



Citación: Callasi Quispe, J., Cañihua Flórez, D., & Pacheco Rayme, R. . Efectos interactivos entre la irradiancia solar y la demanda eléctrica en la calidad de energía de una microrred fotovoltaica universitaria. Q'EUÑA, 17(1), 46–55.

<https://doi.org/10.51343/rq.v17i1.2050>

Recibido: 12-10-2025

Aceptado: 14-05-2026

Publicado: 29-06-2026



Copyright: © 2026. Este es un artículo de acceso abierto revisado por pares y publicado por la Revista Q'EUÑA de la Sociedad Botánica del Cusco y la UNSAAC (<http://revistas.unsaac.edu.pe/index.php/RQ>) y distribuido bajo los términos de la licencia de atribución [Creative Commons Reconocimiento-NoComercial 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/), que permite el uso, distribución y reproducción sin restricciones en cualquier medio, siempre que se acredite el autor y la fuente originales.

Declaración de disponibilidad de datos: Todos los datos relevantes están dentro del documento y sus archivos de información de respaldo.

Conflicto de intereses: Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses.

Autor Corresponsal:

José Wilfredo Callasi Quispe
jose.callasi@unsaac.edu.pe

Efectos interactivos entre la irradiancia solar y la demanda eléctrica en la calidad de energía de una microrred fotovoltaica universitaria

Interactive effects of solar irradiance and electrical demand on power quality in a university photovoltaic microgrid

José Wilfredo Callasi Quispe[✉], Dany Jorge Cañihua Flórez[✉], Rodrigo Gabriel Pacheco Rayme[✉]

Escuela Profesional de Ingeniería Electrónica, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

Resumen

La operación de microrredes con integración fotovoltaica (FV) exhibe una dinámica compleja donde la irradiancia solar y la demanda eléctrica interactúan simultáneamente, modificando el desempeño operativo y los parámetros de calidad de energía (PQ). Este estudio analiza empíricamente cómo la combinación de irradiancia y carga influye sobre la distorsión armónica, el flicker y la estabilidad de tensión en una microrred universitaria equipada con un sistema FV de 14.85 kWp. Utilizando únicamente datos del escenario Híbrido (FV+Red), se modelaron los efectos principales y de interacción mediante regresión jerárquica, revelando que la distorsión armónica total de corriente (THDi) responde de manera no aditiva a la variación simultánea de irradiancia y carga. El modelo final (R^2 ajustado = 0.718) indicó un efecto de interacción significativo ($p < 0.01$), evidenciando que la calidad de energía se degrada más severamente bajo condiciones de alta irradiancia y alta demanda. Estos resultados demuestran la necesidad de modelos de PQ que incorporen interacciones operativas para el diseño optimizado y la gestión dinámica de microrredes fotovoltaicas.

Palabras clave: *Calidad de la energía, Interacción irradiancia-carga, Microrredes, Distorsión armónica, Regresión jerárquica.*

Abstract

The operation of photovoltaic (PV)-integrated microgrids exhibits complex dynamics in which solar irradiance and electrical demand interact simultaneously, altering both operational performance and power quality (PQ) parameters. This study empirically examines how the combined variation in irradiance and load affects harmonic distortion, flicker severity, and voltage stability in a university microgrid equipped with a 14.85 kWp PV system. Using data exclusively from the Hybrid operating condition (PV + Grid), both main and interactive effects were modeled through hierarchical regression,

revealing that total harmonic distortion of current (THDi) responds in a non-additive manner to the simultaneous variation of irradiance and demand. The final model (adjusted $R^2 = 0.718$) showed a statistically significant interaction effect ($p < 0.01$), indicating that PQ deteriorates more severely under concurrent high irradiance and high load conditions. These findings underscore the need for PQ models that incorporate operational interactions to support optimized design and dynamic management of PV-integrated microgrids.

Keywords: *Power quality, Irradiance–load interaction, Microgrids, Harmonic distortion, Hierarchical regression.*

Introducción

La creciente penetración de la generación fotovoltaica (FV) en microrredes de baja tensión transforma el comportamiento operativo y modifica profundamente los indicadores de calidad de energía (PQ). En condiciones reales, los inversores FV introducen distorsiones asociadas a sus procesos de conmutación (Gada et al., 2023), mientras que la variabilidad de la irradiancia genera fluctuaciones dinámicas que afectan la estabilidad del sistema. Paralelamente, la demanda eléctrica presenta patrones no lineales y altamente fluctuantes, lo que complejiza la operación conjunta de la microrred.

La literatura ha estudiado ampliamente los efectos independientes de la irradiancia (Peiris et al., 2024) y de la carga del sistema (Gui et al., 2023). Sin embargo, existe una brecha crítica: la mayoría de investigaciones asume efectos aditivos, ignorando posibles interacciones sinérgicas entre irradiancia y demanda. Ello implica que las perturbaciones armónicas y de tensión podrían amplificarse bajo condiciones simultáneas específicas, lo que comprometería la robustez del sistema y limitaría la capacidad de acogida fotovoltaica FV.

En este contexto, los principales indicadores de calidad de energía analizados incluyen la distorsión armónica total de corriente (THDi), la distorsión armónica total de tensión (THDv) y el índice de severidad de parpadeo luminoso a largo plazo (flicker, Plt), los cuales se definen y miden conforme a la norma IEC 61000-4-30.

Esta investigación se enfoca exclusivamente en el escenario Híbrido, donde la interacción irradiancia–demanda es físicamente significativa, y plantea la pregunta central: ¿Cómo influye la interacción entre irradiancia solar y demanda eléctrica en los parámetros de calidad de energía de una microrred fotovoltaica operativa?. El objetivo es desarrollar un modelo empírico capaz de cuantificar este fenómeno y evaluar su impacto sobre THDi, THDv, flicker y estabilidad de tensión.

Metodología

Microrred Experimental

La microrred estudiada corresponde a un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución de baja tensión de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco (UNSAAC). El sistema opera a una tensión nominal de 220 V (fase–fase), con configuración trifásica de tres hilos en conexión delta, y se alimenta mediante un transformador de distribución de 315 kVA, 10 kV/220 V.

El sistema fotovoltaico tiene una potencia pico instalada de 14.85 kWp y está compuesto por 45 módulos Risen RSM144-6-330M, organizados en tres strings de 15 módulos en serie, conectados a un inversor Fronius Symo 15.0-3-M. Según las especificaciones del fabricante, el inversor presenta una distorsión armónica total de corriente inferior al 3% bajo condiciones nominales (Tabla 1).

Durante el periodo de estudio, la microrred abasteció principalmente cargas típicas de un entorno universitario, específicamente del pabellón de Ingeniería Eléctrica. Estas incluyeron equipos informáticos, sistemas de iluminación electrónica y laboratorios académicos de máquinas eléctricas y generación, circuitos eléctricos y electrónicos, y sistemas de potencia, caracterizados en conjunto por un comportamiento no lineal. La carga aparente total presentó variaciones diurnas significativas; sin embargo, durante las horas punta alcanzó un valor máximo de 23.94 kVA, lo que permitió evaluar escenarios representativos de operación conjunta entre la generación fotovoltaica y la demanda eléctrica.

Los parámetros de calidad de energía fueron registrados mediante un analizador Metrel MI 2892 Power Master, clase A, conforme a la norma IEC 61000-4-30, con un intervalo de agregación de 10 minutos. El periodo de monitoreo cubrió condiciones operativas representativas de irradiancia solar variable durante la operación normal del sistema fotovoltaico. Si bien el análisis no contempla variaciones estacionales completas, el conjunto de datos es suficiente para caracterizar el comportamiento típico de la microrred bajo operación fotovoltaica activa.

Tabla 1

Especificaciones Técnicas del Sistema Experimental

Parámetro	Especificación
Punto de Conexión (Red)	
Tensión Nominal	220 V (Fase-Fase)
Frecuencia Nominal	60 Hz
Configuración	Trifásico, 3 hilos (Delta)
Transformador de Distribución	315 kVA, 10kV/220V
Sistema Fotovoltaico	
Potencia Pico Instalada	14.85 kWp
Carga hora punta	23.94 Kva
Inversor (Marca, Modelo)	Fronius Symo 15.0-3-M
THDi declarado por fabricante	< 3%
Paneles (Cantidad, Modelo)	45 x Risen RSM144-6-330M
Configuración de Strings	3 strings de 15 paneles en serie
Instrumentación	
Analizador de Calidad de Energía	Metrel MI 2892 Power Master
Clase de Precisión	Clase A (IEC 61000-4-30)
Intervalo de Agregación	10 minutos

Variables

El análisis se centró en cuatro parámetros de PQ y sus predictores

Tabla 2.

Definición Operacional de las Variables

Variable	Rol	Definición Operacional	Unidad
Escenario	Independiente	Condición operativa: Híbrido (FV+Red)	Categórica
Irradiancia	Independiente	Flujo de energía solar incidente medido en el plano de los paneles	W/m ²
Carga	Independiente	Potencia aparente total consumida por la microrred	kVA
Desviación de la tensión	Dependiente	$((V_{\text{medido}} - V_{\text{nominal}}) / V_{\text{nominal}}) * 100$	%
THDv	Dependiente	Distorsión Armónica Total de la Tensión	%
THDi	Dependiente	Distorsión Armónica Total de la Corriente	%
Índice de severidad de flicker a largo plazo	Dependiente	Índice de severidad de Flicker a largo plazo	Adimensional

Las variables dependientes se definieron operacionalmente según estándares IEC 61000-4-30, donde la desviación de tensión se calculó como el porcentaje de diferencia entre la tensión medida y nominal, THDv y THDi representan las distorsiones armónicas totales de tensión y corriente respectivamente, y Plt cuantifica el índice de severidad de flicker a largo plazo. Las variables independientes incluyeron la irradiancia solar medida en el plano de los paneles fotovoltaicos y la carga del sistema expresada como potencia aparente total (Tabla 2).

Modelado Estadístico

El análisis de datos se realizó en tres etapas metodológicas secuenciales.

Primero, se calcularon estadísticas descriptivas robustas, incluyendo media, desviación estándar, mediana y percentil 95 (P95) para todas las variables en cada escenario operativo.

Segundo, para evaluar los efectos del sistema FV, se realizaron pruebas de Welch para muestras independientes obteniendo parámetros de PQ para la línea de base Híbrido. Se verificó la normalidad de los datos mediante la prueba de Shapiro-Wilk y se calcularon los tamaños del efecto mediante la *d* de Cohen para cuantificar la magnitud de las diferencias observadas.

Tercero, para modelar los predictores de la distorsión armónica total de corriente en el escenario híbrido, se construyó un modelo de regresión lineal jerárquica. En el primer paso se incluyeron únicamente los efectos principales de la irradiancia solar y la carga del sistema. En el segundo paso se incorporó el término de interacción Irradiancia × Carga, con el objetivo de evaluar la existencia de efectos sinérgicos no aditivos. La mejora del modelo se evaluó mediante el cambio en el coeficiente de determinación ajustado (ΔR^2 ajustado) y la prueba F para el cambio incremental entre modelos.

Se realizaron pruebas de diagnóstico del modelo final, incluyendo la prueba del Factor de Inflación de la Varianza (VIF) para multicolinealidad, la prueba de Breusch-Pagan para homocedasticidad y el análisis de residuos mediante la prueba de Durbin-Watson para autocorrelación. Todos los análisis se realizaron en R v4.2.1 con un nivel de significancia $\alpha = 0.05$. El cumplimiento normativo se evaluó según los límites IEEE 519 para distorsión armónica individual y total, utilizando el percentil 95 como criterio conservador de evaluación.

Resultados

Estadísticas descriptivas del Escenario Híbrido

Para contextualizar el comportamiento del sistema, se presentan estadísticas del escenario Híbrido para cada parámetro de PQ en la tabla 3.

Tabla 3

Estadísticas descriptivas del escenario Híbrido

Parámetro	Escenario	Media	DE	Mediana	Percentil 95 (P95)
Desv. Tensión (%)	Híbrido	-1.22	0.98	-1.15	0.50
THDv (%)	Híbrido	3.43	0.41	3.45	3.90
THDi (%)	Híbrido	7.11	2.18	6.85	12.50
Plt	Híbrido	0.11	0.03	0.10	0.18

Nota: N = 10080 intervalos de 10 minutos por escenario. DE = Desviación Estándar. P95 indica que el 95% de los valores estuvieron por debajo de este umbral.

Las medidas descriptivas evidencian que las desviaciones de tensión fueron moderadamente estables, la THDv dentro de límites normativos, THDi con alta dispersión, indicando sensibilidad operativa, el Flicker bajo en la mayor parte del tiempo.

Modelado de la interacción irradiancia - carga

El análisis de regresión jerárquica para el escenario Híbrido revela la estructura predictiva de la distorsión armónica de corriente. La Tabla 4 y la Figura 1 presentan el modelo con término de interacción.

Tabla 4

Modelo de Regresión Jerárquica para Predecir THDi (%) en Escenario Híbrido

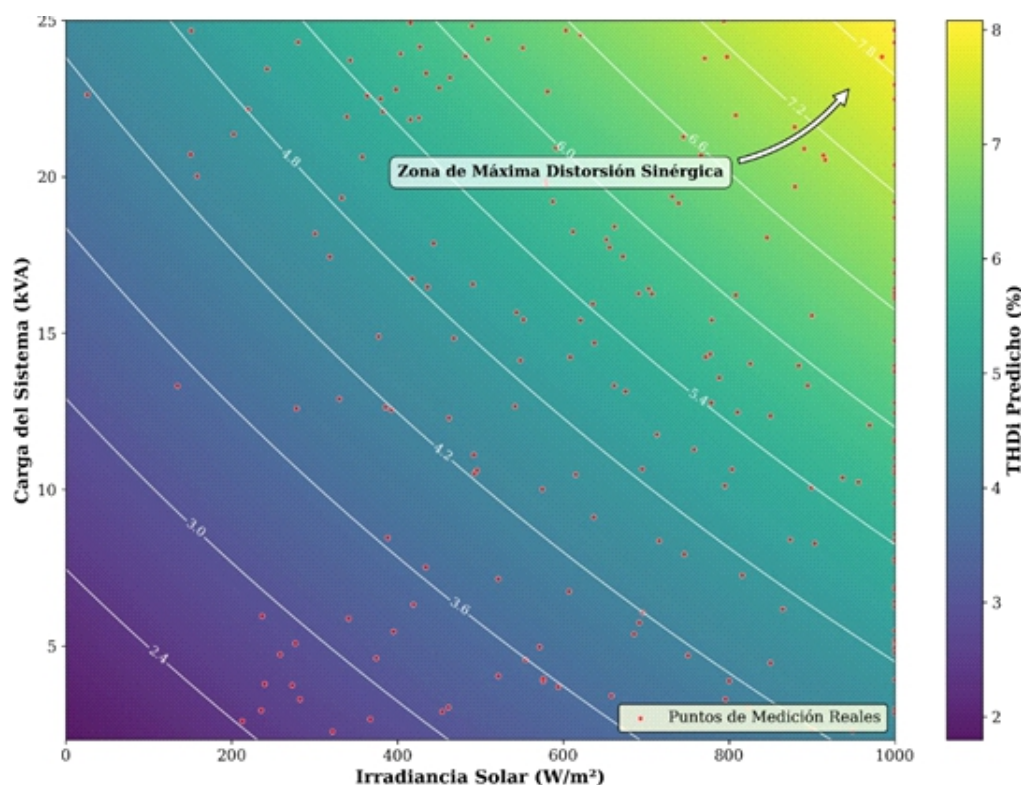
Variable	Modelo B [IC 95%]
Paso 1: Efectos Principales	
(Intercepto)	1.58 [1.35, 1.81]***
Irradiancia Solar (W/m ²)	0.0025 [0.0022, 0.0028]***
Carga del Sistema (kVA)	0.11 [0.08, 0.14]***
Paso 2: Término de Interacción	
Irradiancia × Carga	0.00005 [0.00003, 0.00007]**
Estadísticos del Modelo	
R ²	0.723
R ² ajustado	0.718
ΔR^2	0.038
F para cambio en R ²	15.21***

Nota: B = Coeficiente no estandarizado. IC = Intervalo de Confianza. ** p < 0.01; *** p < 0.001.

La inclusión del término de interacción mejora significativamente el modelo respecto al modelo base que considera únicamente los efectos principales de la irradiancia solar y la carga del sistema ($\Delta R^2 = 0.038$, $F = 15.21$, $p < 0.001$), alcanzando un coeficiente de determinación ajustado de 0.718. Este resultado confirma que la distorsión armónica de corriente no responde de manera puramente aditiva, sino que depende de la interacción simultánea entre las variables operativas.

Figura 1

Superficie de respuesta del modelo de regresión jerárquica que muestra la interacción entre la irradiancia solar y la carga del sistema sobre la distorsión armónica total de corriente (THDi), junto con los datos experimentales medidos en la microrred.



Diagnósticos del Modelo

Los diagnósticos del modelo final confirman el cumplimiento de las asunciones fundamentales de la regresión lineal múltiple. La Tabla 5 presenta los resultados de las pruebas de validación estadística.

Tabla 5

Diagnósticos del Modelo

Diagnóstico	Estadístico	Valor	Decisión
Multicolinealidad	VIF (Irradiancia)	1.35	Aceptable (< 5)
	VIF (Carga)	1.42	Aceptable (< 5)
Homocedasticidad	Prueba Breusch-Pagan	$\chi^2(3) = 5.87$	No Rechazar H_0 ($p = 0.118$)
Autocorrelación de Residuos	Prueba Durbin-Watson	$d = 1.89$	Ausencia de autocorrelación

Nota: Los resultados de las pruebas de diagnóstico confirman la validez de las asunciones del modelo de regresión lineal.

Los valores VIF inferiores a 5 descartan problemas de multicolinealidad severa, mientras que la prueba Breusch-Pagan ($p = 0.118$) no rechaza la hipótesis nula de homocedasticidad. El estadístico Durbin-Watson ($d = 1.89$) indica ausencia de autocorrelación en los residuos.

Evaluación Normativa IEEE 519

La evaluación del cumplimiento normativo según los límites IEEE 519 para distorsión armónica individual revela que, a pesar del incremento significativo en THDi, todos los armónicos individuales permanecen dentro de los límites especificados cuando se evalúan mediante el criterio conservador del percentil 95.

Tabla 6.

Evaluación Armónica de Corriente (IEEE 519) por Orden en Escenario Híbrido (P95)

Orden Armónico (h)	Límite TDD (%)	Límite Individual I_h (%)	I_h Medido (P95,%)	Cumplimiento
3	12.0	12.0	8.95	✓ Cumple
5		10.0	6.50	✓ Cumple
7		7.5	4.88	✓ Cumple
11		5.0	3.15	✓ Cumple
13		5.0	2.95	✓ Cumple

Nota: I_h = Corriente del armónico de orden h. Se reporta el percentil 95 del valor medido para una evaluación conservadora.

Los armónicos de orden impar característicos de inversores fotovoltaicos (3°, 5°, 7°, 11° y 13°) presentan valores del percentil 95 que permanecen por debajo de los límites normativos individuales, aunque con márgenes de seguridad reducidos, particularmente para el armónico de 3° orden que alcanza 8.95% respecto al límite de 12.0% (Tabla 6).

Discusión

Los resultados obtenidos demuestran que la calidad de energía en microrredes fotovoltaicas no puede analizarse adecuadamente considerando la irradiancia solar o la demanda eléctrica como factores independientes. El término de interacción identificado evidencia que la distorsión armónica de corriente se intensifica cuando coinciden altos niveles de irradiancia y carga, generando condiciones operativas más críticas que aquellas predichas por modelos aditivos convencionales.

Desde un punto de vista físico, este comportamiento puede explicarse por la operación del inversor fotovoltaico cercana a su potencia máxima, combinada con la presencia de cargas no lineales que modifican el perfil espectral de la corriente. Bajo estas condiciones, pequeñas variaciones simultáneas en la irradiancia y la demanda producen incrementos desproporcionados en la THDi.

Estos hallazgos complementan estudios previos como el de Peiris et al. (2024), quienes analizan el impacto de múltiples inversores sobre armónicos de alta frecuencia, pero sin considerar explícitamente la interacción entre irradiancia y carga. Asimismo, trabajos como el de Gui et al. (2023) se centran en estrategias de control de inversores, aunque sin un modelado empírico que cuantifique efectos sinérgicos operativos.

En este sentido, el principal aporte de este estudio radica en demostrar experimentalmente que la calidad

de energía en microrredes fotovoltaicas es un fenómeno bidimensional, donde la irradiancia solar y la demanda eléctrica actúan de forma conjunta. Este enfoque resulta particularmente relevante para la evaluación de la capacidad de acogida fotovoltaica y para el diseño de estrategias de gestión dinámica orientadas a mitigar perturbaciones armónicas en escenarios de alta exigencia operativa.

Limitaciones y Futuras Líneas de Investigación

Este estudio tiene algunas limitaciones que es importante reconocer para interpretar correctamente los resultados.

Primero, se basa en un solo caso aplicado a una microrred universitaria específica, por lo que los hallazgos no pueden generalizarse directamente a otros tipos de redes con distinta impedancia, estructura o comportamiento de carga. Para aplicarlos a microrredes industriales, residenciales o comerciales se necesitarían más estudios.

Segundo, el análisis se realizó usando un modelo particular de inversor (Fronius Symo 15.0-3-M) y de paneles solares (Risen RSM144-6-330M). Debido a ello, los efectos observados podrían ser diferentes si se emplearan otros equipos o tecnologías de conversión.

Tercero, aunque el periodo de medición fue suficiente para capturar el comportamiento típico del sistema, no incluye variaciones estacionales ni condiciones climáticas extremas que podrían modificar la forma en que interactúan la irradiancia y la carga.

Cuarto, el estudio se centró únicamente en parámetros clásicos de calidad de energía, como THD, desviación de tensión y flicker, sin analizar perturbaciones de alta frecuencia ni eventos transitorios, los cuales podrían mostrar interacciones distintas.

Las futuras líneas de investigación que emergen lógicamente de estas limitaciones incluyen.

Primero, sería útil repetir este estudio en distintos tipos de microrredes del tipo industriales, residenciales y comerciales, para comprobar si los efectos de interacción se mantienen en diferentes condiciones de operación.

Segundo, se podría analizar cómo influyen otros tipos de inversores, especialmente aquellos con funciones avanzadas como mitigación activa de armónicos, control grid-forming o compensación reactiva mejorada.

Tercero, es importante realizar estudios a largo plazo para observar cómo cambia la calidad de la energía con el tiempo y cómo evolucionan los patrones de interacción.

Cuarto, se recomienda desarrollar modelos que trabajen en varias escalas y consideren el comportamiento de redes más grandes, incluyendo interacciones entre varias microrredes conectadas.

Quinto, debería ampliarse el análisis hacia perturbaciones de mayor frecuencia y eventos transitorios para obtener una visión más completa del comportamiento del sistema.

Sexto, sería valioso crear algoritmos de control adaptativos basados en los patrones de interacción encontrados y probar experimentalmente si realmente ayudan a reducir las perturbaciones de manera dinámica.

Conclusiones

La evidencia obtenida demuestra que la interacción simultánea entre irradiancia solar y demanda eléctrica influye de manera significativa en la distorsión armónica de corriente, lo que queda respaldado por un modelo jerárquico que explica el 71.8% de la variabilidad del THDi. Este comportamiento interactivo revela que las

condiciones más críticas para la microrred se presentan cuando coinciden niveles elevados de irradiancia y carga, escenario en el cual se intensifican las perturbaciones armónicas. Aunque los parámetros de calidad de energía como la tensión, el THDv y el flicker permanecen dentro de límites aceptables, también muestran sensibilidad ante variaciones conjuntas de las condiciones operativas. En consecuencia, se hace necesario implementar estrategias de mitigación basadas en modelos dinámicos que incorporen los efectos de interacción, con el fin de fortalecer la estabilidad de la microrred y evitar posibles incumplimientos normativos en escenarios de alta exigencia operativa.

Agradecimientos

Esta investigación fue financiada por la Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco, Perú, contrato N° 07-2018-UNSAAC, convocatoria esquema financiero E0412017-UNSAAC-02 denominado "Proyectos de investigación" del Programa "Yachayninchis Wiñarinanpaq".

Bibliografía

- Agazar, M., D'Avanzo, G., Frigo, G., Giordano, D., Iodice, C., Letizia, P. S., & van den Brom, H. (2024). Power grids and instrument transformers up to 150 kHz: A review of literature and standards. *Sensors*, 24(13), 4148. <https://www.mdpi.com/1424-8220/24/13/4148>
- Alfouly, A., Ismeil, M., & Hamdan, I. (2025). A novel inverter control strategy for maximum hosting capacity photovoltaic systems in distribution networks using power factor. *PLoS ONE*, 20(2), e0310301. <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0310301>
- Cano, A., Sanchez, F., Hernandez, J., Gilabert, C., & Baier, C. (2024). Calibration of a Class A power quality analyser connected to the cloud in real time. *Electronics*, 13(16), 3209. <https://www.mdpi.com/2079-9292/13/16/3209>
- Carretero, A., Artigao, E., Martin, S., Alvarez, C., Ochoa, M., & Gomez, E. (2023). Comparison of harmonic emission in LV side of a large grid connected PV power plant. *Electric Power Systems Research*, 223, 109586. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779623004753>
- Chmielowiec, K., Topolski, Ł., Dutka, M., Piszczek, A., Hanzelka, Z., & Rodziewicz, T. (2024). Technical requirements of photovoltaic inverters for low voltage distribution networks. *Inventions*, 9(4), 91. <https://www.mdpi.com/2411-5134/9/4/91>
- Cho, N., Wendha, B., & Luthfi, M. (2024). Evaluations on the harmonic allocation methods of IEC 61000-3-6 and IEEE Standard 519 in the distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 230, 110260. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624001482>
- Fu, Y., Yang, W., Li, Y., Bai, H., Cai, Y., & Li, W. (2024). A multi-power quality problems management strategy based on VSCs and switches in AC/DC hybrid LVDN with large PVs. *IET Renewable Power Generation*, 18(15), 967-2977. <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/rpg2.12982>
- Gada, S., Fekik, A., Mahdal, M., Vaidyanathan, S., Maida, A., & Bouhedda, A. (2023). Improving power quality in grid-connected photovoltaic systems: A comparative analysis of model predictive control in three-level and two-level inverters. *Sensors*, 23(18), 7901. <https://www.mdpi.com/1424-8220/23/18/7901>
- Gao, X., Zhang, J., Sun, H., Liang, Y., Wei, L., Yan, C., & Xie, Y. (2024). A review of voltage control studies on low voltage distribution networks containing high penetration distributed photovoltaics. *Energies*, 17(13),

3058. <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/13/3058>Giri, M., & Rönnerberg, S. (2025). Evaluation of waveform distortion in BESS-integrated fast-charging station. *World Electric Vehicle Journal*, 16(9), 497. <https://www.mdpi.com/2032-6653/16/9/497>
- Gui, Y., Nainar, K., Bendtsen, J., Diewald, N., Iov, F., Yang, Y., & Stoustrup, J. (2023). Voltage support with PV inverters in low-voltage distribution networks: An overview. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 12(2), 1503- 1522. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10138382/>
- Joshi, J., Jatuly, V., Kala, P., Sharma, A., Lim, W., & Azzopardi, B. (2024). Control strategy for current limitation and maximum capacity utilization of grid connected PV inverter under unbalanced grid conditions. *Scientific Reports*, 14(1), 10118. <https://www.nature.com/articles/s41598-024-60244-x>
- Licari, J., Staines, C., Micallef, A., & Hoppert, S. (2024). Experimental validation of a low-voltage regulator model—A case study of a Maltese low-voltage feeder. *IET Renewable Power Generation*, 18(4), 679-689. <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/rpg2.12933>
- Manoharan, H., Karuppanan, S., Chandrasekaran, K., & Barua, S. (2024). Power quality improvement of grid-connected solar power plant systems using a novel fractional order proportional integral derivative controller technique. *IET Renewable Power Generation*, 18(15), 3268-3284. <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/rpg2.13128>
- Micallef, A., Spiteri, C., & Licari, J. (2024). Voltage regulation in low voltage distribution networks with unbalanced penetrations of photovoltaics and battery storage systems. *IET Smart Grid*, 7(3), 264- 276. <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/stg2.12155>
- Peiris, K., Elphick, S., David, J., & Robinson, D. (2024). Impact of multiple grid-connected solar pv inverters on harmonics in the high-frequency range. *Energies*, 17(11), 2639. <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/11/2639>
- Pérez, J., & Oliván, M. (2025). Study on the effect of sampling frequency on power quality parameters in a real low-voltage DC microgrid. *Energies*, 18(15). Takayama, S., & Ishigame, A. (2024). Volt–Var curve determination method of smart inverters by multi-agent deep reinforcement learning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 157, 109888. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061524001091>
- Villa, E., Arévalo, P., Aguado, R., Ochoa, D., Iñiguez, V., Jurado, F., & Tostado, M. (2023). Enhancing energy power quality in low-voltage networks integrating renewable energy generation: A case study in a microgrid laboratory. *Energies*, 16(14), 5386. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/14/5386>
- Yan, X., Huang, S., Li, R., Jia, J., Han, L., & Dong, X. (2025). Harmonic voltage compensation and harmonic current sharing strategy of grid-forming inverter. *Electric Power Systems Research*, 238, 111115. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624010009>
-