This would be a material increase in both the committed purchase output ratio and the application period of the mechanism. Đây sẽ là bước tăng đáng kể cả về tỷ lệ sản lượng được cam kết mua và thời hạn áp dụng cơ chế này.

The draft also adjusts **the authority to assign offshore wind survey tasks**. Under the proposed amendment, this authority is transferred from the Prime Minister to the Ministry of Agriculture and Environment.

*Dự thảo cũng điều chỉnh **thẩm quyền giao nhiệm vụ khảo sát điện gió ngoài khơi**. Theo hướng sửa đổi, thẩm quyền này được chuyển từ Thủ tướng Chính phủ sang Bộ Nông nghiệp và Môi trường.*

### **Why it matters for businesses and investors** **Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm**

For corporate buyers, the proposed expansion of eligible participants, especially data centers and electric vehicle battery swapping businesses, means that DPPA should no longer be viewed only through the lens of traditional manufacturing load.

*Đối với khách hàng mua điện là doanh nghiệp, việc dự thảo mở rộng đối tượng tham gia, đặc biệt là trung tâm dữ liệu và hoạt động kinh doanh đổi pin xe điện, cho thấy DPPA không còn chỉ nên được nhìn từ góc độ phụ tải sản xuất truyền thống.*

For rooftop solar developers and large electricity consumers, raising the surplus electricity threshold from 20% to 50% and moving certain surplus-electricity prices toward negotiation could change project sizing and revenue models. Rooftop systems may be designed with greater flexibility, but the final rules on registration, metering and eligible surplus electricity purchasers will still be decisive.

*Đối với nhà phát triển điện mặt trời mái nhà và khách hàng sử dụng điện lớn, việc nâng tỷ lệ điện dư từ 20% lên 50% và chuyển một số giá bán điện dư sang cơ chế thỏa thuận có thể làm thay đổi cách thiết kế quy mô dự án và mô hình doanh thu. Hệ thống điện mặt trời mái nhà có thể được thiết kế linh hoạt hơn, nhưng*

*các quy định cuối cùng về đăng ký, đo đếm và bên mua điện dư đủ điều kiện vẫn sẽ có ý nghĩa quyết định.*

For offshore wind sponsors, moving from the current 80% / maximum 15-year mechanism to a proposed 90% / 20-year commitment would be a significant improvement. Even so, bankability will still depend on the detailed PPA, payment security, curtailment allocation and termination compensation.

*Đối với nhà đầu tư điện gió ngoài khơi, việc chuyển từ cơ chế hiện hành 80%/tối đa 15 năm sang mức đề xuất 90%/20 năm sẽ là một cải thiện đáng kể. Tuy nhiên, khả năng thu xếp vốn vẫn sẽ phụ thuộc vào nội dung chi tiết của PPA, bảo đảm thanh toán, phân bổ rủi ro cắt giảm công suất và cơ chế bồi thường khi chấm dứt.*

However, this remains a draft. Businesses and investors need to continue monitoring the official version to determine whether these contents will be retained.

*Tuy nhiên, đây vẫn là dự thảo. Doanh nghiệp và nhà đầu tư cần tiếp tục theo dõi bản chính thức để xác định các nội dung này có được giữ lại hay không.*

### **3. Technical standards, safety and compliance**

*Tiêu chuẩn kỹ thuật, an toàn và tuân thủ*

#### **3.1. EVN highlights national technical standard on protecting BESS against environmental conditions**

***EVN nhấn mạnh lại tiêu chuẩn quốc gia về bảo vệ BESS trước điều kiện môi trường***

Although it was published in September 2025, TCVN 14499-4-3:2025 has recently received renewed attention as a notable technical standard for battery energy storage systems (BESS). This standard sets out requirements for protecting BESS against environmental impacts, in the context that BESS is receiving

increasing attention together with rooftop solar power, self-produced and self-consumed electricity, and load management.

*Mặc dù được công bố từ tháng 9/2025, TCVN 14499-4-3:2025 gần đây được EVN nhấn mạnh lại như một tiêu chuẩn kỹ thuật đáng chú ý đối với hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS). Tiêu chuẩn này quy định các yêu cầu bảo vệ BESS trước tác động môi trường, trong bối cảnh BESS ngày càng được quan tâm cùng với điện mặt trời mái nhà, tự sản xuất tự tiêu thụ và quản lý phụ tải.*

The scope of this standard covers environmental impacts on BESS installations, including impacts such as lightning, seismic activity, water, air, plants, animals and humans; on that basis, it identifies causes, event sequences, final impacts and proposes preventive or mitigation measures.

*Phạm vi của tiêu chuẩn này là các tác động của môi trường đối với việc lắp đặt BESS, bao gồm các tác động như sét, hoạt động địa chấn, nước, không khí, thực vật, động vật và con người; trên cơ sở đó xác định nguyên nhân, chuỗi sự kiện, tác động cuối cùng và đề xuất biện pháp phòng ngừa hoặc giảm thiểu.*

#### **Why it matters for businesses and investors**

***Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm***

BESS is gradually shifting from an accompanying technical solution to an important component of the new power system. As rooftop solar power, self-produced and self-consumed electricity, load management and load shifting are more strongly encouraged, BESS may become a tool that helps businesses reduce peak load, increase energy autonomy and optimize electricity costs.

*BESS đang dần chuyển từ một giải pháp kỹ thuật đi kèm sang một cấu phần quan trọng của hệ thống điện mới. Khi điện mặt trời mái nhà, tự sản xuất tự tiêu thụ, quản lý phụ tải và dịch chuyển phụ tải được khuyến khích mạnh hơn, BESS có thể trở thành công*

*cụ giúp doanh nghiệp giảm phụ tải đỉnh, tăng tự chủ năng lượng và tối ưu chi phí điện.*

However, BESS also brings technical, safety, environmental, insurance and operational risks. Therefore, standards such as TCVN 14499-4-3:2025 will become increasingly meaningful in design, equipment selection, installation arrangement, technical dossiers, maintenance and project risk assessment. For investors, this is a signal that BESS in Vietnam will not only be assessed based on economic efficiency, but also on the ability to meet technical standards and manage safety risks.

*Tuy nhiên, BESS cũng mang theo các rủi ro kỹ thuật, an toàn, môi trường, bảo hiểm và vận hành. Vì vậy, các tiêu chuẩn như TCVN 14499-4-3:2025 sẽ ngày càng có ý nghĩa trong thiết kế, lựa chọn thiết bị, bố trí lắp đặt, hồ sơ kỹ thuật, bảo trì và đánh giá rủi ro dự án. Với nhà đầu tư, đây là tín hiệu rằng BESS tại Việt Nam sẽ không chỉ được đánh giá theo hiệu quả kinh tế, mà còn theo khả năng đáp ứng tiêu chuẩn kỹ thuật và quản trị rủi ro an toàn.*

The standard's renewed visibility should also be read together with adjacent compliance shifts, including fire safety requirements for rooftop solar and the new sanctioning regime under Decree 133/2026/ND-CP discussed below. For BESS-coupled projects, technical standard conformity is increasingly relevant not only for permitting, but also for insurance underwriting, lender due diligence and operational risk management.

*Việc tiêu chuẩn này được nhắc lại cũng nên được nhìn cùng với các thay đổi tuân thủ liên quan, bao gồm yêu cầu về an toàn phòng cháy đối với điện mặt trời mái nhà và khung xử phạt mới tại Nghị định 133/2026/NĐ-CP được đề cập dưới đây. Đối với các dự án có tích hợp BESS, việc đáp ứng tiêu chuẩn kỹ thuật ngày càng có ý nghĩa không chỉ đối với thủ tục cấp phép, mà còn đối với bảo hiểm, thẩm định của bên cho vay và quản trị rủi ro vận hành.*

### **3.2. New decree on administrative penalties in the electricity sector**

#### ***Chính phủ ban hành nghị định mới về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực***

On 6 April 2026, the Government issued Decree 133/2026/ND-CP on administrative penalties in the electricity sector, effective from 25 May 2026. The Decree sets the maximum monetary fine for each administrative violation in the electricity sector at VND 100 million for individuals and VND 200 million for organizations. This should not be read as an aggregate cap for an entire project or for all compliance breaches. Where a project involves multiple violations, repeated violations or continuing non-compliance, the actual penalty exposure may depend on how the competent authority characterizes each act and applies the relevant penalty provisions.

*Ngày 06/04/2026, Chính phủ ban hành Nghị định 133/2026/NĐ-CP về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực, có hiệu lực từ ngày 25/05/2026. Nghị định quy định mức phạt tiền tối đa đối với mỗi hành vi vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực là 100 triệu đồng đối với cá nhân và 200 triệu đồng đối với tổ chức. Mức này không nên được hiểu là mức trần tổng cộng cho toàn bộ dự án hoặc cho tất cả các vi phạm tuân thủ. Trường hợp một dự án có nhiều hành vi vi phạm, vi phạm nhiều lần hoặc tình trạng không tuân thủ kéo dài, mức phạt thực tế có thể phụ thuộc vào cách cơ quan có thẩm quyền xác định từng hành vi và áp dụng các khung xử phạt tương ứng.*

Decree 133 also repeals and updates certain provisions under Decree 134/2013/ND-CP, as amended by Decree 17/2022/ND-CP, thereby moving the electricity sector into a new administrative penalty framework in the context of the 2024 Electricity Law.

*Nghị định 133 cũng bãi bỏ và cập nhật một số quy định của Nghị định 134/2013/NĐ-CP, như được sửa đổi bởi Nghị định*

*17/2022/NĐ-CP, qua đó đưa lĩnh vực điện lực sang một khung xử phạt vi phạm hành chính mới trong bối cảnh Luật Điện lực 2024.*

Decree 133 covers many groups of acts, including violations relating to electricity operation licenses, the development of renewable energy and new energy, power generation, transmission, distribution, wholesale electricity trading, retail electricity sale and electricity use.

*Nghị định 133 bao quát nhiều nhóm hành vi, bao gồm vi phạm về giấy phép hoạt động điện lực, phát triển điện năng lượng tái tạo và năng lượng mới, hoạt động phát điện, truyền tải, phân phối điện, mua bán buôn điện, bán lẻ điện và sử dụng điện.*

Notably, Decree 133 adds a group of acts relating to the development of renewable energy and new energy; at the same time, it adjusts groups of violations relating to electricity use, electricity operation licenses, protection of electrical works, electrical safety and technical safety inspection of electrical equipment.

*Đáng chú ý, Nghị định 133 bổ sung nhóm hành vi liên quan đến phát triển điện năng lượng tái tạo, năng lượng mới; đồng thời điều chỉnh các nhóm vi phạm về sử dụng điện, giấy phép hoạt động điện lực, bảo vệ công trình điện lực, an toàn điện và kiểm định an toàn kỹ thuật thiết bị điện.*

### **Why it matters for businesses and investors**

#### ***Vì sao doanh nghiệp và nhà đầu tư cần quan tâm***

Decree 133 is not only a sanctioning document, but also a new compliance checklist for businesses in the power sector. For power project investors, the matters to be reviewed include electricity operation licenses, operating obligations, grid connection, dispatch, metering, reporting, electrical safety, protection of electrical works and management of electrical equipment.

*Nghị định 133 không chỉ là văn bản xử phạt, mà còn là một checklist tuân thủ mới cho doanh nghiệp trong ngành điện. Đối với nhà đầu tư dự án điện, các nội dung cần rà soát gồm giấy phép hoạt động điện lực, nghĩa vụ vận hành, đấu nối, điều độ, đo đếm, báo cáo, an toàn điện, bảo vệ công trình điện lực và quản lý thiết bị điện.*

For large-scale power projects, the monetary fine itself may not always be the main deterrent. A maximum fine of VND 200 million for organizations may be relatively modest when compared with the scale of an IPP (Independent Power Producer) project. The more material compliance risk may come from the accompanying administrative consequences, such as suspension of operations, remedial measures, impacts on electricity operation licenses, or an adverse compliance record that may affect future licensing, project approvals or dealings with regulators. In this sense, Decree 133 should be read not only as a penalty framework, but also as part of the broader enforcement architecture for Vietnam's power sector.

*Đối với các dự án điện quy mô lớn, mức phạt tiền không phải lúc nào cũng là yếu tố răn đe chính. Mức phạt tối đa 200 triệu đồng đối với tổ chức có thể là tương đối nhỏ nếu đặt trong quy mô của một dự án IPP (nhà máy điện độc lập). Rủi ro tuân thủ đáng kể hơn có thể nằm ở các hệ quả hành chính đi kèm, như đình chỉ hoạt động, buộc thực hiện biện pháp khắc phục, ảnh hưởng đến giấy phép hoạt động điện lực, hoặc tạo ra hồ sơ tuân thủ bất lợi có thể ảnh hưởng đến các thủ tục cấp phép, phê duyệt dự án hoặc làm việc với cơ quan quản lý trong tương lai. Theo nghĩa này, Nghị định 133 không chỉ nên được nhìn như một khung xử phạt, mà còn là một phần của kiến trúc thực thi rộng hơn trong ngành điện Việt Nam.*

From a compliance perspective, the key concern is not only the headline fine amount. Remedial measures, inspection records,

repeated violations and licensing scrutiny may be more significant for power projects than the monetary penalty itself.

*Từ góc độ tuân thủ, điểm đáng quan tâm không chỉ là mức phạt tiền tối đa. Biện pháp khắc phục hậu quả, hồ sơ kiểm tra, tình trạng vi phạm lặp lại và việc bị rà soát trong quá trình cấp phép có thể có ý nghĩa lớn hơn đối với dự án điện so với số tiền phạt.*

For businesses installing rooftop solar power or BESS, this Decree is also a reminder that distributed power projects cannot be viewed merely as an internal cost-saving solution. As distributed power systems develop more quickly, requirements on notification/registration, grid connection, dispatch compliance, monitoring equipment, electrical safety and dismantlement, when necessary, may become practical compliance risks.

*Đối với doanh nghiệp lắp đặt điện mặt trời mái nhà hoặc BESS, Nghị định này cũng là lời nhắc rằng các dự án điện phân tán không thể chỉ được nhìn như một giải pháp tiết kiệm chi phí nội bộ. Khi hệ thống điện phân tán phát triển nhanh hơn, yêu cầu về thông báo/dăng ký, đấu nối, tuân thủ điều độ, thiết bị giám sát, an toàn điện và tháo dỡ khi cần thiết có thể trở thành rủi ro tuân thủ thực tế.*

In other words, along with the State's encouragement of the development of new power sources and storage solutions, the sanctioning framework is also being updated to ensure that these models operate within a clearer technical and legal framework.

*Nói cách khác, cùng với việc Nhà nước khuyến khích phát triển nguồn điện mới và giải pháp lưu trữ, khung xử phạt cũng đang được cập nhật để bảo đảm các mô hình này vận hành trong khuôn khổ kỹ thuật và pháp lý rõ ràng hơn.*

#### 4. Closing remarks *Nhận định chung*

VWW 30 captures Vietnam's power sector at a transitional moment. The State is creating more entry points for private capital, including LNG bankability adjustments, DPPA expansion and rooftop solar flexibility, while simultaneously building the compliance discipline that a maturing power market requires.

*VWW 30 phản ánh ngành điện Việt Nam tại một thời điểm chuyển tiếp. Nhà nước đang mở rộng dự địa tham gia của vốn tư nhân, bao gồm điều chỉnh cơ chế hỗ trợ thu xếp vốn cho LNG, mở rộng DPPA và tăng tính linh hoạt cho điện mặt trời mái nhà, đồng thời xây dựng kỷ luật tuân thủ mà một thị trường điện đang trưởng thành cần có.*

For investors, the key question is no longer only whether Vietnam will support new generation models, but whether the commercial parameters, such as Qc, surplus electricity pricing and offtake terms, will reach the levels required for projects to be financeable and executable. For now, the policy direction is positive, but several drafts still need to close the gap between regulatory design and investor demand.

*Đối với nhà đầu tư, câu hỏi trọng tâm không còn chỉ là liệu Việt Nam có hỗ trợ các mô hình nguồn điện mới hay không, mà là liệu các thông số thương mại như Qc, giá điện dư và điều khoản bao tiêu có đạt mức đủ để dự án có thể thu xếp vốn và triển khai được hay không. Hiện tại, định hướng chính sách là tích cực, nhưng một số dự thảo vẫn cần thu hẹp khoảng cách giữa thiết kế chính sách và nhu cầu của nhà đầu tư.*

The next quarter will therefore be important. The final versions of the amendment to Decree 56, the amendments to Decree 57 and Decree 58, and the Q2/2026 plan for resolving renewable energy project bottlenecks will show whether that gap is closing or holding.

*Vì vậy, quý tới sẽ rất quan trọng. Bản chính thức của văn bản sửa đổi Nghị định 56, sửa đổi Nghị định 57 và Nghị định 58, cùng phương án xử lý vướng mắc cho các dự án năng lượng tái tạo*

*trong quý II/2026 sẽ cho thấy khoảng cách này đang được thu hẹp hay vẫn tiếp tục tồn tại.*

### **The Week Ahead**

#### ***Tuần tới cần theo dõi***

Investors should watch three near-term items: the final form of the amendment to Decree 56/2025/ND-CP on LNG Qc; the official version of the draft amendments to Decree 57 and Decree 58; and the Q2/2026 plan for resolving bottlenecks for FiT and transitional renewable energy projects.

*Nhà đầu tư nên theo dõi ba nội dung trong ngắn hạn: bản chính thức của sửa đổi Nghị định 56/2025/NĐ-CP về Qc cho LNG; bản chính thức của dự thảo sửa đổi Nghị định 57 và Nghị định 58; và phương án xử lý vướng mắc trong quý II/2026 cho các dự án năng lượng tái tạo FiT và chuyển tiếp.*

Developers of small renewable energy power plants subject to the avoided-cost tariff should prepare for Circular 20/2026/TT-BCT becoming effective on 2 June 2026. Businesses with rooftop solar, BESS or distributed power systems should separately monitor the draft amendments to Decrees 57 and 58 and the new compliance risks under Decree 133/2026/ND-CP.

*Các chủ đầu tư nhà máy điện năng lượng tái tạo nhỏ thuộc cơ chế biểu giá chi phí tránh được cần chuẩn bị cho thời điểm Thông tư 20/2026/TT-BCT có hiệu lực từ ngày 02/06/2026. Riêng các doanh nghiệp có điện mặt trời mái nhà, BESS hoặc hệ thống điện phân tán cần tiếp tục theo dõi dự thảo sửa đổi Nghị định 57, Nghị định 58 và các rủi ro tuân thủ mới theo Nghị định 133/2026/NĐ-CP.*

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.*



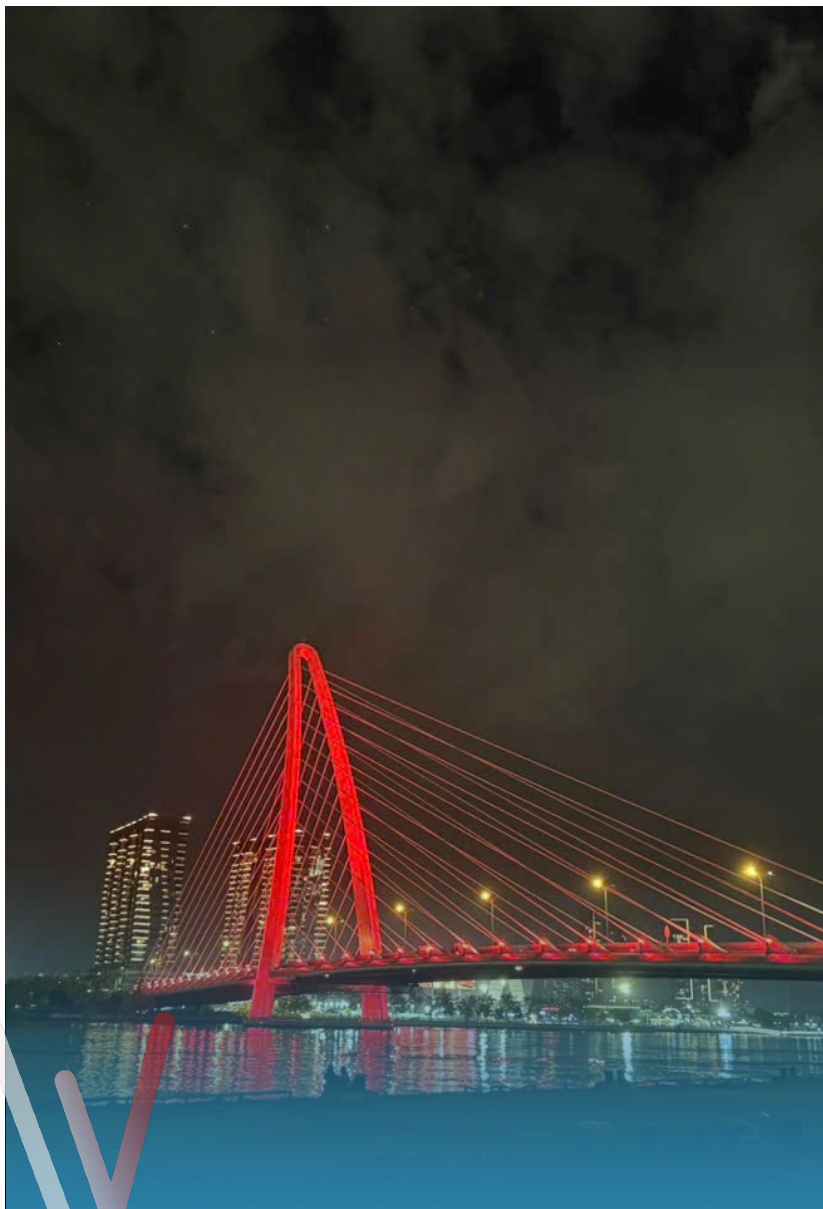
## ABOUT VILASIA VỀ VILASIA

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](http://www.vil.asia)

**Call Us**  
**Điện thoại**  
**(+84)286.270.8696**

**Email Us**  
**Email**  
[partners@vil.asia](mailto: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