

Rendimiento de tecnologías fotovoltaicas en condiciones reales en la Ciudad de México: implicaciones para la generación distribuida

Performance of photovoltaic technologies under real conditions in Mexico City: implications for distributed generation

José F. Carmona N.¹, Erik E. Vázquez F.², Israel Reyes R.³, Jorge Fonseca C.³, Cinthia E. Sánchez F.¹, Jorge A. Mendoza P.¹

¹Escuela Nacional de Ciencias Biológicas del Instituto Politécnico Nacional, Maestría en Sostenibilidad e Innovación en Tecnología Ambiental.

Autor de correspondencia: jmendezap@ipn.mx

²Universidad de Colima, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

³Unidad Profesional Interdisciplinaria en Ingeniería y Tecnologías Avanzadas del Instituto Politécnico Nacional, Ciencias básicas.

Resumen

La transición hacia la generación distribuida fotovoltaica en México requiere datos de rendimiento confiables obtenidos en condiciones reales. Este estudio comparó el desempeño energético y la eficiencia de conversión de módulos de silicio monocristalino y policristalino bajo las condiciones climáticas de la Ciudad de México. Se monitorearon in situ dos módulos de 330 Wp durante dos periodos estacionalmente contrastantes (junio-julio y septiembre), analizando 68,400 datos diarios. Los resultados revelaron una fuerte dependencia estacional, el módulo policristalino superó al módulo monocristalino en energía generada durante el periodo nublado (17.45kWh vs. 16.10kWh), mientras que este último fue superior en condiciones de mayor estabilidad solar (13.75kWh vs. 17.38kWh). Se concluye que la selección óptima de tecnología para la generación distribuida en la CDMX debe considerar el patrón local de irradiancia, destacando la necesidad de estudios in situ para un dimensionamiento preciso.

Palabras clave: Energía fotovoltaica, generación distribuida, tecnologías de silicio, eficiencia energética.

Abstract

The transition to distributed photovoltaic generation in Mexico requires reliable performance data obtained under real conditions. This study compared the energy performance and conversion efficiency of monocrystalline and polycrystalline silicon modules under the climatic conditions of Mexico City. Two 330 Wp modules were monitored in situ during two seasonally contrasting periods (June-July and September), analyzing 68,400 daily data points. The results revealed a strong seasonal dependence, with the polycrystalline module outperforming the monocrystalline module in energy generated during the cloudy period (17.45kWh vs. 16.10kWh), while the latter was superior in conditions of greater solar stability (13.75kWh vs. 17.38kWh). It is concluded that the optimal selection of technology for distributed generation in Mexico City must consider the local irradiance pattern, highlighting the need for in situ studies for accurate sizing.

Keywords: Photovoltaic energy, distributed generation, silicon technologies, energy efficiency.

Recibido: 28/01/2026; Aceptado: 07/04/2026; Publicado 30/04/2026

Introducción

La transición hacia un modelo de producción energética sostenible requiere de iniciativas que favorezcan la implementación de energías limpias, en este escenario, la generación distribuida fotovoltaica (FV) es un pilar estratégico para transformar la matriz eléctrica y reducir emisiones de gases de efecto invernadero [1][2]. En México, hay un potencial enorme en cuanto al aprovechamiento de la energía solar, sin embargo, la adopción de tecnología fotovoltaica de forma masiva enfrenta retos como el desempeño real de estos sistemas, el cual se ve afectado por las condiciones meteorológicas locales [3].

El desempeño de los módulos FV se establece bajo condiciones estándar de prueba (STC por sus siglas en inglés, $1000 \frac{W}{m^2}$, 25°C), parámetros que no suelen concordar con las condiciones reales de operación [4]. Factores como la irradiancia variable, espectro solar y presencia de sombras debido a nubosidad producen discrepancias entre la eficiencia nominal y la obtenida en campo, lo que genera

falta de claridad en el dimensionamiento de proyectos fotovoltaicos, comprometiendo su rentabilidad [5].

Si bien existen estudios comparativos que han evaluado las tecnologías de silicio predominantes (monocristalino vs policristalino) bajo la influencia de condiciones meteorológicas locales [6], siguen siendo carentes los análisis in situ donde se caracterice su comportamiento bajo las condiciones específicas de la Ciudad de México. Este artículo presenta un estudio de caso experimental en la Ciudad de México, comparando la eficiencia de conversión y la producción energética de ambas tecnologías mediante datos empíricos, durante dos periodos estacionalmente contrastantes.

Los objetivos específicos de este estudio son: (i) comparar el desempeño energético y la eficiencia de conversión de ambas tecnologías bajo condiciones reales de operación, analizando la influencia de la nubosidad y la radiación difusa en el desempeño diferencial de ambas tecnologías; y (ii) determinar cómo la variabilidad estacional de irradiancia en la Ciudad de México afecta el

dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos bajo el esquema de generación distribuida, estimando su impacto en métricas financieras como el retorno de inversión, para un caso de consumo residencial típico en la región.

Fundamentación Teórica

La generación distribuida (GD-FV) se propone como un modelo clave para lograr la transición energética en entornos urbanos, al ubicar la producción de energía cerca de los nodos de consumo. Este esquema reduce pérdidas por transmisión y contribuye a la diversificación del sistema eléctrico [1]. En la práctica, el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos se basa en información de irradiancia proveniente de bases de datos satelitales. Estos modelos han presentado limitaciones importantes, especialmente en regiones con microclimas complejos o alta variabilidad atmosférica, lo que introduce incertidumbres en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Con este enfoque, la generación distribuida convierte la caracterización in situ del desempeño de tecnologías fotovoltaicas de un trabajo académico a un requisito con enfoque ingenieril para una toma de decisiones bien encaminadas [3].

Por lo tanto, caracterizar in situ no solo implica medir el recurso solar, sino que también, evaluar como responden las diferentes tecnologías fotovoltaicas. El silicio monocristalino (mono-Si) y policristalino (poli-Si), presentan diferencias intrínsecas que condicionan su desempeño. El mono-Si posee una estructura cristalina simétrica y ordenada, lo que hace que típicamente le proporciona mayor eficiencia de conversión nominal. Por otro lado, el poli-Si tiene una estructura cristalina desordenada, lo que lo dota de una eficiencia de conversión nominal menor. Cada tecnología modula de forma distinta su interacción con el espectro solar [7].

Estas características propias de cada tecnología conducen a un comportamiento dependiente de las condiciones meteorológicas de cada región. Estudios reportan superioridad del mono-Si en condiciones de alta y estable irradiancia [8], en circunstancias de alta nubosidad y radiación difusa, el poli-Si puede mostrar una ventaja relativa [9]. Esta situación refuerza el argumento de realizar una selección óptima de tecnología para generación distribuida, de acuerdo con evidencia empírica local que capture estos patrones de comportamiento estacional.

La eficiencia de conversión fotovoltaica (η) es una métrica usada para evaluar el desempeño de módulos, esta se define como la relación entre la potencia eléctrica máxima generada por el módulo y la potencia de la radiación solar incidente sobre su área. Esta eficiencia, sin embargo, no es un valor fijo. En condiciones de operación real, η varía respecto

a su valor nominal ($\approx 20\%$ para mono-Si y $\approx 17\%$ para poli-Si en STC), debido a factores como la intensidad y el espectro de la irradiancia incidente [4, 10]. Por consiguiente, un estudio comparativo debe basarse en la medición continua de variables como la irradiancia, tensión y corriente a lo largo del tiempo, permitiendo así, conocer el desempeño específico de cada tecnología.

Metodología

A. Sitio experimental y condiciones climáticas

El estudio se realizó en la Unidad Profesional Interdisciplinaria en Ingeniería y Tecnologías Avanzadas del IPN (UPIITA), ubicada en la Ciudad de México ($19^{\circ}30'40''N$, $99^{\circ}07'32''O$, 2240 msnm). Presentando un clima templado subhúmedo con marcada estacionalidad: un periodo de lluvias y alta nubosidad (junio-agosto) y un periodo de transición con mayor estabilidad solar (septiembre-octubre). Se monitorearon dos periodos:

- Periodo A: 18 de junio – 23 de julio de 2023 (36 días, alta nubosidad, radiación difusa predominante).
- Periodo B: 02–30 de septiembre de 2023 (29 días, baja nubosidad, mayor radiación directa).

B. Equipamiento y configuración experimental

Se utilizaron dos módulos fotovoltaicos comerciales de 330 Wp, uno de silicio monocristalino (IUSA) y otro de silicio policristalino (EPCOM). Las características eléctricas se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Características eléctricas de los módulos en condiciones STC.

Parámetro	Policristalino (EPCOM)	Monocristalino (IUSA)
Potencia máxima (W)	330	330
Voltaje a potencia máxima (V)	37.87	33.6
Corriente a potencia máxima (A)	8.71	9.81
Eficiencia nominal (%)	17.01	20.0
Área del módulo (m ²)	1.94	1.652

Cada módulo se acopló a un microinversor Enphase IQ7AM, configurado para inyección a la red interna del laboratorio. Los módulos se instalaron sobre una estructura fija con orientación al sur (azimut 0°) e inclinación de 21° , valor acorde a la latitud local y maximiza la captación solar anual.

C. Sistema de adquisición de datos

Se implementó un sistema de adquisición basado en Arduino Nano, diseñado para registrar de forma sincronizada y continua las siguientes variables:

- Tensión en corriente directa (V_{dc}): mediante sensores de voltaje FZ0430 (rango 0–25 V).
- Corriente en corriente directa (I_{dc}): mediante sensores de efecto Hall CSLA2CF.
- Irradiancia solar global horizontal (GHI): mediante piranómetro INFWIN, instalado en el mismo plano de los módulos.

Las señales analógicas se digitalizaron con un convertidor ADS1115 de 16 bits. Un módulo de reloj en tiempo real (RTC DS1302) proporcionó estampas temporales precisas. Los datos se almacenaron localmente en una tarjeta microSD de 16 GB mediante un módulo adaptador. La frecuencia de muestreo fue de 1 Hz (1 dato por segundo), equivalente a 68,400 datos diarios considerando las tres variables y el horario de operación efectivo (7:00–13:20 h).

D. Periodo de análisis y exclusión de datos

El horario de monitoreo se limitó a la ventana de 7:00 a 13:20 horas para evitar la influencia de sombreado parcial causado por estructuras circundantes, el cual se detectó a partir de las 13:20 h en el módulo policristalino y de las 15:13 h en el monocristalino (Figura 1). Esta restricción aseguró que las comparaciones se basaran únicamente en el desempeño intrínseco de cada tecnología, sin interferencias geométricas externas.



Figura 1. Sistema montado en sitio con afectación de sombras.

E. Procesamiento de datos y métricas de desempeño

Los datos crudos se procesaron mediante scripts desarrollados en Python. En primer lugar, se calculó la potencia instantánea generada

(1), con este dato se calcula la energía diaria generada (2). Posteriormente se aplica la ecuación de eficiencia de conversión fotovoltaica (3), implementando el modelo cuadrático de relación para correlacionar la energía generada con la irradiancia (4). Del mismo modo, se identificaron distribuciones, tendencias, frecuencias y posibles sesgos en la información:

- Potencia instantánea en DC (W):

$$P_{dc}(t) = V_{dc}(t) \times I_{dc}(t) \quad (1)$$

donde: V_{dc} = Voltaje de salida en el módulo (v) y I_{dc} = Corriente de salida en el módulo

- Energía diaria generada $E_{día}$ (kWh/día):

$$E_{día} = \int_{t_1}^{t_2} P_{dc}(t) dt \times \frac{1}{3600 \times 1000} \quad (2)$$

donde: $t_1 = 7:00$ h y $t_2 = 13:20$ h.

- Eficiencia de conversión fotovoltaica diaria $\eta_{día}$ (%):

$$\eta_{día} = \frac{E_{día}}{A \times \int_{t_1}^{t_2} G(t) dt} \times 100\% \quad (3)$$

donde: A es el área del módulo (m^2), $G(t)$ la irradiancia incidente (W/m^2) y $E_{día}$ (kWh/día) es la energía diaria generada.

- Modelo de correlación cuadrática: Se ajustó un modelo cuadrático para caracterizar la relación entre energía diaria generada (E) e irradiancia diaria incidente (G):

$$E = \beta_0 + \beta_1 G + \beta_2 G^2 \quad (4)$$

donde: β_0 es el intercepto, que representa la energía teórica generada cuando la irradiancia es cero o cercana a cero, β_1 el término lineal y representa la energía producida por cada unidad de irradiancia que aumenta, β_2 el término cuadrático que representa la pérdida de generación a partir de cierto nivel de irradiancia, y G que es la irradiancia diaria incidente en $kWh/m^2 \cdot día$.

- Análisis estadístico descriptivo: Se calcularon media, mediana, desviación estándar, rango y coeficiente de variación para la energía diaria generada en cada periodo y tecnología.

Resultados

A. Energía generada y eficiencia de conversión por periodo

El análisis comparativo reveló que, durante el periodo de alta nubosidad (junio–julio), el módulo policristalino generó 17.45

kWh acumulados, superando en 7.75% al monocristalino, que produjo 16.10 kWh. En contraste, durante septiembre (mayor estabilidad solar), el módulo monocristalino generó 17.38 kWh, superando en 26.4% al policristalino, que produjo 13.75 kWh. Las eficiencias globales de conversión calculadas para cada periodo se situaron por debajo de los valores nominales especificados por el fabricante (Tabla 2). En junio-julio, el policristalino alcanzó una eficiencia global del 8.38%, mientras que el monocristalino registró 8.98%. En septiembre, estas cifras fueron de 6.93% y 10.35%, respectivamente.

Tabla 2. Energía acumulada y eficiencia global por tecnología y periodo.

Periodo	Tecnología	Energía acumulada (kWh)	Eficiencia global (%)
Junio-Julio	Policristalino	17.45	8.38
Junio-Julio	Monocristalino	16.10	8.98
Septiembre	Policristalino	13.75	6.93
Septiembre	Monocristalino	17.38	10.35

B. Comportamiento diario y exclusión de datos por sombreado

Las Figuras 2 y 3 muestran las curvas típicas de potencia para ambos módulos en un día representativo.

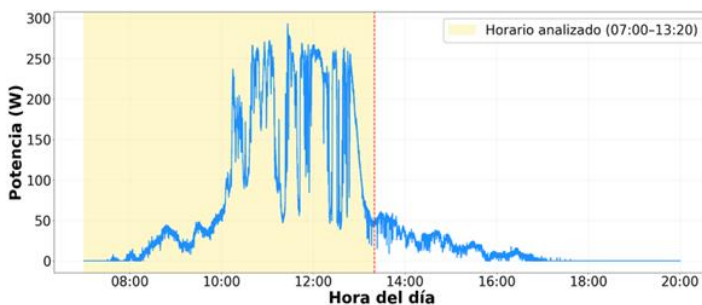


Figura 2. Curva típica de operación para el panel policristalino.

Se observa una caída abrupta en la potencia del módulo policristalino a partir de las 13:20 h, y en el monocristalino a partir de las 15:13 h, debido al sombreado parcial causado por edificios cercanos. Esta situación justificó la restricción del análisis al horario de 7:00 a 13:20 h, asegurando que las comparaciones reflejen únicamente el desempeño propio de cada tecnología.



Figura 3. Curva típica de operación para el panel monocristalino.

C. Análisis estadístico descriptivo

Las Tablas 3 y 4 resumen los estadísticos descriptivos de la energía diaria generada (kWh/día) y la irradiancia diaria incidente (kWh/m²-día) para ambos periodos.

En junio-julio, el módulo policristalino presentó una media diaria más alta (0.7229 kWh/día) que el monocristalino (0.6709 kWh/día), con coeficientes de variación similares (~19%), indicando una dispersión relativa comparable bajo condiciones variables de irradiancia (CV de irradiancia = 32.6%). En septiembre, la media del monocristalino (0.5993 kWh/día) superó claramente a la del policristalino (0.4047 kWh/día), mostrando además una menor variabilidad relativa (CV = 17.11% vs 20.99%).

Tabla 3. Estadística descriptiva de la energía diaria generada e irradiancia diaria (primer periodo).

Estadístico	Junio-julio		
	Policristalino	Monocristalino	Irradiancia
Media (kWh/día)	0.7229	0.6709	3.1805
Mediana (kWh/día)	0.7457	0.6977	3.5839
Desv. Est. (kWh)	0.1369	0.1273	1.0357
Coef. Var. (%)	18.93	18.98	32.6

Tabla 4. Estadística descriptiva de la energía diaria generada e irradiancia diaria (segundo periodo).

Estadístico	Septiembre		
	Policristalino	Monocristalino	Irradiancia
Media (kWh/día)	0.4047	0.5993	4.878
Mediana (kWh/día)	0.4908	0.6192	4.9269
Desv. Est. (kWh)	0.0995	0.1025	0.8538
Coef. Var. (%)	20.99	17.11	17.5

D. Relación entre irradiancia diaria y energía generada

Para caracterizar la respuesta de cada tecnología a la irradiancia disponible, se ajustó un modelo cuadrático $E = \beta_0 + \beta_1 G + \beta_2 G^2$, donde E es la energía diaria generada (kWh/día) y G la irradiancia diaria (kWh/m²-día). Los coeficientes resultantes y los coeficientes de determinación (R^2) se presentan en la Tabla 6.

Tabla 5. Coeficientes del modelo cuadrático de correlación.

Periodo	Tecnología	β_0	β_1	β_2	R^2
Junio-Julio	Policristalino	0.235	0.160	-0.010	0.685
Junio-Julio	Monocristalino	0.233	0.140	-0.009	0.672
Septiembre	Policristalino	-0.509	0.442	-0.045	0.813
Septiembre	Monocristalino	-0.035	0.209	-0.008	0.923

Durante junio-julio, ambos modelos mostraron ajustes moderados ($R^2 \approx 0.68$), con términos lineales (β_1) que indican una mayor sensibilidad del policristalino a incrementos de irradiancia bajo condiciones difusas. En septiembre, el ajuste mejoró notablemente, especialmente para el monocristalino ($R^2 = 0.923$), reflejando una relación más predecible entre irradiancia y generación en condiciones estables. El término cuadrático negativo (β_2) más pronunciado en el policristalino durante septiembre (-0.045) sugiere una mayor pérdida de eficiencia a irradiancias elevadas.

E. Comportamiento en días de alta y baja irradiancia

Se identificaron días con comportamientos atípicos dentro de cada periodo. Por ejemplo, el 22 de junio (baja irradiancia: 1.22 kWh/m²), ambos módulos mostraron eficiencias relativamente altas (policristalino: 31%; monocristalino: 28%).

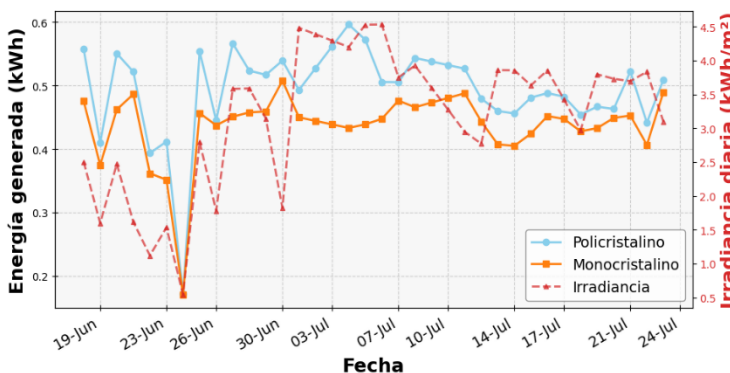


Figura 4. Energía generada e irradiancia diarias para el periodo de medición junio-julio.

Por el contrario, el 5 de julio (alta irradiancia: 4.53 kWh/m²), las eficiencias cayeron a 11% y 9.7%, respectivamente. Patrones similares se observaron en septiembre, donde días con irradiancia superior a 6 kWh/m² presentaron eficiencias reducidas, posiblemente asociadas a aumentos de temperatura del módulo. En la figura 4 se muestra el comportamiento correspondiente al periodo de junio-julio.

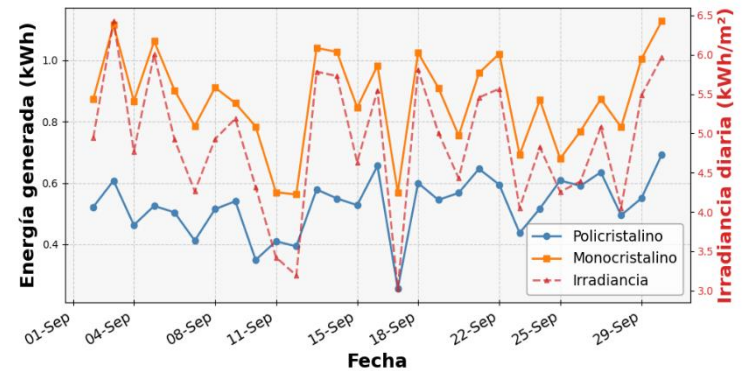


Figura 5. Energía generada e irradiancia diarias para el periodo de medición de septiembre.

Discusión

A. Diferencia estacional

Los resultados del presente trabajo muestran que el rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas de silicio en la Ciudad de México no es estático, sino estacionalmente dependiente. La superioridad del módulo policristalino durante el periodo mayormente nublado de junio-julio (+7.75% de energía) y la clara ventaja del monocristalino en el periodo de irradiancia estable de septiembre (+26.4%) constituyen un hallazgo crítico para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en la región. Este comportamiento contrastante puede atribuirse a las diferencias intrínsecas en la respuesta espectral y la estructura cristalina de cada tecnología [7].

El policristalino, con su estructura cristalina desordenada, presenta una mayor capacidad para captar radiación difusa proveniente de múltiples ángulos bajo condiciones de nubosidad [11]. Durante junio-julio, cuando la radiación difusa domina en la CDMX, esta característica le confiere una ventaja operativa. Por el contrario, el monocristalino, con su estructura ordenada y simétrica, maximiza la conversión de radiación directa, lo que explica su superior desempeño en septiembre, periodo caracterizado por cielos más despejados.

B. Brecha entre eficiencia nominal y eficiencia real

Las eficiencias globales obtenidas (8.38–10.35% para monocristalino y 6.93–8.98% para policristalino) se sitúan significativamente por debajo

de los valores nominales especificados por el fabricante (20% y 17.01%, respectivamente). Esta diferencia subraya el riesgo técnico-económico de basar el dimensionamiento de proyectos fotovoltaicos únicamente en datos de fábrica (STC). Los hallazgos concuerdan con lo reportado por Vázquez *et al.* [4] y Dubey *et al.* [5], quienes advierten que factores ambientales dinámicos especialmente la temperatura de operación y la calidad espectral de la irradiancia modifican sustancialmente el rendimiento en campo.

El coeficiente de temperatura de cada tecnología juega un papel crucial en esta brecha. El módulo policristalino, con un coeficiente de $-0.396 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ (vs. $-0.38 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ del monocristalino), es ligeramente más sensible a los aumentos de temperatura. En días de alta irradiancia ($> 800 \text{ W/m}^2$), una fracción significativa de la energía incidente se convierte en calor en lugar de electricidad, elevando la temperatura del módulo y reduciendo su voltaje de circuito abierto [10]. Esto explica las eficiencias reducidas observadas en días de máxima irradiancia dentro de ambos periodos.

C. Correlación entre energía generada e irradiancia

El ajuste cuadrático entre energía generada e irradiancia reveló patrones diferenciados según la estabilidad ambiental. Durante septiembre, con condiciones de irradiancia más estables ($\text{CV} = 17.5\%$), el modelo para el monocristalino alcanzó un R^2 de 0.923, indicando que cerca del 92% de la variabilidad en su generación diaria puede explicarse por la irradiancia incidente. Este alto grado de predictibilidad es una ventaja operativa para la planificación de sistemas en periodos secos.

En contraste, durante junio-julio (CV de irradiancia = 32.6%), los valores de R^2 fueron moderados (~ 0.68), sugiriendo que factores adicionales a la irradiancia como cambios abruptos en nubosidad, lluvia intermitente o variaciones en la componente difusa influyen significativamente en la generación. El término cuadrático (β_2) más negativo en el policristalino durante septiembre (-0.045 vs. -0.008 del monocristalino) confirma su mayor susceptibilidad a pérdidas por calor en condiciones de alta irradiancia estable, un fenómeno documentado en regiones áridas, pero menos estudiado en climas templados como el de la CDMX [9].

D. Estabilidad operativa entre tecnologías

El análisis del coeficiente de variación (CV) ofrece información referente a la estabilidad operativa de cada tecnología. En junio-julio, ambos módulos presentaron CV similares ($\sim 19\%$), lo que sugiere que, bajo condiciones ambientales altamente variables, la tecnología no es el

factor dominante en la dispersión de la generación. Sin embargo, en septiembre, el monocristalino mostró un CV menor (17.11% vs. 20.99% del policristalino), indicando una mayor consistencia en su rendimiento diario cuando las condiciones de irradiancia son estables. Esta mayor predictibilidad puede traducirse en menores requerimientos de almacenamiento o respaldo para sistemas aislados [12].

E. Singularidad del caso CDMX, limitaciones y futuro

Los resultados contrastan con estudios realizados en regiones de clima constantemente árido o estable. Por ejemplo, Benghanem *et al.* [9] reportaron ventajas consistentes del policristalino en el desierto de Arabia Saudita, mientras que Singh y Chandler [13] encontraron superioridad monocristalina en condiciones tropicales húmedas de la India. Este contraste refuerza la tesis central de este trabajo, el desempeño relativo de las tecnologías FV es inherentemente local y climáticamente específico.

Para la CDMX, con dos estaciones marcadas a lo largo del año (lluvias nubladas y temporada seca), la recomendación tecnológica no puede ser única. Los datos del presente trabajo sustentan una selección estratégica basada en el perfil de consumo si la demanda energética coincide principalmente con la temporada de lluvias (junio-agosto), el policristalino ofrece mejor rendimiento, si el consumo se concentra en temporada seca, el monocristalino es superior.

Cabe señalar que el periodo de monitoreo, aunque representativo de cada estación, se limitó a meses específicos. Estudios de largo plazo (≥ 1 año) permitirían capturar la variabilidad interanual y eventos extremos. Además, la exclusión de datos después de las 13:20 h, aunque metodológicamente necesaria, subestima la generación potencial diaria. Futuras instalaciones deberían priorizar ubicaciones completamente libres de sombreado.

Conclusiones

Este estudio experimental comparó el desempeño real de módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino y policristalino bajo las condiciones climáticas específicas de la Ciudad de México, analizando 68,400 datos diarios adquiridos in situ durante dos periodos estacionalmente diferentes. Los principales hallazgos y conclusiones se resumen a continuación:

Para instalaciones fotovoltaicas bajo el esquema de generación distribuida en zonas de la Ciudad de México con alta prevalencia de nubosidad estacional (junio-agosto), el silicio policristalino presenta una ventaja competitiva del 7.75% en energía generada frente al

monocristalino. Esta diferencia implica que, en términos prácticos, la selección de tecnología policristalina resulta más favorable para perfiles de consumo concentrados en la temporada de lluvias, donde hay una mayor componente de radiación difusa. Mientras que el monocristalino es superior cuando el consumo se concentra en periodos secos. La magnitud de esta ventaja debe ser considerada en el dimensionamiento de sistemas de generación distribuida, particularmente en aplicaciones residenciales y comerciales donde el retorno de inversión es sensible a variaciones en la producción energética.

Las eficiencias de conversión reales se sitúan significativamente por debajo de los valores nominales STC, con discrepancias de hasta 13 puntos porcentuales. Las eficiencias globales obtenidas fueron del 8.38% (policristalino) y 8.98% (monocristalino) en junio-julio, y del 6.93% y 10.35% respectivamente en septiembre. Esta brecha entre el desempeño nominal y real subraya la gran diferencia entre el funcionamiento de las tecnologías de silicio en condiciones de laboratorio y condiciones reales.

La modelación cuadrática revela patrones diferenciados de predictibilidad. En condiciones estables (septiembre), la energía generada por el monocristalino mostró una alta correlación con la irradiancia ($R^2 = 0.923$), mientras que en condiciones variables (junio-julio) ambos módulos presentaron correlaciones moderadas ($R^2 \approx 0.68$). El término cuadrático más negativo en el policristalino durante septiembre ($\beta_2 = -0.045$ vs. -0.008) confirma su mayor susceptibilidad a pérdidas por temperatura en condiciones de alta irradiancia.

Los resultados refuerzan la necesidad de estudios *in situ* para un dimensionamiento preciso de sistemas fotovoltaicos en la CDMX. La extrapolación de datos de otras regiones climáticas puede conducir a errores significativos en la estimación de generación, comprometiendo la viabilidad técnica y económica de los proyectos.

Para optimizar la generación distribuida en la CDMX, se recomienda una selección tecnológica basada en el perfil de consumo del usuario, donde: (i) consumos concentrados en temporada de lluvias (junio-agosto) deben priorizar policristalino; (ii) consumos anuales concentrados en temporada seca deben priorizar monocristalino; (iii) para usuarios con perfil mixto o incierto, considerar configuraciones híbridas que combinen ambas tecnologías.

Futuras investigaciones deberían ampliar el periodo de monitoreo a un ciclo anual completo, evaluar el efecto de técnicas de enfriamiento pasivo en el desempeño estival, y analizar la rentabilidad de configuraciones híbridas monocristalino/policristalino para optimizar la generación distribuida en entornos urbanos con estacionalidad marcada.

En síntesis, este trabajo proporciona evidencia empírica local que desafía la noción de una tecnología universalmente superior, posicionando la selección estratégica basada en condiciones microclimáticas como un criterio fundamental para la transición energética fotovoltaica en la Ciudad de México y regiones con patrones climáticos similares.

Referencias

- [1] Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, [PRODESEN], Cap 3. 2024 (México).
- [2] Cantarero, M. M. V. (2020). Of renewable energy, energy democracy, and sustainable development: A roadmap to accelerate the energy transition in developing countries. *Energy Research & Social Science*, 70, Article 101716. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101716>
- [3] Gueymard, C. A., & Ruiz-Arias, J. A. (2016). Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. *Solar Energy*, 128, 1-30.
- [4] Vázquez, E. E., Félix, R. A., Rincón, A., Regalado, A., & Espinoza, E. G. (2019). Medición de parámetros que influyen en el desempeño de un sistema fotovoltaico. *Difu100ci@, Revista De difusión científica, ingeniería Y tecnologías*, 13(3), 9-15. Recuperado a partir de <http://difu100cia.uaz.edu.mx/index.php/difuciencia/article/view/16>
- [5] Dubey S., Sarvaiya J., Seshadri B. (2012). *Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World A Review*. *Energy Procedia* 33 (2013) 311 – 321
- [6] Eraso, F., Erazo, O., Escobar, E. (2019). *Modelo para la estimación de potencia eléctrica en módulos fotovoltaicos de tecnología basada en silicio*. *Revista chilena de ingeniería*, 27, 2. https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052019000200188
- [7] Pratap B., Kumar S. & Kumar P. (2021). *Solar PV cell materials and technologies: Analyzing the recent developments*. *Materials Today: Proceedings*.43: 2843-2849.
- [8] N. Valle et al., "Adapting crop cultivation methods for agrivoltaic systems: A comprehensive review," *Agricultural Systems*, vol. 185, 2020.
- [9] Benganem M., Haddad S., Alzahrani A., Mellit A., Almohamadi H., Khushaim M. & Salah M. (2023). *Evaluation of the Performance of Polycrystalline and Monocrystalline PV Technologies in a Hot and Arid Region: An Experimental Analysis*. *Sustainability*, 15: 14831.
- [10] Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). *On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*. *Solar Energy*, 83(5), 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
- [11] Green, M. A. (2003). *Crystalline silicon solar cells: Advanced surface passivation and analysis*. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 11(5), 283-293.

- [12] Ibanez, E., Heaney, M., Diakov, V., & Ela, E. (2013). *Impacts of variability and uncertainty in solar photovoltaic generation at multiple timescales* (NREL/TP-5500-58274). National Renewable Energy Laboratory.
- [13] Singh, N. B., & Chandler, N. (2022). Performance comparison of mono and polycrystalline silicon solar photovoltaic modules under tropical wet and dry climatic conditions in east-central India. *Clean Energy*, 6(1), 165-177.

Semblanza Autores

José Fernando Carmona Neri, profesional en el área de energías renovables, con énfasis en sistemas fotovoltaicos y análisis del desempeño de tecnologías de silicio. Realizó su maestría en la Escuela Nacional de Ciencias Biológicas del IPN, con una estancia de investigación en la Universidad Politécnica de Sinaloa, Mazatlán, Sinaloa.

Erik Eduardo Vázquez Fernández, Dr. en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Profesor de Tiempo Completo y encargado del área de energías renovables en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad de Colima.

Israel Reyes Ramírez, obtuvo la licenciatura, maestría y doctorado en física en el Instituto Politécnico Nacional, México. Es profesor de carrera en el IPN desde 2000 e Investigador Nacional Nivel 1 del CONACyT. Ha participado como profesor y coordinador académico en programas de posgrado y realizó una estancia de investigación en la USAL, España. Sus intereses de investigación incluyen sistemas complejos, precursores sísmicos, análisis de series temporales y sistemas de conversión de energía.

Jorge Fonseca Campos, obtuvo la licenciatura en Ingeniería Física en la Universidad Autónoma Metropolitana en 1997 y la maestría en Ciencias con especialidad en Física Óptica en el CICESE en 2021. Actualmente cursa el doctorado en el CINVESTAV-IPN. Es profesor en la UPIITA-IPN desde 2001. Sus líneas de investigación incluyen energía solar, instrumentación electrónica, adquisición y análisis de datos, monitoreo de la calidad del agua y biotecnología.

Cinthia Erika Sánchez Fuentes, obtuvo la Maestría y el Doctorado en Ciencias e Ingeniería de Materiales en la Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco, con estancias de investigación en Brasil y en City University de Londres. Realizó una estancia posdoctoral en el Instituto Politécnico Nacional. Sus líneas de investigación se enfocan en el desarrollo de materiales para el tratamiento de contaminantes atmosféricos y en el aprovechamiento de residuos agroindustriales para la obtención de biomateriales, así como en procesos de captura y separación de gases.

Jorge Alberto Mendoza Pérez es profesional en ciencias biológicas y químicas. Obtuvo la licenciatura en Biología Experimental en la Universidad Autónoma Metropolitana-Iztapalapa en 1991 y completó el total de créditos de la Licenciatura en Química en 1992. Posteriormente cursó la maestría en Química Bioorgánica en la Escuela Nacional de Ciencias Biológicas del Instituto Politécnico Nacional en 1998. Realizó estudios de doctorado en la Universidad de La Coruña, España, y un posdoctorado en la Universidad Autónoma Metropolitana-Iztapalapa.