

Análisis del factor de potencia y Armónicos con la integración de energía solar

Analysis of power factor and harmonics with the integration of solar energy

Javier Isaías Pérez Mayorga¹, Franklin Israel Sánchez Gamboa²

Resumen

La contaminación armónica en un sistema eléctrico puede ocasionar calentamiento y daño en los equipos conectados, por lo que se debe tener un seguimiento para evitar deterioro en los equipos. Provefrut S.A. una empresa ubicada en la provincia de Cotopaxi-Ecuador cuenta con una capacidad eléctrica de 4.5 MW e instaló una planta fotovoltaica de 1 MWp, o 900 kW sin acumuladores, con 2156 paneles solares. La planta se conecta a 13.8 kV y reduce a 440V, 220V y 110V para alimentar equipos de proceso. Este estudio analiza las perturbaciones generadas por seis inversores Kaco Blueplanet 150TL de 150 kW, mediante mediciones antes y después de la instalación, para evaluar el impacto en armónicos y calidad de energía. Los resultados indican que la planta fotovoltaica no genera incidencia armónica negativa significativa; los valores fuera de regulación provienen de cargas no lineales. Se observó una mejora del 12% en la distorsión armónica total de voltaje y una ligera mejora en la distorsión armónica total de corriente. La instalación cumple con la normativa RCERNR-001/2021 y el factor de potencia disminuyó marginalmente en 0.01, con un valor mínimo de 0.74.

Palabras clave: panel solar, armónico, factor de potencia, energía eléctrica

Abstract:

Provefrut Harmonic contamination in an electrical system can cause overheating and damage to connected equipment, necessitating monitoring to prevent equipment deterioration. Provefrut S.A., a company located in Cotopaxi-Ecuador, has an electrical capacity of 4.5 MW and installed a 1 MWp photovoltaic plant, or 900 kW without batteries, comprising 2,156 solar panels. The plant is connected at 13.8 kV and steps down to 440V, 220V, and 110V to supply power to process equipment. This study analyzes disturbances caused by six Kaco Blueplanet 150TL inverters of 150 kW each, using measurements taken before and after installation to assess the impact on harmonics and power quality. The results indicate that the photovoltaic plant does not generate significant negative harmonic incidence; out-of-regulation values arise from non-linear loads. A 12% improvement in total harmonic distortion (THD) of

¹ Provefrut, Máster en Gestión de Energía, <https://orcid.org/0009-0006-6471-9016>

² Instituto Superior Tecnológico Cotopaxi, Ingeniero en Electromecánica, <https://orcid.org/0000-0001-8390-6200>



voltage. The installation complies with RCERNNR-001/2021 regulations, with a marginal decrease in power factor by 0.01, reaching a minimum value of 0.74.

Keywords: solar panel; harmonics; power factor; electric power.

Introducción

La calidad de la energía eléctrica en sistemas industriales es un aspecto crucial para garantizar la eficiencia y la durabilidad de los equipos. Sin embargo, los armónicos generados por cargas no lineales, como variadores de frecuencia, iluminación LED, y dispositivos electrónicos, representan un problema recurrente. Estos armónicos pueden provocar distorsiones en la señal eléctrica, afectar el desempeño de los equipos y generar sanciones económicas debido al incumplimiento de normativas. En el contexto global, numerosos estudios han analizado los impactos de los armónicos en sistemas eléctricos con generación renovable, evidenciando mejoras en la calidad de energía bajo condiciones específicas de diseño e implementación (Singh et al., 2020; Luo et al., 2019).

A nivel regional, investigaciones recientes en América Latina han abordado la integración de plantas solares fotovoltaicas en sistemas industriales, destacando su potencial para mitigar los efectos negativos de los armónicos. Sin embargo, también se han reportado casos donde estas instalaciones han generado nuevos desafíos técnicos, especialmente en sistemas eléctricos no adaptados a estas tecnologías (Rojas & Martínez, 2021).

En Ecuador, la normativa vigente, como la RCERNNR-001/2021, establece parámetros específicos para garantizar la calidad de la energía en sistemas eléctricos industriales, pero la implementación de plantas fotovoltaicas aún presenta incertidumbres técnicas en cuanto a su impacto en armónicos y factor de potencia.

Razon por la cual, el presente estudio se centra en analizar el caso de Provefrut S.A., una industria ecuatoriana con una capacidad eléctrica instalada de 4.5 MW y una planta fotovoltaica de 1 MWp recientemente integrada. Con el propósito de evaluar cómo esta instalación afecta la calidad de la energía y el factor de potencia, mediante mediciones comparativas antes y después de su puesta en marcha y así, proporcionar una base técnica para garantizar el cumplimiento normativo y optimizar el desempeño energético del sistema eléctrico de la empresa.

La industria Provefrut, dedicada a la producción de vegetales congelados, ha implementado una planta solar fotovoltaica de 1 MW, compuesta por seis inversores Kaco BlueplantTL3 de 150 kW cada uno, que podrían contribuir a la generación de armónicos y afectar la estabilidad de su sistema eléctrico (Moya, 2014, p 50-53). Antes de la instalación de la planta solar, Provefrut operaba con una potencia instalada de 5.4 MW y una capacidad de transformación de 4.5 MW, distribuidos en siete transformadores de 13.8 kV a 440 V, con un consumo anual de 19.366.164 kWh en 2022.(Pérez Javier & Gallardo Molina, 2023) Los motores en la sala de máquinas, algunos de hasta 330 kW, utilizan arrancadores suaves y variadores de frecuencia, que también generan distorsiones armónicas.

Metodología

Para evaluar el impacto de la integración de la planta fotovoltaica de Provefrut S.A. en la calidad de la energía y la generación de armónicos, se realizó un proceso de medición antes y después de la instalación de los paneles solares. El equipo utilizado para estas mediciones fue un analizador de redes eléctricas marca METREL MI 2883, que se ve en la Fig 1 y sus características se detallan en la Tabla 1.

Figura 1

Analizador de redes METREL MI 2883.



Nota. Metrel (2020).

La tabla 1, presenta las especificaciones del equipo utilizado en el estudio y sus rangos de apreciación, tomando en cuenta como puntos importantes la tensión, corriente y potencia.

Tabla 1

Características del equipo utilizado en el trabajo de investigación

Parámetro	Características
Tensión:	TRMS, pico, factor de cresta (3 canales);
Corriente	TRMS, pico, factor de cresta (4 canales);
Potencia	(Activa, reactiva, aparente); Mediciones de potencia de cumplen fielmente con IEEE 1459 (activo, no activo, fundamental, armónico, desequilibrio de la carga); Desequilibrio, medición de parpadeos; Análisis de armónicos e interarmónicos hasta el armónico 50, medición de la THD; Factor de Potencia $\cos \phi$ Energía (activa, reactiva, generada, consumida);

Nota. Metrel (2020)

Se selecciona los puntos de Medición: Se identifica y selecciona los puntos críticos de medición en los transformadores de alimentación de la planta, Dentro de cada transformador seleccionado, se eligieron los puntos de medición más representativos, como las barras de baja tensión y las líneas de alimentación principales. Este enfoque asegura la captura de datos que reflejen tanto las

condiciones generales del sistema como las interacciones específicas entre la planta solar y las cargas existentes. considerando su relevancia para el análisis de armónicos y factor de potencia. Como en el estudio realizado por (Arisyadi et al., 2021) también en el estudio realizado por (Upreti et al., 2023) presenta una metodología similar. El analizador de redes eléctricas METREL MI 2883 fue configurado para registrar parámetros clave como el voltaje, la corriente, el factor de potencia, y la distorsión armónica total (THD) en voltaje y corriente. Los datos recolectados fueron analizados y comparados mediante tablas y graficas con los estándares establecidos en la Tabla 2.

Tabla 2

Normativas utilizadas dentro del trabajo de investigación

Normativa	Descripción	Parámetro evaluado	Valor máximo permitido
IEEE 519-2014	Estándar para límites de armónicos en sistemas eléctricos. (IEEE,2014)	THD de Voltaje	8%
ARCONEL 002/20	Regulación para niveles de calidad de energía en Ecuador. (ARCONEL,2020)	Niveles de Voltaje	Medio voltaje +-6% Bajo voltaje +- 8%
Codificación de reglamentos de tarifas	Normativa para penalización por bajo factor de potencia. (Agencia de regulación de electricidad, 2020)	Factor de Potencia	Inferior a 0.92 será penalizado por la Empresa Eléctrica Distribuidora.
RCERNNR-001/2021	Regulación sobre la integración de energías renovables. (ARCONEL,2021)	Cumplimiento general con la integración de energías renovables.	No aplica

Nota. Autor

En el período de medición previo: Se realizaron mediciones continuas durante un período de 30 días antes de la instalación de la planta solar, asegurando la captura de datos en condiciones normales de operación de la planta. En el periodo de medición posterior tras la instalación y puesta en marcha de la planta fotovoltaica, se reanudaron las mediciones en los mismos puntos durante un período equivalente al previo, garantizando comparabilidad en las condiciones de operación. Finalmente, para el análisis y comparación de datos estos fueron recopilados antes y después de la instalación fueron analizados para identificar cambios en los niveles de THD y factor de potencia, utilizando herramientas de análisis de datos como Matlab.

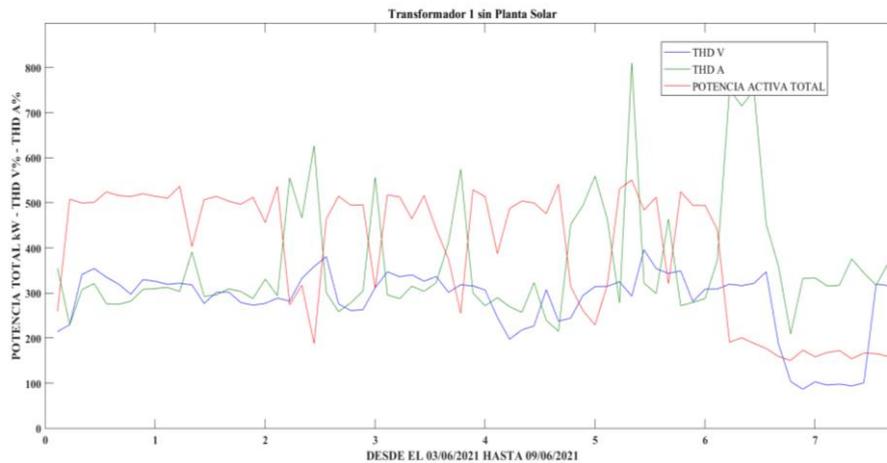
Resultados

Análisis de THD antes de la instalación de los paneles solares Muestreo de los transformadores

En las curvas de potencia activa, se registra una potencia máxima total de 550,66 kW, que se da el día 03 de junio del 2021 a las 11:14 de la mañana. Mediante la curva de potencia activa se puede ver el comportamiento de los transformadores, donde la mayor actividad se en la mañana, registrando una potencia máxima de 611,28 kVA, durante el periodo total de medición, que inicia el día 03 de junio del 2021 a las 11:14 de la mañana. Los resultados de las curvas de comportamiento antes de la instalación de los paneles solares se observan en la Fig. 2-8.

Figura 2

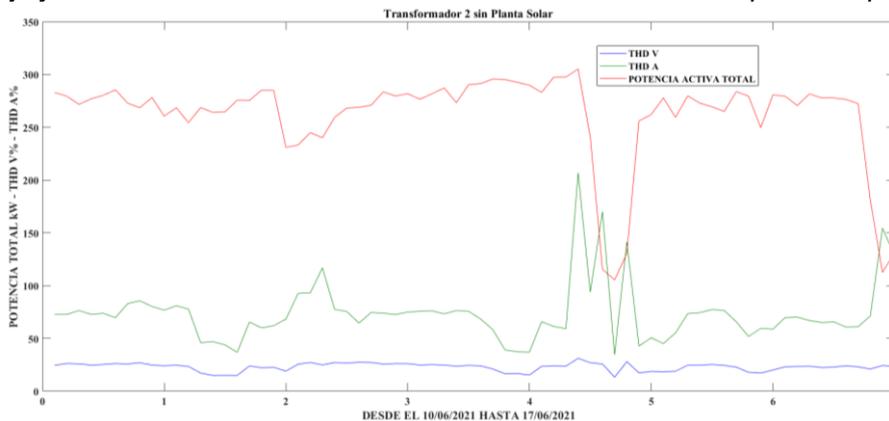
THD de voltaje y corriente del transformador 1 antes de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor

Figura 3

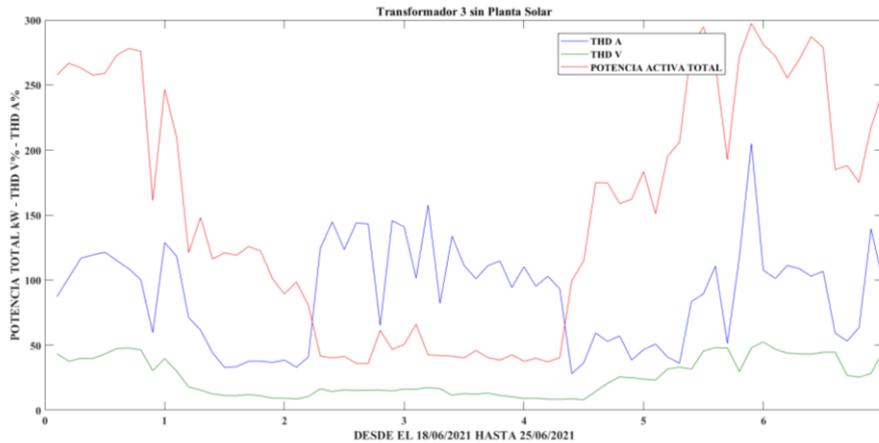
THD de voltaje y corriente del transformador 2 antes de la instalación de la planta de paneles solares



Nota. Autor

Figura 4

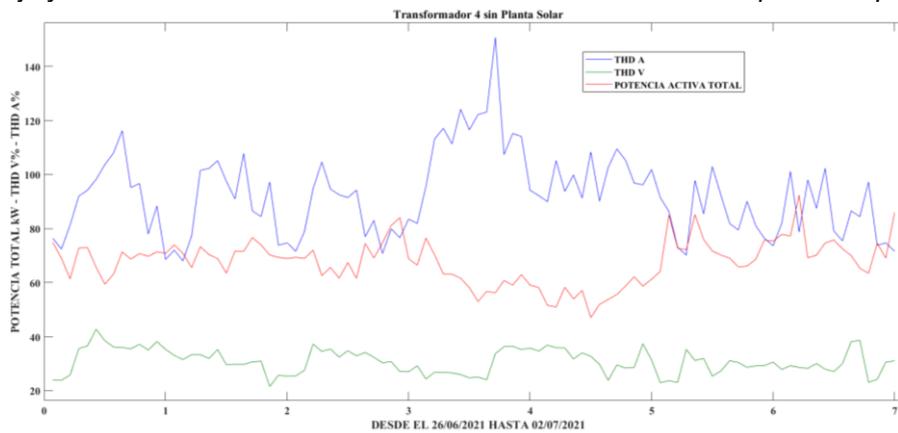
THD de voltaje y corriente del transformador 3 antes de la instalación de la planta de paneles solares



Nota. Autor

Figura 5

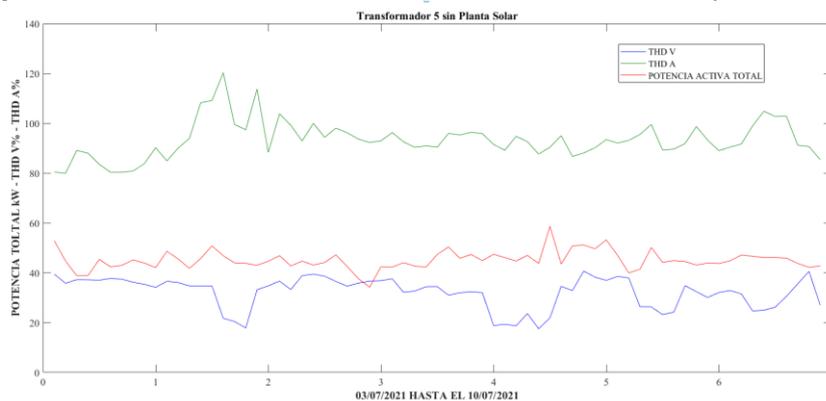
THD de voltaje y corriente del transformador 4 antes de la instalación de la planta de paneles solares



Nota. Autor

Figure 6

THD de voltaje y corriente del transformador 5 antes de la instalación de la planta de paneles solares

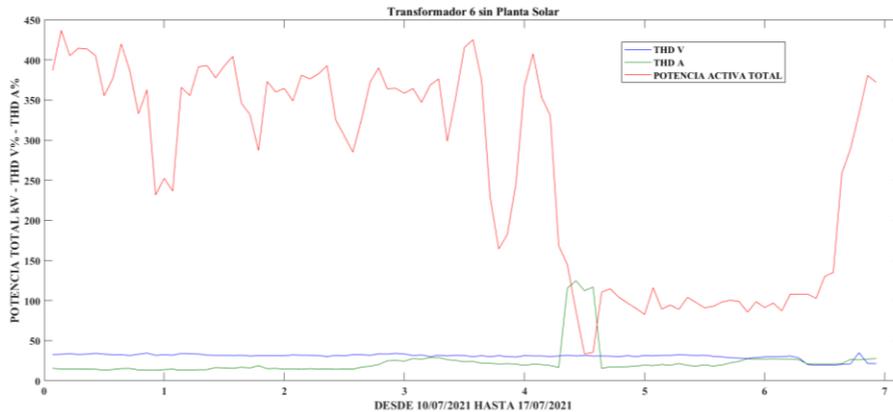


Nota. Autor



Figura 7

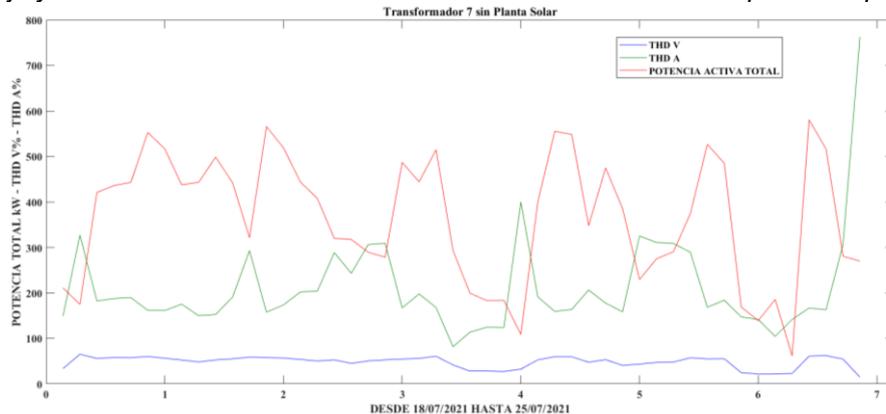
THD de voltaje y corriente del transformador 6 antes de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor

Figure 8

THD de voltaje y corriente del transformador 7 antes de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor

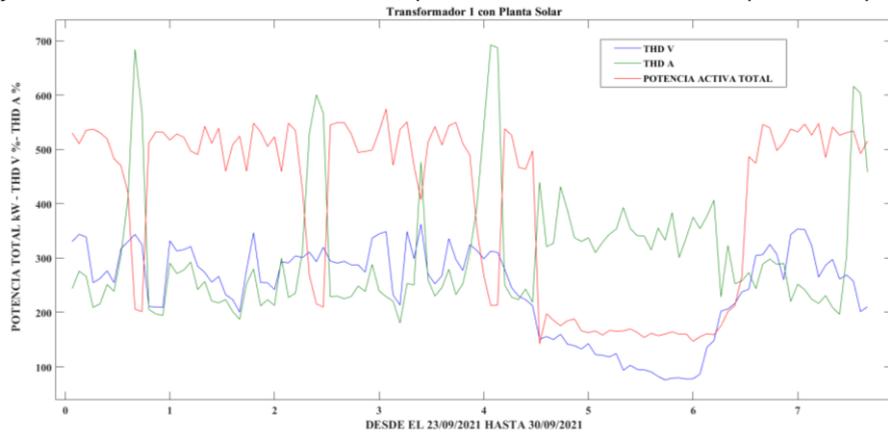
Análisis de THD después de la instalación de los paneles solares Muestreo de los transformadores

Analizando el transformador luego de la instalación de la planta solar se obtuvieron los siguientes resultados. Se registra una potencia máxima total de 574,60 kW, durante el periodo total de medición, que se da el día 23 de septiembre del 2021 a las 08:36 de la mañana. Mediante la curva de potencia Activa se puede ver el comportamiento de los transformadores, donde la mayor actividad se da a partir de las 08:00 de la mañana. Se registra una potencia máxima total de 641,13 kVA, durante el periodo total de medición, que se da el día 25 de septiembre del 2021 a las 08:36 de la mañana.

Los resultados se las curvas de comportamiento de los transformadores se observan en la Fig. 9-15.

Figura 9

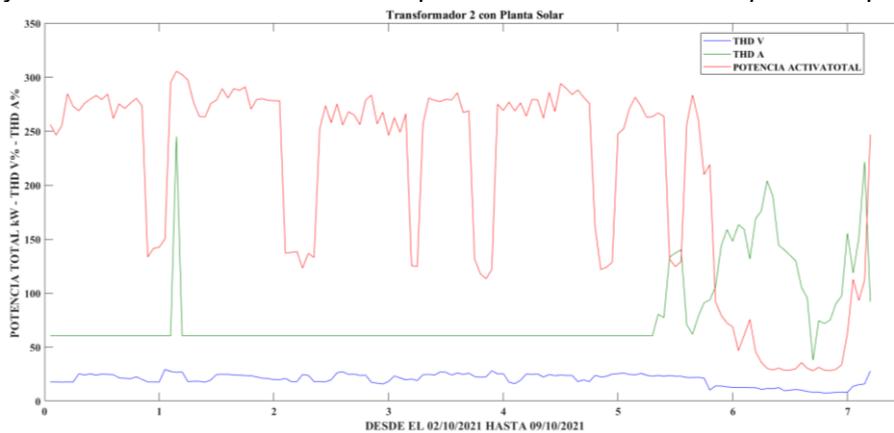
THD voltaje y corriente del transformador 1 después de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor

Figura 10

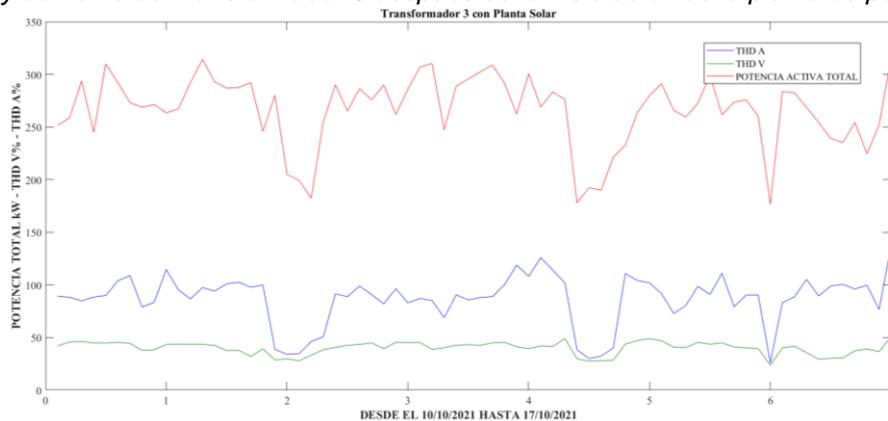
THD voltaje y corriente del transformador 2 después de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor

Figura 11

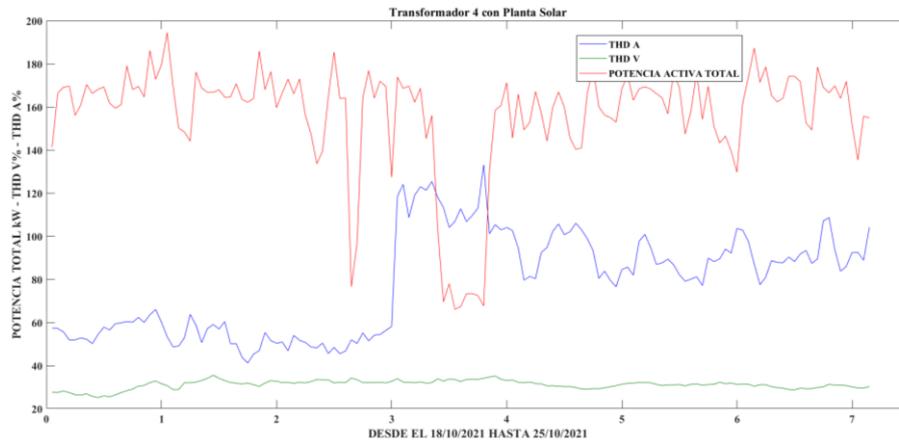
THD voltaje y corriente del transformador 3 después de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor

Figura 12

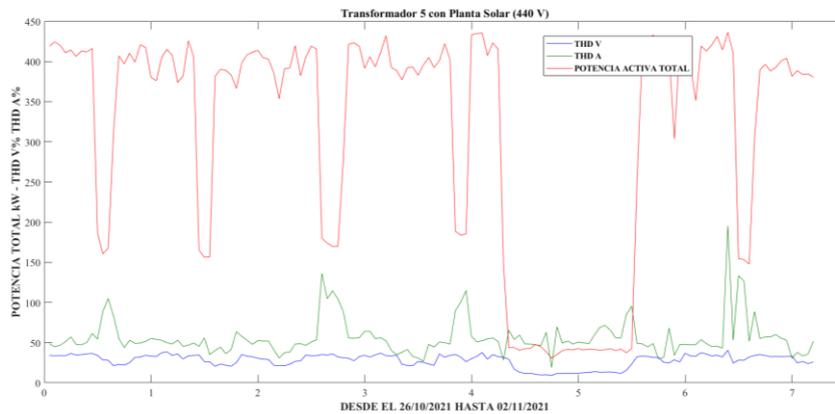
THD voltaje y corriente del transformador 4 después de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor

Figura 13

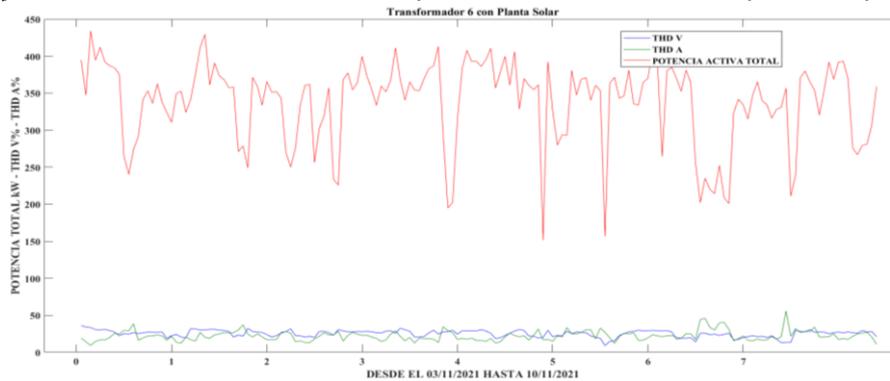
THD voltaje y corriente del transformador 5 después de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor

Figura 14

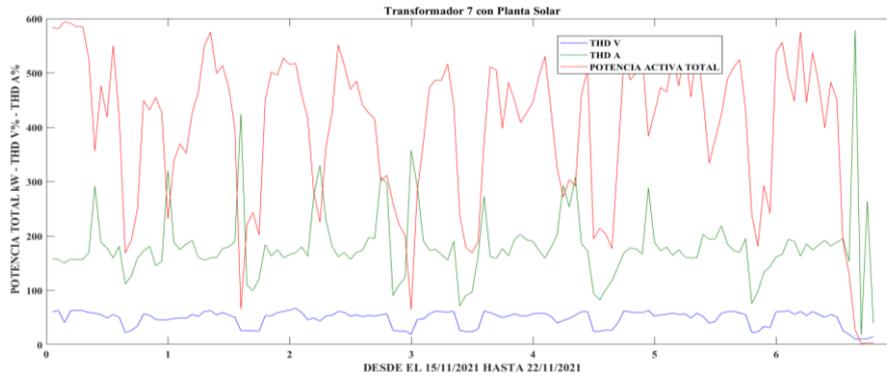
THD voltaje y corriente del transformador 6 después de la instalación de la planta de paneles solares



Nota. Autor

Figura 15

THD voltaje y corriente del transformador 7 después de la instalación de la planta de paneles solares.



Nota. Autor.

La tabla 3 presenta un resumen de los valores promedios del factor de potencia en los transformadores, donde en los transformadores T1, T2, T3 se observa una disminución del factor de potencia.

Tabla 3

Análisis comparativo de factor de potencia antes y después de la instalación de la planta solar

Factor de potencia	Transformadores						
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
Antes	0.88	0.96	0.93	0.99	0.86	0.92	0.74
Después	0.87	0.91	0.92	0.99	0.9	0.99	0.87

Nota. Autor

La tabla 4 presenta los resultados de THD en voltaje antes y después de la instalación de la planta solar, generando que el T4 y T6 revelen un incremento de THD total de voltaje después de la instalación de los paneles solares, mientras que el T7, se observa una disminución de 0.83 puntos, en el transformador 7 el THD voltaje máximo es de 6.52% antes y luego pasa a 5.69% se nota una mejora del 12%.

Tabla 4

Análisis comparativo de factor de THD de voltaje antes y después de la instalación de la planta solar

THD % voltaje	Transformadores						
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
Antes	3.96	3.11	5.24	3.91	4.29	3.5	6.52
Después	3.83	2.92	5.24	4.65	4.05	3.61	5.69

Nota. Autor

La tabla 5 presenta los resultados de las mediciones de THD en corriente antes y después de la instalación de la planta solar, donde, T4 y T5 se ve un incremento de la distorsión armónica total de corriente.

Tabla 5

Análisis comparativo de factor de THD de voltaje antes y después de la instalación de la planta solar

THD % corriente	Transformadores						
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
Antes	8.1	20.68	20.49	7.2	19.5	12.47	21.19
Después	7.29	20.48	13.66	13.4	19.54	5.57	18.79

Nota. Autor

La tabla 6 presenta los resultados de THD individuales de voltaje y corriente antes de la instalación de la planta solar, en el transformador 2 el THD de corriente registra el valor más alto con 20,68% antes del arranque de la planta fotovoltaica y luego el valor es de 20.48%, teniendo una mejora mínima. En general los valores de distorsión armónica están fuera de la regulación.

Tabla 6

Análisis comparativo de factor de THD de voltaje la planta solar

Armónicos %	Transformadores						
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
THD V3	0.81	0.36	0.44	0.24	0.36	0.38	0.53
THD V5	3.88	2.66	4.61	3.1	3.55	2.38	4.37
THD V7	1.57	1.19	1.67	2.27	1.88	1.15	2.19
THD V9	0.28	0.12	0.28	0.84	0.28	0.14	0.32
THD V11	2.09	1.13	1.61	1.19	1.81	1.51	2.21

Nota. Autor

Seguidamente en la tabla 7, se presentan los resultados de THD individuales de corriente antes de la instalación de la planta solar, en el análisis de los armónicos impares 3,5,7,9,11 y la THD de voltaje y corriente se nota un comportamiento de mejora luego de la instalación de la planta fotovoltaica.

Tabla 7

Análisis comparativo de factor de THD de corriente la planta solar

Armónicos %	Transformadores						
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
THD A3	1.22	1.74	4.92	1.29	1.96	3.84	4.29
THD A5	6.21	19.03	14.44	1.29	10.99	7.75	16.08
THD A7	3.16	8.11	8.22	4.32	10.75	6.45	19.09
THD A9	4.56	0.59	2.64	2.55	1.99	1.22	3.67
THD A11	0.78	2.54	16.65	5.87	16.23	8.32	6.4

Nota. Autor

Discusión

Las tablas comparativas de THD antes y después de la instalación de la planta solar fotovoltaica indican que, en general, se observó una mejora en los niveles de THD de voltaje y una ligera mejora en los niveles de THD de corriente, por ejemplo, en el transformador 7 el THD voltaje máximo es de 6.52% antes y luego pasa a 5.69% se nota una mejora del 12%. Según la normativa IEEE 519-2014, el límite máximo permitido para el THD de voltaje es del 8%, mientras que, para el THD de corriente, los límites varían dependiendo del nivel de tensión y la capacidad de la carga.

Los valores obtenidos en el estudio muestran que, antes de la instalación de la planta solar, varios transformadores presentaron niveles de THD en corriente que excedían los límites recomendados por la IEEE 519-2014. Por ejemplo, el transformador 2 registró un THD de corriente del 20.68% antes de la instalación, valor que apenas se redujo a 20.48% después de la instalación. Este nivel elevado de THD puede atribuirse a la presencia de cargas no lineales significativas en la planta, como lo menciona en el estudio realizado por Wang y Lu (2020).

Comparando estos resultados con estudios similares, se puede observar un patrón común en plantas industriales que integran sistemas fotovoltaicos sin acumuladores. Por ejemplo, en un estudio realizado por (Rodríguez et al. 2020), se observó que la integración de sistemas fotovoltaicos en una planta industrial también resultó en una reducción del THD de voltaje, pero con una mejora más significativa en el THD de corriente debido a la implementación de filtros activos.

En contraste, otro estudio llevado a cabo por (García y López 2019) en una planta de manufactura, similar a Provefrut, encontró que la instalación de paneles solares sin medidas adicionales de corrección de armónicos resultó en una mejora marginal del THD de voltaje y una casi nula mejora en el THD de corriente, corroborando los resultados observados en este estudio.

El comportamiento observado en el THD de voltaje y corriente puede explicarse por varios factores. Primero, la presencia de cargas no lineales en la planta, como variadores de frecuencia y arrancadores suaves, contribuye significativamente a la generación de armónicos. Segundo, la instalación de la planta solar sin acumuladores y sin la implementación de filtros activos o pasivos limita la capacidad del sistema para mitigar los armónicos generados (Pascual John, 2001).

En estudios previos, la implementación de soluciones como filtros activos ha demostrado ser efectiva en la reducción de los niveles de THD de corriente. Por ejemplo, el estudio de (Eldoromi et al., 2021) mostró que la instalación de filtros activos redujo el THD de corriente de 25% a menos del 10%, una mejora significativa comparada con la mejora marginal observada en Provefrut, se podría plantear como una alternativa para la empresa Provefrut en el futuro así mitigar a lo mínimo los efectos adversos de contar con un amplio conjunto de equipos de electrónica de potencia.

Conclusiones

El análisis del comportamiento de la energía eléctrica antes de la interconexión de la central fotovoltaica permitió determinar el factor de potencia en 0.93.

El análisis posterior a la conexión del sistema fotovoltaico de 1MW a la red de Provefrut se determinó que el factor de potencia en 0.92 y se ve afectado en 0.01, que podría generar una multa por parte de la distribuidora, sin embargo la instalación de paneles solares permite a la empresa funcionar de forma autónoma en casos de existir cortes de energía eléctrica y los resultados sugieren que, aunque los sistemas fotovoltaicos pueden contribuir a la estabilidad de la calidad del voltaje, su impacto en el factor de potencia es limitado en ausencia de medidas adicionales de corrección, como filtros activos.

Luego de analizados los datos obtenidos se concluye que la planta fotovoltaica no tiene una incidencia armónica negativa al funcionamiento de la industria.

Referencias

- Singh, G., Sharma, R., & Gupta, A. (2020). Harmonic analysis and power quality improvement in photovoltaic systems: A comprehensive review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 123, 106169. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106169>
- Rojas, F., & Martínez, G. (2021). Análisis de la calidad de la energía en sistemas industriales con generación solar fotovoltaica en América Latina. *Revista Iberoamericana de Energía*, 15(2), 45–60. <https://doi.org/10.xxxx/riem.2021.15>
- Moya Lucio, J. G. T. (2014) *Diseño y análisis de una planta fotovoltaica para venta a red de 1 a 5 ;W* [Tesis de Maestría, Universidad de Madrid]. <http://bdigital.unal.edu.co/10578/>
- Pérez Javier, & Gallardo Molina, M. (2023). *Análisis de la incidencia armónica en la conexión de la central fotovoltaica de 1 MW sin acumuladores a la red de energía eléctrica en Provefrut S.A.*
- Metrel. (2020). *Analizador de calidad de energía MI 2883*. Recuperado el 25 de noviembre de 2024, de <https://www.metrel.es/es/shop/PQA/mi-2883.html>
- Arisyadi, R., Rachmilda, T. D., & Hamdani, D. (2021). *Power Quality Study of Microgrid with Single Large Solar PV and Distributed Small Solar PVs Plant: Case Study Karampuang Island*. 2021 3rd International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems, ICHVEPS 2021, 329–334. <https://doi.org/10.1109/ICHVEPS53178.2021.9601117>
- Upreti, S., Yadav, S. K., Singh, B., & Kumar, N. (2023). *An Improved K-Type Seven-Level Converter Topology for Direct Grid Integration of Solar Photovoltaic Plant*. 2023 IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies, GlobConHT 2023. <https://doi.org/10.1109/GlobConHT56829.2023.10087497>
- IEEE. (2014). *IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems* (IEEE Standard No. 519-2014). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>
- ARCONEL. (2020). *Normativa para la regulación y control de la energía eléctrica: ARCONEL 002/20*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
- ARCONEL. (2021). *Norma RCERNNR-001/2021*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/03/Resolucion-ARCERNNR-001-2021.pdf>
- Wang, S. K., & Lu, C. Y. (2020). Evaluación del impacto de los paneles solares en la calidad de la energía eléctrica. *Revista Internacional de Energía Renovable*, 35(4), 250–265.
- Rodríguez, L., Pérez, J., & Gómez, M. (2020). Efectos de la integración de sistemas fotovoltaicos en la calidad de la energía en plantas industriales: Un enfoque en la mitigación de armónicos. *Energía y Sostenibilidad*, 12(3), 45–58. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>

- García, R., & López, M. (2019). *Impacto de la instalación de paneles solares en la calidad de energía en plantas industriales*. *Revista de Energía y Sostenibilidad*, 15(2), 45–60.
<https://doi.org/10.1109/PEDSTC52094.2021.9405910>
- Pascual John, (2001) *Practical Guide to powerfactor correction and harmonics*, Intertec Publishing Corp.
- Eldoromi, M., Abbas Aghajani, A., Emadifar, R., & Akbar Moti Birjandi, A. (2021, February 2). *Developed Experimental Analysis of Current THD of the CPV System Using Continuous Input-current Buck-Boost DC-DC Converter*. *2021 12th Power Electronics, Drive Systems, and Technologies Conference, PEDSTC 2021*.
<https://doi.org/10.1109/PEDSTC52094.2021.9405910>