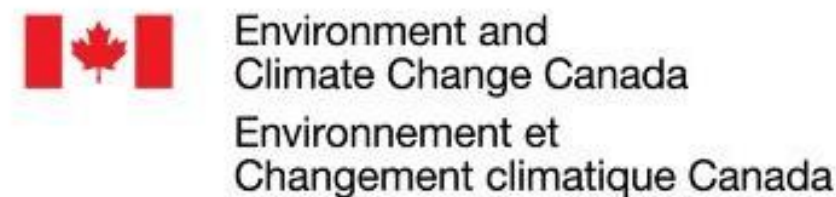




ENERGY  
TRANSITION  
PARTNERSHIP

# Mô hình Năng Lượng Sạch và Lộ trình Phát thải ròng bằng 0 cho Khu Công nghiệp Thăng Long II

*Viện Tư vấn Phát triển (CODE) và Viện Năng lượng (IE)*  
T9/2025



# Tóm tắt chính

## Tiềm năng và thách thức

- Tình trạng mất ổn định lưới điện gia tăng do tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời ngày càng cao
- Các hạn chế pháp lý cấm giao dịch điện giữa các doanh nghiệp trong khu công nghiệp
- Khả năng tiếp cận nguồn tài chính giá rẻ còn hạn chế, đặc biệt đối với các doanh nghiệp nhỏ và vừa

## Mô hình kinh doanh năng lượng sạch dùng chung được đề xuất:

- Hệ thống Quản lý Năng lượng Thông minh: Một nền tảng số cho phép giám sát và tối ưu hóa tài nguyên năng lượng theo thời gian thực, khi kết hợp với hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) có thể cắt giảm phụ tải đỉnh và nâng cao độ tin cậy của lưới điện.
- Công ty Dịch vụ Năng lượng Dùng Chung: Đơn vị trung gian nhằm tập hợp nguồn vốn đầu tư và giảm rào cản tài chính cho các doanh nghiệp nhỏ và vừa (SMEs).
- Cơ chế Đầu tư Chung – Tiêu thụ Riêng: Mô hình hợp tác trong đó nhiều doanh nghiệp cùng góp vốn đầu tư các dự án năng lượng tái tạo dùng chung và được sử dụng điện theo tỷ lệ vốn đã góp, giúp giảm chi phí đơn vị và mở rộng khả năng tham gia

## Chiến lược đầu tư và tài chính:

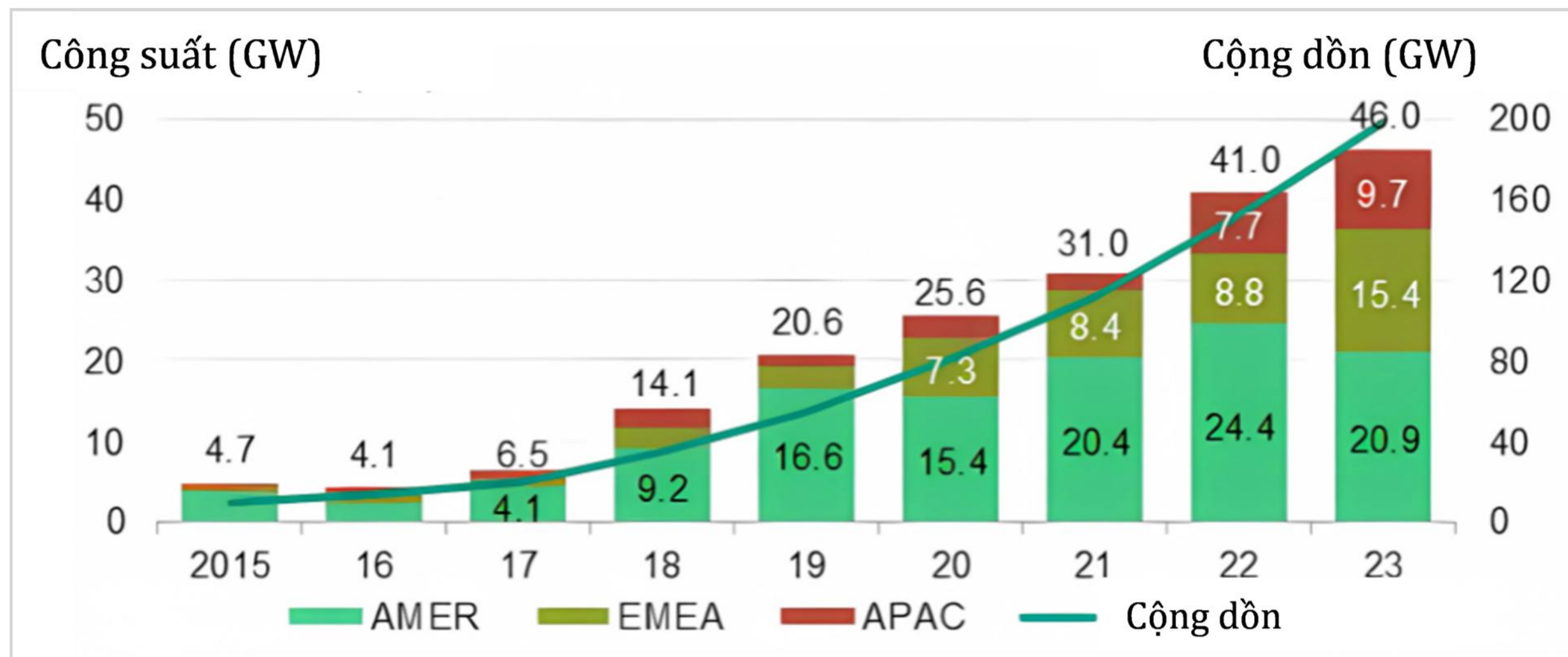
- Kịch bản Cơ sở (Net Zero vào năm 2050): Lộ trình này cần khoản đầu tư từ 50–70 triệu USD để phát triển 50–80 MWp điện mặt trời và 5–10 MWh hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). Phương án dựa vào các nguồn tài chính theo giai đoạn như vốn vay ngân hàng và mô hình ESCO, mang lại tỷ suất lợi nhuận (ROI) 10–12% với thời gian hoàn vốn từ 8–12 năm. Cách tiếp cận này phù hợp cho các doanh nghiệp nhỏ và vừa (SMEs) và đồng bộ với tiến trình cải cách pháp lý từng bước.
- Kịch bản Tăng tốc (Net Zero vào năm 2035): Lộ trình tham vọng hơn này cần khoản đầu tư 80–100 triệu USD để phát triển 130 MWp điện mặt trời và 30 MW/60 MWh BESS. Kịch bản mang lại lợi nhuận cao hơn (ROI 12–16%, hoàn vốn trong 6–9 năm) và dựa trên các hình thức tài chính sáng tạo như trái phiếu xanh, hợp tác công – tư (PPP) và các quỹ khí hậu quốc tế. Đây là phương án phù hợp hơn với nền tảng FDI mạnh của KCN Thăng Long II.

## Các công cụ tài chính:

- Trái phiếu xanh
- Các khoản vay gắn với phát triển bền vững
- Tài chính từ các cơ quan tín dụng xuất khẩu (ECA)
- Vốn đầu tư tư nhân (Private equity)
- Mô hình cho thuê tài chính (Leasing)
- Bảo lãnh từ các ngân hàng phát triển đa phương (MDB)
- Tài chính carbon

## Lộ trình đầu tư và các khuyến nghị chính sách:

- 2025–2027: Mở rộng điện mặt trời lên 50 MWp, thí điểm hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) 20 MW/40 MWh và mô hình ESCO, đồng thời triển khai sandbox pháp lý cho cơ chế DPPA nội bộ.
- 2028–2032: Nhân rộng hệ thống quản lý năng lượng (EMS) cho toàn bộ các doanh nghiệp trong khu, nâng công suất điện mặt trời nội bộ lên 130 MWp và mở rộng các hợp đồng DPPA bên ngoài.
- 2033–2035: Đạt 100% nguồn cung điện tái tạo và vận hành hệ thống BESS 30 MW/60 MWh nhằm đảm bảo ổn định lưới điện.



Corporate Power Purchase Agreement Volumes, by Region

Các tập đoàn đa quốc gia (MNCs) đang tích cực chuyển dịch sang hình thức mua năng lượng sạch dài hạn, chủ yếu thông qua các hợp đồng PPA doanh nghiệp.

➔ Tác động đến quyết định địa điểm đầu tư

Hiện nay, các nhà đầu tư ưu tiên **những địa điểm có khả năng tiếp cận năng lượng tái tạo được xác minh** thông qua các cơ chế như:

- PPA hoặc DPPA,
- Chứng nhận như I-REC,
- Hệ thống đo đếm năng lượng minh bạch..

Đối với các nhà đầu tư FDI, khả năng tiếp cận năng lượng sạch hiện là **yếu tố then chốt**, và họ yêu cầu nguồn gốc đầu tư rõ ràng cùng các điều kiện PPA được quy định minh bạch để bảo đảm tính ổn định chính sách dài hạn trước khi cam kết vốn.

## Xu hướng FDI ưu tiên các địa điểm có khả năng tiếp cận năng lượng sạch

Điều này đang thúc đẩy các quốc gia như Việt Nam phải đẩy nhanh quá trình chuyển đổi sang các khu công nghiệp sinh thái có khả năng đáp ứng nhu cầu năng lượng sạch này.

# Một mô hình mới cho các khu công nghiệp xanh

Quá trình chuyển đổi sang các khu công nghiệp xanh chủ yếu được thúc đẩy bởi hai xu hướng có mối liên hệ chặt chẽ.

## Các cam kết phát triển bền vững toàn cầu của doanh nghiệp

Các tập đoàn đa quốc gia ngày càng nỗ lực **thực hiện các cam kết Net Zero và RE100**. Điều này đã dẫn tới làn sóng mua năng lượng sạch doanh nghiệp, đạt mức kỷ lục 68 GW vào năm 2024, tăng 29% so với năm trước. Hệ quả là, FDI hiện nay ưu tiên các địa điểm có khả năng cung cấp năng lượng sạch được xác thực.



## Chính sách quốc gia và chiến lược kinh tế

Để đáp ứng xu thế này, Việt Nam đang đẩy nhanh quá trình chuyển đổi sang các khu công nghiệp sinh thái, được định nghĩa là những khu công nghiệp nơi các doanh nghiệp tham gia sản xuất sạch hơn, sử dụng hiệu quả tài nguyên và cộng sinh công nghiệp. Quá trình này được hỗ trợ bởi các chính sách của Chính phủ như Nghị định 35/2022/NĐ-CP và các chương trình thí điểm đã chứng minh được những lợi ích đáng kể về tài chính và môi trường.

*Ví dụ, một chương trình thí điểm Khu công nghiệp sinh thái (EIP) do UNIDO và Bộ Kế hoạch và Đầu tư triển khai đã giúp các doanh nghiệp tham gia tiết kiệm hơn 6,5 triệu USD mỗi năm và cắt giảm 32 nghìn tấn CO<sub>2</sub> phát thải hàng năm.*

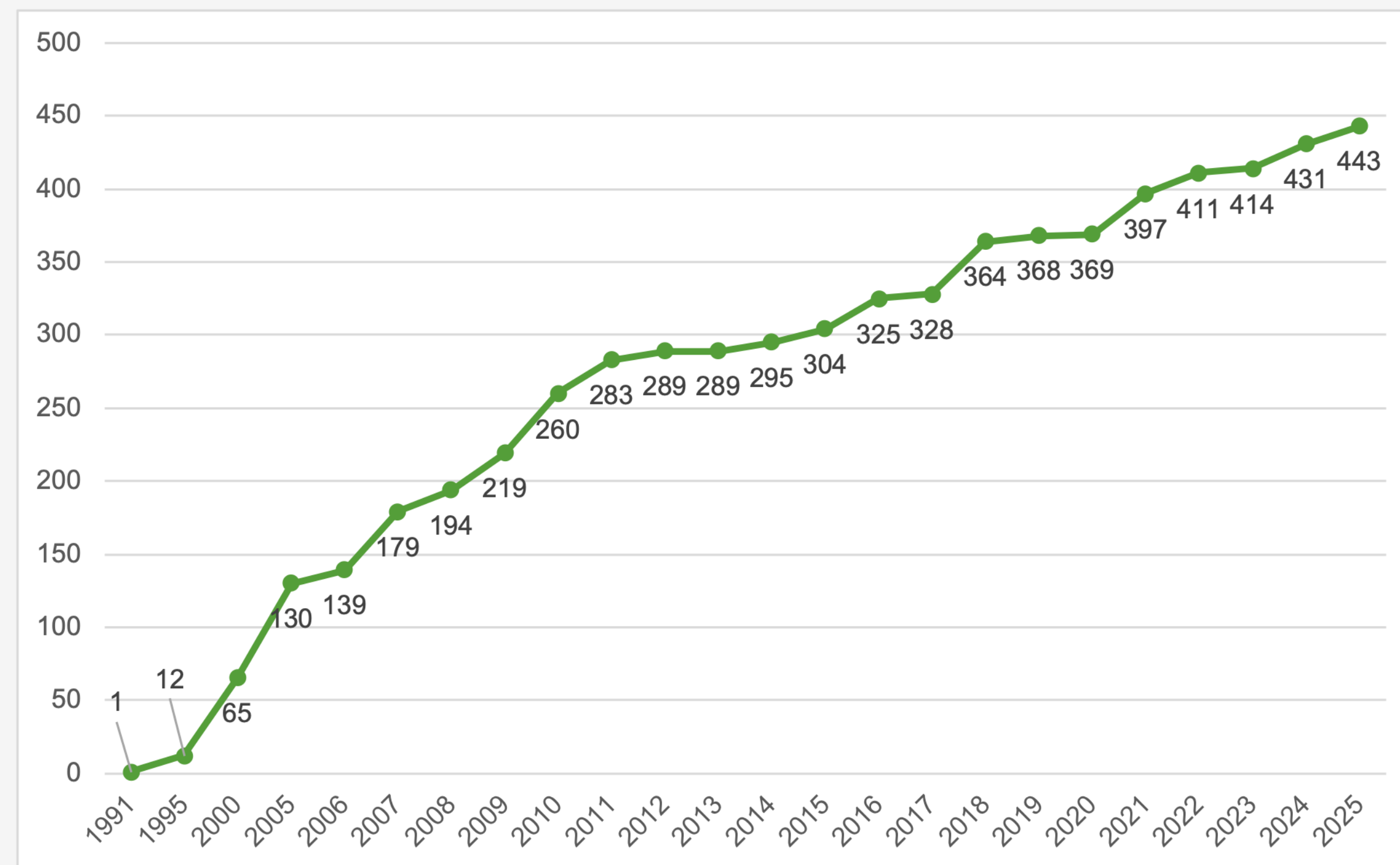


## Việt Nam như một trung tâm mới nổi về sản xuất và đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) ở Đông Nam Á

Chiến lược khu công nghiệp của Việt Nam gắn kết chặt chẽ với các mục tiêu kinh tế - xã hội.

Tạo ra hàng triệu việc làm, gia tăng nguồn thu xuất khẩu và thúc đẩy chuyển giao công nghệ.

Đến tháng 12/2023, Việt Nam có **414 khu công nghiệp** với tổng diện tích đất **89.126 ha**,  
Chiếm khoảng **69% quỹ đất công nghiệp**  
Và đóng góp hơn **50% tổng kim ngạch xuất khẩu**



Sự phát triển và phân bố các khu công nghiệp và khu chế xuất tại Việt Nam (1992 – 2025).

# Vai Trò Của Các Khu Công Nghiệp Đối Với Sự Phát Triển Kinh Tế Của Việt Nam

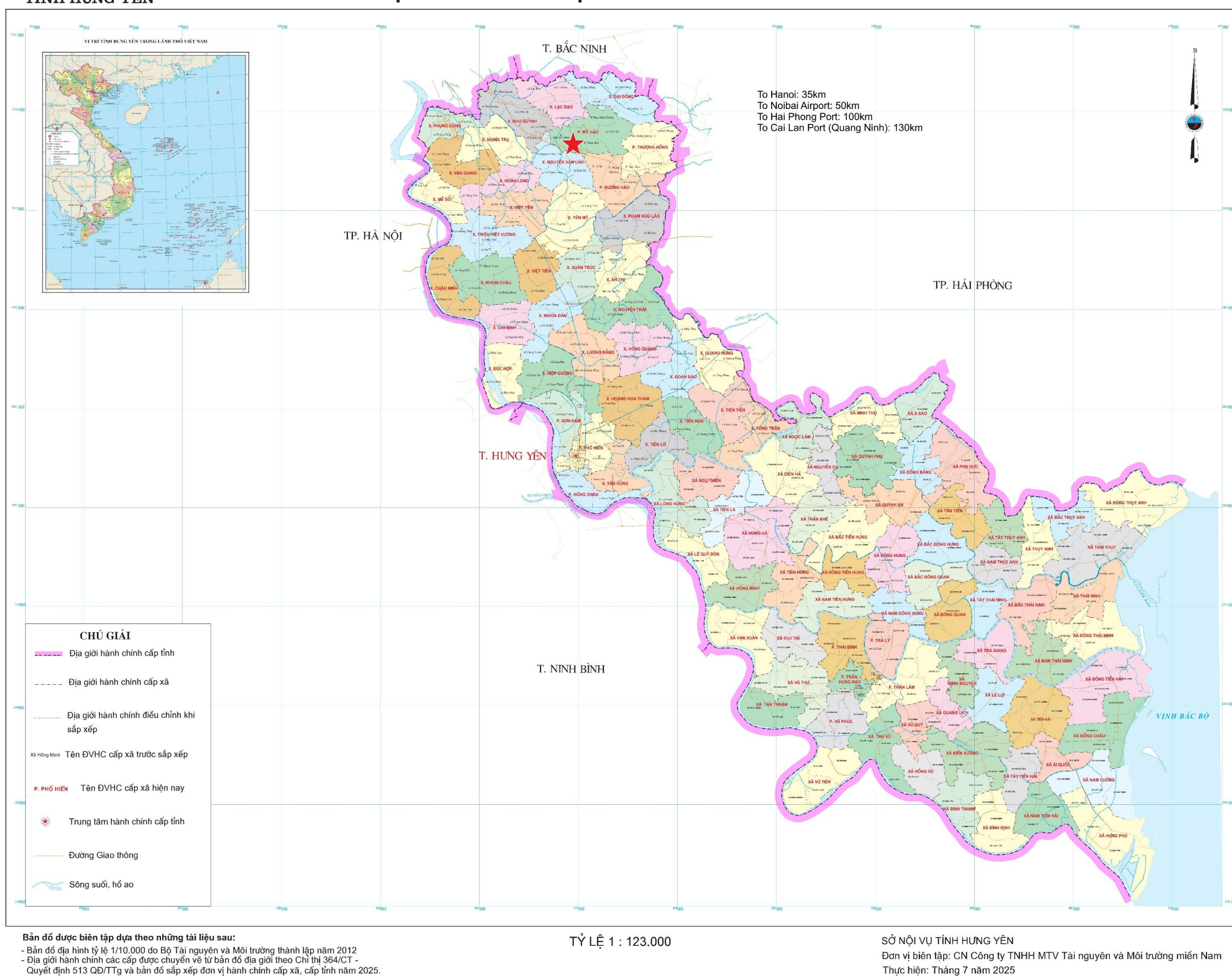


Việt Nam đã ban hành các văn bản quy phạm pháp luật nhằm hỗ trợ quá trình chuyển đổi này.

- **Nghị định 82/2018/NĐ-CP** đặt nền móng cho các khu công nghiệp sinh thái (EIP) bằng việc đưa ra các ưu đãi cho những thực hành bền vững.
- **Nghị định 35/2022/NĐ-CP** thúc đẩy quan hệ đối tác công tư (PPP) để phát triển hạ tầng bền vững như nhà ở công nhân, cơ sở y tế và hệ thống quản lý chất thải.
- **Thông tư 05/2025/TT-BKHĐT** ban hành hướng dẫn chi tiết về việc giám sát và đánh giá hiệu quả hoạt động của các EIP, yêu cầu báo cáo hằng năm về hiệu quả sử dụng tài nguyên, giảm thiểu chất thải và áp dụng năng lượng tái tạo.

**Định nghĩa:** Khu công nghiệp sinh thái là khu công nghiệp nơi các doanh nghiệp hợp tác để tối ưu hóa việc sử dụng tài nguyên, chia sẻ hạ tầng và tham gia vào quá trình cộng sinh công nghiệp.

# Xu hướng chuyển dịch sang các KCN sinh thái: Kết hợp tăng trưởng với phát triển bền vững.



Location of Thang Long II Industrial Park on the Viet Nam and Hung Yen Province Map

## Khu công nghiệp Thăng Long II – Các thông tin chính

- **Thành lập:** Năm 2006 (Tập đoàn Sumitomo & Licogi Đông Anh) – Tỉnh Hưng Yên
- **Quy mô & Đầu tư:** 247 ha đất công nghiệp, tỷ lệ lấp đầy 95,4%; 103 dự án FDI với 2,9 tỷ USD vốn đăng ký; khoảng 25.000 lao động
- **Hạ tầng:** Hệ thống xử lý nước 24.000 m<sup>3</sup>/ngày; xử lý nước thải 15.000 m<sup>3</sup>/ngày
- **Lợi thế vị trí:** Cách Hà Nội 30 km; kết nối thuận lợi tới các cảng biển Hải Phòng và Quảng Ninh
- **Sức hút với nhà đầu tư:** Ưu tiên lựa chọn của các doanh nghiệp Nhật Bản trong chiến lược đa dạng hóa chuỗi cung ứng “Trung Quốc + 1”
- **Ngành công nghiệp trọng điểm:** Đa dạng ngành, bao gồm điện tử, cơ khí chính xác, linh kiện ô tô, sản xuất dược phẩm, công nghiệp công nghệ cao

# Nghiên cứu tình huống: Khu công nghiệp Thăng Long II

# Khu công nghiệp Thăng Long II như một ứng viên cho mô hình mới

Những đặc điểm chính khiến KCN Thăng Long II trở thành địa điểm thí điểm phù hợp:

KCN đã thu hút 103 dự án FDI với tổng vốn 2,9 tỷ USD, chủ yếu từ các tập đoàn Nhật Bản như Sumitomo.

**Sự hiện diện  
mạnh mẽ của khu  
vực FDI**

Khu công nghiệp có biểu đồ phụ tải ổn định và hệ số sử dụng cao, đạt 89,5%, rất phù hợp để tích hợp năng lượng tái tạo.

**Nhu cầu năng  
lượng cao và  
ổn định**

Tính đến tháng 6/2025, khu công nghiệp đã lắp đặt 23,93 MWp điện mặt trời mái nhà, thể hiện cam kết rõ ràng đối với năng lượng sạch.

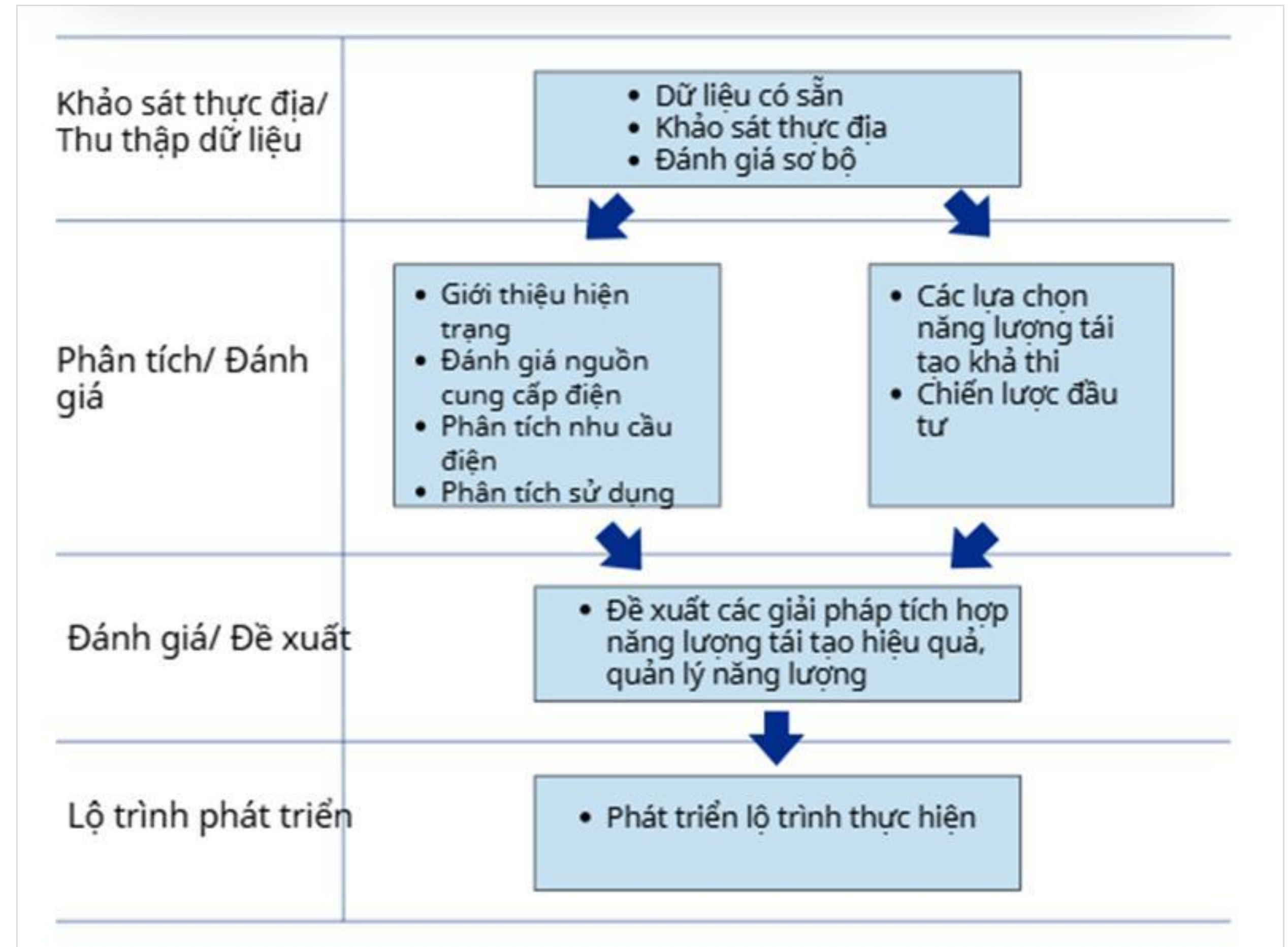
**Hạ tầng năng  
lượng tái tạo  
sẵn có**

# Phạm vi nghiên cứu và phương pháp luận

## Phạm vi:

- Một đánh giá toàn diện về đặc điểm năng lượng của KCN Thăng Long II, bao gồm cung và cầu điện;
- Xây dựng các chiến lược tích hợp năng lượng tái tạo;
- Xây dựng kế hoạch đầu tư nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và phát triển công nghiệp bền vững.

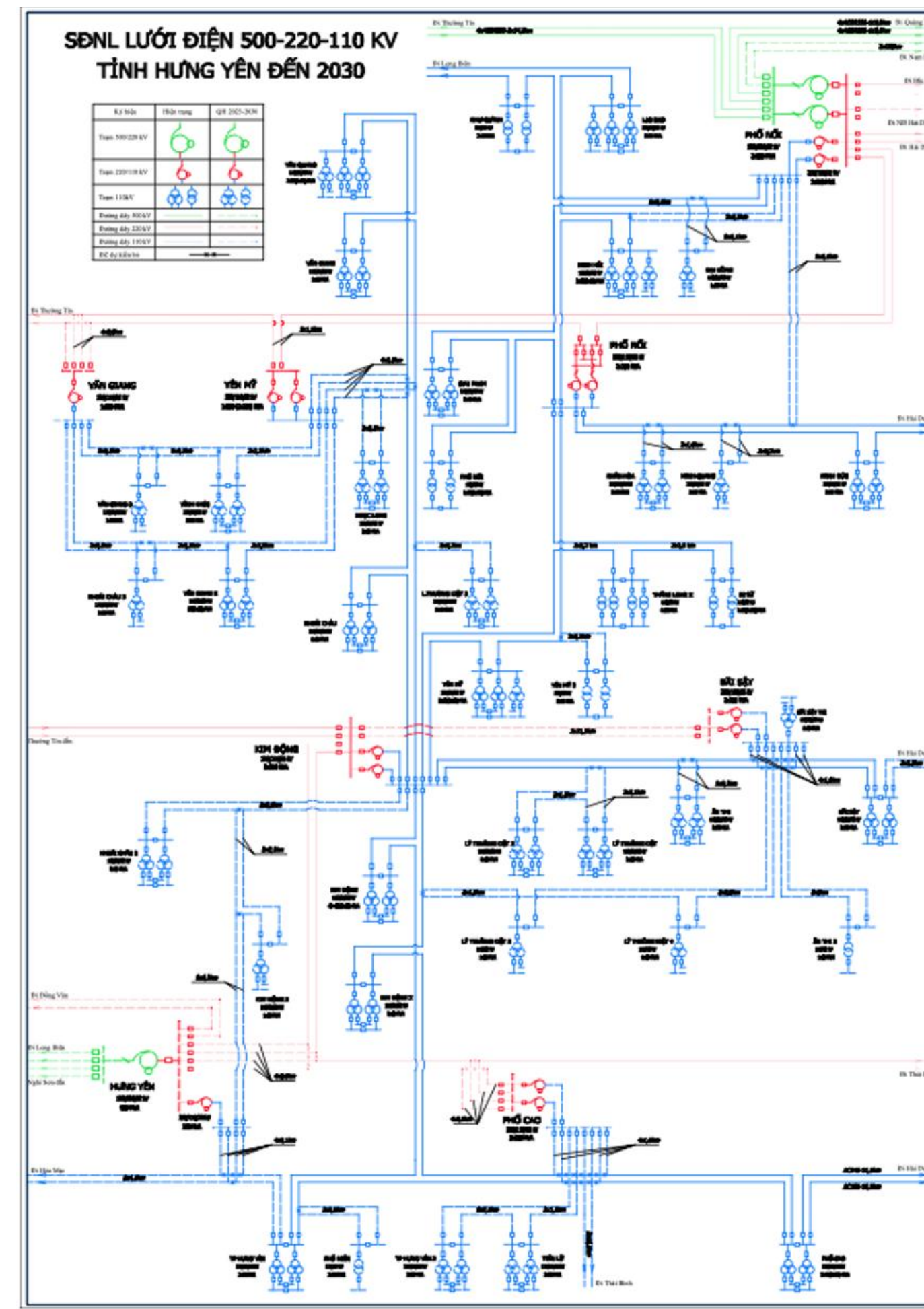
**Hạn chế:** Nghiên cứu sử dụng dữ liệu Hưng Yên trước tháng 6/2025; sau khi sáp nhập với Thái Bình, ranh giới, cơ chế quản lý và chính sách công nghiệp đã thay đổi, do đó các kết quả có thể chưa phản ánh đầy đủ bối cảnh hiện tại hoặc hạ tầng năng lượng của tỉnh mới.



Cách tiếp cận tổng thể để thực hiện nhiệm vụ.

# Hiện trạng hệ thống điện tại tỉnh Hưng Yên

Tỉnh Hưng Yên nhận điện từ lưới điện quốc gia thông qua Hệ thống điện miền Bắc, sử dụng các mạng 500kV và 220kV qua các trạm biến áp như trạm 500kV Phố Nối, 220kV Phố Nối và 220kV Kim Động trong tỉnh, được bổ sung hỗ trợ từ các trạm 220kV Long Biên (Hà Nội) và 220kV Hải Dương 1 (Hải Dương).



## Hệ thống điện Hưng Yên Các vấn đề chính

### Trạm biến áp 500 kV Phố Nối:

Máy biến áp AT3 đang chịu tải ở mức 115,4%; đường dây 220 kV Phố Nối – Phố Nối ở mức 112,4% → vượt quá giới hạn an toàn, cần khẩn trương mở rộng công suất hoặc phân bổ lại tải.

### Mạng lưới 110 kV:

Hiện tại ổn định nhưng các trạm biến áp Phố Cao và Lạc Đạo đang tiến gần mức công suất tối đa → nguy cơ quá tải trong tương lai khi tăng trưởng công nghiệp tiếp diễn (bao gồm cả KCN Thăng Long II).

Schematic Diagram of the 500-220-110kV Power Grid of Hưng Yên Province up to 2030

# Kế hoạch phát triển hệ thống điện tỉnh Hưng Yên



## Mục tiêu:

Mở rộng/nâng cấp các mạng lưới 500 kV, 220 kV và 110 kV để đáp ứng nhu cầu công nghiệp và dân cư ngày càng tăng, đồng thời tạo điều kiện tích hợp năng lượng tái tạo..

## Các nâng cấp chính:

**Trạm biến áp 500 kV Phố Nối**  
→ nâng công suất lên 1.800 MVA.

Các trạm biến áp 220 kV mới  
(ví dụ: Yên Mỹ 500 MVA, Phố Cao 500 MVA).

## Phụ thuộc then chốt:

Triển khai kịp thời (ví dụ: đường dây Nam Định – Phố Nối) để tránh tình trạng nghẽn kéo dài.

## Tác động:

Lưới điện tin cậy là nền tảng cho sự mở rộng của TLIP II; trong khi đó, tăng trưởng công nghiệp lại thúc đẩy đầu tư liên tục vào hệ thống điện — tạo thành một vòng tròn củng cố lẫn nhau giữa phát triển công nghiệp và nâng cấp lưới điện..

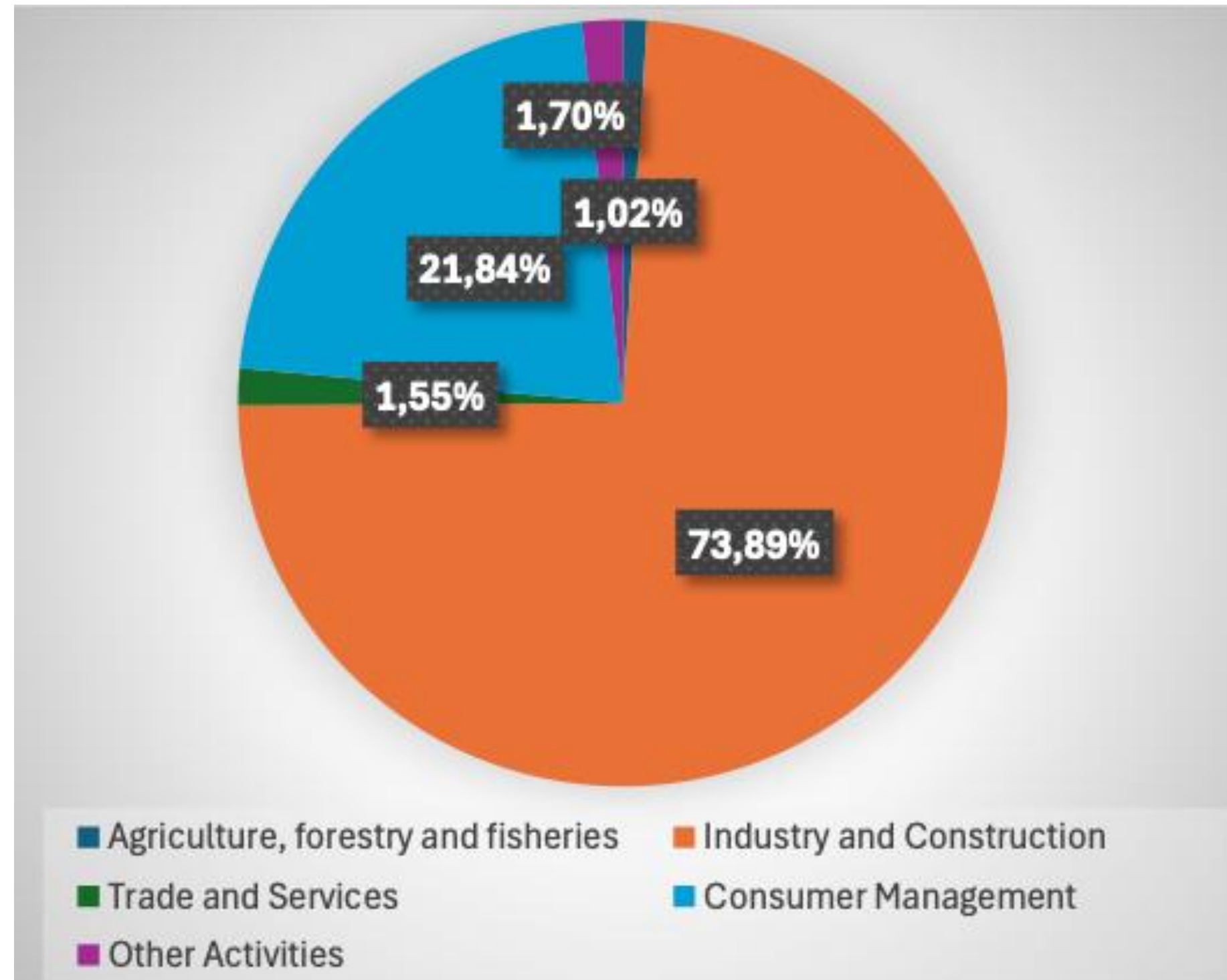
# Đánh giá khả năng chống chịu và phục hồi của lưới điện

Năng lực lưới điện cấp tỉnh	Cấu hình cấp điện cho TLIP II	Mở rộng trong tương lai	Lợi thế của cáp ngầm
<ul style="list-style-type: none"><li>Được cấp điện bởi trạm 500 kV Phố Nối cùng nhiều trạm 220 kV → cho phép linh hoạt chuyển tải trong trường hợp sự cố cục bộ.</li><li>Tác động của thời tiết cực đoan (nắng nóng, giông bão, lũ lụt) thấp, thể hiện qua xu hướng giảm của các chỉ số SAIDI/SAIFI → năng lực tự phục hồi mạnh mẽ.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Trạm biến áp 110 kV Thăng Long 2: gồm 3 máy biến áp 63 MVA, thông thường vận hành 2 máy → dự phòng 30–40%, hệ số tải thấp (51–69%) → giảm nguy cơ quá nhiệt, kéo dài tuổi thọ thiết bị, đảm bảo độ dự phòng cao.</li><li>Được cấp điện từ trạm 220 kV Kim Động qua đường dây 110 kV ở mức ~50% công suất → khả năng mở rộng ngắn hạn dồi dào, đáp ứng giai đoạn 3.”</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Giai đoạn 4 (~400 ha): dự kiến xây dựng trạm biến áp 110 kV mới → tăng cường tính độc lập nguồn, giảm quá tải đường dây, hạn chế rủi ro cấp điện một nguồn</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Ít bị tổn thương hơn nhiều trước bão, sét, hư hỏng cơ học hoặc phá hoại so với đường dây trên không.</li><li>Trong lưới vòng có các Ring Main Unit (RMU) → cô lập sự cố nhanh chóng, ngăn chặn sự cố lan truyền, rút ngắn thời gian khôi phục, duy trì cung cấp điện cho các mạch sản xuất ưu tiên trong tình huống khẩn cấp.</li></ul>

**Lưới điện TLIP II có tính dự phòng cao, được cấp điện từ hai nguồn và có khả năng mở rộng trong tương lai, bảo đảm vận hành ổn định và phục hồi nhanh ngay cả trong các sự kiện cực đoan**

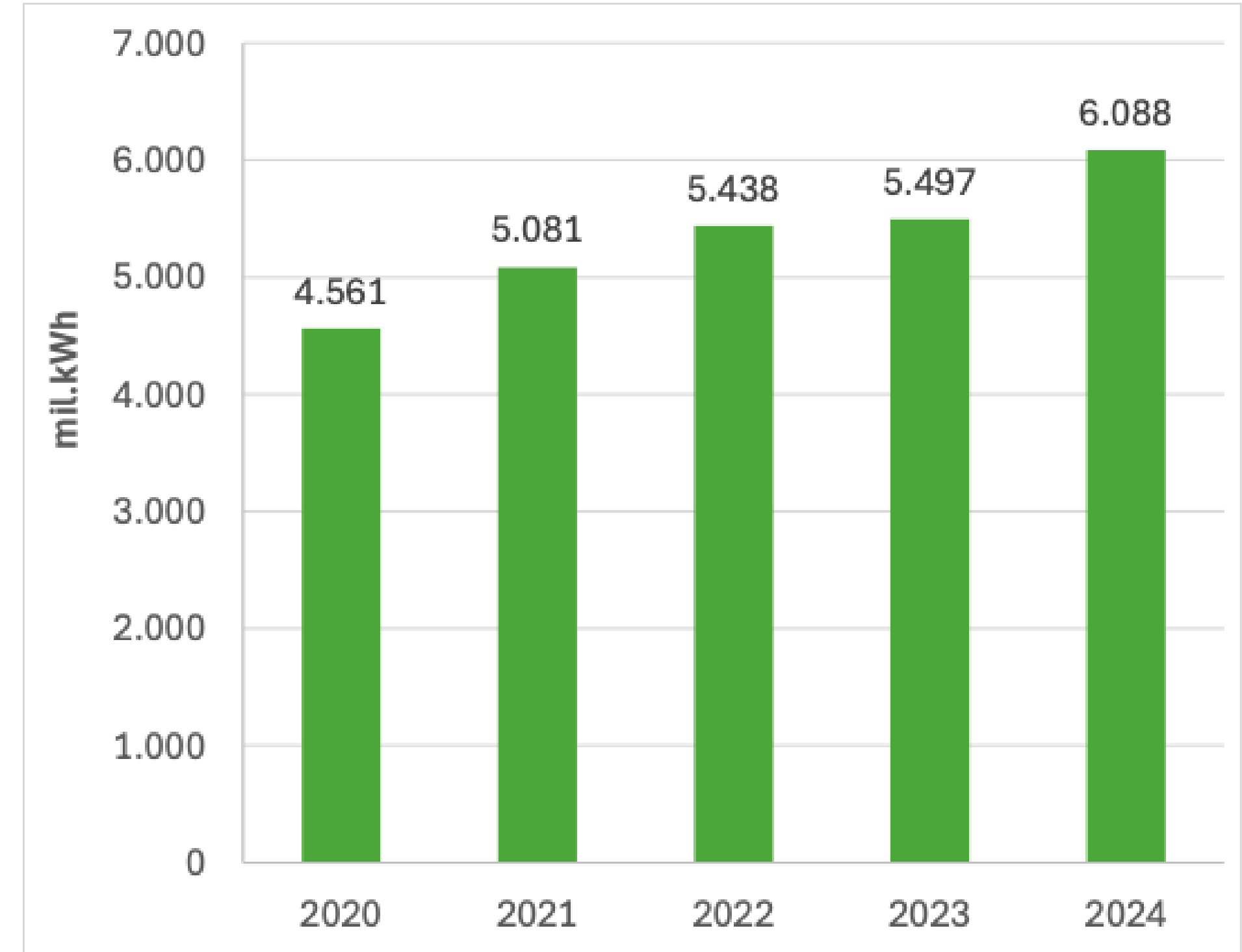
# Đánh giá chi tiết phụ tải

Cơ cấu phụ tải của tỉnh Hưng Yên theo ngành kinh tế



Năm 2024, phụ tải điện của tỉnh Hưng Yên chủ yếu đến từ khu vực công nghiệp và xây dựng, chiếm 73,89% tổng sản lượng điện thương phẩm

Tăng trưởng điện thương phẩm



Tổng sản lượng điện thương phẩm của tỉnh Hưng Yên ghi nhận mức tăng trưởng liên tục trong giai đoạn 2020–2024

# Tính khả thi của các công nghệ năng lượng tái tạo

Điện rác



Điện mặt trời mái nhà



Điện sinh khối



Điện gió



## Tiềm năng điện rác tại tỉnh Hưng Yên

Tỉnh Hưng Yên có tiềm năng phát điện từ rác thải ước tính tổng cộng 30,88 MW.

STT	Cơ sở xử lý rác thải	Diện tích quy hoạch (ha)	Nhu cầu đất đến 2030 (ha)	Năng lực xử lý rác (tấn/ngày)	Công suất phát điện (MW)
1	Vũ Xá, Kim Đồng	20.0	13.93	1,000	30.88
2	Liêu Xá, Tân Lập, Trung Hòa (Yên Mỹ) và Dị Sử (Mỹ Hòa)	10.0	10.0	1,000	–
3	Đại Đồng, Văn Lâm	30.0	25.6	1,100	–
4	Hòa Phong, Mỹ Hòa	4.5	3.0	650	–

*Tiềm năng phát triển điện rác*

# Điện rác

## Rào cản và thách thức

- Mức độ đầu tư lớn

- Công nghệ phức tạp

- Biểu giá kém hấp dẫn

- Quá trình phê duyệt kéo dài

- Nguồn tài nguyên đất khan hiếm

- Lo ngại về môi trường

## Tiềm năng điện mặt trời ở Hưng Yên

Vị trí và khí hậu: nằm trong khoảng vĩ độ Bắc 20°36' đến 21°00', với nhiệt độ trung bình hằng năm khoảng 23°C.

Bức xạ mặt trời: nhận được khoảng 1.650 giờ nắng/năm. Lượng bức xạ mặt trời trung bình đạt 1.462 kWh/m<sup>2</sup>/năm, với mức trung bình hằng ngày khoảng 4,01 kWh/m<sup>2</sup>/ngày.

## Kế hoạch phát triển điện mặt trời mái nhà của tỉnh:

- **Mục tiêu tổng thể:** hướng tới tổng công suất lắp đặt khoảng 1.407,6 MWp vào năm 2045, chiếm dưới 30% tổng công suất điện của toàn tỉnh.

- **Mục tiêu theo giai đoạn:**

Hai giai đoạn:

- 542,4 MWp vào năm 2030
- và bổ sung 865,2 MWp trong giai đoạn 2031–2045.

- **Phân bổ theo ngành:**

- Khu công nghiệp và nhà máy: 1.069,8 MWp vào năm 2045 (412,2 MWp vào năm 2030)
- Khu dân cư và các cơ sở khác: 305,34 MWp vào năm 2045
- Trụ sở công và cơ quan hành chính: 32,46 MWp vào năm 2045.

## Tiềm năng điện sinh khối tại Hưng Yên

### Tiềm năng sinh khối của Hưng Yên chủ yếu đến từ phụ phẩm nông nghiệp.:

- Củi đốt: Được khai thác từ cây ăn quả và cây lâu năm, hiện vẫn được khoảng 20% hộ gia đình nông thôn sử dụng cho nấu nướng và chế biến nông sản. Việc sử dụng ở khu vực đô thị gần như đã biến mất.
- Rơm rạ: Khoảng 10–15% hộ gia đình nông thôn vẫn sử dụng rơm rạ làm chất đốt. Tuy nhiên, phần lớn rơm rạ bị đốt ngoài đồng sau thu hoạch, gây ô nhiễm không khí và tổn hại đến hệ sinh thái.,
- Trấu: Chủ yếu được sử dụng làm chất độn chuồng cho chăn nuôi, chỉ còn được dùng rất hạn chế như chất đốt trong các hộ gia đình..

Tiềm năng và mức tiêu thụ sinh khối tại Hưng Yên

Đơn vị: KTOE

Hạng mục	Củi đốt và phế thải gỗ	Trấu	Các phụ phẩm nông nghiệp khác	Tổng
Tiềm năng lý thuyết	5.99	28.83	134.54	169.36
Tiềm năng công nghệ	4.18	23.06	94.18	121.43
Mức tiêu thụ hiện tại	17.34	5.17	8.67	31.19

Về lý thuyết có thể huy động **437.000 tấn củi đốt** và **777.300 tấn phụ phẩm nông nghiệp** mỗi năm.  
~ Tiềm năng lý thuyết hơn **200 KTOE** mỗi năm.

#### Thách thức và tính khả thi

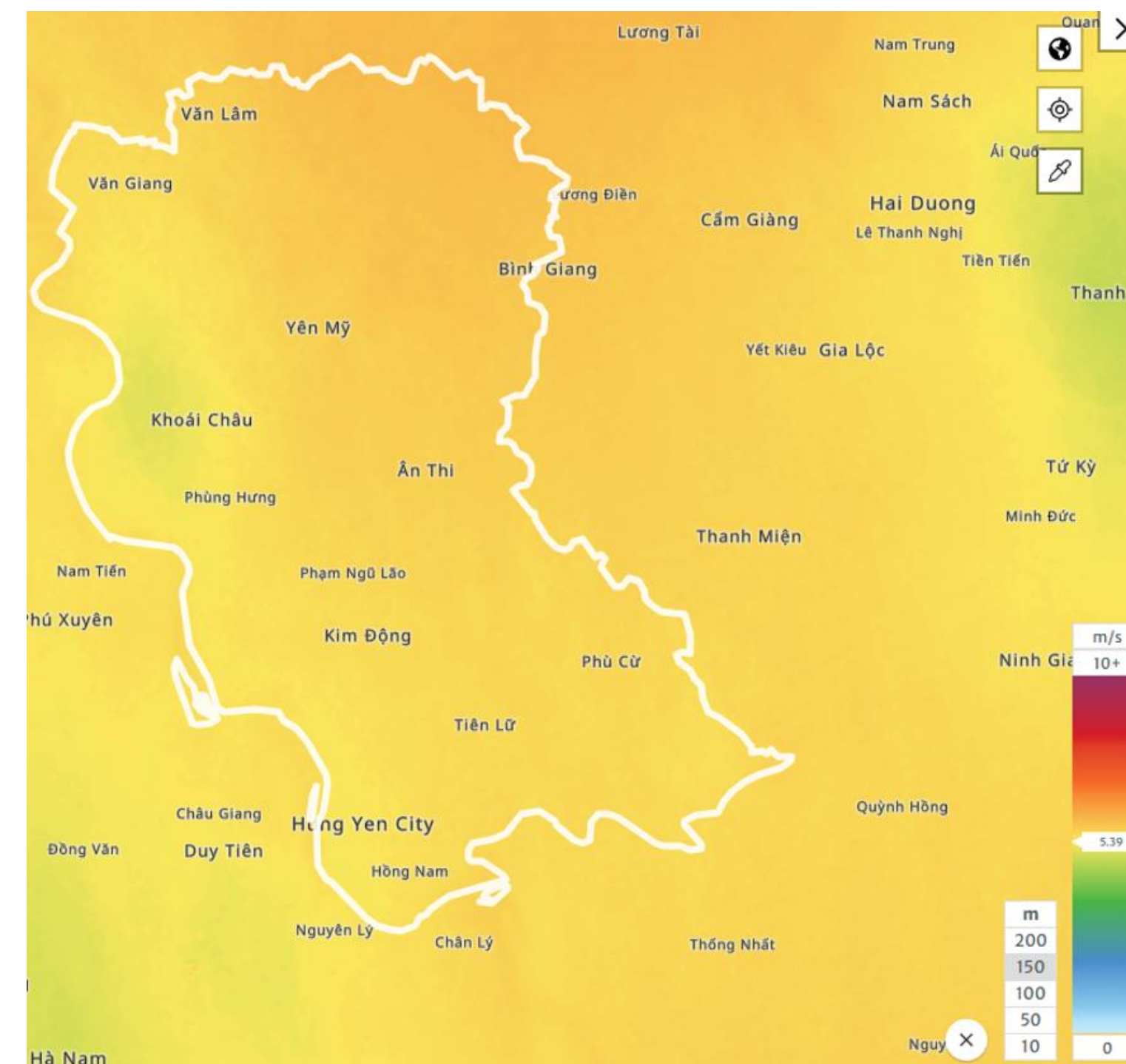
- Nguồn cung manh mún và phân tán
- Chi phí thu gom và logistics cao
- Thiếu các trung tâm chế biến

# Điện sinh khối

## Tiềm năng điện gió tại Hưng Yên

- **Tốc độ gió:** Ở độ cao 150 mét, tốc độ gió trung bình khoảng 5,0–5,9 m/s. Mức này thấp hơn ngưỡng tiêu chuẩn cần thiết để triển khai tua-bin gió quy mô thương mại với chi phí hiệu quả.
- **Mật độ công suất:** Mật độ công suất gió trung bình khoảng 160–192 W/m<sup>2</sup>.
- **Hướng gió chủ đạo:** Các hướng gió chính là từ phía Bắc và Đông Nam.

→ **Tình hiện không có tiềm năng phát triển điện gió quy mô lớn.**



Bản đồ tiềm năng gió trung bình ở độ cao 150m tại tỉnh Hưng Yên.

Điện  
gió

# So sánh tính khả thi của các nguồn năng lượng tái tạo cho KCN Thăng Long II

Công nghệ	Công suất tiềm năng	Tính khả thi	Rào cản	Hàm ý đối với đầu tư	Nhu cầu về chính sách
Điện mặt trời mái nhà	80–120 MWp (~140–210 GWh/năm)	Cao	Giới hạn công suất đảo chiều tại trạm biến áp (~30% tỷ lệ thâm nhập nếu không nâng cấp)	ROI mạnh (12–15%), tiết kiệm 1,2 triệu USD/năm, giảm >100.000 tCO <sub>2</sub> e; phù hợp với nhu cầu RE100/ESG	Làm rõ quy định DPPA trong khu công nghiệp (Nghị định 57/2025), cho phép dịch vụ RSP chung, hỗ trợ EMS & BESS
Điện rác	30.88 MW (Vũ Xá, 20 ha)	Thấp	Thiếu đất, rủi ro ô nhiễm, chi phí CAPEX 50 triệu USD/MW, thời gian phê duyệt kéo dài	Không khả thi với TLIP II; chỉ xem xét ở cấp tỉnh	Tiêu chuẩn khí thải nghiêm ngặt hơn, quy định địa điểm rõ ràng hơn, hỗ trợ tài chính cấp tỉnh (không liên quan TLIP II)
Điện sinh khối	121,43 KTOE tiềm năng kỹ thuật	Thấp	Nguồn cung phân tán, chi phí logistics cao, không có trung tâm xử lý	Chỉ khả thi cho ứng dụng nhiệt nhỏ (1–2 MWth cho dệt may, thực phẩm)	Phát triển cụm sinh khối, khuyến khích logistics hub, nhưng vai trò hạn chế trong TLIP II
Gió	Không đáng kể (<6 m/s trung bình ở độ cao 150m)	Thấp	Điều kiện tài nguyên kém, mật độ thấp	Không khả thi trong môi trường công nghệ hiện nay	Dài hạn chỉ khi công nghệ tua-bin cải thiện (<7 m/s mới khả thi)

# Điện mặt trời mái nhà như lộ trình năng lượng tái tạo cốt lõi

STT	Hạng mục	Giai đoạn 1+2	Giai đoạn 3	Giai đoạn 4	Tổng
1	Diện tích đất có thể khai thác (ha)	247	427.5	819.2	1,493.7
2	Diện tích mái nhà (ha)*	54	94	180	328
3	Công suất lắp đặt ước tính (MWp)	50	80	150	80-120
4	Công suất vận hành dự kiến (MW)	40	70	130	64-96

**Điện mặt trời mái nhà rất phù hợp với hạ tầng, nhu cầu năng lượng và đặc điểm kinh tế của KCN Thăng Long II:**

- **Nguồn tài nguyên bức xạ mặt trời thuận lợi:** Tỉnh Hưng Yên nhận được bức xạ mặt trời trung bình 4,01 kWh/m<sup>2</sup>/ngày.

- **Tiềm năng công suất đáng kể:** KCN có khả năng phát triển từ 80–120 MWp điện mặt trời mái nhà, có thể tạo ra 140–210 GWh điện sạch mỗi năm. Con số này có thể đáp ứng tới 30% nhu cầu dự kiến của KCN vào năm 2030.

- **Tương thích với lưới điện:** Trạm biến áp 110/22 kV của KCN có thể tích hợp điện mặt trời lên đến 30% phụ tải cực đại mà không cần nâng cấp lưới điện đáng kể, giúp điện mặt trời mái nhà vừa có khả năng mở rộng vừa đảm bảo phù hợp với lưới.

- **Hiệu quả kinh tế cao:** Với chi phí lắp đặt 520–580 USD/kWp, có thể đạt tỷ suất lợi nhuận 12–15% cùng thời gian hoàn vốn 5–7 năm. Đối với các doanh nghiệp trong KCN, điều này có thể giúp tiết kiệm 15–25% chi phí điện hàng năm.

# Đánh giá nhu cầu điện sạch tại TLIP II

“**Không xanh thì không giao dịch**” đang nhanh chóng trở thành chuẩn mực mới trong thương mại công nghiệp toàn cầu.

Nhu cầu về điện sạch tại TLIP II không chỉ là một lựa chọn, mà còn là ‘**vấn đề sống còn và năng lực cạnh tranh dài hạn**’ đối với các doanh nghiệp trong khu

## Thực trạng và phản ứng của doanh nghiệp tại TLIP II

Tập trung cao các doanh nghiệp FDI: TLIP II hiện có trên 70 dự án FDI, trong đó **97% khách thuê là doanh nghiệp nước ngoài**, chủ yếu đến từ Nhật Bản. Các tập đoàn lớn với cam kết mạnh mẽ về giảm phát thải: Panasonic, Daikin, TOTO, Kyocera, Hoya, Toyota và Nestlé.”

Tiêu chuẩn môi trường hiện có: Khảo sát năm 2022 cho thấy **gần 100% nhà máy** trong khu đã đạt chứng nhận ISO 14001:2015 hoặc tương đương, coi đây là một lợi thế cạnh tranh.

Tiên phong áp dụng điện mặt trời: Năm 2021, Sumitomo – chủ đầu tư của khu công nghiệp – đã triển khai **dự án điện mặt trời mái nhà công suất 1 MWp** để cung cấp điện sạch cho các doanh nghiệp thuê. Bên cạnh đó, đã có **25 dự án điện mặt trời mái nhà** với tổng công suất lắp đặt 23.931,67 kWp do các nhà đầu tư tự lắp đặt để tự tiêu thụ. Sumitomo đặt mục tiêu mở rộng tổng công suất điện mặt trời tại các khu công nghiệp của mình lên khoảng 100 MWp vào năm 2030

**Năng lượng sạch** được xác định là **yêu cầu thiết yếu trong vận hành và là định hướng chiến lược** cho phát triển công nghiệp bền vững tại TLIP II

# Sự Phù Hợp Chiến Lược với Nhu Cầu của Khu Công Nghiệp

Điện mặt trời mái nhà mang lại những lợi thế chiến lược rõ rệt, phù hợp hoàn toàn với nhu cầu của một khu công nghiệp như Thăng Long II.

## Phù hợp với mô hình “Tự sản xuất, Tự tiêu thụ”

Điện mặt trời mái nhà cho phép doanh nghiệp trực tiếp giảm chi phí điện năng, nâng cao an ninh năng lượng, đáp ứng mục tiêu phát triển bền vững của doanh nghiệp mà không phụ thuộc vào lưới điện quốc gia.

## Khả năng mở rộng và linh hoạt

Hệ thống có thể được triển khai theo từng giai đoạn, phù hợp với nhu cầu và năng lực tài chính thay đổi của các doanh nghiệp khác nhau, đồng thời giảm rủi ro từ cam kết vốn lớn ban đầu.

## Thu hút FDI

Nhiều tập đoàn đa quốc gia, đặc biệt là các doanh nghiệp Nhật Bản chiếm ưu thế tại TLIP II, yêu cầu sử dụng năng lượng tái tạo trong chuỗi cung ứng. Những khu công nghiệp có công suất điện mặt trời đáng kể sẽ hấp dẫn hơn đối với các nhà đầu tư này.

## Nền tảng cho Hệ sinh thái Năng lượng Thông minh

Việc tích hợp điện mặt trời mái nhà tạo cơ hội kết hợp với hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) và hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS), giúp khu công nghiệp phát triển thành hệ sinh thái năng lượng bền vững, ít carbon.

# Các lộ trình tích hợp điện mặt trời mái nhà tại KCN TLIP II

## Lộ trình ngắn hạn

- **Tự đầu tư:** Các doanh nghiệp có đủ vốn có thể trực tiếp đầu tư vào hệ thống điện mặt trời mái nhà để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện của riêng mình. Điều này giúp giảm sự phụ thuộc vào lưới điện quốc gia, đồng thời mang lại lợi ích rõ rệt về tiết kiệm chi phí và môi trường.

- **Đầu tư tự thân:** Các doanh nghiệp trong khu (tenants) có đủ năng lực tài chính có thể trực tiếp đầu tư hệ thống điện mặt trời áp mái để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ nội bộ. Cách làm này giúp giảm phụ thuộc vào điện lưới và mang lại lợi ích rõ rệt về tiết kiệm chi phí và môi trường.

## Lộ trình trung hạn

- **Mô hình do ESCO dẫn dắt:** Ban quản lý khu công nghiệp hoặc một IPP sẽ tài trợ và vận hành hạ tầng điện mặt trời và BESS dùng chung. Các doanh nghiệp sẽ mua điện theo hợp đồng dài hạn. Cách tiếp cận này cho phép tận dụng lợi thế quy mô, bảo trì tập trung, và có thể mở ra cơ hội tiếp cận các khoản tín dụng xanh từ các tổ chức tài chính trong và ngoài nước như ADB, World Bank. Tuy nhiên, khả năng mở rộng của mô hình này hiện bị hạn chế bởi thiếu khung pháp lý rõ ràng cho việc phân phối điện nội bộ tại Việt Nam..

- **Lưới điện vi mô với hệ thống quản lý thông minh:** Giai đoạn tiếp theo là phát triển một lưới điện vi mô trong khu công nghiệp, được điều khiển bằng hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS). Hệ thống này cho phép giám sát theo thời gian thực việc phát và tiêu thụ điện, tối ưu hóa dòng điện, hỗ trợ điều chỉnh phụ tải, đồng thời giảm tổn thất truyền tải từ 2–5%. EMS đóng vai trò then chốt trong việc tối đa hóa sử dụng điện tái tạo nội bộ và là điều kiện tiên quyết cho các chức năng nâng cao hơn như giao dịch điện trong nội bộ khu công nghiệp..

## Lộ trình dài hạn & nâng cao

- **Triển khai BESS:** Tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng là bước tiếp theo. Một hệ thống BESS 2–5 MWh cần khoản đầu tư từ 1,5–2 triệu USD, có thể mang lại tiết kiệm khoảng 0,5 triệu USD/năm thông qua cân bằng phụ tải và kinh doanh chênh lệch giá điện, với tỷ suất lợi nhuận 12–15%. BESS cho phép lưu trữ điện mặt trời dư thừa buổi trưa để sử dụng vào buổi tối, tăng tỷ lệ tự tiêu thụ, và cung cấp điện dự phòng quan trọng cho các doanh nghiệp có quy trình sản xuất nhạy cảm. Thách thức lớn nhất hiện nay là thiếu hướng dẫn chính thức về tích hợp BESS trong lưới điện khu công nghiệp.

- **Hợp đồng mua bán điện trực tiếp nội bộ:** Trong dài hạn, khi được pháp luật cho phép, TLIP II có thể thiết lập thị trường điện nội bộ, nơi các doanh nghiệp có thể mua bán điện mặt trời thông qua lưới vi mô của khu công nghiệp. Điều này sẽ giảm đáng kể sự phụ thuộc vào lưới điện quốc gia, tối đa hóa hiệu quả sử dụng điện mặt trời và thúc đẩy mô hình cộng sinh năng lượng giữa các doanh nghiệp. Các hợp đồng DPPA bên ngoài (external DPPAs), khi doanh nghiệp mua điện từ các dự án ngoài khu công nghiệp, sẽ trở thành giải pháp ít cạnh tranh hơn.



**Động lực chính sách, cơ chế  
khuyến khích và khung pháp lý**

# Khung pháp lý chính

Trụ cột trung tâm của chính sách năng lượng sạch tại Việt Nam là cam kết đạt mức phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, một tuyên bố được đưa ra tại COP26. Nhiều chính sách then chốt đã và đang tạo dựng môi trường thuận lợi cho việc ứng dụng năng lượng tái tạo tại các khu công nghiệp như Thăng Long II.

## Nghị định 35/2022/NĐ-CP

về quản lý khu công nghiệp và khu kinh tế đặt nền tảng pháp lý cho các khu công nghiệp sinh thái, nhấn mạnh hiệu quả sử dụng tài nguyên và thúc đẩy cộng sinh công nghiệp, vốn là một khái niệm cốt lõi cho phát triển công nghiệp xanh.

## Thông tư 05/2025/TT-BKHĐT

đưa ra các hướng dẫn thực tiễn, chi tiết về phát triển và chứng nhận KCN sinh thái, quy định rõ các tiêu chí, thủ tục và yêu cầu báo cáo cần thiết để một khu công nghiệp được công nhận là KCN sinh thái, nhằm thúc đẩy sản xuất sạch hơn và chuyển đổi bền vững.

## Quy hoạch điện VIII (PDP8)

Bản điều chỉnh PDP8 đặt ra các mục tiêu quốc gia đầy tham vọng về năng lượng tái tạo.

Đến năm 2030, mục tiêu đạt 46–73 GW điện mặt trời, chiếm 25–31% tổng công suất. Một mục tiêu quan trọng là 50% hộ gia đình và 50% trụ sở công sở được trang bị hệ thống điện mặt trời mái nhà tự tiêu thụ.

Đến năm 2050, mục tiêu điện mặt trời mở rộng lên 293–296 GW, chiếm 35–38% tổng công suất.

## Nghị định 57/2025/NĐ-CP

Quy định về cơ chế hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA), chính thức cho phép các khách hàng sử dụng điện lớn được mua điện tái tạo trực tiếp từ các nhà phát điện. Đây là bước tiến quan trọng trong việc hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, đồng thời cung cấp một cơ chế then chốt giúp các doanh nghiệp trong khu công nghiệp bảo đảm nguồn năng lượng sạch.

# Ưu đãi đầu tư

Dạng ưu đãi	Mô tả	Tính hợp lệ/Điều kiện	Nguồn pháp lý
Thuế suất ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp	Ưu đãi thuế TNDN giảm còn 10–17% trong 10–15 năm (so với mức tiêu chuẩn 20%).	Các lĩnh vực ưu tiên (công nghệ cao, năng lượng tái tạo); $\geq 12.000$ tỷ VND đầu tư; SME với $\leq 3.000$ tỷ VND doanh thu (15%).	Luật số 67/2025/QH15; Nghị định 218/2013 (sửa đổi).
Miễn thuế thu nhập doanh nghiệp	Miễn 100% thuế trong 2–4 năm đầu, sau đó giảm 50% trong 4–9 năm tiếp theo.	Dự án mới trong các lĩnh vực ưu tiên, khu công nghệ cao, KCN sinh thái.	Nghị định 218/2013; Luật Đầu tư 2020.
Miễn thuế nhập khẩu/xuất khẩu	Miễn thuế nhập khẩu đối với máy móc, thiết bị (tài sản cố định) và nguyên liệu trong 5 năm.	Các lĩnh vực/khu vực được ưu đãi.	Nghị định 134/2016; Luật Đầu tư 2020.
Miễn, giảm tiền thuê đất	Miễn tiền thuê đất tối đa 3 năm trong giai đoạn xây dựng, 3–15 năm sau khi hoàn thành; giảm 50% đối với các dự án PPP.	Khu công nghệ cao, KCN sinh thái, khu vực kinh tế - xã hội khó khăn.	Luật Đất đai 2024; Nghị định 103/2024.
Tín dụng xanh và hỗ trợ	Tiếp cận tín dụng xanh từ BIDV, Agribank, ADB, World Bank; khấu trừ chi phí R&D.	SMEs, dự án năng lượng tái tạo, ngành công nghệ cao.	Luật số 90/2025/QH15; Nghị định 31/2021/NĐ-CP.
Các ưu đãi khác	Khấu hao nhanh, chuyển giao công nghệ, xúc tiến thương mại; tiếp cận trái phiếu xanh.	Các dự án đổi mới sáng tạo/môi trường.	Thông tư 05/2025; Luật số 90/2025/QH15.

# Động lực ở cấp doanh nghiệp trong việc thúc đẩy áp dụng năng lượng tái tạo

## Cách tiếp cận ở cấp doanh nghiệp

- **Tự đầu tư:** Các doanh nghiệp lớn với tiềm lực tài chính mạnh và nhu cầu năng lượng ổn định có thể trực tiếp đầu tư vào hệ thống năng lượng tái tạo của riêng mình, chẳng hạn như điện mặt trời áp mái hoặc nâng cấp hiệu quả năng lượng.
- **Hợp tác với bên thứ ba:** Đối với các doanh nghiệp có vốn hạn chế, đặc biệt là doanh nghiệp nhỏ và vừa (SMEs), có thể hợp tác thông qua mô hình cho thuê hoặc mô hình ESCO. Trong mô hình này, bên thứ ba sẽ đầu tư và vận hành hệ thống năng lượng tái tạo, trong khi doanh nghiệp mua điện với giá ưu đãi hoặc nhận thu nhập từ việc cho thuê mái nhà..

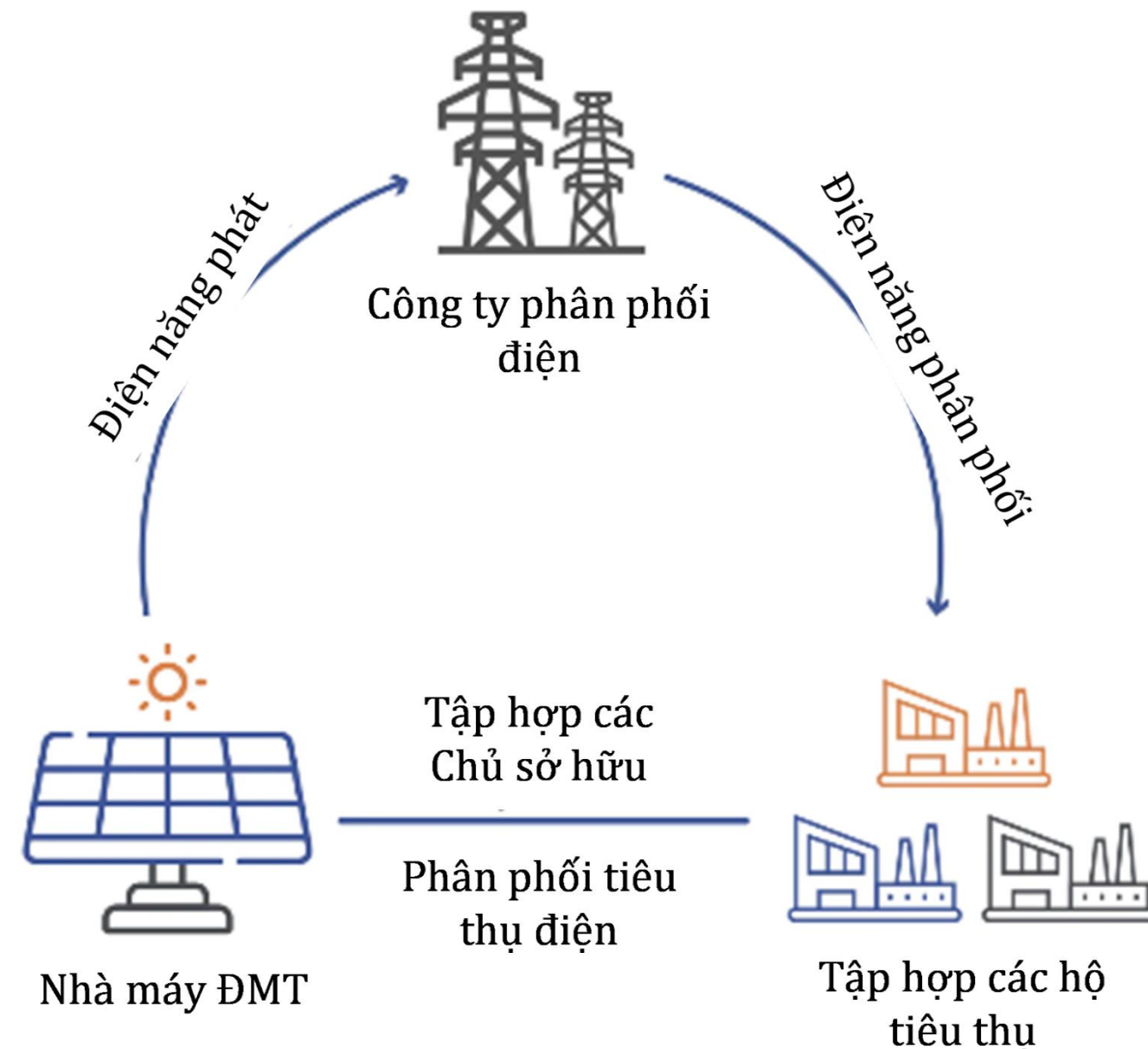
## Tạo điều kiện

## Các kênh tài chính

- **Tín dụng xanh trong nước:** Các ngân hàng thương mại như BIDV và Vietcombank cung cấp các sản phẩm tín dụng xanh với lãi suất ưu đãi và thời hạn trả nợ dài hơn cho các dự án năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, doanh nghiệp nhỏ và vừa (SMEs) vẫn gặp khó khăn trong việc tiếp cận do yêu cầu thế chấp nghiêm ngặt.
- **Tài chính khí hậu quốc tế:** Các tổ chức như GCF, JICA, ADB và IFC cung cấp các khoản vay lãi suất thấp và bảo lãnh tín dụng để hỗ trợ doanh nghiệp Việt Nam.
- **Trái phiếu xanh:** Các doanh nghiệp lớn có thể phát hành trái phiếu xanh để huy động vốn cho các dự án năng lượng bền vững, đồng thời nâng cao hồ sơ ESG và củng cố vị thế trong chuỗi cung ứng toàn cầu.

# Doanh nghiệp tự đầu tư

## Nghiên cứu điển hình về Mô hình Điện Tự Dùng tại Ấn Độ



Hai dạng sắp xếp điện tự dùng chính:

- Tự dùng đơn lẻ (Single Captive): Một khách hàng đầu tư vào nhà máy điện chỉ để phục vụ nhu cầu tiêu thụ riêng.

- Tự dùng nhóm (Group Captive): Nhiều khách hàng cùng đồng đầu tư vào một nhà máy năng lượng tái tạo chung, thường được cấu trúc thông qua một SPV (công ty dự án đặc biệt).

## Lợi thế chi phí và lợi ích kinh tế

- Miễn phụ phí lưới điện: Các dự án tự dùng được miễn một số loại phí lưới điện, chủ yếu là CSS và AS, mà khách hàng điện mở thường phải trả. Điều này giúp giá điện tự dùng rẻ hơn đáng kể.

- Ổn định giá dài hạn: Người tiêu dùng ký PPA dài hạn với SPV, thường kéo dài từ 10–25 năm, với mức giá cố định. Điều này mang lại sự ổn định, khả năng dự đoán và phòng ngừa rủi ro trước biến động giá điện lưới.

- Tiết kiệm đáng kể: Mô hình có thể tạo ra giá điện rẻ hơn 20–40% so với điện lưới, dẫn đến khoản tiết kiệm dài hạn lớn cho người tiêu dùng công nghiệp.

## Hàm ý và Bài học cho TLIP II

- Áp dụng mô hình “Group Captive Intra-Park DPPA”

- Đạt được các lợi ích then chốt

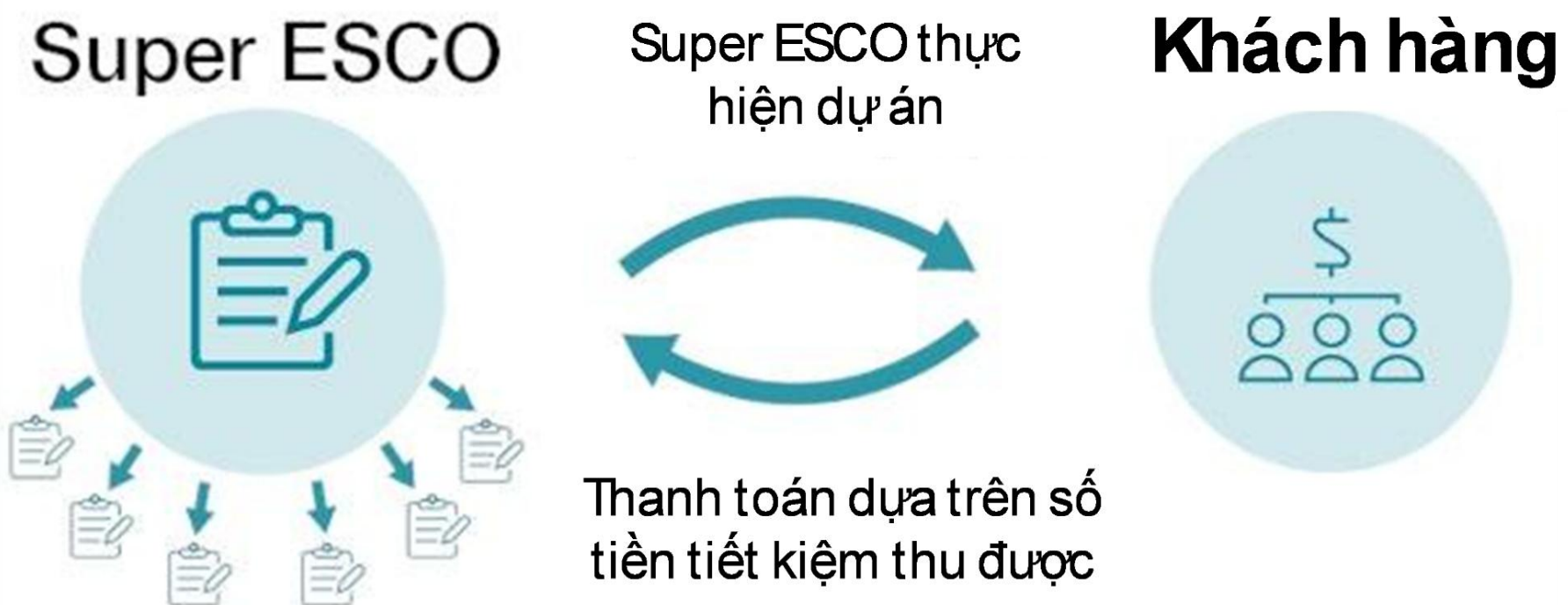
- Sử dụng Cơ chế Thí điểm pháp lý (Legal Sandbox)

# Mô hình ESCO

## Example of ESCO Model



Mô hình Chia sẻ tiết kiệm



Mô hình Super ESCO

## Lợi ích Kinh tế và Chi phí

- Không cần chi phí ban đầu: Giảm gánh nặng đầu tư cho các doanh nghiệp nhỏ và vừa (SMEs).

- Giảm thiểu rủi ro: ESCO chịu trách nhiệm tài chính, kỹ thuật, vận hành; các công cụ như ESI bảo lãnh khi dự án không đạt hiệu quả.

- Quản lý chuyên nghiệp: Dịch vụ vận hành & bảo dưỡng (O&M) chuyên biệt đảm bảo hiệu suất tối ưu.

- Hệ thống tập trung: Hỗ trợ hạ tầng dùng chung với EMS thông minh để tăng hiệu quả và ổn định.

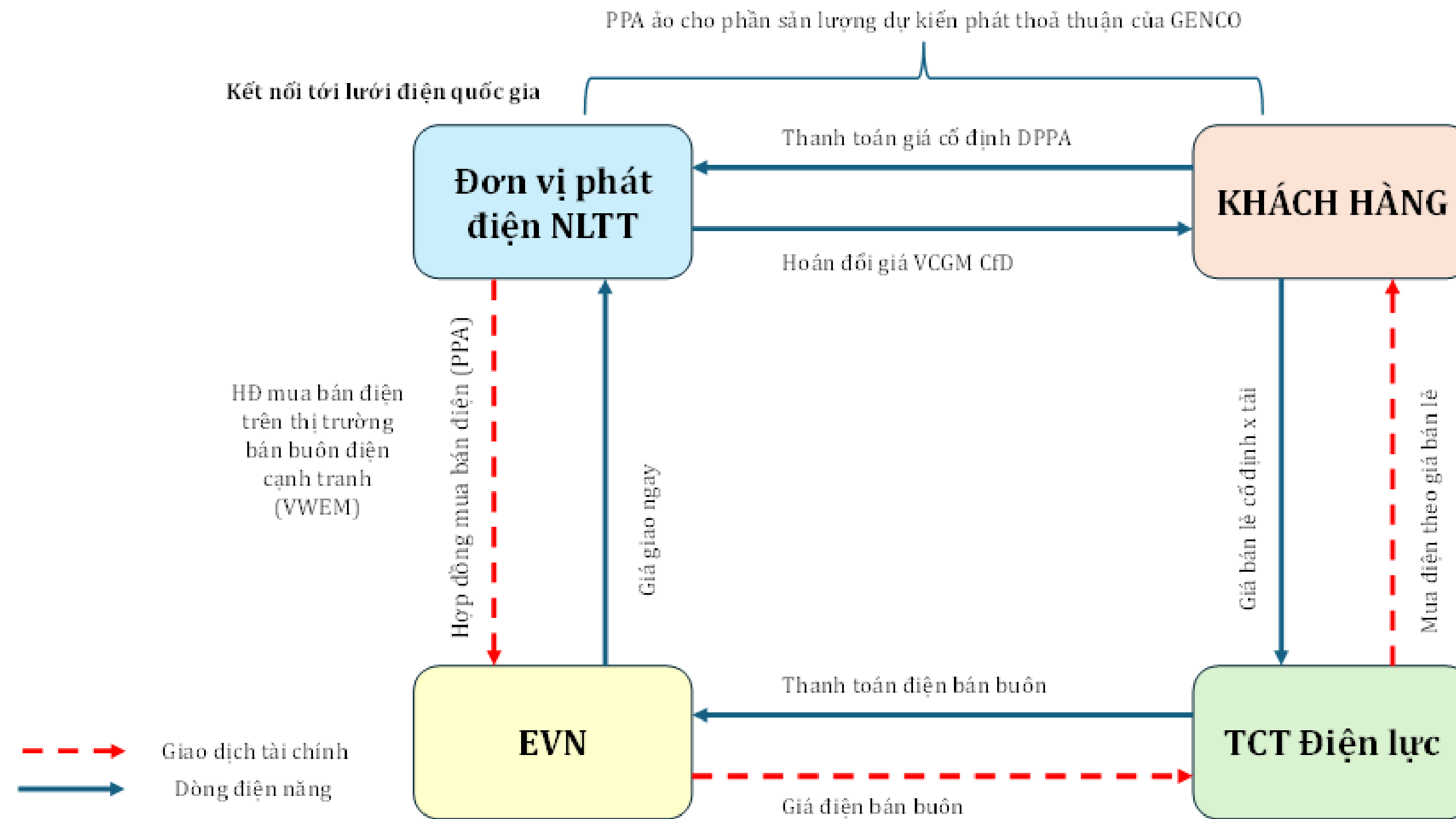
- Tiếp cận tài chính xanh: Mở ra nguồn tín dụng từ các ngân hàng trong nước và các tổ chức quốc tế.

## Thách thức và Rào cản pháp lý

- Khung pháp lý chưa rõ ràng: Chưa có quy định cụ thể cho việc phân phối điện nội bộ hoặc chia sẻ doanh thu; luật hiện hành hạn chế bán điện cho bên thứ ba, hạn chế quy mô của ESCO.

- Thị trường ESCO còn non trẻ: Ít nhà cung cấp có kinh nghiệm, cạnh tranh hạn chế, cản trở tăng trưởng.

# Mô hình DPPA



Cấu trúc Mô hình DPPA Tổng hợp

Mô hình DPPA là một cơ chế quan trọng cho phép các khách hàng tiêu thụ điện lớn, đặc biệt là các tập đoàn đa quốc gia (MNCs) trong các khu công nghiệp, mua điện tái tạo trực tiếp từ các nhà phát điện

**Nghị định 57/2025/NĐ-CP quy định 2 mô hình:**

**Hợp đồng dây riêng (Private Wire DPPA)** là hợp đồng cung cấp điện vật lý trực tiếp, trong đó nhà máy điện tái tạo được kết nối với khách hàng thông qua đường dây truyền tải riêng, không qua lưới điện quốc gia.

**Hợp đồng mua bán điện trực tiếp qua lưới (Grid-Connected DPPA hay Hợp đồng PPA ảo):**

- ▶ Trong mô hình này, nhà phát điện và khách hàng đều được kết nối vào lưới điện quốc gia nhưng không kết nối trực tiếp với nhau.
- ▶ Nhà phát điện bán điện vào thị trường bán buôn điện, trong khi khách hàng vẫn tiếp tục mua điện vật lý từ EVN.
- ▶ Hai bên ký kết hợp đồng tài chính song phương “Contract-for-Difference (CfD)”, theo đó sẽ thanh toán chênh lệch giữa mức “giá khớp” đã thỏa thuận trước và giá thị trường bán buôn.

# Mô hình DPPA

## Những phát triển gần đây đối với DPPA trong nội bộ khu công nghiệp

Các chính sách gần đây đã bắt đầu mở đường cho mô hình DPPA nội bộ linh hoạt hơn trong các khu công nghiệp. Cuối năm 2024, Nghị định số 135/2024/NĐ-CP và Nghị định 58 đã giới thiệu những điểm mới:

- Các nhà đầu tư điện mặt trời mái nhà có thể bán điện cho khách hàng trong cùng một khu công nghiệp (DPPA nội bộ).
- Họ cũng có thể bán phần điện dư thừa (tối đa 20% sản lượng) lên lưới điện theo biểu giá do Nhà nước quy định.
- Trong các khu phức hợp nhiều tòa nhà, nhà phát điện có thể bán trực tiếp cho người dùng tại chỗ và phần dư thừa còn lại cho đơn vị phân phối điện địa phương theo mức giá thỏa thuận.

## Khoảng trống và thách thức về quy định

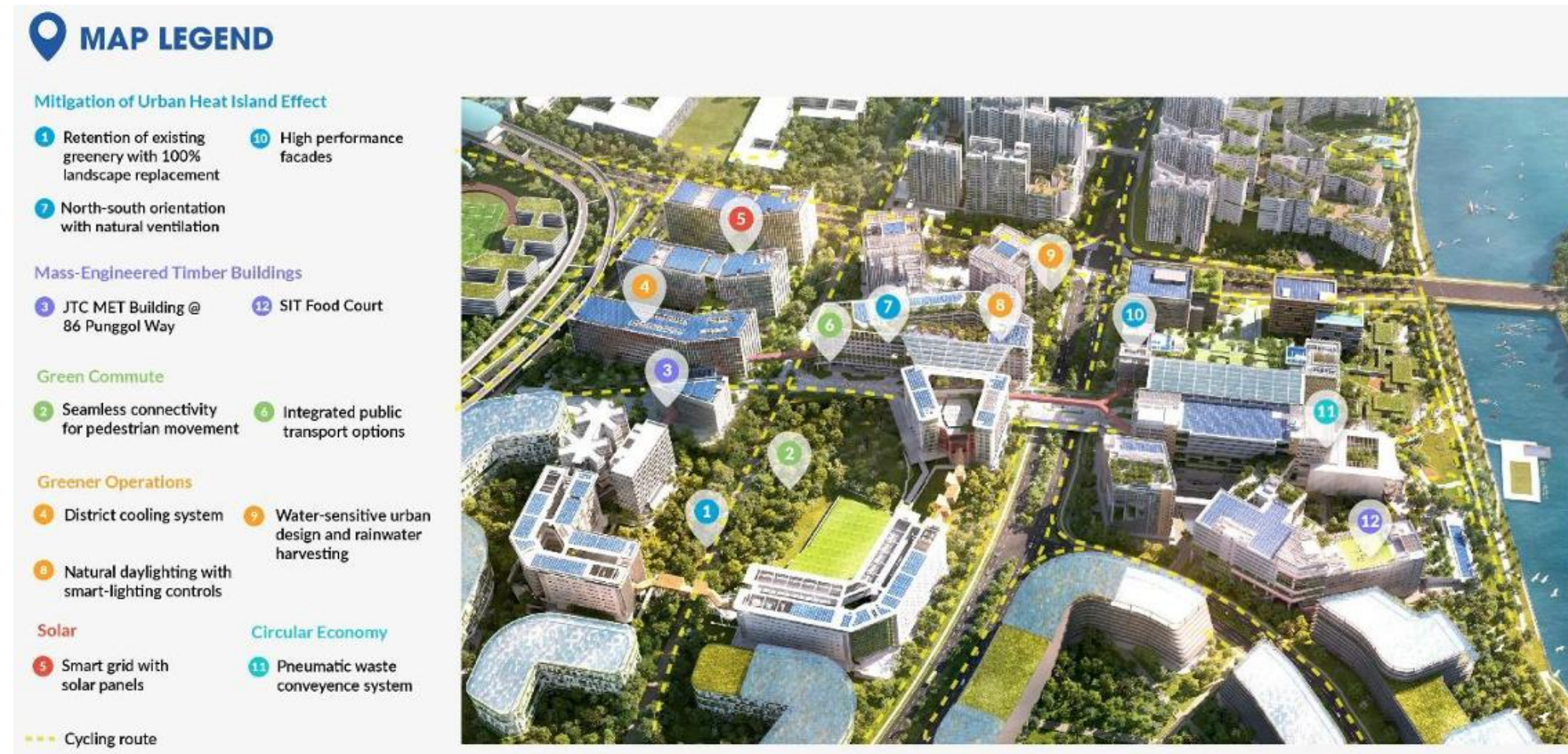
- Phạm vi hạn chế đối với giao dịch nội bộ.
- Hạn chế đối với mô hình “tự tiêu thụ”.
- Thiếu công nhận đối với các mạng lưới nội bộ.

## Khuyến nghị và bài học quốc tế

Để khai thác hết tiềm năng của DPPA, cần làm rõ các quy định để cho phép công khai giao dịch điện nội bộ trong các khu công nghiệp, với các quy định rõ ràng về biểu giá, cơ chế thanh toán và tiêu chuẩn kỹ thuật.

# Dịch vụ Năng lượng và Lưu trữ Chia sẻ trong Khu công nghiệp (IPs)

## Nghiên cứu điển hình: Khu đô thị số Punggol – Singapore



## Rào cản và nhu cầu chính sách

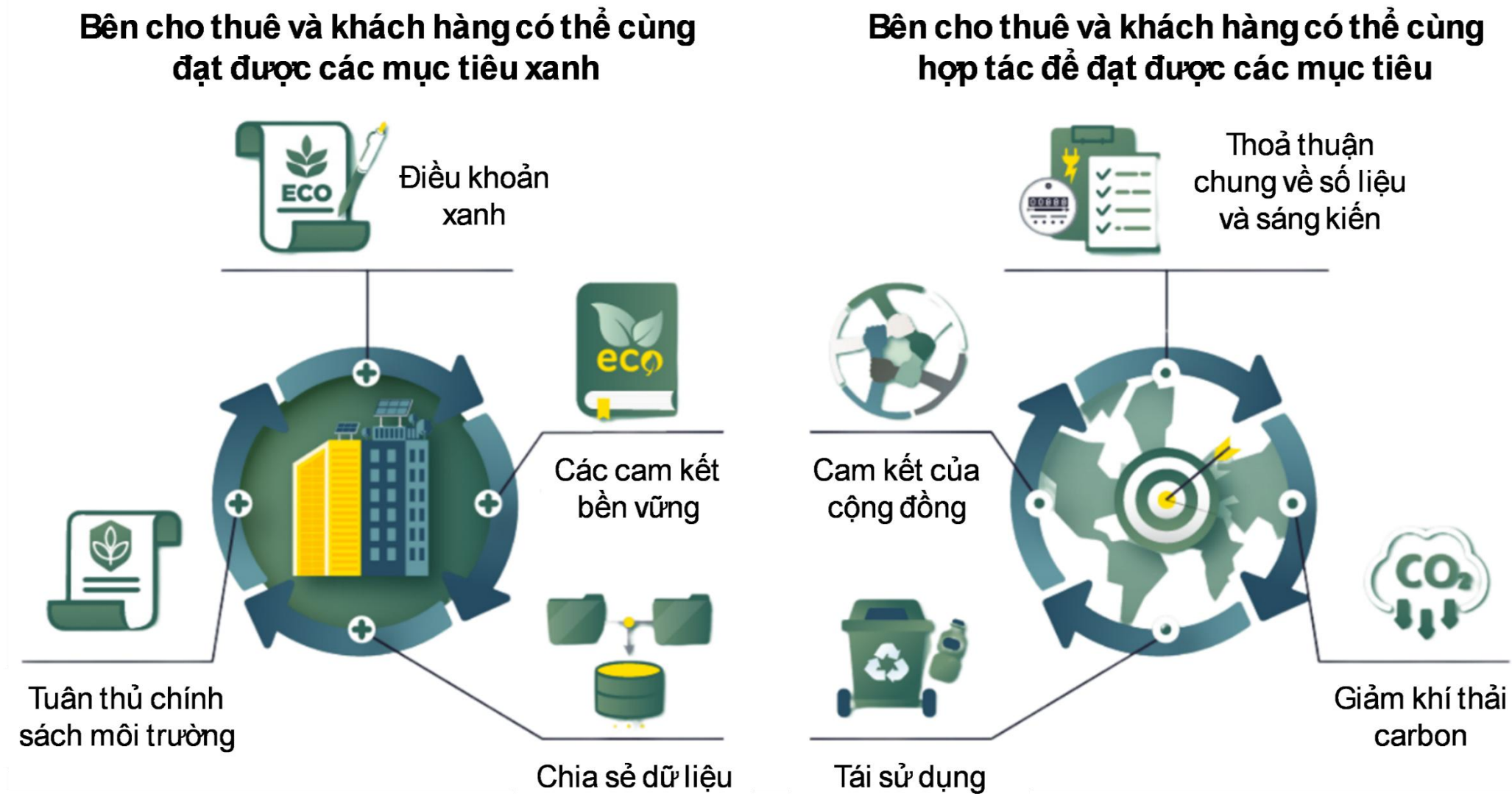
- Sự mơ hồ pháp lý: Luật hiện hành cho phép phân phối điện ngoài EVN trong khu công nghiệp, nhưng chưa rõ ràng về quyền sở hữu/quản lý các tài sản chung (dây dẫn, trạm biến áp, BESS).
- Khoảng trống hợp tác: Hiện chưa có khung pháp lý cho “người tiêu dùng năng lượng tái tạo tập thể” hoặc cơ chế phân bổ công bằng điện năng dựa trên vốn đầu tư/tiêu thụ.

## Lợi ích chính của mô hình chia sẻ

- Hiệu quả theo quy mô: Hệ thống lưu trữ năng lượng quy mô lớn, tập trung (BESS) có chi phí mỗi kWh rẻ hơn so với nhiều hệ thống pin nhỏ lẻ.
- Quản lý tải hiệu quả: Hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) tối đa hóa mức tự tiêu thụ năng lượng tái tạo trong khu, bằng cách phân bổ lại phần điện chưa sử dụng từ doanh nghiệp này sang doanh nghiệp khác, giúp giảm thiểu lãng phí và cắt giảm.
- Độ tin cậy nâng cao: Lưu trữ chia sẻ giúp cân bằng nguồn phát tái tạo không ổn định (như điện mặt trời, gió), quản lý nhu cầu đỉnh, và đảm bảo nguồn cung điện ổn định 24/7 trong toàn khu công nghiệp.
- Giảm chi phí đầu tư: Bằng cách gộp chung nguồn lực, mô hình này giúp giảm rào cản đầu tư cho từng doanh nghiệp, đặc biệt là doanh nghiệp nhỏ và vừa (SMEs), đồng thời nâng cao tỷ lệ sử dụng năng lượng tái tạo của toàn khu.

# Mô hình Thuê Xanh

## Mô hình chung của Thuê Xanh



Mô hình Thuê Xanh là một sắp xếp kinh doanh nhằm giúp các doanh nghiệp trong khu công nghiệp có thể tiếp cận năng lượng tái tạo, đặc biệt là những doanh nghiệp không thể trực tiếp đầu tư vào các dự án điện mặt trời mái nhà.

## Lợi ích chính và lợi ích tài chính

- Không cần chi phí ban đầu: Người thuê có thể tiếp cận năng lượng tái tạo mà không cần vốn đầu tư ban đầu, vì bên cung cấp thứ ba chịu toàn bộ chi phí.

- Tiết kiệm chi phí ngay lập tức: Mô hình này cung cấp điện với mức giá ưu đãi, thường từ 0,06–0,07 USD/kWh, so với mức trung bình của EVN khoảng 0,08 USD/kWh.

- Tính linh hoạt: Người thuê không bị ràng buộc vào quyền sở hữu tài sản dài hạn, phù hợp với chu kỳ hoạt động ngắn hơn.

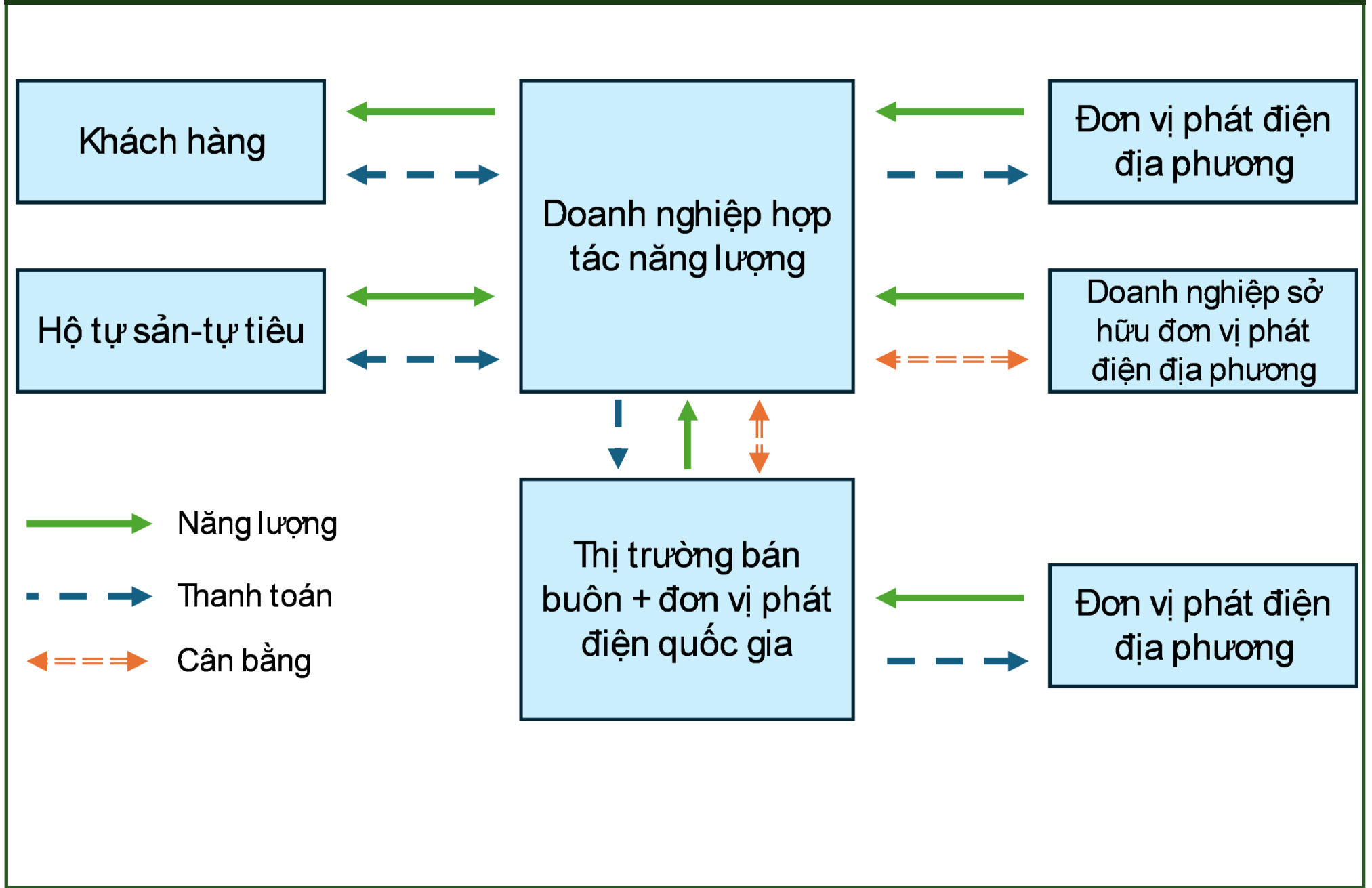
## Hạn chế và thách thức

- Phạm vi hạn chế: Chỉ dựa vào mái nhà thuê có thể không đáp ứng đủ nhu cầu của các doanh nghiệp lớn.

- Rào cản pháp lý: Quy định hiện hành chặn việc bán điện nội bộ; Nghị định 57/2025 cần được sửa đổi để cho phép bên thứ ba tham gia thuê và kết nối lưới điện dưới 1 MW.

# Mô hình Hợp tác Năng lượng Tái tạo Dùng chung

## Mô hình kinh doanh tiện ích năng lượng hợp tác



## Khái niệm và cấu trúc cốt lõi

Một nhóm doanh nghiệp trong khu công nghiệp cùng đầu tư vào tài sản năng lượng tái tạo và lưu trữ tập trung, bao gồm:

- Điện mặt trời mái nhà
- Điện mặt trời mặt đất
- BESS

## Lợi ích kinh tế

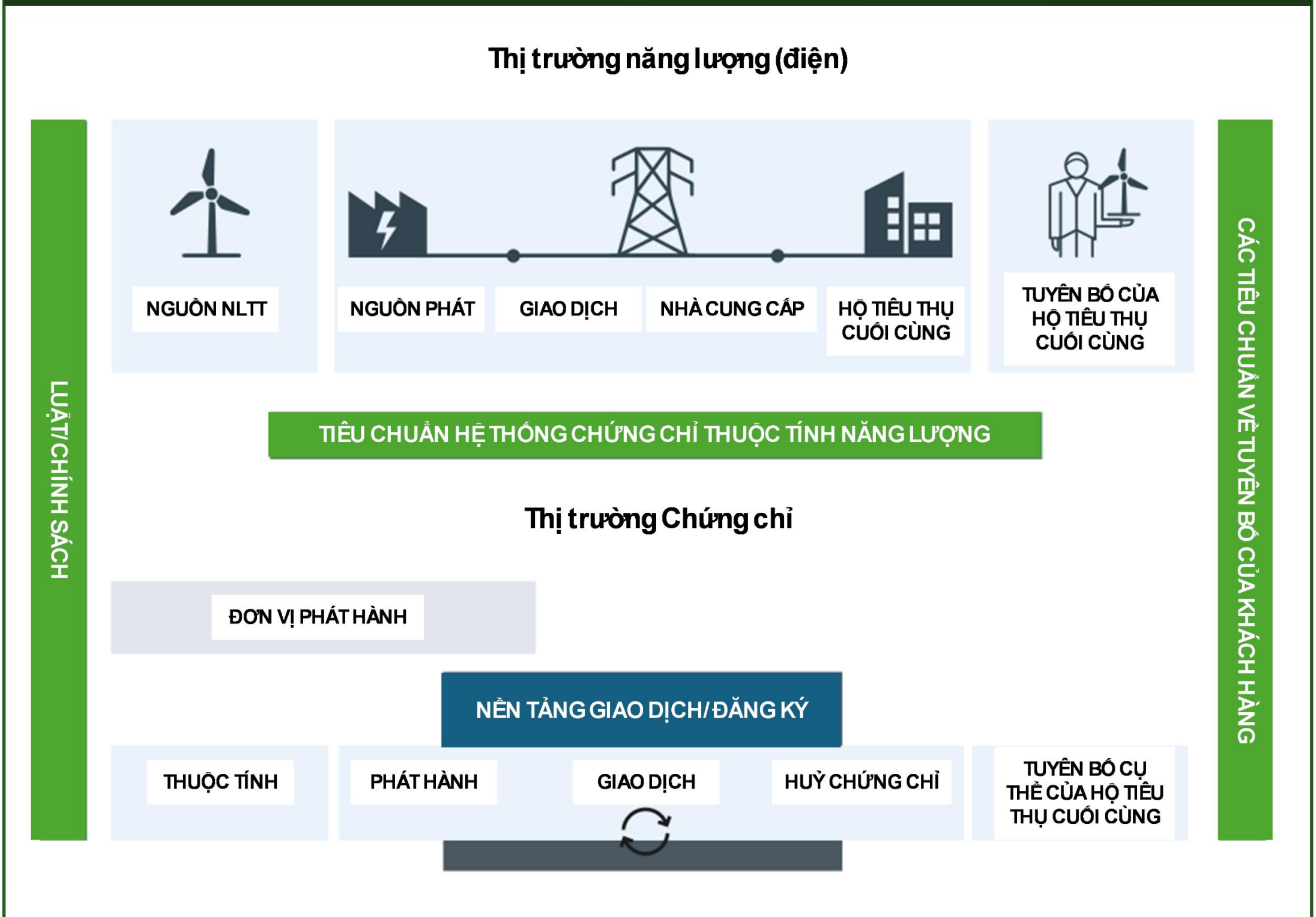
- Giảm chi phí: Thông qua đầu tư tập thể, các doanh nghiệp có thể giảm chi phí đầu tư từ 10–15% so với các dự án cá nhân.
- Chi phí đầu tư: Chi phí đầu tư bình quân được ước tính khoảng 0,47–0,50 triệu USD/MWp.
- Tiết kiệm tập thể: Với quy mô 30 MWp, mô hình này có thể tạo ra mức tiết kiệm tập thể hàng năm khoảng 0,6–0,8 triệu USD cho các doanh nghiệp tham gia, đồng thời nâng cao tỷ trọng năng lượng tái tạo chung của khu công nghiệp.

## Thách thức và yêu cầu

- Nâng cấp lưới điện: Mô hình yêu cầu đầu tư lớn vào hạ tầng nội bộ của khu công nghiệp, ước tính 1–2 triệu USD để xử lý điện dùng chung, dòng điện ngược và cân bằng tải.
- Quản trị phức tạp: Việc thành lập và quản lý một pháp nhân chuyên biệt (SPE) để điều hành yêu cầu cơ chế quản trị phức tạp nhằm xử lý rủi ro dùng chung và cơ chế chia sẻ lợi ích giữa nhiều thành viên.
- Khoảng trống pháp lý: Rào cản chính là khung pháp lý tại Việt Nam hiện chưa có quy định rõ ràng cho việc thành lập pháp nhân hợp tác và cơ chế chia sẻ lợi ích, gây bất định cho nhà đầu tư.

# Chứng chỉ I-REC

## Tương tác giữa thị trường năng lượng và thị trường chứng chỉ



## Thị trường I-REC tại Việt Nam

- Tiêu chuẩn thống trị: I-REC là khung tiêu chuẩn chủ yếu tại Việt Nam, chiếm khoảng 95% tổng số chứng chỉ được phát hành.
- Quy mô thị trường: Năm 2023, có 21 triệu I-REC được phát hành tại Việt Nam, tương ứng với 21 TWh điện tái tạo được chứng nhận. Thủy điện chiếm 62%, điện mặt trời 29% và điện gió 9%.
- Giá cả và tình trạng dư cung: Giá I-REC tại Việt Nam tương đối thấp, dao động từ 0,25 USD đến 2,04 USD/MWh.

## Vai trò chiến lược và ứng dụng tại TLIP II

I-REC là trụ cột trong chiến lược giảm phát thải của TLIP II, đặc biệt là giải pháp ngắn và trung hạn trong khi khung pháp lý cho giao dịch điện thực (như DPPA nội bộ) còn đang hoàn thiện.

Đáp ứng nhu cầu của doanh nghiệp thuê

Cam kết ở cấp độ khu công nghiệp

Tuân thủ chi phí hiệu quả

Tạo doanh thu cho nhà đầu tư điện mặt trời

## Hạn chế và thách thức

- Không có tác động vật lý: Việc mua I-REC không làm giảm sự phụ thuộc của doanh nghiệp thuê vào điện lưới từ EVN, cũng không cải thiện tính tự chủ và khả năng chống chịu của khu công nghiệp.
- Khoảng trống pháp lý: Việt Nam chưa có khung pháp lý chính thức cho việc phát hành, giao dịch và thu hồi I-REC.
- Biến động giá: Thị trường chịu rủi ro biến động và dư cung, khiến I-REC trở thành nguồn thu không ổn định cho nhà phát điện.
- Cạnh tranh với tín chỉ carbon: Có sự chồng lấn giữa I-REC và tín chỉ carbon, dễ gây nhầm lẫn cho doanh nghiệp khi thực hiện tuân thủ ESG.

- Chi phí đầu tư ban đầu cao
- Hạn chế trong tiếp cận tín dụng đối với các doanh nghiệp vừa và nhỏ (SMEs)
- Khoảng trống tài chính liên quan đến cấu trúc và chính sách

## Rào cản tài chính

- Hạn chế trong giao dịch điện nội bộ trong khu công nghiệp
- Điều kiện tham gia DPPA còn mang tính loại trừ
- Thiếu rõ ràng pháp lý cho các mô hình đổi mới
- Khoảng trống pháp lý trong thị trường I-REC

## Rào cản pháp lý

- Thiếu hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS)
- Rào cản đối với việc tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)
- Bất ổn lưới điện và phụ thuộc vào EVN

## Rào cản kỹ thuật

# Chiến lược Đầu tư và Mô hình Kinh doanh cho Khu Công nghiệp TLIP II



Rooftop Solar Project in Thang Long II Industrial Park Management

### Mô hình kinh doanh điện hiện tại

Khu Công nghiệp Thăng Long II (TLIP II) hiện đang vận hành theo mô hình phân phối điện truyền thống:

- ✓ Mua tập trung: Khu công nghiệp mua toàn bộ điện trực tiếp từ EVN thông qua trạm biến áp chuyên dụng 110 kV.
- ✓ Phân phối nội bộ: Nguồn điện sau đó được phân phối lại cho từng doanh nghiệp thông qua trạm biến áp nội bộ 110/22 kV và hệ thống lưới điện vòng.

Tính đến tháng 6/2025, các doanh nghiệp trong TLIP II đã lắp đặt tổng cộng 23,93 MWp điện mặt trời mái nhà.

### Thách thức

- ❖ Tài chính cho SME: Các doanh nghiệp nhỏ và vừa (chiếm khoảng 70% số lượng khách thuê) không đủ khả năng chi trả chi phí khoảng 0,55 triệu USD/MWp cho điện mặt trời mái nhà do hạn chế về tài sản thế chấp.
- ❖ Khoảng trống pháp lý: Nghị định 57/2025/NĐ-CP hạn chế việc bán điện nội bộ trong khu công nghiệp, làm cản trở các mô hình DPPA nội bộ và ESCO.
- ❖ Thiếu EMS: Không có hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) dẫn đến tổn thất 2–5% (tương đương 0,7 GWh/năm với công suất 50 MWp), gây khó khăn cho việc triển khai các mô hình chia sẻ.

# Mô hình Kinh doanh Điện hiện tại và Những Thách thức

Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) bên ngoài qua lưới điện quốc gia: Các doanh nghiệp trong khu công nghiệp ký hợp đồng với các nhà máy năng lượng tái tạo ngoài khu (ví dụ: điện mặt trời, điện gió) thông qua lưới điện của EVN, sử dụng cơ chế thanh toán bù trừ tài chính để phục vụ báo cáo ESG.

01

Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) nội bộ với hệ thống điện mặt trời mái nhà và điện mặt trời tại chỗ nhằm khai thác tiềm năng trong khu công nghiệp và tăng cường tính tự chủ về năng lượng.

02

Hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) tích hợp với hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) để tối ưu hóa việc điều phối đa nguồn, đảm bảo ổn định lưới điện và cung cấp số liệu tái tạo có thể xác minh.

03

Chứng chỉ năng lượng tái tạo quốc tế (I-REC) được sử dụng như một cơ chế chuyển tiếp, giúp đáp ứng yêu cầu tuân thủ ESG cho đến khi cơ chế giao dịch điện nội bộ được hoàn thiện.

04

**Đề xuất mô hình kinh doanh cho TLIP II**

<p><b>Trái phiếu xanh</b></p>	<p><b>Khoản vay gắn với phát triển bền vững</b></p>	<p><b>Vốn cổ phần tư nhân &amp; đầu tư mạo hiểm</b></p>	<p><b>Tín dụng xuất khẩu</b></p>
<p>Huy động vốn quy mô lớn, thu hút nhà đầu tư ESG; đã có cơ sở pháp lý nhưng chưa có tiền lệ áp dụng cho các khu công nghiệp</p>	<p>20–25 triệu USD; lãi suất gắn với việc đạt mục tiêu bền vững; sử dụng linh hoạt cho nhiều dự án</p>	<p>10–15 triệu USD cho công nghệ có lợi nhuận cao (BESS, EMS); không có nghĩa vụ nợ, bổ sung chuyên môn và mạng lưới</p>	<p>10–12 triệu USD từ JBIC và các tổ chức khác; lãi suất thấp (2–4%), kỳ hạn dài (12–15 năm)</p>
<p><b>Mô hình cho thuê</b></p>	<p><b>Tài chính carbon &amp; chứng chỉ năng lượng tái tạo</b></p>	<p><b>Bảo lãnh từ các định chế tài chính đa phương</b></p>	<p><b>Gây quỹ cộng đồng</b></p>
<p>Nhà cung cấp sở hữu thiết bị; khách thuê trả tiền thuê qua tiết kiệm hóa đơn; giúp doanh nghiệp SME tiếp cận mà không cần vốn đầu tư ban đầu</p>	<p>Chuyển đổi 10k–20k tCO<sub>2</sub>e giảm phát thải thành giá trị; tạo 0,7–1,6 triệu USD/năm; tăng uy tín ESG và khả năng vay vốn</p>	<p>Bảo lãnh rủi ro từ ADB/World Bank; cải thiện tín dụng, giảm chi phí vay, thu hút nhà đầu tư tổ chức</p>	<p>Huy động 1–2 triệu USD cho các dự án thí điểm; lợi nhuận khiêm tốn (5–7%); xây dựng sự ủng hộ và gắn kết cộng đồng</p>

# Công cụ Tài chính cho Quá trình Chuyển đổi Net Zero của TLIP II

# Lộ trình Đầu tư cho Quá trình Chuyển đổi Năng lượng Net- Zero

## Kịch bản Cơ sở (Net Zero vào năm 2050)

Một lộ trình dần dần phù hợp với các cam kết quốc gia, chủ yếu được thúc đẩy bởi các nâng cấp theo từng bước và khung pháp lý đang hoàn thiện.

- ▶ Mục tiêu: 100% năng lượng tái tạo vào năm 2050
- ▶ Đầu tư: 50–70 triệu USD
- ▶ Thời gian: 2025 – 2050
- ▶ Phù hợp: Các doanh nghiệp vừa và nhỏ/doanh nghiệp trong nước với nguồn vốn hạn chế, thực hiện từng bước và phù hợp với quy định.

## Kịch bản Tăng tốc (Net Zero vào năm 2035)

Một lộ trình tham vọng tận dụng lợi thế FDI mạnh của TLIP II, tiêu chuẩn quản trị Nhật Bản, và khả năng huy động tài chính quốc tế, đưa khu công nghiệp trở thành tiên phong trong quá trình chuyển đổi Net Zero tại Việt Nam

- ▶ Mục tiêu: 100% năng lượng tái tạo vào năm 2035
- ▶ Đầu tư: 80–100 triệu USD
- ▶ Thời gian: 2025 – 2035
- ▶ Phù hợp: Các tập đoàn lớn có mục tiêu Net Zero, nền tảng FDI vững chắc, dẫn dắt ESG, và sức hấp dẫn cao đối với nhà đầu tư

# Kịch bản Cơ sở (Net Zero vào năm 2050)

## Giai đoạn 1 (2025–2030) Nền tảng và Chuẩn hóa Kỹ thuật

- Triển khai công nghệ
- Quản lý thông minh
- Thí điểm DPPA

## Giai đoạn 2 (2030–2040) Mở rộng và Tích hợp Sâu

- Mở rộng quy mô
- Kiểm soát tập trung
- Phát triển hạ tầng
- Chuẩn hóa dữ liệu

## Giai đoạn 3 (2040–2050) Vận hành Toàn diện và Chuyển đổi sang Mạng lưới Điện nhỏ

- Tự chủ năng lượng
- Đạt mục tiêu Net-Zero
- Tích hợp toàn diện
- Giá điện công bằng

## Triển vọng Tài chính và Kỹ thuật

- **Tổng vốn đầu tư:** 50–70 triệu USD đến năm 2050

- **Các thành phần chính:**
  - 50–80 MWp điện mặt trời mái nhà
  - 5–10 MWh BESS
  - Hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS) toàn khu và nâng cấp lưới điện

- **Nguồn vốn:** Tín dụng xanh, mô hình ESCO, vốn góp từ hợp tác công tư

- **Lợi nhuận:** ROI 10–12%, hoàn vốn 8–12 năm, tiết kiệm 3–4 triệu USD/năm vào năm 2035

- **Rủi ro:** Thấp – trung bình; triển khai theo giai đoạn, công nghệ đã được chứng minh, phù hợp với SME

# Kịch bản Tăng tốc (Net Zero vào năm 2035)

## Giai đoạn 1 (2025–2027)

Triển khai rộng rãi và Tập trung hóa

- Điện mặt trời
- Phát điện tập trung
- DPPA bên ngoài
- Lắp đặt hệ thống quản lý năng lượng thông minh (EMS)
- BESS và các dự án thí điểm

## Giai đoạn 2 (2028–2032)

Thiết lập Thị trường Điện trong Khu công nghiệp

- Intra-Park Dispatch Center
- Shared BESS Deployment
- Standardized Reporting
- Scaling Up

## Giai đoạn 3 (2033–2035)

Tối ưu hóa và Vận hành Net Zero Toàn diện

- Supply
- Long-Term Contracts
  - Mini-Grid Operator
  - Certification and Replication
  - Final BESS Capacity

## Triển vọng Tài chính và Kỹ thuật

- **Tổng vốn đầu tư:** 80–100 triệu USD đến năm 2035

### • Các thành phần chính:

- 130 MWp điện mặt trời mái nhà/nội bộ
- 30 MW/60 MWh BESS
- Hệ thống quản lý năng lượng thông minh toàn khu
- Nâng cấp lưới điện liên quan

### • Nguồn vốn:

Trái phiếu xanh, PPPs, các khoản vay ưu đãi khí hậu, tài trợ quốc tế

### • Lợi nhuận:

ROI 12–16%; hoàn vốn 6–9 năm; tiết kiệm 5–7 triệu USD/năm vào năm 2035

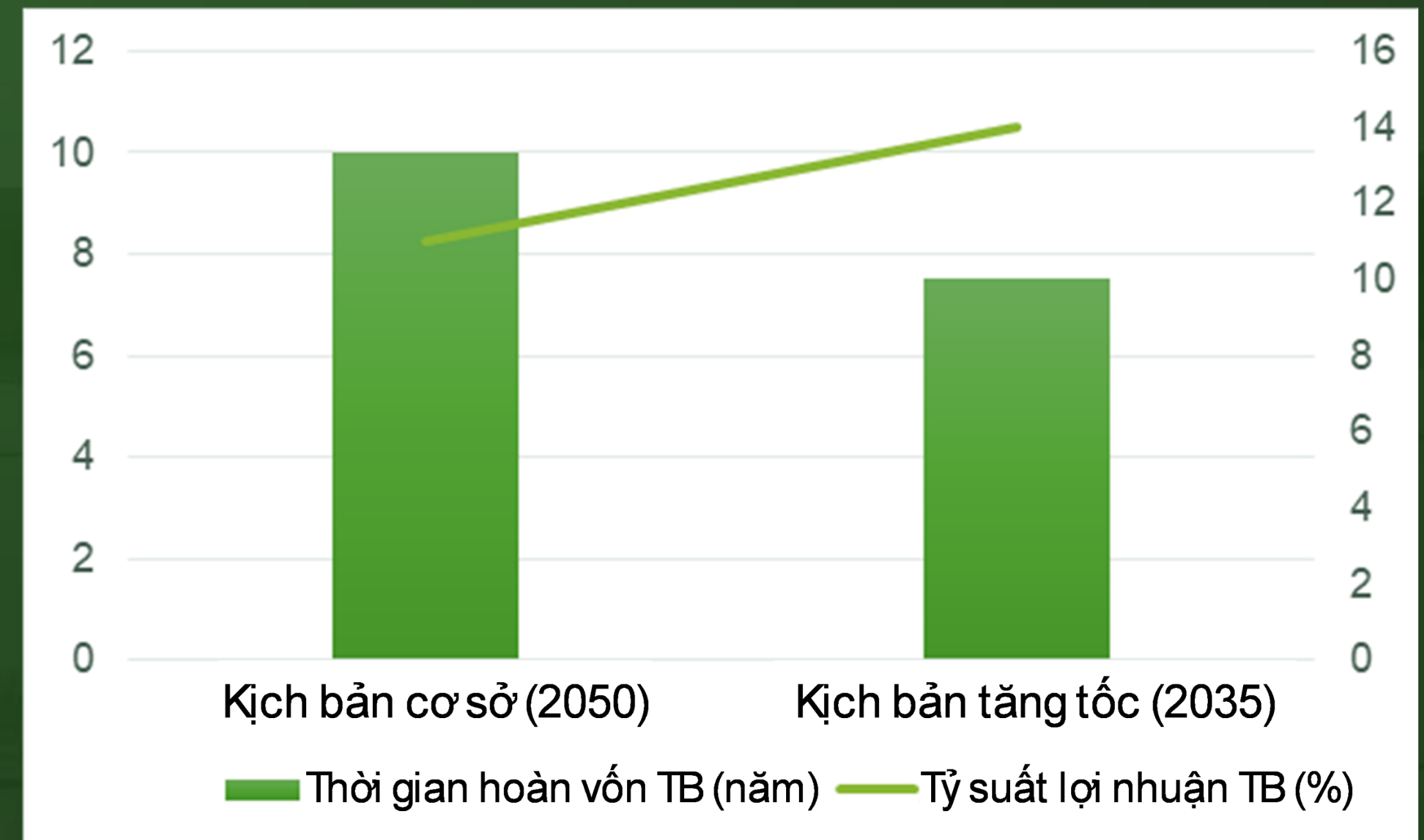
- **Rủi ro:** Cao hơn; phụ thuộc vào tốc độ cải cách chính sách, các ưu đãi thị trường và huy động vốn quốc tế

# So sánh kịch bản cơ sở và tăng tốc

Khía cạnh	Kịch bản cơ sở (2050)	Kịch bản tăng tốc (2035)
Tổng vốn đầu tư	50-70 triệu USD	80-100 triệu USD
Các thành phần chính	50–80 MWp điện mặt trời mái nhà, EMS, 5–10 MWh BESS, nâng cấp lưới điện	130 MWp điện mặt trời mái nhà/nội bộ, EMS, 30 MW/60 MWh BESS, nâng cấp lưới điện
Tiết kiệm hàng năm (2035)	3–4 triệu USD	5–7 triệu USD
Tỷ suất lợi nhuận (ROI)	10–12%	12–16%
Thời gian hoàn vốn	8–12 năm	6–9 năm
Huy động vốn	Các khoản vay ngân hàng theo giai đoạn, mô hình ESCO, vốn góp doanh nghiệp	Trái phiếu xanh, PPPs, các khoản vay ưu đãi, quỹ khí hậu
Hồ sơ rủi ro	Thấp – trung bình (cách tiếp cận tăng dần; ổn định nhưng lợi nhuận chậm hơn)	Cao hơn (phụ thuộc nhiều vào cải cách chính sách, ưu đãi thị trường, tài chính quốc tế)
Mức độ hấp dẫn FDI	Trung bình (tiệm cận dần các tiêu chuẩn ESG; phù hợp cho SMEs)	Rất cao (gắn kết chặt chẽ với RE100, ESG, yêu cầu của nhà đầu tư đa quốc gia)
Phù hợp cho	SMEs và doanh nghiệp trong nước với vốn hạn chế	Các doanh nghiệp FDI quy mô lớn với mục tiêu Net Zero rõ ràng
Chính sách cần thiết	Điều chỉnh quy định DPPA và EMS từ 2028–2030	Điều chỉnh quy định DPPA và EMS sau 2030; cơ chế định giá carbon/ thị trường REC mạnh mẽ hơn
Lợi ích bổ sung	Nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, giảm chi phí O&M, thích ứng lực lượng lao động	Định vị TLIP II trở thành trung tâm Net Zero trong khu vực; nâng cao thương hiệu; tối đa hóa sử dụng các công cụ tài chính xanh
Rủi ro chính cần theo dõi	Cải cách chính sách chậm; SMEs khó tiếp cận vốn	Bất định chính sách; thách thức tích hợp lưới; phụ thuộc vào tài chính ưu đãi

# So sánh kịch bản cơ sở và tăng tốc

	Cơ sở (2050)	Tăng tốc (2035)
Mức đầu tư trung bình	60 triệu đô	90 triệu đô
Mức tiết kiệm trung bình hàng năm	3,5 triệu đô	6 triệu đô
Tỷ suất lợi nhuận	11%	14%
Thời gian hoàn trả	10 năm	7.5 năm



**Kịch bản tăng tốc mang lại tỷ suất lợi nhuận cao hơn (14%) so với kịch bản cơ sở (11%).  
Khiến kịch bản này hấp dẫn hơn đối với nhà đầu tư quốc tế**

## Kịch bản đối với dòng vốn huy động

- Vốn đầu tư ban đầu: 50–70 triệu USD
- Tỷ suất lợi nhuận (ROI): 10–12%
- Thời gian hoàn vốn: 8–12 năm
- Nguồn tài chính: vốn chủ sở hữu + các khoản vay ngân hàng theo giai đoạn + mô hình ESCO
- Phù hợp nhất: Doanh nghiệp vừa và nhỏ (SMEs) với nguồn vốn hạn chế

### Cơ sở

- Vốn đầu tư ban đầu: 80–100 triệu USD
- Tỷ suất lợi nhuận (ROI): 12–16%
- Thời gian hoàn vốn: 6–9 năm
- Nguồn tài chính: trái phiếu xanh, PPP, quỹ khí hậu
- Lợi ích: Tiết kiệm chi phí lớn hơn, tăng cường độc lập năng lượng

### Tăng tốc

**Dòng Huy động Vốn Tiềm năng cho Quá trình Chuyển đổi Net Zero**

# Phân tích rủi ro lộ trình đầu tư

- Chi phí vốn cao và rủi ro thanh khoản
- Khả năng tiếp cận tín dụng hạn chế đối với các doanh nghiệp vừa và nhỏ (SMEs)
- Biến động tỷ giá
- Rủi ro lạm phát
- Rút lui của đối tác

## Rủi ro tài chính

- Khung pháp lý chưa rõ ràng
- Thủ tục cấp phép chưa minh bạch
- Sự phản đối từ các cơ quan, tổ chức

## Rủi ro pháp lý và thể chế

- Biến động giá điện
- Biến động giá chứng chỉ năng lượng tái tạo (REC)
- Biến động nhu cầu
- Cạnh tranh công nghệ

## Rủi ro thị trường và biến động giá

# Đề xuất khung quản lý rủi ro

Đa dạng hóa và chia sẻ  
rủi ro tài chính

Thiết lập cơ chế thử  
nghiệm pháp lý  
(sandbox) và đối thoại  
với các bên liên quan

Triển khai các biện pháp  
kỹ thuật và vận hành

Áp dụng cách tiếp cận  
triển khai theo giai đoạn

Để đối phó với chi phí vốn  
cao, thời gian hoàn vốn dài và  
rủi ro thanh khoản, khung giải  
pháp khuyến nghị tránh mô  
hình chỉ có một nhà đầu tư.

Giải quyết những bất định lớn  
về pháp lý và thể chế, một  
cách tiếp cận chủ động thông  
qua thử nghiệm quy định và  
hợp tác được đề xuất.

Để quản lý rủi ro kỹ thuật như  
mất ổn định lưới điện do tỷ lệ  
năng lượng tái tạo cao, khung  
giải pháp nhấn mạnh việc đầu  
tư vào công nghệ thông minh  
và thiết lập các quy tắc vận  
hành rõ ràng.

Để tránh các cú sốc vận hành  
từ việc triển khai quy mô lớn  
và quản lý rủi ro thông qua  
quá trình học hỏi có cấu trúc,  
khuyến nghị áp dụng cách tiếp  
cận từng bước.

# Các chính sách đột phá cần thiết cho Lộ trình Net-Zero tăng tốc

Hợp pháp hóa Thỏa thuận Mua bán Điện Trực tiếp Nội bộ (DPPA)	Trao quyền cho Đơn vị Điều độ Năng lượng Nội bộ	Trao quyền cho Đơn vị Điều độ Năng lượng Nội bộ (mở rộng)	Thiết lập các Chính sách Tài chính Đột phá	Tích hợp Tiêu chí Năng lượng Sạch vào Quy hoạch Khu công nghiệp	Phát triển Bộ Tiêu chuẩn Quốc gia về Khu công nghiệp Net-Zero
<p>Một văn bản pháp lý mới cần được ban hành để cho phép rõ ràng các doanh nghiệp trong khu công nghiệp được ký kết hợp đồng mua bán điện tái tạo dài hạn với nhau, chẳng hạn thông qua mô hình DPPA đường dây riêng, mà không cần giấy phép phân phối điện chính thức.</p>	<p>Chính phủ cần ban hành quy định chính thức, trao cho đơn vị này thẩm quyền điều độ phụ tải, phối hợp nguồn năng lượng tái tạo, quản lý BESS và điều khiển EMS. Chính sách phải nêu rõ chức năng, nhiệm vụ, tiêu chuẩn kỹ thuật và trách nhiệm pháp lý của một trung tâm điều độ cấp khu công nghiệp.</p>	<p>Cần có chính sách mới cho phép ban quản lý khu công nghiệp hoặc một công ty năng lượng được chỉ định tham gia đầu tư, vận hành và thu phí cho hạ tầng năng lượng dùng chung này, tương tự như mô hình quản lý hạ tầng cấp nước hoặc xử lý nước thải.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Thành lập Quỹ Chuyển dịch Năng lượng Công nghiệp quốc gia để hỗ trợ đầu tư ban đầu vào hạ tầng năng lượng tái tạo, EMS và BESS cho các khu công nghiệp tiên phong.</li> <li>Cung cấp bảo lãnh tín dụng, lãi suất ưu đãi và miễn thuế nhập khẩu cho doanh nghiệp đầu tư vào chuyển dịch năng lượng.</li> <li>Cho phép ban quản lý khu công nghiệp hoặc các liên doanh PPP phát hành trái phiếu xanh, được chính quyền địa phương hoặc cơ quan nhà nước bảo trợ.</li> </ul>	<p>Áp dụng cơ chế “Khu công nghiệp xanh có điều kiện”, trong đó các doanh nghiệp FDI mới sẽ được cấp phép đầu tư và hưởng ưu đãi với điều kiện họ cam kết lộ trình chuyển dịch năng lượng tái tạo hoặc đạt chỉ tiêu tiết kiệm năng lượng.</p>	<p>Xây dựng và áp dụng bộ tiêu chí quốc gia cho khu công nghiệp Net-Zero, tham khảo các tiêu chuẩn quốc tế như ISO 50001, RE100 hoặc SBTi.</p>



**Nếu không có các chính sách đột phá, lộ trình Net-Zero tăng tốc sẽ chỉ là tham vọng. Với các chính sách này, Việt Nam có thể biến các khu công nghiệp thành động lực của tăng trưởng xanh và nâng cao năng lực cạnh tranh toàn cầu..**

# TRÂN TRỌNG CẢM ƠN!

---

