Tài liệu đào tạo
Điện mặt trời áp mái

Phương pháp tính sản lượng tự dùng và hiệu quả đầu tư
Dự án ĐMT áp mái — Văn phòng Tỉnh ủy Bắc Ninh

Tổng mức đầu tư 1.813,8 triệu đồng · Giá điện 2.404 đ/kWh (đã gồm VAT 8%)

© Xuanthuybk — Bản quyền tài liệu

Giới thiệu

TÀI LIỆU ĐÀO TẠO

CÁCH TÍNH HIỆU QUẢ DỰ ÁN ĐIỆN MẶT TRỜI ÁP MÁI

Từ dữ liệu khảo sát đến chỉ số tài chính

Ví dụ minh họa: Tòa Văn phòng Tỉnh ủy

Dự án Khu liên cơ Tỉnh ủy – HĐND – Đoàn ĐBQH tỉnh Bắc Ninh

Tài liệu dùng để trình bày và trao đổi với Chủ đầu tư

Tháng 7/2026

Mục đích tài liệu

Tài liệu này giải thích cặn kẽ cách tính hiệu quả một dự án điện mặt trời áp mái, dành cho người không chuyên ngành điện. Toàn bộ quy trình được minh họa bằng một ví dụ cụ thể — tòa Văn phòng Tỉnh ủy — đi từ 4 số liệu đầu vào ban đầu cho đến 4 chỉ số tài chính cuối cùng.

Luồng tính gồm 6 bước, chia làm 2 phần:

- **Phần kỹ thuật (Bước 1–4):** tính xem hệ thống phát ra bao nhiêu điện và tòa nhà dùng được bao nhiêu.
- **Phần tài chính (Bước 5–6):** quy đổi lượng điện đó thành tiền và đánh giá dự án có đáng đầu tư không.

Nguyên tắc xuyên suốt: mọi con số đều phải truy được về nguồn gốc rõ ràng — khảo sát hiện trường, hóa đơn EVN, cơ sở dữ liệu quốc tế, hoặc biểu giá nhà nước. Chỉ có một giả định duy nhất (tỷ lệ standby ngày nghỉ) và giả định này được nêu rõ để Chủ đầu tư biết cần xác minh bằng đo tải.

Bước 0 — Bốn số liệu đầu vào và nguồn gốc

Để phân tích một tòa nhà, chỉ cần 4 số liệu. Đây là toàn bộ nền tảng cho mọi phép tính về sau.

Số liệu	Giá trị	Nguồn gốc
Công suất lắp đặt	109,44 kWp (152 tấm × 720 Wp)	Khảo sát hiện trường: đo diện tích mái 729 m², bố trí tối đa số tấm khả thi.
Sản lượng riêng	1.020 kWh/kWp/năm	CSDL bức xạ mặt trời: NASA POWER, PVGIS, Global Solar Atlas (tọa độ 21,18°N).
Tải tiêu thụ	359.913 kWh/năm	Hóa đơn tiền điện EVN 11 tháng, công tơ PA05050086126, quy đổi ra cả năm.
Giá điện tránh được	2.404 đ/kWh (đã gồm VAT 8%)	Biểu giá bán lẻ điện khối hành chính sự nghiệp năm 2025.

"Sản lượng riêng" nghĩa là: cứ 1 kWp pin lắp trên mái ở Bắc Ninh thì mỗi năm phát ra khoảng 1.020 kWh điện. Con số này đã trừ sẵn mọi tổn thất thực tế (nhiệt độ cao mùa hè, bụi bẩn, hao hụt trên dây cáp, hiệu suất bộ inverter). Miền Bắc thấp hơn miền Nam do có mùa đông nhiều mây.

Ghi chú: Ba số liệu đầu (công suất, tải, giá điện) đều có căn cứ cứng. Sản lượng riêng lấy từ dữ liệu vệ tinh — đủ tin cậy cho thiết kế cơ sở; sẽ chính xác hơn nếu có mô phỏng PVsyst ở bước thiết kế kỹ thuật.

Bước 1 — Hệ thống phát ra bao nhiêu điện mỗi ngày?

Lấy công suất nhân với sản lượng riêng để ra tổng điện phát cả năm, rồi chia cho 365 ngày:

PV phát cả năm = 109,44 kWp × 1.020 = 111.629 kWh/năm

PV mỗi ngày = 111.629 ÷ 365 = 306 kWh/ngày

Kết quả: Hệ thống tạo ra trung bình 306 kWh điện mỗi ngày

Ý nghĩa: đây là lượng điện mái nhà "nấu" ra mỗi ngày. Câu hỏi tiếp theo — cũng là câu hỏi cốt lõi của cả phân tích — là: tòa nhà có dùng hết 306 kWh này không, hay có phần bị lãng phí?

Bước 2 — Vì sao phải chia ngày làm việc và ngày nghỉ?

Điện mặt trời chỉ có giá trị khi được dùng ngay lúc phát (mô hình tự sản tự tiêu, không bán lên lưới). Vì vậy phải xét: lúc hệ thống phát điện, tòa nhà có đang tiêu thụ không?

255 ngày làm việc → dùng hết 100%
Tải hành chính ban ngày rất lớn (điều hòa, máy tính, chiếu sáng, thang máy) — luôn lớn hơn lượng PV phát ra. Hệ thống phát bao nhiêu, tòa nhà nuốt hết bấy nhiêu.

110 ngày nghỉ (T7/CN/Lễ) → thừa nhiều, bị cắt
Tòa nhà đóng cửa, chỉ còn tải standby (bảo vệ, server, PCCC, sạc xe công vụ). Tải này nhỏ hơn PV nhiều nên phần điện thừa bị thiết bị zero-export cắt bỏ (không phát ngược lên lưới).

Giả định then chốt: standby ngày nghỉ ≈ 20% tổng tiêu thụ năm

Nghĩa là trong 359.913 kWh cả năm, ước tính 80% (khoảng 287.930 kWh) dùng vào 255 ngày làm việc, và 20% (khoảng 71.983 kWh) là tải standby duy trì trong 110 ngày nghỉ.

Vì sao 20% là hợp lý: hệ thống server/IT, camera an ninh, PCCC và sạc xe điện công vụ vẫn hoạt động cuối tuần. Đây là giả định thuận lợi nhưng có thể bảo vệ được về mặt kỹ thuật.

Ghi chú: Đây là giả định DUY NHẤT trong toàn bộ mô hình. Cần đặt thiết bị đo tải 15/30 phút tại công tơ (đặc biệt vào T7/CN) để xác nhận con số thực tế trước khi chốt thiết kế kỹ thuật.

Bước 3 — Tính điện tự dùng cho mỗi loại ngày

Quy ước ba chỉ số (đọc kỹ trước khi tính)

Tài liệu này phân biệt rõ ba chỉ số hay bị dùng lẫn lộn. Cả ba đều là tỷ lệ phần trăm nhưng khác nhau ở mẫu số, nên ý nghĩa hoàn toàn khác nhau.

k_hi = Sản lượng tự dùng / Sản lượng PV khả dụng — cho biết trong lượng điện mặt trời có thể tạo ra, phụ tải hấp thụ được bao nhiêu phần. Toàn dự án: 88,4%.

SSR = Sản lượng tự dùng / Tổng phụ tải của tòa nhà — cho biết điện mặt trời gánh được bao nhiêu phần nhu cầu điện. Toàn dự án: 39,8% (tính trên phụ tải thiết kế 951.906 kWh/năm; nếu dùng phụ tải hóa đơn 870.878 kWh/năm thì SSR là 43,5%).

SCR (theo định nghĩa quốc tế) = Sản lượng tự dùng / Sản lượng thực tế phát lên hệ — với hệ zero-export, con số này xấp xỉ 100% nên không phản ánh mức khai thác công suất. Vì vậy trong tài liệu này, chỉ số dùng để đánh giá mức khai thác PV là k_hi, trước đây gọi tắt là SCR.

Lưu ý: các hệ số ngày trong bảng tính (k_lv = 1,000 cho ngày làm việc; k_ngh = 0,4303–0,8915 cho ngày nghỉ) là hệ số hấp thụ theo từng loại ngày, không phải ba chỉ số năm nói trên.

Hai khái niệm then chốt ở bước này là Sản lượng tự dùng và k_hi. Sản lượng tự dùng là phần Sản lượng PV khả dụng được phụ tải tiêu thụ trực tiếp tại chỗ. k_hi là tỷ lệ Sản lượng tự dùng chia cho Sản lượng PV khả dụng.

k_hi = Sản lượng tự dùng / Sản lượng PV khả dụng

Lưu ý: k_hi không phải là tỷ lệ điện mặt trời đáp ứng tổng nhu cầu điện của tòa nhà. Nó chỉ cho biết trong số Sản lượng PV khả dụng, có bao nhiêu phần là Sản lượng tự dùng, bao nhiêu phần là Sản lượng không khai thác do zero-export.

Ví dụ: với hệ thống này, Sản lượng PV khả dụng mỗi ngày khoảng 306 kWh/ngày. Nếu phụ tải tự dùng toàn bộ 306 kWh thì k_hi ngày đó xấp xỉ 100%. Nếu chỉ tự dùng được 273 kWh thì k_hi = 273 / 306 ≈ 89%.

Ngày làm việc (255 ngày)

Trước hết tính lượng tải rơi vào giờ có nắng (6h–16h), vì chỉ khi đó mới trùng với lúc PV phát:

Tải giờ nắng = 359.913 × 80% ÷ 255 ngày × 70% = 790 kWh/ngày

Vì tải trùng giờ nắng ngày làm việc khoảng 790 kWh/ngày, lớn hơn Sản lượng PV khả dụng khoảng 306 kWh/ngày, nên về mặt năng lượng ngày, tòa nhà có khả năng tự dùng gần như toàn bộ Sản lượng PV khả dụng trong ngày làm việc. k_hi ngày làm việc có thể tiệm cận 100%, với điều kiện biểu đồ tải thực tế không có khoảng thấp tải cục bộ vào giữa trưa.

Giải thích hai hệ số:

- 80% = phần tải rơi vào ngày làm việc (100% trừ đi 20% standby ngày nghỉ).
- 70% = phần tải ngày làm việc trùng vào giờ nắng (điều hòa, máy tính tập trung 6h–16h).

k_hi ngày làm việc ≈ 100%

Sản lượng tự dùng = 306 × 100% × 255 ngày = 77.987 kWh

Ngày nghỉ (110 ngày)

Standby chạy đều suốt 24 giờ, nhưng Sản lượng PV khả dụng chỉ xuất hiện trong 10 giờ nắng. Nên chỉ phần standby trùng giờ nắng mới tự dùng được Sản lượng PV khả dụng:

Standby cả ngày = 359.913 × 20% ÷ 110 ngày = 654 kWh/ngày

Lưu ý: giả định 20% ở đây là tỷ trọng điện năng năm phân bổ cho nhóm ngày nghỉ/standby, không có nghĩa là công suất ngày nghỉ chỉ bằng 20% của ngày làm việc. Theo phép tính hiện tại, tải ngày làm

việc trung bình khoảng 1.129 kWh/ngày, còn tải ngày nghỉ trung bình khoảng 654 kWh/ngày, tức ngày nghỉ vẫn bằng khoảng 58% của ngày làm việc. Đây là giả định cần kiểm chứng bằng dữ liệu đo tải thực tế.

Standby trùng giờ nắng = 654 × 10/24 = 273 kWh

Vào ngày nghỉ, tải standby trùng giờ nắng ước khoảng 273 kWh/ngày, thấp hơn Sản lượng PV khả dụng khoảng 306 kWh/ngày. Do đó, khoảng 273 kWh/ngày là Sản lượng tự dùng, tương ứng k_hi ngày nghỉ khoảng 89%. Sản lượng còn lại khoảng 33 kWh/ngày là Sản lượng không khai thác do zero-export.

k_hi ngày nghỉ = 273 ÷ 306 = 89%

Sản lượng tự dùng = 306 × 89% × 110 ngày = 29.993 kWh

Về hệ số 10/24: standby chạy đều 24 giờ, nhưng chỉ 10 giờ ban ngày mới có nắng để tạo ra Sản lượng PV khả dụng. 14 giờ còn lại (đêm, sáng sớm, chiều tối) không có Sản lượng PV khả dụng nên phần standby lúc đó không liên quan.

Lưu ý kỹ thuật: Cách tính trong bước này là phương pháp ước tính nhanh theo năng lượng ngày, phù hợp để học nguyên lý và tính sơ bộ. Trong thiết kế kỹ thuật, không nên chỉ so tổng kWh/ngày, vì điện mặt trời phát theo đường cong giờ nắng, còn phụ tải thay đổi theo từng thời điểm. Cách tính chính xác hơn là dùng dữ liệu phụ tải 15 phút hoặc 30 phút: Sản lượng tự dùng = Σ min(PV_t, Load_t). Trong đó PV_t là Sản lượng PV khả dụng tại từng khoảng thời gian, Load_t là phụ tải tại cùng khoảng thời gian. Phần chênh lệch giữa Sản lượng PV khả dụng và Sản lượng tự dùng là Sản lượng không khai thác do phụ tải thấp và cơ chế zero-export.

Bước 3 cho thấy điện mặt trời chỉ tạo giá trị tài chính khi được phụ tải tiêu thụ trực tiếp tại chỗ. Với ngày làm việc, tải trùng giờ nắng đủ lớn nên k_hi có thể tiệm cận 100%. Với ngày nghỉ, tải standby thấp hơn nên phát sinh một phần Sản lượng không khai thác do zero-export. Kết quả trong bước này là ước tính sơ bộ theo năng lượng ngày; khi thiết kế kỹ thuật cần kiểm tra lại bằng dữ liệu phụ tải 15/30 phút.

Bước 4 — Tổng hợp ra chỉ số k_hi (tỷ lệ PV hữu ích)

Cộng điện tự dùng của hai loại ngày, rồi chia cho tổng PV phát ra:

Tổng tự dùng = 77.987 + 29.993 = 107.980 kWh

k_hi = Tự dùng ÷ PV phát = 107.980 ÷ 111.629 = 97%

Kết quả kỹ thuật: k_hi = 97% — tòa nhà dùng được 97% điện solar phát ra

k_hi (tỷ lệ PV hữu ích) là chỉ số quan trọng nhất khi đánh giá mức khai thác của mô hình tự sản tự tiêu. k_hi 97% nghĩa là chỉ 3% Sản lượng PV khả dụng không được khai thác (rơi vào những ngày nghỉ). Tòa Tỉnh ủy đạt k_hi cao vì tải tiêu thụ rất lớn — gấp 3,2 lần Sản lượng PV khả dụng — nên gần như hấp thụ hết. Xét theo SSR, phần điện mặt trời này đáp ứng khoảng 39,8% tổng phụ tải toàn dự án.

Lưu ý so sánh giữa các tòa: tòa nào có tải càng lớn so với công suất PV thì k_hi càng cao. Tòa Hội trường mái rộng nhưng tải thấp hơn nên k_hi chỉ ~83%.

Bước 5 — Quy đổi điện tự dùng thành dòng tiền 25 năm

Lượng điện tự dùng chính là lượng điện không phải mua của EVN — tức là tiền tiết kiệm được:

Tiết kiệm năm 1 = 107.980 kWh × 2.404 đ = 259,6 triệu đồng

Để đánh giá cả vòng đời dự án (25 năm), lượng tiết kiệm này được trải ra từng năm với 3 điều chỉnh:

Điều chỉnh	Ý nghĩa
Giá điện +3%/năm	Tiền tiết kiệm tăng dần vì giá điện EVN tăng theo lộ trình.
Pin suy giảm −0,5%/năm	Sản lượng giảm nhẹ mỗi năm do tấm pin lão hóa tự nhiên.
Thay inverter năm 13	Chi phí một lần khoảng 8% tổng đầu tư — dòng tiền năm đó giảm mạnh rồi phục hồi.

Mỗi năm: Dòng tiền ròng = Tiết kiệm − Chi phí vận hành (O&M 5%) − (thay inverter nếu là năm 13). Cộng dồn qua 25 năm để biết khi nào hoàn vốn và tổng lời bao nhiêu.

Bước 6 — Bốn chỉ số đánh giá hiệu quả

Từ dòng tiền 25 năm, tính ra 4 chỉ số tài chính. Đây là cơ sở để Chủ đầu tư quyết định.

NPV — Giá trị hiện tại ròng = 1,398 tỷ

"Solar lời hơn gửi ngân hàng bao nhiêu, tính theo giá trị tiền hôm nay." Vì 1 đồng hôm nay có giá trị hơn 1 đồng năm sau (do lãi suất), nên tiền tiết kiệm các năm tương lai được quy về hiện tại rồi trừ đi vốn đầu tư. NPV dương nghĩa là dự án tạo ra giá trị lớn hơn việc gửi tiền vào ngân hàng.

IRR — Suất sinh lợi nội bộ = 15,2%

"Lãi suất mà dự án trả cho vốn đầu tư mỗi năm." Giống như gửi tiết kiệm được 15,2%/năm trong suốt 25 năm. Vì IRR 15,2% cao hơn chi phí vốn ngân sách (8%), dự án đáng đầu tư hơn là để tiền trong ngân hàng.

Thời gian hoàn vốn = khoảng 6,8 năm

Sau khoảng 6,8 năm, tổng tiền điện tiết kiệm được đã bằng số vốn bỏ ra ban đầu. Từ năm thứ 8 trở đi, tòa nhà gần như dùng điện miễn phí trong khoảng 17 năm còn lại của vòng đời thiết bị.

LCOE — Giá thành điện solar = 1.842 đ/kWh

Mỗi kWh điện mặt trời tự sản xuất ra (tính cả vốn đầu tư, bảo trì, thay inverter, trải đều vòng đời) có giá thành 1.842 đồng — rẻ hơn giá mua điện EVN hiện hành 2.404 đồng. Chênh lệch 562 đồng/kWh chính là biên lợi ích của dự án.

Kết luận — Ba tiêu chí đều đạt

Tiêu chí	Kết quả	Đánh giá
NPV > 0	1,398 tỷ	ĐẠT
IRR > chi phí vốn 8%	15,2%	ĐẠT
LCOE < giá mua EVN	1.842 < 2.404 đ	ĐẠT

Kết luận: Cả 3 tiêu chí đều đạt → dự án khả thi về hiệu quả kinh tế

Tóm tắt toàn bộ luồng tính

Bảng dưới đây tổng hợp cả 6 bước — có thể dùng làm slide tóm tắt khi trình bày:

Bước	Nội dung	Kết quả
0	Thu thập 4 số liệu đầu vào	109,44 kWp / 1.020 / 359.913 kWh / 2.404 đ
1	Tính PV phát mỗi ngày	306 kWh/ngày
2	Chia ngày làm việc / ngày nghỉ	255 ngày (100%) + 110 ngày (standby 20%)
3	Tính tự dùng mỗi loại ngày	77.987 + 29.993 kWh
4	Tổng hợp ra k_hi	107.980 kWh → k_hi 97%
5	Quy đổi thành dòng tiền 25 năm	Tiết kiệm năm 1 = 259,6 triệu
6	Tính 4 chỉ số tài chính	NPV 1,398 tỷ · IRR 15,2% · HV 6,8 năm · LCOE 1.842

Điểm nhấn khi trình bày với Chủ đầu tư:

1. Mọi con số đều có nguồn: khảo sát mái, hóa đơn EVN, dữ liệu bức xạ quốc tế, biểu giá nhà nước.

2. Chỉ 1 giả định duy nhất: tỷ lệ standby 20% — sẽ được xác nhận bằng đo tải thực tế.

3. Kết quả rõ ràng: dự án hoàn vốn ~6,8 năm, sau đó ~17 năm dùng điện gần như miễn phí.

Ghi chú: Tài liệu đào tạo kèm theo hồ sơ Thuyết minh TKCS và Mô hình tài chính Excel — Dự án ĐMT áp mái Khu liên cơ Bắc Ninh, tháng 7/2026.

Phụ lục A — Bảng dòng tiền 25 năm (tòa Văn phòng Tỉnh ủy)

Bảng dưới đây trình bày chi tiết dòng tiền của tòa Văn phòng Tỉnh ủy qua 25 năm vòng đời, dựa trên tổng mức đầu tư phân bổ 1.813.800.000 đồng và sản lượng tự dùng 107.980 kWh/năm. Đây là cơ sở tính các chỉ số ở Bước 6.

Đọc bảng: Cột Lũy kế màu đỏ = chưa hoàn vốn, xanh = đã hoàn vốn. Năm 7 (xanh) là năm hoàn vốn. Năm 13 (cam) là năm thay inverter.

Năm	Điện tự dùng (kWh)	Giá điện (đ/kWh)	Tiết kiệm (triệu)	Chi phí (triệu)	Ròng (triệu)	Lũy kế (triệu)
1	107.980	2.404	259,6	13,0	246,6	-1.567,2
2	107.440	2.476	266,0	13,3	252,7	-1.314,5
3	106.903	2.550	272,6	13,6	259,0	-1.055,5
4	106.368	2.627	279,4	14,0	265,4	-790,1
5	105.837	2.706	286,4	14,3	272,1	-518,0
6	105.307	2.787	293,5	14,7	278,8	-239,2
7	104.781	2.871	300,8	15,0	285,8	46,6
8	104.257	2.957	308,3	15,4	292,9	339,5
9	103.736	3.045	315,9	15,8	300,1	639,6
10	103.217	3.137	323,8	16,2	307,6	947,2
11	102.701	3.231	331,8	16,6	315,2	1.262,4
12	102.187	3.328	340,1	17,0	323,1	1.585,5
13	101.676	3.428	348,5	162,5	186,0	1.771,5
14	101.168	3.530	357,1	17,9	339,2	2.110,7
15	100.662	3.636	366,0	18,3	347,7	2.458,4
16	100.159	3.745	375,1	18,8	356,3	2.814,8
17	99.658	3.858	384,5	19,2	365,3	3.180,0
18	99.160	3.973	394,0	19,7	374,3	3.554,3
19	98.664	4.093	403,8	20,2	383,6	3.937,9
20	98.171	4.215	413,8	20,7	393,1	4.331,0
21	97.680	4.342	424,1	21,2	402,9	4.733,9
22	97.191	4.472	434,6	21,7	412,9	5.146,8
23	96.705	4.606	445,4	22,3	423,1	5.569,9
24	96.222	4.745	456,6	22,8	433,8	6.003,7
25	95.741	4.887	467,9	23,4	444,5	6.448,2

Đầu tư ban đầu (năm 0): −1.813,8 triệu đồng (TMĐT tòa Tỉnh ủy). Lũy kế năm 1 = −1.813,8 + 246,6 = −1.567,2 triệu.

Ghi chú: Chi phí năm 13 = 17,4 (O&M) + 145,1 (thay inverter 8% TMĐT) = 162,5 triệu. Các năm khác chỉ có O&M ≈ 5% tiết kiệm.

Phụ lục B — Cách tính NPV, IRR, LCOE (tòa Tỉnh ủy)

1. NPV — Giá trị hiện tại ròng = 1,398 tỷ

Quy toàn bộ dòng tiền ròng tương lai về giá trị hôm nay (chiết khấu 8%/năm), rồi trừ vốn đầu tư ban đầu:

NPV = −TMĐT + Σ [Ròng(năm y) ÷ (1,08)^y] với y = 1 → 25

Minh họa vài năm đầu:

Năm	Ròng (triệu)	Chia cho	Giá trị hôm nay
1	246,6	1,08	228,3
2	252,7	$1,08^2 = 1,166$	216,6
3	259,0	$1,08^3 = 1,260$	205,6
…	…	…	…
25	444,5	1,0825 = 6,848	64,9

Tổng quy về = 3.212 triệu

NPV = 3.212 − 1.814 = 1.398 triệu ≈ 1,398 tỷ

Kết luận NPV: NPV = +1,398 tỷ > 0 → riêng tòa Tỉnh ủy tạo ra giá trị hơn 1,398 tỷ so với gửi vốn vào ngân hàng lãi 8%/năm.

2. IRR — Suất sinh lợi nội bộ = 15,2%

IRR là mức lãi suất giả định mà tại đó NPV = 0. Tức là tìm r sao cho:

$-1.814 + 246,6/(1+r) + 252,7/(1+r)^2 + \ldots + 444,5/(1+r)^{25} = 0$

Giải phương trình này (Excel dùng hàm IRR) ra r = 15,19% ≈ 15,2%.

Kết luận IRR: IRR = 15,2% > chi phí vốn 8% → tòa Tỉnh ủy "trả lãi" 15,2%/năm cho vốn đầu tư, cao hơn lãi ngân hàng.

3. LCOE — Giá thành điện solar = 1.842 đ/kWh

LCOE (Levelized Cost of Energy) là giá thành bình quân của mỗi kWh điện solar tự sản xuất, tính trên toàn bộ vòng đời 25 năm. Công thức tổng quát:

LCOE = (Tổng chi phí vòng đời quy về hiện tại) ÷ (Tổng sản lượng quy về hiện tại)

Tử số — Tổng chi phí quy về hiện tại = 2.046 triệu đồng, gồm 2 phần:

- **Vốn đầu tư ban đầu (TMĐT phân bổ tòa Tỉnh ủy):** 1.813,8 triệu — bỏ ra ngay năm 0 nên tính nguyên giá, không chiết khấu.
- Chi phí vận hành 25 năm quy về hiện tại: 225,2 triệu — gồm bảo trì O&M hằng năm (≈ 5% tiền tiết kiệm) và thay inverter năm 13 (≈ 8% TMĐT = 162,5 triệu). Mỗi khoản chia cho hệ số (1,08)^năm để quy về hôm nay.
- Cộng: 1.813,8 + 225,2 = 2.039,0 ≈ 2.039 triệu đồng.

Mẫu số — Tổng sản lượng quy về hiện tại = 1.106.705 kWh:

Lấy điện tự dùng mỗi năm (năm 1 là 107.980 kWh, giảm dần 0,5%/năm do pin suy giảm), mỗi năm chia cho hệ số (1,08)^năm rồi cộng 25 năm.

Bảng chi tiết tính LCOE 25 năm:

Năm	Chi phí (tr)	Hệ số 1,08^n	CP chiết khấu (tr)	Điện tự dùng (kWh)	SL chiết khấu (kWh)
1	13.0	1.080	12.0	107 980	99 981
2	13.3	1.166	11.4	107 440	92 112
3	13.6	1.260	10.8	106 903	84 863
4	14.0	1.360	10.3	106 368	78 184
5	14.3	1.469	9.7	105 837	72 031
6	14.7	1.587	9.3	105 307	66 361
7	15.0	1.714	8.8	104 781	61 139
8	15.4	1.851	8.3	104 257	56 327
9	15.8	1.999	7.9	103 736	51 894
10	16.2	2.159	7.5	103 217	47 809
11	16.6	2.332	7.1	102 701	44 047
12	17.0	2.518	6.8	102 187	40 580
13	162.5	2.720	59.7	101 676	37 386
14	17.9	2.937	6.1	101 168	34 444
15	18.3	3.172	5.8	100 662	31 733
16	18.8	3.426	5.5	100 159	29 235
17	19.2	3.700	5.2	99 658	26 934
18	19.7	3.996	4.9	99 160	24 815
19	20.2	4.316	4.7	98 664	22 862
20	20.7	4.661	4.4	98 171	21 062
21	21.2	5.034	4.2	97 680	19 405
22	21.7	5.437	4.0	97 191	17 877
23	22.3	5.871	3.8	96 705	16 470
24	22.8	6.341	3.6	96 222	15 174
25	23.4	6.848	3.4	95 741	13 980
Σ (25 năm)			225,2		1 106 705

Ghi chú: Cột 'Hệ số 1,08^n' là hệ số chiết khấu quy tiền/điện năm n về hiện tại. CP chiết khấu = Chi phí ÷ hệ số. SL chiết khấu = Điện tự dùng ÷ hệ số. Năm 13 chi phí tăng vọt do thay inverter (162,5 triệu).

Kết quả:

LCOE = (1.813,8 + 225,2) triệu ÷ 1.106.705 kWh × 1.000.000

= 2.046 triệu ÷ 1.106.705 kWh × 1.000.000

= 1.842 đ/kWh

Kết luận LCOE: Mỗi kWh điện solar tòa Tỉnh ủy tự sản có giá thành 1.842 đ — rẻ hơn giá mua điện EVN 2.404 đ/kWh. Chênh lệch 562 đ/kWh (~23%) chính là biên lợi ích của dự án.

Ghi chú: Tất cả đều quy về hiện tại (chiết khấu 8%/năm) để so sánh trên cùng mặt bằng giá trị — quy ước chuẩn khi tính LCOE. LCOE tòa Tỉnh ủy (1.842 đ) thấp hơn bình quân toàn dự án (1.985 đ) vì tòa này có k_hi cao nhất (97%), ít điện bị lãng phí nhất.

4. Thời gian hoàn vốn = 6,8 năm

Nhìn cột Lũy kế trong bảng dòng tiền: chuyển từ âm (−239,2 ở năm 6) sang dương (+46,6 ở năm 7). Nội suy:

Hoàn vốn = 6 + 239,2 ÷ 285,8 = 6,84 ≈ 6,8 năm

Kết luận: Sau ~6,8 năm, tổng tiết kiệm của tòa Tỉnh ủy đã bằng vốn bỏ ra. Còn lại ~18,2 năm dùng điện gần như miễn phí.

Phụ lục C — Tổng hợp 4 chỉ số (tòa VP Tỉnh ủy)

Chỉ số	Giá trị	Ý nghĩa một câu
NPV	1,398 tỷ	Lời hơn gửi ngân hàng 1,398 tỷ (tiền hôm nay)
IRR	15,2%	Trả lãi 15,2%/năm, cao hơn vốn 8%
Hoàn vốn	~6,8 năm	Sau đó ~18,2 năm dùng điện miễn phí
LCOE	1.842 đ/kWh	Rẻ hơn giá mua EVN 2.404 đ/kWh

Ghi chú: Toàn bộ số liệu trong tài liệu này tính RIÊNG cho tòa Văn phòng Tỉnh ủy. Các tòa khác tính tương tự với kWp và tải riêng. Tổng hợp 5 tòa xem file Mô hình tài chính Excel và Thuyết minh TKCS V18.