CIENCIA INTERDISCIPLINARIA INTERNACIONAL

ISSN: 3121-2948

Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

DOI: https://doi.org/10.70577/cieninter.v4i4.159

Sistema fotovoltaico para la sostenibilidad energética del Palacio Municipal del cantón La Libertad

Photovoltaic system for energy sustainability at La Libertad Municipal Palace

Carolina Annabell Cruz Yagual[1]
Universidad Estatal Península de Santa Elena, Santa Elena, Ecuador
carolinacruz.cc5@gmail.com
https://orcid.org/0009-0002-1349-9974

Cristian Samuel Laverde Albarracín[2]
Magíster en Seguridad y Prevención de Riesgos del Trabajo;
Doctor en el Programa de Doctorado en Modelización y Experimentación en Ciencia y Tecnología; Ingeniero automotriz
Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Quevedo, Ecuador
claverde@uteq.edu.ec
https://orcid.org/0000-0002-5611-0167

Cómo citar

Cruz Yagual, C. A., & Laverde Albarracín, C. S. (2026). Sistema fotovoltaico para la sostenibilidad energética del Palacio Municipal del cantón La Libertad. *Ciencia Interdisciplinaria Internacional*, *4*(4),170–198. https://doi.org/10.70577/cieninter.v4i4.159

Fecha de recepción: 2026-10-09

Fecha de aceptación: 2026-10-23

Fecha de publicación: 2026-11-06

CIENCIA INTERDISCIPLINARIA INTERNACIONAL
ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

RESUMEN

La incorporación de generación fotovoltaica en edificios públicos requiere relacionar el recurso solar con el consumo, las condiciones de conexión y la capacidad de aprovechar la energía producida. La investigación tuvo como objetivo desarrollar una propuesta de prefactibilidad para el Palacio Municipal del cantón La Libertad mediante el reanálisis de seis registros mensuales de marzo a agosto de 2025, el dimensionamiento analítico y una revisión técnica complementaria. El consumo acumulado fue de 23.393 kWh, con una media de 3.898,83 kWh/mes y un coeficiente de variación muestral del 26,08 %. Adoptando el rendimiento específico de 4,97 kWh/kWp/día consignado en la información de partida, la cobertura del 60 % del consumo medio requiere al menos 29 módulos de 550 Wp; se desarrolló una alternativa de 30 módulos y 16,50 kWp para estudiar dos cadenas equivalentes y un inversor candidato de 15 kW. Su producción de referencia sería de 29,93 MWh/año, mientras que dimensionar para el 60 % del mes de mayor consumo requiere 36 módulos y 19,80 kWp. Con fracciones hipotéticas de autoconsumo del 60 al 100 %, la alternativa de 16,50 kWp sustituiría entre 17,96 y 29,93 MWh/año de electricidad de red y representaría entre 2,00 y 3,33 t CO_2eq/año de reducción operacional, utilizando el factor oficial del SNI de 2025. La propuesta identifica condiciones favorables para continuar la evaluación, aunque la selección definitiva exige verificar facturas, cubierta, perfil horario y conexión; los resultados corresponden a escenarios de prefactibilidad y no a una instalación ejecutada.

Palabras clave: energía fotovoltaica; edificio público; autoconsumo; generación distribuida; prefactibilidad; sostenibilidad energética.

ABSTRACT

Integrating photovoltaic generation into public buildings requires linking solar resources to electricity consumption, connection conditions, and the ability to use the energy generated. This study developed a prefeasibility proposal for La Libertad Municipal Palace through the reanalysis of six monthly records from March to August 2025, analytical sizing, and a complementary technical literature review. Total consumption was 23,393 kWh, with a monthly mean of 3,898.83 kWh and a sample coefficient of variation of 26.08%. Using the specific yield of 4.97 kWh/kWp/day reported in the initial information, supplying 60% of mean consumption requires at least 29 modules rated at 550 Wp. An alternative comprising 30 modules, 16.50 kWp, two equivalent strings, and a candidate 15 kW inverter was developed. Its reference generation would be 29.93 MWh/year, whereas supplying 60% of the highest-consumption month requires 36 modules and 19.80 kWp. Under hypothetical self-consumption fractions of 60–100%, the 16.50 kWp alternative would replace 17.96–29.93 MWh/year of grid electricity, corresponding to an operational reduction of 2.00–3.33 t CO_2eq/year using Ecuador's official 2025 interconnected-grid emission factor. The proposal identifies favorable conditions for further assessment, but final selection requires verification of electricity bills, roof conditions, interval load data, and the connection point. Results are prefeasibility scenarios rather than measurements from an installed system.

Keywords: photovoltaics; public building; self-consumption; distributed generation; prefeasibility; energy sustainability.

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

INTRODUCCIÓN

La transición energética comprende la incorporación de fuentes de menor intensidad de emisiones y la modificación de la manera en que los edificios utilizan la electricidad, en virtud de que instalar capacidad de generación no demuestra, por sí mismo, que la energía producida pueda aprovecharse en el lugar y en el momento requeridos. Los sistemas solares fotovoltaicos constituyen una alternativa para utilizar superficies ya construidas y atender una parte de la demanda local, mientras que su contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible 7 y 11 se relaciona con la accesibilidad de la energía, la gestión de los recursos y la sostenibilidad de los asentamientos urbanos (Naciones Unidas, 2023; Barragán-Escandón et al., 2019).

En los edificios públicos, dicha incorporación se relaciona con la continuidad de las actividades administrativas, el presupuesto destinado al servicio eléctrico y la posibilidad de orientar decisiones institucionales mediante resultados verificables. La evaluación de edificaciones mediterráneas desarrollada mediante herramientas de apoyo a decisiones muestra la necesidad de considerar conjuntamente las características del inmueble y las alternativas de mejora energética, mientras que los análisis de integración solar en edificios públicos incorporan restricciones espaciales, producción y desempeño económico dentro de una misma secuencia de planificación (Gouveia et al., 2024; Kodba et al., 2025). Por consiguiente, el interés de una cubierta municipal no reside únicamente en su exposición solar, sino también en la relación entre superficie utilizable, demanda y condiciones de operación.

Ecuador presenta un contexto de interés para la diversificación de la oferta eléctrica, debido a que una participación importante de la generación hidroeléctrica vincula el abastecimiento con la disponibilidad del recurso hídrico y con el desempeño de sus instalaciones. El análisis del proyecto Coca Codo Sinclair permite reconocer esa dependencia y la importancia de examinar los riesgos del sistema, mientras que las investigaciones nacionales sobre generación distribuida identifican oportunidades para incorporar fuentes fotovoltaicas y disminuir la dependencia de una sola tecnología de generación (Naranjo-Silva & Romero-Bermeo, 2025; Millingalli Ayala et al., 2025). Estas condiciones justifican estudiar alternativas locales, aunque no permiten atribuir a una instalación de techo la capacidad de resolver por sí sola los déficits nacionales.

La disponibilidad de radiación debe diferenciarse de la producción eléctrica que finalmente recibe el usuario. El Global Solar Atlas combina bases meteorológicas y modelos de conversión para estimar un potencial de generación específico, mientras que la evaluación de un proyecto requiere documentar la ubicación, el periodo climático, la inclinación, las pérdidas y la configuración del sistema utilizada en dicha estimación (Solargis, 2019; Sengupta et al., 2024). Así mismo, los modelos fotovoltaicos relacionan la irradiancia incidente con la temperatura de operación, las características eléctricas del módulo y la conversión del inversor, por lo que dos instalaciones con la misma potencia nominal pueden registrar producciones diferentes (King et al., 2004; King et al., 2007).

La aplicación en el país también depende de condiciones económicas e institucionales. Los estudios sobre barreras de los sistemas

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

conectados a la red identifican costos iniciales, tarifas subsidiadas, financiamiento, trámites y capacidades técnicas como elementos que influyen en la adopción, a lo cual se suma la necesidad de verificar las condiciones de medición y facturación de cada consumidor (Mogrovejo-Narvaez et al., 2024). La regulación ecuatoriana de autoabastecimiento establece modalidades de conexión y tratamiento de excedentes, por lo que el análisis de una propuesta municipal debe vincular el dimensionamiento con la categoría tarifaria y con la factibilidad emitida por la distribuidora (ARCONEL, 2024).

El Palacio Municipal del cantón La Libertad constituye el caso de estudio de esta investigación. El registro disponible contiene seis consumos mensuales comprendidos entre 2.109 y 4.917 kWh, además de valores de facturación e indicadores cuya unidad requiere comprobación. Esta información permite desarrollar un dimensionamiento energético inicial, mientras que la ausencia de mediciones horarias, levantamiento estructural y documentación del punto de conexión limita la posibilidad de establecer autoconsumo efectivo, reducción de demanda máxima o una rentabilidad contractual. Cabe resaltar que reconocer estos alcances permite formular una propuesta técnicamente consistente con la información disponible.

El objetivo fue desarrollar una propuesta de prefactibilidad de un sistema fotovoltaico para contribuir a la sostenibilidad energética del Palacio Municipal del cantón La Libertad, mediante la caracterización del consumo registrado, el dimensionamiento de alternativas y la evaluación de escenarios de aprovechamiento energético, valoración económica y reducción de emisiones. De manera específica se buscó comprobar la línea base, relacionar módulos e inversor con las condiciones de operación y establecer los requisitos de validación necesarios para continuar hacia la ingeniería de detalle. La pregunta de investigación fue qué configuración resulta justificable con los datos disponibles y bajo qué condiciones su generación se traduciría en una disminución verificable de electricidad adquirida de la red.

Estado del arte y fundamentos técnicos

Integración en edificios públicos y diferencias entre contextos

La literatura sobre edificios públicos muestra que la viabilidad fotovoltaica depende de la coincidencia entre generación, consumo y reglas de valoración de la energía. En Italia, el análisis de escenarios económicos identificó la proporción autoconsumida como una variable decisiva y mostró que la rentabilidad no se conserva en todos los casos cuando se retiran los subsidios; por su parte, la evaluación de edificios públicos de Osijek integró información espacial y financiera para estudiar un conjunto de instalaciones (D'Adamo et al., 2020; Kodba et al., 2025). En consideración de ello, los resultados económicos internacionales permiten identificar variables y mecanismos, pero sus tarifas, incentivos y tasas de descuento deben sustituirse por condiciones verificadas para el edificio ecuatoriano.

Los antecedentes regionales permiten precisar esa relación. El estudio de Arica examinó sistemas conectados a la red en viviendas y encontró que la diferencia entre el valor de compra y el de inyección favorece aprovechar la energía durante las horas solares, mientras que la propuesta de Bogotá desarrolló un sistema aislado, donde el almacenamiento y la

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

autonomía forman parte de una finalidad diferente (Valdés-González et al., 2020; Salamanca-Avila, 2017). Así mismo, las evaluaciones del Aeropuerto Mariscal La Mar y del edificio municipal de Francisco de Orellana aportan procedimientos de dimensionamiento y comparación de escenarios institucionales (Lojano Fernandez & Vacacela Tayupanda, 2024; Revelo Landazuri, 2023). Sus configuraciones y porcentajes de cobertura corresponden a esos emplazamientos y no constituyen rendimientos observados en La Libertad.

En el sector productivo ecuatoriano, la investigación de instalaciones camaroneras de El Oro estudió la sustitución parcial del suministro convencional en condiciones operativas diferentes a las de una oficina municipal (Pesantez et al., 2021). La contribución transferible consiste en relacionar tecnología, recurso y demanda dentro del mismo caso, mientras que trasladar directamente sus costos o su participación solar ignoraría diferencias de horarios, acceso a la red, equipos y necesidades de respaldo. Esta comparación permite conservar los antecedentes nacionales como fundamentos metodológicos sin convertirlos en resultados del edificio analizado.

Superficie disponible y representación del recurso solar

El potencial teórico de una cubierta corresponde a la energía asociada con la radiación incidente, mientras que el potencial técnico incorpora restricciones de geometría, orientación, obstáculos y tecnología. La investigación de Santa Isabel utilizó LiDAR y huellas de edificios para distinguir esas magnitudes, y la evaluación de cubiertas desarrollada por Gagnon y colaboradores empleó criterios de aptitud espacial antes de estimar generación (Idrovo-Macancela et al., 2025; Gagnon et al., 2016). Por consiguiente, el área total del predio o una imagen aérea de la edificación no pueden utilizarse directamente como superficie instalable, debido a que deben descontarse zonas ocupadas, accesos, elementos que proyectan sombras y áreas no aptas estructuralmente.

La irradiación horizontal global, expresada en kWh/m² durante un periodo, tampoco equivale al rendimiento específico fotovoltaico, expresado en kWh/kWp durante ese mismo periodo. El primer indicador describe el recurso sobre un plano horizontal, mientras que el segundo incorpora una cadena de conversión y supuestos técnicos (Solargis, 2019). Las evaluaciones con irradiancia medida sobre el plano del generador muestran, además, que el resultado depende de los sensores, de la representación de los efectos ópticos y de las hipótesis de pérdidas, por lo que obtener una buena coincidencia en el total anual no demuestra necesariamente una representación correcta de todos los mecanismos horarios (Freeman et al., 2016).

Modelado de generación y pérdidas

El cálculo simplificado de producción mediante potencia instalada y rendimiento específico es útil para comparar escalas iniciales, mientras que los modelos detallados permiten examinar la irradiancia sobre los módulos, su comportamiento térmico y la conversión de corriente continua a alterna. PVWatts documenta explícitamente sus supuestos y la relación entre las capacidades del generador y del inversor, SAM permite representar distintas configuraciones y modelos de componentes, y pvlib ofrece funciones abiertas para organizar

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

una cadena reproducible de modelado (Dobos, 2014; Gilman et al., 2018; Holmgren et al., 2018). Estas herramientas requieren entradas comprobables; su disponibilidad no equivale a una simulación ejecutada ni valida automáticamente un diseño.

La comparación de metodologías de dimensionamiento publicada por Freitas y colaboradores mostró diferencias entre procedimientos simplificados y programas de simulación dentro de un caso particular (Freitas et al., 2025). En virtud de ello, la elección del programa debe acompañarse de una descripción de las entradas y de la validación utilizada, debido a que un resultado expresado con mayor cantidad de decimales puede conservar errores derivados del recurso, del perfil de carga o de los parámetros del módulo. Para la presente investigación, el desarrollo analítico permite reproducir los cálculos con la información existente y delimitar las entradas que requeriría una simulación horaria posterior.

Las sombras parciales introducen una dificultad adicional, en virtud de que una reducción de irradiancia no siempre produce una pérdida eléctrica proporcional. La respuesta depende de la distribución de las sombras entre módulos, de la conexión de las cadenas, de los diodos de derivación y del rango de seguimiento del inversor; los modelos de sombreado y los análisis con monitoreo a nivel de módulo documentan esa dependencia (MacAlpine & Deline, 2015; Deline et al., 2015). De este modo, una pérdida global asignada sin inspección del sitio no sustituye el levantamiento de obstáculos ni permite justificar anticipadamente la instalación de optimizadores en todos los módulos.

La degradación y las fallas también deben diferenciarse de las pérdidas iniciales. La revisión de tasas de degradación encontró una mediana de 0,5 % anual en un conjunto heterogéneo de mediciones, mientras que la revisión de fallas describe mecanismos asociados con materiales, conexiones y condiciones de exposición (Jordan & Kurtz, 2012; Köntges et al., 2014). El valor de degradación puede emplearse como supuesto de sensibilidad, pero no como una tasa medida en el Palacio Municipal; así mismo, una garantía comercial de potencia no equivale a disponibilidad operativa ni excluye periodos de indisponibilidad del inversor.

Condiciones costeras y evaluación ambiental

En un emplazamiento costero, la humedad, la deposición de partículas y la presencia de sales requieren examinar de manera conjunta módulos, marcos, anclajes y conexiones. La guía de mantenimiento por climas relaciona las actividades de inspección con los factores de exposición, mientras que la norma IEC 61701 define el alcance de ensayos de resistencia de módulos a niebla salina (Jahn et al., 2022; IEC, 2020). La evidencia sobre ensuciamiento muestra que su acumulación, adherencia y remoción dependen de condiciones locales, por lo que la frecuencia de limpieza debe relacionarse con pérdidas comprobadas, consumo de agua, costo de intervención y recomendaciones del fabricante (Schill et al., 2022).

La sostenibilidad ambiental requiere considerar la electricidad desplazada y las cargas de fabricación, transporte, instalación, reposición y fin de vida. Las guías de análisis de ciclo de vida y los inventarios fotovoltaicos establecen la necesidad de definir una unidad funcional y

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

límites comparables, mientras que las revisiones de tecnologías renovables muestran que diferencias metodológicas dificultan transferir resultados entre sistemas (Frischknecht, Stolz, Heath et al., 2020; Frischknecht, Stolz, Krebs et al., 2020; Portillo et al., 2024). Así mismo, la gestión del retiro y del reciclaje debe incorporarse desde la planificación, debido a que el funcionamiento sin combustión durante la generación no elimina los materiales ni los residuos asociados con la instalación (IRENA & IEA PVPS, 2016).

MATERIAL Y MÉTODOS

Diseño del estudio y fuentes de información

Se desarrolló un estudio aplicado, cuantitativo y no experimental de prefactibilidad, sustentado en el reanálisis del registro energético del edificio y en la comparación analítica de alternativas fotovoltaicas conectadas a la red. Se conservaron tres fases de trabajo: caracterización de la demanda y del recurso, dimensionamiento técnico y evaluación de escenarios económicos y ambientales. La unidad de análisis fue el edificio municipal y las observaciones disponibles correspondieron a seis registros mensuales; los datos calculados se identificaron como resultados derivados y los parámetros no medidos se trataron como supuestos de escenario.

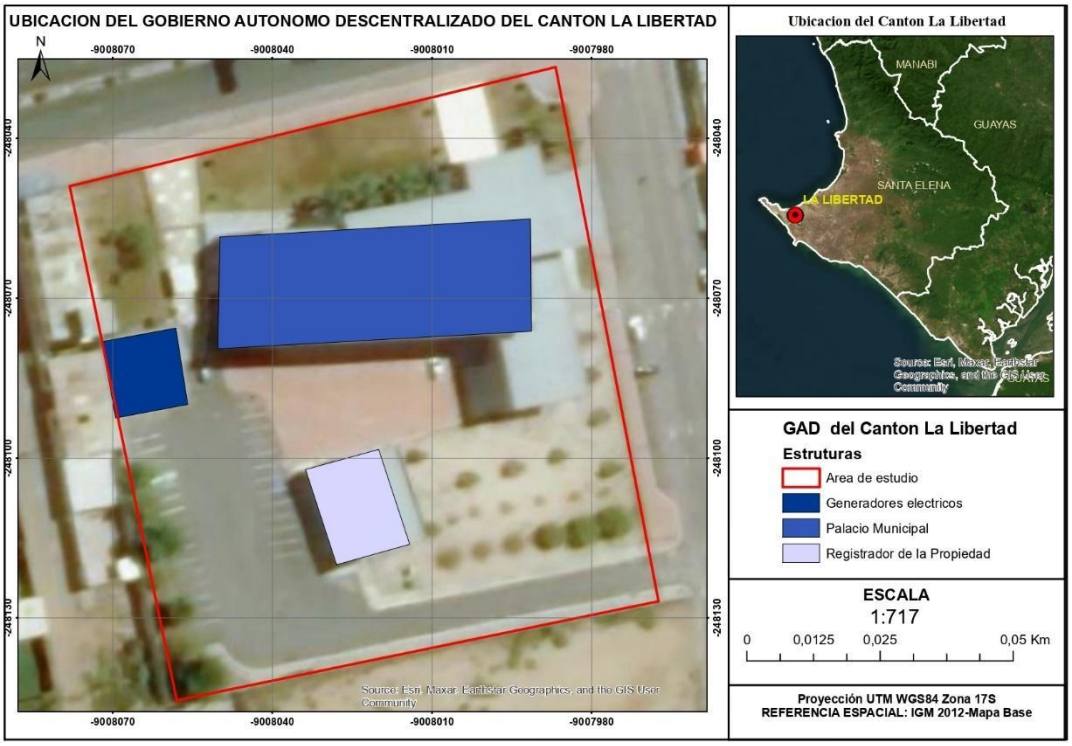
La revisión narrativa complementaria se efectuó mediante búsquedas dirigidas en sitios editoriales, repositorios académicos y portales oficiales de NREL, Sandia, IEA PVPS, IRENA, World Bank, IEC, ARCONEL y CENACE, con consulta documental final el 19 de octubre de 2026. Se combinaron términos relacionados con generación en cubiertas, modelado fotovoltaico, autoconsumo, pérdidas, degradación, mantenimiento costero, evaluación económica y emisiones. Se priorizaron artículos, informes técnicos y documentos institucionales con información aplicable al cálculo o a la interpretación del caso; se registraron fuentes, versiones, archivos y pasajes utilizados. En las normas IEC se consultaron las fichas oficiales de alcance, diferenciándolas de los manuales y estudios recuperados a texto completo. Esta revisión tuvo una finalidad de fundamentación técnica y no se presentó como una búsqueda sistemática exhaustiva.

CIENCIA INTERDISCIPLINARIA INTERNACIONAL
ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Área de estudio y control de la información de partida

Figura 1

Ubicación del Palacio Municipal y estructuras del área de estudio.



Nota. *Cartografía de la documentación de partida. Se utiliza únicamente como referencia de ubicación; la referencia espacial rotulada requiere comprobación y no se empleó para medir el área disponible de cubierta ni para certificar coordenadas.*

El área de estudio corresponde al Palacio Municipal del Gobierno Autónomo Descentralizado del cantón La Libertad, provincia de Santa Elena, Ecuador. La documentación de partida sitúa el edificio aproximadamente en 2,228° de latitud sur y 80,920° de longitud oeste. La localización se utilizó para contextualizar la propuesta, sin derivar de ella una medición de cubierta ni una certificación topográfica. La condición de operación administrativa diurna se consideró una hipótesis favorable para la coincidencia solar, cuya magnitud deberá comprobarse mediante registros de carga. La Figura 1 presenta la ubicación referencial y las estructuras identificadas en el área de estudio.

El registro disponible comprendió marzo, abril, mayo, junio, julio y agosto de 2025, con energía mensual, valores rotulados como demanda y costo total. Se verificaron sumas, promedios, dispersión y consistencia dimensional. La columna original denominada demanda se conservó como un indicador de unidad no verificada, debido a que estaba expresada en kWh y no permitía establecer si correspondía a potencia, lectura de medidor u otro concepto. Los costos se mantuvieron como valores reportados y no se utilizaron como una tarifa marginal por kWh, en virtud de que no se dispuso de las facturas desagregadas para comprobar cargos, multiplicadores, impuestos o periodos de lectura.

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Tabla 1

Registro mensual disponible del Palacio Municipal

Mes de 2025	Energía (kWh)	Indicador rotulado como demanda*	Costo reportado (USD)
Marzo	4.760	279	4.514,56
Abril	4.917	287	4.241,36
Mayo	3.600	126	3.696,08
Junio	3.807	128	3.231,40
Julio	4.200	146	3.483,40
Agosto	2.109	150	2.509,41

Nota. *Datos de la documentación de partida. * La unidad original estaba consignada como kWh; no se reinterpretó como kW. Los costos no se trataron como tarifas marginales sin verificar las facturas.*

Para describir la variación del consumo se calcularon la media, la mediana, la desviación estándar muestral y el coeficiente de variación. Se utilizó el denominador n − 1 en la desviación estándar, manteniendo la correspondencia con el coeficiente informado en la documentación de partida. La ecuación (1) expresa el procedimiento, donde E_i es la energía del registro i y n = 6. Estas estadísticas describen la serie disponible; la cantidad de observaciones no permite separar cambios operativos de estacionalidad ni establecer una distribución anual del consumo.

$$\bar{E} = \frac{\sum_{i=1}^{n} E_i}{n};\quad s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(E_i - \bar{E})^2}{n-1}}$$

$$CV = 100\,\frac{s}{\bar{E}} \qquad (1)$$

Recurso solar y criterios de dimensionamiento

Se adoptaron como parámetros secundarios los valores de irradiación horizontal global de 5,271 kWh/m²/día y rendimiento específico de 4,97 kWh/kWp/día consignados en la información de partida y atribuidos al Global Solar Atlas (Global Solar Atlas, s.f.). Su interpretación se contrastó con el informe técnico de la plataforma, que diferencia resoluciones y parámetros según la capa consultada e incorpora supuestos de montaje y conversión (Solargis, 2019). No se contó con una exportación meteorológica horaria y su configuración completa para reproducir la consulta inicial, por lo que el rendimiento se utilizó como referencia condicional del predimensionamiento y no como una medición local o una nueva simulación validada.

La energía objetivo se definió como el 60 % de una energía de referencia y se analizaron dos criterios: consumo medio mensual y consumo máximo registrado. Para conservar el criterio de cálculo inicial se utilizó un mes normalizado de 30 días en el predimensionamiento, mientras que las proyecciones de producción anual se expresaron sobre 365 días. La ecuación (2) relaciona la fracción de cobertura f, la energía

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

de referencia Eref, los días d_m y el rendimiento específico y. El porcentaje f representa un objetivo energético, no una reducción de demanda máxima de potencia.

$$E_{obj} = f\,E_{ref}; \quad P_{req} = \frac{E_{obj}}{d_m\,y} \tag{2}$$

El número mínimo de módulos se obtuvo mediante redondeo al entero superior y la potencia del generador se calculó multiplicando ese número por la potencia nominal unitaria de 0,550 kWp, conforme con la ecuación (3). Se compararon el mínimo asociado al consumo medio, una configuración de 30 módulos para estudiar cadenas equivalentes y la alternativa correspondiente al máximo mensual. Se mantuvo la tecnología monocristalina propuesta inicialmente y se utilizó la ficha JKM550M-72HL4 de JinkoSolar como referencia concreta de parámetros, sin asumir disponibilidad comercial, adjudicación o selección definitiva de ese fabricante (JinkoSolar, s.f.).

$$N = \left\lceil \frac{P_{req}}{P_{mód}} \right\rceil; \quad P_{DC} = N\,P_{mód} \tag{3}$$

Desarrollo del modelo técnico y condiciones de compatibilidad

El cálculo con rendimiento específico se complementó con la descripción de la cadena física que deberá representar la ingeniería de detalle. La irradiancia sobre un plano inclinado requiere separar contribuciones directa, difusa y reflejada. La ecuación (4) muestra una aproximación isotrópica, donde GPOA es la irradiancia sobre los módulos, DNI la irradiancia directa normal, DHI la difusa horizontal, GHI la global horizontal, θ el ángulo de incidencia, β la inclinación y ρ el albedo. La expresión permite identificar entradas y unidades, mientras que una simulación definitiva deberá seleccionar y documentar el modelo de transposición apropiado (Gilman et al., 2018; Freeman et al., 2016).

$$G_{POA} = DNI \cdot \max(\cos\theta, 0) + DHI\,\frac{1+\cos\beta}{2} + \rho\,GHI\,\frac{1-\cos\beta}{2} \tag{4}$$

La temperatura del módulo puede representarse mediante el modelo empírico de Sandia de la ecuación (5), donde T_a es la temperatura del aire, v la velocidad del viento y a y b coeficientes asociados con el módulo y el montaje; la temperatura de célula incorpora una diferencia ΔT dependiente de la irradiancia (King et al., 2004). No se asignaron coeficientes térmicos del edificio sin medición o ficha de montaje. Se definió, en cambio, una comprobación ilustrativa de sensibilidad de potencia para temperaturas de célula de 25, 45 y 65 °C, utilizando el coeficiente de potencia de −0,35 %/°C del módulo de referencia (JinkoSolar, s.f.).

$$T_m = T_a + G_{POA}\exp(a + b\,v)$$
$$T_c = T_m + \frac{G_{POA}}{G_{STC}}\,\Delta T \tag{5}$$

La ecuación (6) relaciona potencia nominal, irradiancia, temperatura y pérdidas eléctricas, y la ecuación (7) expresa una conversión simplificada a energía alterna, incorporando la

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

eficiencia del inversor, su límite de potencia y el intervalo temporal Δt. Las pérdidas LDC y LAC se expresan como fracciones; γP se expresa en °C⁻¹ y η depende de las condiciones de entrada. Esta formulación se empleó para definir los mecanismos y las comprobaciones requeridas, sin presentar una serie horaria como ejecutada (Dobos, 2014; Gilman et al., 2018; King et al., 2007).

$$P_{DC} = P_{nom} \frac{G_{POA}}{G_{STC}} [1 + \gamma_P (T_c - 25)] (1 - L_{DC}) \quad (6)$$

$$E_{AC} = \sum_{t=1}^{n} \min[\eta(P_{DC}, V_{DC}) P_{DC}, P_{AC,nom}] (1 - L_{AC}) \Delta t \quad (7)$$

En el cálculo inicial se utilizó EPV = PDC · y · d, debido a que y ya representa un rendimiento específico de generación. Por consiguiente, no se multiplicó nuevamente ese resultado por un factor global de rendimiento o por pérdidas térmicas del modelo físico, lo cual duplicaría descuentos. Las ecuaciones (4) a (7) corresponden a una ruta alternativa de modelado detallado, mientras que su futura aplicación deberá reemplazar la estimación resumida y documentar cada pérdida una sola vez. Las pérdidas combinadas se tratarán mediante factores multiplicativos cuando su definición así lo requiera, conforme con la formulación de PVWatts (Dobos, 2014).

La relación entre generador e inversor se definió como rDC/AC = PDC/PAC,nom. La selección del inversor se vinculó con la curva de eficiencia, el rango de seguimiento del punto de máxima potencia, las corrientes admisibles y la tensión del punto de conexión, en virtud de que un incremento fijo del 20 % sobre la potencia de los módulos no constituye por sí mismo un criterio de compatibilidad (King et al., 2007).

Para la alternativa de 30 módulos se estudió una capacidad nominal de 15 kW como candidata, mientras que el equipo de 20 kW propuesto inicialmente se conservó como comparación y no como una selección ya justificada.

La configuración de dos cadenas de 15 módulos se evaluó de manera preliminar mediante tensiones y corrientes de ficha. La ecuación (8) muestra la comprobación de tensión de circuito abierto a la temperatura mínima de célula, donde Ns es el número de módulos en serie y βVoc el coeficiente relativo de tensión. Además de cumplir esa desigualdad, la tensión de operación a máxima temperatura deberá permanecer dentro del rango MPPT y la corriente de cada entrada deberá admitir la cadena correspondiente. Las protecciones, el cableado, la puesta a tierra y la seccionabilidad deberán resolverse conforme con el diseño de arreglos fotovoltaicos y con los requisitos locales de conexión, sin atribuir a esta propuesta una certificación de conformidad (IEC, 2023; ARCONEL, 2024).

$$N_s V_{oc,STC} [1 + \beta_{Voc} (T_{c,min} - 25)] < V_{DC,adm} \quad (8)$$

La recepción de una instalación posterior deberá incorporar documentación de configuración, identificación de componentes, inspección y pruebas de puesta en servicio, conforme con el alcance de IEC 62446-1 para sistemas conectados a la red (IEC, 2016). El registro de esas comprobaciones permitirá relacionar el diseño con el sistema realmente instalado y establecer una línea base de operación. En esta etapa se definieron los requisitos de

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

comprobación, sin reportar ensayos de campo que no se han realizado.

Balance de autoconsumo y tratamiento de excedentes

El aprovechamiento energético se definió mediante el balance temporal entre generación y carga de la ecuación (9). La fracción de autoconsumo α relaciona la energía fotovoltaica utilizada directamente con la generación total, mientras que la autosuficiencia βL relaciona esa energía utilizada con la demanda del edificio. Ambas magnitudes utilizan denominadores diferentes, por lo que una cobertura anual potencial del 60 % no demuestra un autoconsumo instantáneo del 60 %. Al no disponer de una curva horaria, se evaluaron α = 0,60, 0,80 y 1,00 como escenarios explícitos, sin atribuirles probabilidades de ocurrencia.

$$E_{auto} = \sum_{t=1}^{n} \min(P_{PV,t}, P_{carga,t})\,\Delta t$$

$$E_{exc,pot} = \sum_{t=1}^{n} \max(P_{PV,t} - P_{carga,t}, 0)\,\Delta t$$

$$\alpha = \frac{E_{auto}}{E_{PV}}; \quad \beta_L = \frac{E_{auto}}{E_{carga}} \tag{9}$$

La regulación ARCONEL-005/24 codificada establece créditos de energía o energía equivalente según la categoría tarifaria, con reglas de acumulación, utilización y reinicio de saldos; también mantiene cargos por comercialización y, cuando corresponde, por demanda (ARCONEL, 2024). Se diferenciaron una operación con inyección autorizada y una eventual operación con limitación de exportación. En esta última, la diferencia entre generación potencial y energía utilizada puede convertirse en energía recortada por control, por lo que no debe reportarse automáticamente como energía entregada a la red.

Evaluación económica por escenarios

La evaluación se organizó mediante flujos de caja descontados y costo nivelado de energía. La ecuación (10) incluye inversión inicial I_0, ahorro por energía autoconsumida A_t, valor de créditos efectivamente aprovechables V_t, operación y mantenimiento OM_t, reposiciones y retiro R_t, y tasa de descuento r. La ecuación (11) relaciona el valor presente de los costos con la energía generada, mientras que su comparación con la tarifa requiere considerar qué parte de esa generación produce un ahorro efectivo (Moser et al., 2020; IRENA, 2025). No se estimaron un periodo de recuperación o una TIR del proyecto como resultados observados, debido a la falta de una cotización integral y de una tarifa marginal comprobada.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t + V_t - OM_t - R_t}{(1+r)^t} \tag{10}$$

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{OM_t + R_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \tag{11}$$

Para obtener una sensibilidad reproducible se construyó un escenario conservador que asigna valor cero a los excedentes, sin interpretarlo como prohibición regulatoria. Se utilizaron

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

precios evitados hipotéticos de 0,08, 0,10 y 0,12 USD/kWh, vida de evaluación de 25 años, descuento real del 8 %, degradación geométrica del 0,5 % anual y mantenimiento anual equivalente al 1 % de la inversión inicial. Se añadieron una reposición hipotética del inversor del 10 % de I_0 en el año 12 y un costo de retiro del 2 % de I_0 en el año 25, sin valor residual. La degradación se apoyó como referencia de sensibilidad en la literatura, mientras que los demás porcentajes se definieron como supuestos analíticos y no como cotizaciones locales (Jordan & Kurtz, 2012; NREL et al., 2018; IRENA & IEA PVPS, 2016).

La ecuación (12) expresa la inversión inicial máxima compatible con VAN igual a cero bajo esos supuestos, donde $A_1 = \alpha \cdot E_1 \cdot p$ es el ahorro del primer año. El umbral permite evaluar una cotización futura sin presentar un presupuesto ficticio. Se mantuvieron constantes α y p únicamente para esta sensibilidad, por lo que una evaluación contractual deberá incorporar su variación, el tratamiento real de excedentes y los costos verificables de cada componente (Moser et al., 2020).

$$I_{0,máx} = \frac{A_1 K_\delta}{1 + 0{,}01\, K_0 + \frac{0{,}10}{(1+r)^{12}} + \frac{0{,}02}{(1+r)^{25}}}$$

$$K_\delta = \sum_{t=1}^{25} \frac{(1-\delta)^{t-1}}{(1+r)^t}; \quad K_0 = \sum_{t=1}^{25} \frac{1}{(1+r)^t} \tag{12}$$

Evaluación ambiental y control de incertidumbre

La reducción operacional potencial se calculó multiplicando la electricidad de red sustituida por el factor de emisión correspondiente al inventario eléctrico del SNI de 2025, igual a 0,1113 t CO_2eq/MWh, publicado en el informe oficial elaborado con participación de CENACE y de la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión (Ministerio de Ambiente y Energía, 2026). Se seleccionó el factor de inventario o huella de carbono, diferenciándolo del margen combinado aplicable a determinadas evaluaciones de proyectos. La ecuación (13) expresa ese cálculo; el uso de un factor medio de red corresponde a una aproximación basada en localización y no a una estimación de emisiones marginales horarias (Sotos, 2015).

$$\Delta GEI_{op} = E_{auto}\, FE_{red} \tag{13}$$

El análisis de ciclo de vida se mantuvo como una evaluación complementaria que requiere inventarios específicos. Se definieron la electricidad alterna entregada como unidad funcional y los límites de fabricación, transporte, instalación, uso, reposición y retiro, sin asignar al sistema local una intensidad de fabricación tomada directamente de otra región (Frischknecht, Stolz, Heath et al., 2020; Frischknecht, Stolz, Krebs et al., 2020). La ecuación (14) expresa el criterio de equilibrio ambiental cuando las cargas del sistema se distribuyen por kWh generado y solo se acredita la electricidad autoconsumida: la intensidad fotovoltaica de ciclo de vida debe ser menor que α multiplicado por el factor de la red. Este criterio no sustituye un inventario de materiales ni un análisis completo de ciclo de vida.

$$FE_{FV,ACV} < \alpha\, FE_{red} \tag{14}$$

Se evaluó adicionalmente una variación de ±10 % sobre el rendimiento específico de referencia, manteniendo las demás condiciones, para examinar la respuesta del dimensionamiento y de la energía producida. El intervalo se definió

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

como sensibilidad determinista y no como intervalo de confianza. La incertidumbre del recurso, de los modelos, de los parámetros y de la disponibilidad deberá cuantificarse separadamente con información multianual y

RESULTADOS

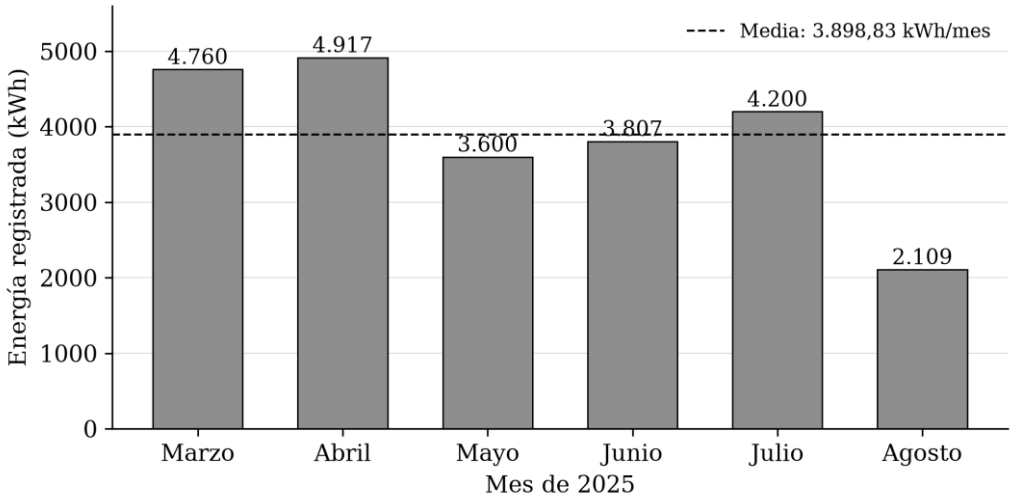
Caracterización de la línea base

La energía acumulada de los seis registros fue de 23.393 kWh y el consumo medio de 3.898,83 kWh/mes, mientras que la mediana alcanzó 4.003,50 kWh/mes. La desviación estándar muestral fue de 1.016,88 kWh y el coeficiente de variación de 26,08 %. Abril presentó el

datos del sistema; el coeficiente de variación de seis consumos no se utilizó para asignar una probabilidad de excedencia a la producción fotovoltaica (Prilliman et al., 2023; Reise et al., 2018).

mayor consumo, con 4.917 kWh, y agosto el menor, con 2.109 kWh, por lo que la relación entre ambos extremos fue de 2,33. Estas diferencias muestran variación en la energía registrada y justifican comparar escenarios de dimensionamiento; el registro no permite determinar cuánto corresponde a ocupación, climatización, calendario laboral o cambios en la medición.

Figura 2
Consumo eléctrico registrado de marzo a agosto de 2025.



El costo reportado acumuló 21.676,21 USD. Su división directa por la energía mensual produce cocientes comprendidos entre 0,829 y 1,190 USD/kWh, los cuales no se interpretaron como tarifas del suministro. La diferencia entre esos cocientes y la información necesaria para valorar energía evitada exige comprobar la factura completa, su multiplicador, los cargos y el alcance de la cuenta. Así mismo, los valores de la columna rotulada como demanda no permiten calcular un factor de carga ni

seleccionar protecciones de potencia, debido a que su magnitud física no está establecida.

La multiplicación de la media mensual por doce produce una referencia anualizada de 46.786 kWh/año, utilizada exclusivamente como denominador prospectivo de comparación. No corresponde a doce meses observados ni a una normalización climática. En consideración de ello, las coberturas anuales que se presentan a continuación expresan relaciones entre

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

escenarios y esta referencia, y deberán recalcularse cuando se disponga de un ciclo anual de medición con periodos de lectura verificados.

Potencia requerida y selección de alternativas

El objetivo del 60 % del consumo medio equivale a 2.339,30 kWh por mes normalizado o 77,98 kWh/día. Con y = 4,97 kWh/kWp/día, la potencia requerida es de 15,69 kWp y el cociente entre esa potencia y 0,550 kWp por módulo es de 28,53. Por consiguiente, el mínimo energético corresponde a 29 módulos y 15,95 kWp; redondear a 28 módulos dejaría 15,40 kWp y una producción normalizada de 2.296,14 kWh/mes, inferior al objetivo definido. La Tabla 2 conserva ambos criterios de referencia y diferencia la configuración mínima de una alternativa de cadenas equivalentes.

Tabla 2

Comparación de configuraciones bajo el rendimiento específico de referencia

Configuración	Módulos	Potencia CC (kWp)	Producción en 30 días (kWh)	Producción en 365 días (MWh)
Referencia inferior al objetivo medio	28	15,40	2.296,14	27,94
Mínimo para el consumo medio	29	15,95	2.378,15	28,93
Alternativa de cadenas equivalentes	30	16,50	2.460,15	29,93
Mínimo para el máximo mensual	36	19,80	2.952,18	35,92

Nota. *Cálculo propio con y = 4,97 kWh/kWp/día. Los valores son potenciales condicionales; el mes de 30 días se utiliza para predimensionar y el año de 365 días para la proyección. No se han simulado pérdidas diferenciales entre alternativas.*

Para cubrir el 60 % del máximo mensual, la energía objetivo aumenta a 2.950,20 kWh por mes normalizado y la potencia requerida a 19,79 kWp. Esta alternativa exige 36 módulos, con 19,80 kWp instalados, mientras que la configuración de 30 módulos alcanza 16,50 kWp y una generación normalizada de 2.460,15 kWh por cada 30 días. De este modo, seleccionar la media o el máximo modifica el tamaño del generador y la probabilidad de encontrar periodos con producción superior a la carga, aunque esa probabilidad no puede cuantificarse con los registros mensuales disponibles.

La producción de referencia sobre 365 días sería de 28,93 MWh/año para 29 módulos, 29,93 MWh/año para 30 módulos y 35,92 MWh/año para 36 módulos. Estas cifras resultan de aplicar el mismo rendimiento específico y no incluyen una validación de diferencias de montaje, clipping, sombras o indisponibilidad entre configuraciones. El promedio mensual equivalente de una proyección anual de 365 días difiere del mes normalizado de 30 días utilizado para predimensionar, por lo que ambas bases temporales se mantienen identificadas en las tablas y en los cálculos.

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Comprobaciones del módulo y del inversor candidato

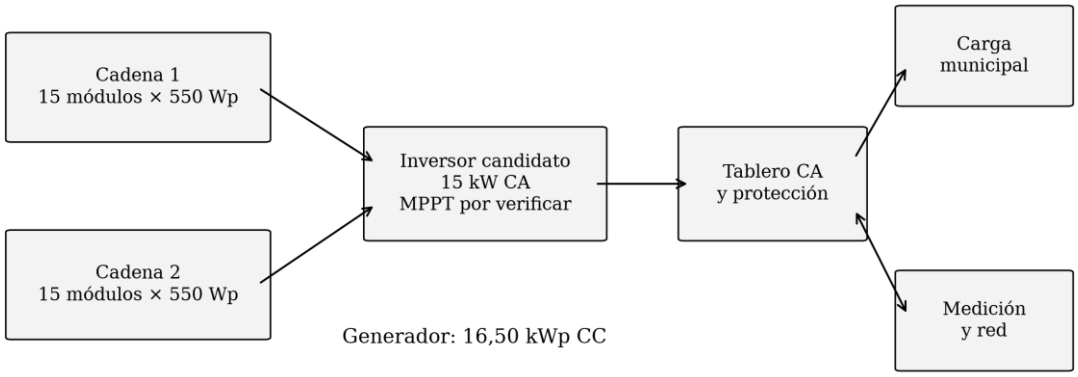
La ficha del módulo de referencia declara 550 Wp, eficiencia del 21,33 %, Vmp de 40,90 V, Imp de 13,45 A, Voc de 49,62 V e Isc de 14,03 A en condiciones estándar. Sus dimensiones son de 2,274 × 1,134 m y su masa de 28 kg en la revisión F2 consultada (JinkoSolar, s.f.). Los 30 módulos ocuparían 77,36 m² de superficie modular y aportarían 840 kg de masa propia, sin estructura, lastre, cables ni cargas de mantenimiento. Por consiguiente, esa superficie no equivale al área total de cubierta necesaria ni esa masa constituye una verificación de capacidad resistente.

Dos cadenas de 15 módulos presentarían, a condiciones estándar, 613,50 V a máxima potencia y 744,30 V en circuito abierto por cadena. Para una temperatura mínima de célula hipotética de 10 °C y $\beta Voc = -0{,}0028\ °C^{-1}$, la tensión de circuito abierto calculada aumenta a 775,56 V. El valor permite establecer una comprobación inicial para un equipo candidato, aunque el límite admisible deberá ser el menor entre los límites del inversor, módulos, seccionamiento y restantes componentes; también falta comprobar la tensión MPPT a máxima temperatura y la corriente admisible de cada entrada.

Con 16,50 kWp y un inversor candidato de 15 kW, la relación DC/AC sería de 1,10, mientras que un equipo de 20 kW produciría una relación de 0,825. Ninguna de esas relaciones determina por sí sola cuál equipo es óptimo: la comparación requiere curva de eficiencia, tensiones, disponibilidad comercial, costo y producción horaria. La potencia de 15 kW se presenta como una alternativa de estudio y no como una orden de compra, debido a que la tensión y el número de fases del suministro municipal todavía requieren verificación.

Figura 3

Configuración funcional de la alternativa de 30 módulos.



Esquema funcional de estudio; no corresponde a un plano de ejecución.

La sensibilidad térmica con $\gamma P = -0{,}0035\ °C^{-1}$ produce factores relativos de potencia de 1,000, 0,930 y 0,860 para temperaturas de célula de 25, 45 y 65 °C, respectivamente, a irradiancia y demás condiciones constantes. El resultado representa pérdidas instantáneas de 0, 7 y 14 % respecto de 25 °C, sin constituir una pérdida anual medida. Esta diferencia explica por qué la ventilación posterior y el montaje deben incorporarse al modelo, y por qué no corresponde aplicar nuevamente esos factores a

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

la producción resumida por PVOUT sin revisar qué pérdidas ya contiene.

Aprovechamiento energético y sensibilidad del recurso

La Tabla 3 presenta el aprovechamiento de la alternativa de 16,50 kWp bajo tres valores de α. Con autoconsumo hipotético del 80 %, la energía utilizada directamente sería de 23,95 MWh/año y la sustitución de la referencia anualizada del edificio alcanzaría 51,18 %. El 20 % restante, equivalente a 5,99 MWh/año, correspondería a energía potencial no autoconsumida; su entrega, compensación o recorte depende de las condiciones de operación y de conexión y no puede determinarse mediante el balance anual por sí solo.

Tabla 3

Escenarios de aprovechamiento y reducción operacional de la alternativa de 16,50 kWp

Autoconsumo α (%)	Energía utilizada (MWh/año)	No autoconsumida* (MWh/año)	Autosuficiencia βL (%)	Reducción (t CO_2eq/año)
60	17,96	11,97	38,39	2,00
80	23,95	5,99	51,18	2,67
100	29,93	0,00	63,98	3,33

Nota. *Supuestos, no mediciones: α = 0,60; 0,80; 1,00. Producción de referencia: 29,93 MWh/año. Denominador anualizado del consumo: 46,79 MWh/año. * Puede corresponder a excedentes o a recorte, según el régimen de operación. Factor de inventario del SNI de 2025: 0,1113 t CO_2eq/MWh.*

El cociente entre generación potencial y la referencia anualizada del consumo es de 63,98 %, pero ese valor solo coincide con la autosuficiencia cuando toda la generación se utiliza directamente. Para α = 0,60, la sustitución disminuye a 38,39 %, mientras que para α = 0,80 alcanza 51,18 %. Cabe resaltar que en agosto la energía registrada fue menor que la producción de un mes normalizado de la alternativa, lo cual evidencia la necesidad de revisar simultaneidad, fines de semana y periodos de menor actividad antes de fijar el tamaño definitivo.

Una variación de ±10 % sobre y sitúa la producción de referencia de 16,50 kWp entre 26,94 y 32,93 MWh/año. Bajo α = 0,80, la electricidad sustituida se ubicaría entre 21,55 y 26,34 MWh/año, manteniendo constantes los demás supuestos. Si el dimensionamiento se realizara nuevamente para el objetivo mensual medio, los mismos cambios del rendimiento modificarían el mínimo requerido de 29 módulos a 32 en el escenario de menor rendimiento y a 26 en el de mayor rendimiento. Estos resultados corresponden a sensibilidad del cálculo, no a una distribución probabilística del recurso local.

Umbrales económicos de inversión

Con producción del primer año de 29.931,83 kWh y α = 0,80, el ahorro bruto inicial sería de 1.915,64, 2.394,55 y 2.873,46 USD/año para precios evitados de 0,08, 0,10 y 0,12 USD/kWh, respectivamente. Los valores resultan de multiplicar energía utilizada por precio supuesto y no incorporan todavía mantenimiento o reposiciones. La Tabla 4 transforma estos flujos en umbrales de inversión inicial mediante la

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

ecuación (12), manteniendo las condiciones financieras descritas.

Tabla 4

Inversión inicial máxima por escenario para VAN igual a cero

Autoconsumo α (%)	p = 0,08 USD/kWh	p = 0,10 USD/kWh	p = 0,12 USD/kWh
60	12.812	16.014	19.217
80	17.082	21.353	25.623
100	21.353	26.691	32.029

Nota. *Importes en USD, redondeados al entero. Supuestos: 25 años; descuento real 8 %; degradación 0,5 %/año; mantenimiento anual 1 % de I_0; reposición 10 % de I_0 en el año 12; retiro 2 % de I_0 en el año 25; excedentes sin valor económico en esta sensibilidad. No son cotizaciones ni costos observados.*

El umbral no constituye el costo de la instalación: indica el monto máximo de inversión inicial que produciría VAN igual a cero dentro de cada combinación de supuestos. Una cotización inferior podría presentar VAN positivo bajo esas condiciones, mientras que una superior requeriría mayor ahorro, menores costos futuros, aprovechamiento de créditos u otras modificaciones comprobables. La diferencia entre el precio marginal evitado y el cociente de facturación total por kWh es decisiva, debido a que utilizar este último trasladaría al ahorro cargos que podrían mantenerse después de instalar el sistema.

Reducción operacional y requisitos para continuar la evaluación

Con el factor oficial del SNI de 2025, la reducción operacional potencial alcanza 2,00, 2,67 y 3,33 t CO_2eq/año para autoconsumos del 60, 80 y 100 %, respectivamente. La referencia anualizada sin fotovoltaica correspondería a 5,21 t CO_2eq/año bajo ese mismo factor. Se trata de una comparación de escenarios con un factor constante, sin representar una reducción certificada, emisiones marginales del sistema ni una proyección del factor de red durante 25 años.

El criterio de equilibrio ambiental de la ecuación (14) establece intensidades máximas de ciclo de vida de 66,78, 89,04 y 111,30 g CO_2eq/kWh generado para α = 0,60, 0,80 y 1,00, respectivamente. La literatura permite contrastar el orden de magnitud, pero el valor local deberá obtenerse con datos de fabricación, transporte, estructura, reposiciones y generación efectiva (Frischknecht, Stolz, Heath et al., 2020; Frischknecht, 2022). La Tabla 5 organiza las verificaciones que condicionan la continuación del proyecto, diferenciando lo calculado de la evidencia todavía necesaria para la ingeniería de detalle.

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Tabla 5

Verificaciones necesarias para continuar hacia la ingeniería de detalle

Dimensión	Información disponible	Comprobación requerida
Consumo y factura	Seis registros mensuales	Comprobar cuenta, periodos, multiplicadores, unidades, tarifa y cargos con facturas completas.
Simultaneidad	Operación diurna descrita	Registrar la carga y la generación esperada con intervalos sincronizados, incluyendo fines de semana.
Recurso y sombras	Rendimiento específico de referencia	Conservar archivo meteorológico, versión, periodo, configuración y levantamiento tridimensional de obstáculos.
Cubierta y estructura	Superficie y masa modulares calculadas	Medir área útil y evaluar estado de cubierta, apoyos, cargas permanentes y succión de viento.
Conversión y cadenas	Dos cadenas de 15 módulos como alternativa	Verificar tensión, fases, límites CC y MPPT, corrientes de entrada, protecciones y cableado.
Conexión y medición	Marco ARCONEL consultado	Obtener factibilidad y habilitación; definir inyección o limitación, medición y tratamiento de excedentes.
Operación costera	Riesgos identificados en literatura	Definir materiales, inspecciones, control de corrosión, limpieza y registro de fallas.
Economía y ambiente	Sensibilidades y factor oficial de 2025	Obtener cotización, costos de reposición, tarifa marginal e inventario de ciclo de vida del sistema.

Nota. *Síntesis de los requisitos de validación. La tabla no acredita ejecución de ensayos, aprobación estructural o autorización de conexión.*

DISCUSIÓN

Interpretación del tamaño del sistema y de la cobertura

El principal resultado es la identificación de una configuración energética de estudio compatible con el orden de magnitud del consumo, junto con las condiciones que determinan su aprovechamiento. La alternativa de 30 módulos mantiene la tecnología de 550 Wp propuesta inicialmente y permite examinar dos cadenas equivalentes, mientras que la de 36 módulos responde a un objetivo diferente al cubrir el 60 % del máximo mensual. Esta comparación concreta el diseño y evita interpretar que una misma cantidad de paneles satisface simultáneamente ambos criterios; la elección final dependerá de la coincidencia de la generación con la carga y del tratamiento de excedentes (D'Adamo et al., 2020; ARCONEL, 2024).

La operación diurna puede favorecer el autoconsumo de una edificación administrativa, aunque no asegura su magnitud durante fines de semana, feriados o periodos de menor ocupación. En este sentido, la observación de un mes con menor consumo que la producción normalizada justifica estudiar la limitación de exportación, el aprovechamiento regulado de créditos o un tamaño menor, antes de incrementar potencia para atender el máximo mensual. La eficiencia energética también modifica el problema: reducir cargas de climatización o iluminación puede disminuir la

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

energía requerida y cambiar el tamaño justificable del sistema, por lo que debe integrarse dentro de la evaluación del edificio (Gouveia et al., 2024).

Comparación con antecedentes y calidad de la predicción

Los antecedentes de edificios públicos y de cubiertas urbanas respaldan la necesidad de integrar análisis espacial, energético y económico, pero no demuestran que toda superficie institucional produzca beneficios equivalentes. El trabajo de Santa Isabel distingue potenciales mediante características geométricas, mientras que la evaluación urbana de Cuenca reconoce restricciones y diferencias entre indicadores de sostenibilidad (Idrovo-Macancela et al., 2025; Barragán-Escandón et al., 2019). La propuesta de La Libertad conserva esa lógica al separar superficie modular, aptitud de cubierta y aprovechamiento de electricidad, sin utilizar porcentajes territoriales de otros estudios como factores medidos del municipio.

La sensibilidad del rendimiento muestra que una modificación relativamente acotada del recurso de referencia puede cambiar tanto la producción como el mínimo de módulos. La literatura sobre incertidumbre fotovoltaica diferencia variabilidad climática, incertidumbre instrumental, parámetros del generador y disponibilidad, mientras que la evaluación económica depende de cómo esas contribuciones se transmiten al flujo de caja (Prilliman et al., 2023; Reise et al., 2018; Moser et al., 2020). Por consiguiente, el paso siguiente del modelado debe utilizar un archivo meteorológico documentado, pérdidas desagregadas y una comparación entre estimación y medición; los resultados actuales no justifican identificar la producción de referencia como P50 o P90.

Los parámetros normalizados de rendimiento permiten mantener esa trazabilidad durante la operación. La energía específica Yf = EAC/PDC y el rendimiento de referencia Yr = HPOA/GSTC permiten calcular PR = Yf/Yr, siempre que se utilice irradiación sobre el plano de los módulos y periodos coincidentes (Marion et al., 2005). No sería correcto dividir el rendimiento específico por la irradiación horizontal y reportar ese cociente como PR sin comprobar orientación, supuestos y límites. El plan de monitoreo deberá definir sensores, sincronización temporal, tratamiento de faltantes, calibración y registro de indisponibilidades, en concordancia con el alcance de IEC 61724-1 y con las recomendaciones sobre medición de rendimiento (IEC, 2021; Friesen et al., 2018).

Durabilidad costera y seguridad de la instalación

La localización costera exige que el diseño considere corrosión de herrajes y conexiones, drenaje, ventilación, entrada de humedad y conservación de la cubierta. La ficha del módulo indica prestaciones de ensayo del producto, pero no certifica los anclajes ni la resistencia del edificio completo; el ensayo de niebla salina tampoco equivale a una garantía de vida útil bajo cualquier exposición (JinkoSolar, s.f.; IEC, 2020). El diagnóstico estructural deberá identificar materiales, estado de conservación, cargas permanentes, succión de viento y disposición de apoyos, mientras que las recomendaciones de preparación frente a tormentas muestran la importancia de la fijación y de la integridad de la envolvente (NREL, 2022). Las condiciones de otros territorios se

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

utilizan como fundamentos de inspección, no como velocidades de viento de diseño para Santa Elena.

El mantenimiento debe relacionarse con evidencia de pérdida y con las condiciones de seguridad del personal. La inspección de corrosión, conectores, canalizaciones, anclajes y sellos, junto con el seguimiento de fallas y de diferencias de rendimiento, permite distinguir ensuciamiento recuperable de degradación o fallas de componentes (NREL et al., 2018; Jahn et al., 2022; Köntges et al., 2014). La limpieza deberá valorar la energía recuperable y su valor frente al costo, el agua y el riesgo de intervención; utilizar una frecuencia fija tomada de otra instalación podría elevar costos o conservar pérdidas evitables cuando cambia la deposición local (Schill et al., 2022).

La sostenibilidad energética tampoco debe confundirse con autonomía durante interrupciones. Un inversor convencional conectado a la red requiere protección contra funcionamiento en isla, y las medidas de prevención se evalúan mediante procedimientos específicos (IEC, 2014). Por consiguiente, el sistema sin baterías estudiado puede disminuir la electricidad adquirida durante operación normal, pero no demuestra continuidad del suministro durante un corte. Si el municipio incorpora ese objetivo, deberá definir cargas críticas, duración del respaldo, almacenamiento o generación complementaria y separación segura de la red, lo cual constituye una alternativa técnica adicional a la presente propuesta.

Alcance económico y ambiental de la propuesta

Los umbrales de inversión muestran que el aprovechamiento de la generación y la valoración marginal de la electricidad tienen mayor importancia que una comparación aislada entre potencia nominal y consumo mensual. El costo nivelado global publicado por IRENA para plantas de gran escala sirve como referencia del desarrollo tecnológico, pero no reemplaza una cotización de una cubierta municipal ni incorpora por sí mismo su tarifa o sus cargos de conexión (IRENA, 2025). Así mismo, los antecedentes de Italia y Arica muestran que el régimen de compensación y la energía utilizada directamente modifican la rentabilidad, de modo que no corresponde trasladar sus periodos de recuperación al caso ecuatoriano (D'Adamo et al., 2020; Valdés-González et al., 2020).

La regulación consultada permite distinguir créditos energéticos de pagos monetarios por energía acumulada no utilizada. El reinicio de saldos y la permanencia de cargos de demanda o comercialización modifican el beneficio efectivo, mientras que una reducción de energía no garantiza que disminuya el máximo de potencia facturado (ARCONEL, 2024). Por ello, la evaluación económica definitiva deberá reconstruir el consumo por periodo tarifario, identificar los cargos realmente evitables y aplicar la modalidad autorizada. La sensibilidad sin valor de excedentes representa una condición conservadora de análisis y no una interpretación que niegue los créditos establecidos en la regulación.

La reducción operacional calculada depende de la intensidad de emisiones de la red. El informe de 2024 presenta un factor de inventario de 0,1616 t CO_2eq/MWh, mientras que el de 2025 establece 0,1113 t CO_2eq/MWh, por lo que utilizar un factor de otro año cambiaría la magnitud de la comparación (Ministerio de Ambiente y Energía, 2025; Ministerio de

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Ambiente y Energía, 2026). Esta variación confirma la necesidad de identificar año, territorio y finalidad del indicador; el factor de inventario utilizado describe la electricidad adquirida y no demuestra qué central dejó de producir en cada hora (Sotos, 2015).

El análisis de ciclo de vida añade un alcance diferente. La ficha de IEA PVPS de 2022 presenta para silicio monocristalino una intensidad de 42,9 g CO_2eq/kWh bajo un sistema y unas hipótesis europeas específicas, entre ellas producción anual, degradación y vida útil (Frischknecht, 2022). Ese valor no se adoptó como resultado de La Libertad, debido a que la tecnología, el rendimiento, la procedencia de materiales y las reposiciones pueden diferir. El criterio de equilibrio ambiental permite formular qué debe comprobarse con un inventario local, mientras que la gestión del retiro y del reciclaje mantiene dentro de la evaluación los impactos que ocurren después de la generación (Frischknecht, Stolz, Krebs et al., 2020; IRENA & IEA PVPS, 2016).

Limitaciones y alcance de transferencia

La principal limitación corresponde a la disponibilidad de seis registros mensuales sin las facturas completas ni la curva de carga, a lo cual se suma la ausencia de una exportación meteorológica reproducible, un levantamiento de cubierta y una cotización integral. La variabilidad mensual no permite identificar estacionalidad; el rendimiento específico se utilizó de manera condicional; y los porcentajes de autoconsumo, precios y parámetros financieros se definieron como escenarios. Estas condiciones impiden afirmar una rentabilidad demostrada, una selección óptima de equipos o una reducción ambiental verificada después de la instalación.

La contribución transferible consiste en organizar una secuencia que vincula datos, unidades, criterio de cobertura, configuración eléctrica, simultaneidad, valoración económica y límites ambientales. Su aplicación a otro municipio requiere sustituir el recurso, la carga, la tarifa y las condiciones constructivas por información del nuevo edificio, mientras que el procedimiento de comprobación puede conservarse. En virtud de ello, el estudio aporta una base reproducible para decidir qué alternativas continuar evaluando y qué mediciones tienen prioridad antes de contratar la ingeniería de detalle.

CONCLUSIONES

La información disponible permitió establecer una demanda media de 3.898,83 kWh/mes y una variación muestral del 26,08 %, con un máximo mensual de 4.917 kWh. El dimensionamiento para el 60 % del consumo medio requiere al menos 29 módulos de 550 Wp bajo el rendimiento específico adoptado, mientras que cubrir el mismo porcentaje del máximo mensual requiere 36 módulos. La alternativa de 30 módulos y 16,50 kWp permite desarrollar una configuración de dos cadenas equivalentes y estudiar un inversor de 15 kW, cuya selección permanece condicionada por las verificaciones eléctricas y del punto de conexión.

La producción de referencia de 29,93 MWh/año no equivale al ahorro efectivo ni a autonomía durante cortes. Con autoconsumo hipotético del 60 al 100 %, la sustitución de electricidad de red se ubicaría entre 17,96 y 29,93 MWh/año y la reducción operacional entre 2,00 y 3,33 t CO_2eq/año bajo el factor del SNI de 2025. La valoración económica depende de la tarifa marginal, del aprovechamiento de excedentes y

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

de los costos de inversión, mantenimiento y reposición, por lo que los umbrales calculados sirven para contrastar cotizaciones futuras y no para afirmar una rentabilidad ya comprobada.

La propuesta concreta una alternativa de prefactibilidad y los requisitos para continuar su evaluación, preservando la relación entre recurso solar, consumo y condiciones del edificio. La prioridad consiste en comprobar las facturas, medir generación y carga con resolución temporal suficiente, levantar la cubierta y sus sombras, verificar la estructura y obtener la factibilidad de conexión. Estas comprobaciones permitirán determinar si la configuración estudiada contribuye de manera efectiva a la sostenibilidad energética del Palacio Municipal y qué ajustes requiere antes de su ejecución.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2024). *Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. Regulación ARCONEL-005/24, codificada el 27 de octubre de 2024. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/10/Regulacion-005_24-Codificada-signed-1.pdf

Barragán-Escandón, A., Zalamea-León, E., & Terrados-Cepeda, J. (2019). Incidence of photovoltaics in cities based on indicators of occupancy and urban sustainability. *Energies*, *12*(5), 810. https://doi.org/10.3390/en12050810

D'Adamo, I., Falcone, P. M., Gastaldi, M., & Morone, P. (2020). The economic viability of photovoltaic systems in public buildings: Evidence from Italy. *Energy*, *207*, 118316. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118316

Deline, C., MacAlpine, S., Hanson, A., Stauth, J., & Sullivan, C. (2015). *Partial-shading assessment of photovoltaic installations via module-level monitoring*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/CP-5J00-63765. https://www.nlr.gov/docs/fy15osti/63765.pdf

Dobos, A. P. (2014). *PVWatts version 5 manual*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-62641. https://www.nlr.gov/docs/fy14osti/62641.pdf

Freeman, J., Freestate, D., Hobbs, W., & Riley, C. (2016). *Using measured plane-of-array data directly in photovoltaic modeling: Methodology and validation*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/CP-6A20-66465. https://www.nlr.gov/docs/fy17osti/66465.pdf

Freitas, B. G. S. de, Chagas, E. I., Crisóstomo, D. C. de C., & Henriques, G. F. (2025). Análise comparativa de metodologias de dimensionamento para sistemas fotovoltaicos. *Revista Produção Online*, *25*(4), e5418. https://doi.org/10.14488/1676-1901.v25i4.5418

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Friesen, G., Herrmann, W., Belluardo, G., & Herteleer, B. (2018). *Photovoltaic module energy yield measurements: Existing approaches and best practice*. IEA PVPS. Report T13-11:2018. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Photovoltaic_Module_Energy_Yield_Measurements_Existing_Approaches_and_Best_Practice_by_Task_13.pdf

Frischknecht, R. (Ed.). (2022). *Environmental life cycle assessment of electricity from PV systems: 2021 data update*. Ficha técnica. IEA PVPS Task 12. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/11/Fact-Sheet-IEA-PVPS-T12-23-LCA-update-2022.pdf

Frischknecht, R., Stolz, P., Heath, G., Raugei, M., Sinha, P., & de Wild-Scholten, M. (2020). *Methodology guidelines on life cycle assessment of photovoltaic*. 4.ª ed. IEA PVPS. Report T12-18:2020. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/07/IEA_Task12_LCA_Guidelines.pdf

Frischknecht, R., Stolz, P., Krebs, L., de Wild-Scholten, M., Sinha, P., Fthenakis, V., Kim, H. C., Raugei, M., & Stucki, M. (2020). *Life cycle inventories and life cycle assessments of photovoltaic systems*. IEA PVPS. Report T12-19:2020. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/12/IEA-PVPS-LCI-report-2020.pdf

Gagnon, P., Margolis, R., Melius, J., Phillips, C., & Elmore, R. (2016). *Rooftop solar photovoltaic technical potential in the United States: A detailed assessment*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-65298. https://www.nlr.gov/docs/fy16osti/65298.pdf

Gilman, P., Dobos, A., DiOrio, N., Freeman, J., Janzou, S., & Ryberg, D. (2018). *SAM photovoltaic model technical reference update*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-67399. https://www.nlr.gov/docs/fy18osti/67399.pdf

Global Solar Atlas. (s.f.). *Mapa y herramienta de estimación del recurso solar y del potencial fotovoltaico*. Solargis, ESMAP y World Bank. https://globalsolaratlas.info/detail?c=-2.227966,-80.920567,19&s=-2.227874,-80.920336&m=site&pv=medium,0,3,100

Gouveia, J. P., Aelenei, L., Aelenei, D., Ourives, R., & Bessa, S. (2024). Improving the energy performance of public buildings in the Mediterranean climate via a decision support tool. *Energies*, *17*(5), 1105. https://doi.org/10.3390/en17051105

Holmgren, W. F., Hansen, C. W., & Mikofski, M. A. (2018). pvlib python: A python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, *3*(29), 884. https://doi.org/10.21105/joss.00884

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Idrovo-Macancela, A., Velecela-Zhindón, M., Barragán-Escandón, A., Zalamea-León, E., & Mejía-Coronel, D. (2025). GIS-based assessment of photovoltaic solar potential on building rooftops in equatorial urban areas. *Heliyon*, *11*(1), e41425. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e41425

International Electrotechnical Commission. (2014). *Utility-interconnected photovoltaic inverters: Test procedure of islanding prevention measures*. IEC 62116:2014. Ficha oficial de alcance. https://webstore.iec.ch/en/publication/6479

International Electrotechnical Commission. (2016). *Photovoltaic (PV) systems: Requirements for testing, documentation and maintenance: Part 1: Grid connected systems: Documentation, commissioning tests and inspection*. IEC 62446-1:2016. Ficha oficial de alcance. https://webstore.iec.ch/en/publication/24057

International Electrotechnical Commission. (2020). *Photovoltaic (PV) modules: Salt mist corrosion testing*. IEC 61701:2020. Ficha oficial de alcance. https://webstore.iec.ch/en/publication/59588

International Electrotechnical Commission. (2021). *Photovoltaic system performance: Part 1: Monitoring*. IEC 61724-1:2021. Ficha oficial de alcance. https://webstore.iec.ch/en/publication/65561

International Electrotechnical Commission. (2023). *Photovoltaic (PV) arrays: Part 1: Design requirements*. IEC 62548-1:2023. Ficha oficial de alcance. https://webstore.iec.ch/en/publication/64171

International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable power generation costs in 2024*. IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf

International Renewable Energy Agency, & International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2016). *End-of-life management: Solar photovoltaic panels*. IRENA e IEA PVPS. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IRENA_IEA_PVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf

Jahn, U., Herteleer, B., Tjengdrawira, C., Tsanakas, I., Richter, M., Dickeson, G., Astigarraga, A., Tanahashi, T., Valencia, F., Green, M., Anderson, A., Stridh, B., Lagunas Alonso, A. R., & Sangpongsanont, Y. (2022). *Guidelines for operation and maintenance of photovoltaic power plants in different climates*. IEA PVPS. Report T13-25:2022. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/11/IEA-PVPS-Report-T13-25-2022-OandM-Guidelines.pdf

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

JinkoSolar. (s.f.). *Tiger Pro 72HC 530–550 Watt: JKM530-550M-72HL4-(V)-F2-EN*. Ficha técnica del fabricante. https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM530-550M-72HL4-%28V%29-F2-EN.pdf

Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2012). *Photovoltaic degradation rates: An analytical review*. Prepublicación. National Renewable Energy Laboratory. NREL/JA-5200-51664. https://www.nlr.gov/docs/fy12osti/51664.pdf

King, D. L., Boyson, W. E., & Kratochvil, J. A. (2004). *Photovoltaic array performance model*. Sandia National Laboratories. SAND2004-3535. https://doi.org/10.2172/919131

King, D. L., Gonzalez, S., Galbraith, G. M., & Boyson, W. E. (2007). *Performance model for grid-connected photovoltaic inverters*. Sandia National Laboratories. SAND2007-5036. https://doi.org/10.2172/920449

Kodba, A., Miškić, J., Dellavia, M., & Pukšec, T. (2025). Method for spatial, energy, and economic assessment for photovoltaics integration into public buildings. *Journal of Sustainable Development Indicators*, *1*(3), 2020621. https://doi.org/10.13044/j.sdi.d2.0621

Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K. A., Kato, K., Friesen, T., Liu, H., & Van Iseghem, M. (2014). *Review of failures of photovoltaic modules*. IEA PVPS. Report T13-01:2014. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf

Lojano Fernandez, D. I., & Vacacela Tayupanda, X. E. (2024). *Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos en el Aeropuerto Mariscal La Mar de Cuenca*. Trabajo de titulación. Universidad Politécnica Salesiana. https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/29441

MacAlpine, S., & Deline, C. (2015). *Simplified method for modeling the impact of arbitrary partial shading conditions on PV array performance*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/CP-5J00-64570. https://www.nlr.gov/docs/fy15osti/64570.pdf

Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Shugar, D., Wenger, H., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., & Townsend, T. (2005). *Performance parameters for grid-connected PV systems*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/CP-520-37358. https://www.nlr.gov/docs/fy05osti/37358.pdf

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Millingalli Ayala, J. F., Pazuña Naranjo, W. P., & Corrales Bonilla, J. I. (2025). Análisis y evaluación de la generación distribuida fotovoltaica como alternativa para mitigar la crisis energética en Ecuador. *Bastcorp International Journal*, *4*(1), 87–103. https://doi.org/10.62943/bij.v4n1.2025.164

Ministerio de Ambiente y Energía. (2025). *Factor de emisión de CO_2 del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador: Informe 2024*. CENACE y Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión. https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/09/Factor-de-emision-de-CO2-del-Sistema-Nacional-Interconectado-de-Ecuador-Informe-2024_compressed.pdf

Ministerio de Ambiente y Energía. (2026). *Factor de emisión de CO_2 del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador: Informe 2025*. CENACE y Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión. https://www.cenace.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=5460&force=1

Mogrovejo-Narvaez, M., Barragán-Escandón, A., Zalamea-León, E., & Serrano-Guerrero, X. (2024). Barriers to the implementation of on-grid photovoltaic systems in Ecuador. *Sustainability*, *16*(21), 9466. https://doi.org/10.3390/su16219466

Moser, D., Lindig, S., Richter, M., Ascencio-Vásquez, J., Horvath, I., Müller, B., Green, M., Vedde, J., Herz, M., Herteleer, B., Weiss, K.-A., & Stridh, B. (2020). *Uncertainties in yield assessments and PV LCOE*. IEA PVPS. Report T13-18:2020. https://iea-pvps.org/key-topics/uncertainties-yield-assessments/

Naciones Unidas. (2023). *Objetivos y metas de desarrollo sostenible*. Desarrollo Sostenible. https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/

Naranjo-Silva, S., & Romero-Bermeo, J. (2025). Coca Codo Sinclair Hydropower Plant: A time bomb in the energy sector for Ecuador or a successful project? *Enfoque UTE*, *16*(1), 26–37. https://doi.org/10.29019/enfoqueute.1087

National Renewable Energy Laboratory. (2022). *Preparing solar photovoltaic systems against storms*. NREL/FS-5R00-81968. https://www.nlr.gov/docs/fy22osti/81968.pdf

National Renewable Energy Laboratory, Sandia National Laboratory, SunSpec Alliance, & SuNLaMP PV O&M Best Practices Working Group. (2018). *Best practices for operation and maintenance of photovoltaic and energy storage systems*. 3.ª ed. NREL/TP-7A40-73822. https://doi.org/10.2172/1489002

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Pesantez, J.-P., Ríos-Villacorta, A., & González-Redrován, J. (2021). Integración de sistemas solares fotovoltaicos en el sector camaronero intensivo y extensivo del Ecuador: Caso de estudio en la provincia de El Oro. *Revista Politécnica*, *47*(2), 7–16. https://doi.org/10.33333/rp.vol47n2.01

Portillo, F., Alcayde, A., Garcia, R. M., Fernandez-Ros, M., Gazquez, J. A., & Novas, N. (2024). Life cycle assessment in renewable energy: Solar and wind perspectives. *Environments*, *11*(7), 147. https://doi.org/10.3390/environments11070147

Prilliman, M., Hansen, C., Keith, J., Janzou, S., Theristis, M., Scheiner, A., & Ozakyol, E. (2023). *Quantifying uncertainty in PV energy estimates final report*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-84993. Versión corregida en marzo de 2024. https://www.nlr.gov/docs/fy23osti/84993.pdf

Reise, C., Müller, B., Moser, D., Belluardo, G., & Ingenhoven, P. (2018). *Uncertainties in PV system yield predictions and assessments*. IEA PVPS. Report T13-12:2018. https://iea-pvps.org/key-topics/uncertainties-in-pv-system-yield-predictions-and-assessments/

Revelo Landazuri, J. A. (2023). *Diseño de un sistema de generación fotovoltaica para el edificio del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Francisco de Orellana en base a la normativa ecuatoriana vigente*. Trabajo de titulación. Universidad Politécnica Salesiana. https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/26519

Salamanca-Avila, S. (2017). Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá. *Revista Científica*, *30*(3), 263–277. https://doi.org/10.14483/23448350.12213

Schill, C., Anderson, A., Baldus-Jeursen, C., Burnham, L., Micheli, L., Parlevliet, D., Pilat, E., Stridh, B., & Urrejola, E. (2022). *Soiling losses: Impact on the performance of photovoltaic power plants*. IEA PVPS. Report T13-21:2022. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/01/IEA-PVPS-T13-21-2022-REPORT-Soiling-Losses-PV-Plants.pdf

Sengupta, M., Habte, A., Wilbert, S., Gueymard, C., Remund, J., Lorenz, E., van Sark, W., & Jensen, A. (2024). *Best practices handbook for the collection and use of solar resource data for solar energy applications*. 4.ª ed. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5D00-88300. https://doi.org/10.2172/2448063

ISSN: 3121-2948
Periodicidad: Trimestral, Volumen: 4, Número: 4, Año: 2026 páginas 170-198

Solargis. (2019). *Global Solar Atlas 2.0: Technical report 170-14/2019*. World Bank y ESMAP. https://documents1.worldbank.org/curated/en/529431592893043403/pdf/Global-Solar-Atlas-2-0-Technical-Report.pdf

Sotos, M. (2015). *GHG Protocol scope 2 guidance: An amendment to the GHG Protocol corporate standard*. World Resources Institute y World Business Council for Sustainable Development. https://ghgprotocol.org/scope-2-guidance

Valdés-González, G. D., Rodríguez-Ponce, E. R., Miranda-Visa, C., & Lillo-Sotomayor, J. (2020). Estudio de viabilidad de sistemas fotovoltaicos como fuentes de energía distribuida en la ciudad de Arica, Chile. *Información Tecnológica*, *31*(3), 249–256. https://doi.org/10.4067/S0718-07642020000300249