

Total Harmonic Distortion Reduction Through Photovoltaic Generation and Unified Active Power Filter (UAPF)

Reducción de la Distorsión Armónica Total a través de Generación Fotovoltaica y el Filtro Activo Unificado (UAPF)

 P. Tupiza¹

 W. Pavón¹

 M. Jaramillo¹

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: ptupizag@est.ups.edu.ec; wpavon@ups.edu.ec; mjaramillo@ups.edu.ec

Abstract

This paper proposes a unified active power filter (UAPF), which control the current Total Harmonic Distortion (THD) in low voltage distribution networks. The UAPF strategy implements photovoltaic (PV) generation as its source and uses a boost power converter.

The IEEE 13-bar system is the test-bench, and a non-linear load is in the 7th busbar. Thus, the results are based on the voltage, current and THD behavior in the system. The current (THDi) and voltage (THDv) harmonics reduces significantly. Where the 7th busbar THDi initially has a 13.5 percent, and after the implementation it went 6 percent, while the THDv started from 14 to 3 percent. Those resulted values are within the allowed limits in IEEE 1159 standards and resolution No. ARCERNR -017/2020.

Index terms— UAPF, PI Control, THD, No linear load, IEEE1159

Resumen

En este trabajo se propone un filtro unificado de potencia activa (UAPF) para el control de la distorsión armónica total (THD) de corriente en redes de distribución de baja tensión. La UAPF implementa la generación fotovoltaica (PV) como su fuente junto con un convertidor elevador.

El sistema de 13 barras IEEE es el banco de pruebas y una carga no lineal está en la séptima barra del sistema. Así, los resultados son avalados con la tensión, corriente y THD obtenidos del sistema. Los resultados fueron armónicos decrecientes de corriente (THDi) y tensión (THDv), donde el THDi de barra 7 inicialmente tiene un 13.5 por ciento y luego de la implementación pasó a 6 por ciento, mientras que el THDv pasó de 14 a 3 por ciento, esos valores están dentro de lo permitido. límites en normas IEEE 1159 y resolución N° ARCERNR -017/2020.

Palabras clave— UAPF, Control PI, THD, Carga no lineal, IEEE1159

Recibido: 12-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Tupiza, P; Pavón, W.; Jaramillo, M. (2022). "Reducción de la distorsión armónica total a través de generación fotovoltaica y el filtro activo unificado (UAPF)". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 92-99

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.522>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años la inserción de generación distribuida (GD) ha crecido, ya que su aplicación trae beneficios importantes dentro de un sistema eléctrico. Para esta investigación se considera que básicamente la definición de GD consiste en la generación localizada cerca del punto de consumo [1].

Al conectar generadores cerca del punto de consumo, se producen algunos beneficios para el sistema eléctrico; mejora los índices de confiabilidad, seguridad de operación y calidad del suministro. Este sistema propone usar la generación distribuida, en este caso fotovoltaica (PV), de una manera no convencional, es decir que esta generación sirva como alimentación de un sistema de filtrado de armónicos, para mejorar el perfil de calidad del sistema de distribución [2].

El crecimiento de los sistemas eléctricos en los últimos años ha sido inminente y a la par se han incrementado las cargas no lineales que se encuentran conectadas en el sistema eléctrico. Esto ha generado un problema que afecta tanto a usuarios como a empresas distribuidoras, debido a que causa sobrecalentamientos en los conductores, descenso en el factor de potencia a nivel de la red, resonancia, empeoramiento de aislamientos en cargas inductivas y el deterioro en la forma de onda tanto de corriente como de voltaje [2], [3].

La distorsión de la forma de onda genera variaciones en las variables de corriente y de voltaje, afectando de manera constante a equipos que estén conectados a la red. Debido a la presencia de una distorsión armónica total de corriente (THDi) alto, se ven afectados los sistemas de generación debido a que en el punto común de acoplamiento se ven fluctuaciones a nivel de voltaje y corriente, esto afecta significativamente al sistema eléctrico especialmente a la parte de distribución [4].

Para analizar la calidad de la energía eléctrica se toma en cuenta diferentes tipos de variables, dichas variables se describen en el estándar IEEE 1159 y que se los denomina fenómenos electromagnéticos, en donde la empresa distribuidora debe garantizar el cumplimiento de los límites establecidos por el estándar IEEE 519-2014 e IEC61000 y regulaciones nacionales como la resolución Nro. ARCERNR -017/2020 que se encuentren vigentes. En las tablas 1 y 2 se describe los límites de THD que pueden estar presentes en las formas de onda de corriente y voltaje según las normas y resoluciones [5], [6].

Cargas no lineales son aquellas que consumen corrientes no sinusoidales teniendo como fuente un generador senoidal, esto implica que la forma de onda de corriente es totalmente diferente a la forma de onda en tensión. Por lo que, el principal problema de este tipo de cargas es el consumo de corrientes en intervalos de tiempo muy pequeños. Al poseer dichos intervalos de consumo genera una distorsión en la forma de onda lo

cual causa diferentes problemas en varias partes del sistema de distribución [8].

Tabla 1: Límites de THD en voltaje dados por el estándar IEEE 519-2014

Nivel de voltaje	THD (%)
$V \leq 1\text{kV}$	8%
$1\text{kV} < V \leq 69\text{kV}$	5%
$69\text{kV} < V \leq 161\text{kV}$	2.5%
$162\text{kV} < V$	1.5%

Tabla 2: Límites de THD en corriente dados por el estándar IEEE 519-2014

ISC/I1	Armónicos de Orden impar					THDi (%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8
50<100	10	4.5	4.0	1.5	0.7	12
100<1k	12	5.5	5.0	2.0	1.0	15
>1000	15	7	6	2.5	1.4	20

El filtro unificado de potencia activa (UAPF) es un filtro activo de tipo mixto, se compone de un filtro en serie y un filtro en paralelo, como se puede observar en la Fig. 1. Debido a esto, los UAPF han tenido un gran desarrollo en los últimos años, ya que sus características permiten manejar muchos de los problemas de calidad de energía que se generan en los sistemas de distribución [10], [11].

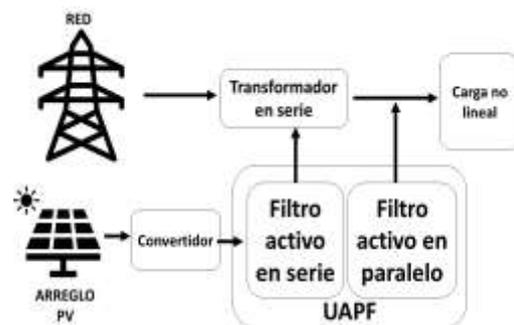


Figura 1: Esquema de conexión de un UAPF

En donde el filtro se encuentra conectado en serie tiene la función de mantener el voltaje de carga en fase con el voltaje del punto de conexión común. Por otro lado, el filtro conectado en paralelo se lo utiliza como método de compensación de corrientes armónicas y reactivas de manera que mejore la calidad de la energía [12]-[14].

Esta investigación está organizada de la siguiente manera, la sección 2 muestra la metodología de la propuesta. En la sección 3 se discute los resultados alcanzados y por último en la sección 4 se proponen las conclusiones y las recomendaciones de la investigación.

2. METODOLOGÍA

Se presenta un sistema de compensación basado en el principio de los filtros activos mixtos, en este caso una compensación con un UAPF-PV el cual se encargará de compensar el THDi presente en las líneas para que los niveles de THDi estén dentro de los límites operativos, bajo la normativa ecuatoriana.

El filtro UAPF-PV es de tipo filtro activo mixto en donde se utiliza un control PI para cada uno de los filtros. Además, se posee un arreglo de paneles solares los cuales se conectan a un convertor DC/DC el cual mantiene el valor del voltaje [14]. Cada filtro posee un conjunto de seis transistores bipolares de puerta aislada (IGBT's). Para controlar los IGBT's, del filtro serie, existen varias opciones, una es la mostrada en la Fig. 2 donde se calcula una señal de referencia, la cual mediante una transformada inversa de Clark se logra poner en relación con el tiempo y mediante la diferencia de dicha referencia [15], [16].

Por lo que, junto con el valor de señal de voltaje medido en la carga, nos da una forma de onda que contiene pequeñas variaciones. Estas variaciones son tomadas para empezar a conmutar los IGBT's. Dicho método es conocido como marco de referencia síncrono, el cual se basa en la transformada matemática de Park, en la Ecuación 1. La técnica del marco de referencia síncrono tiene como principio generar vectores con una magnitud de una unidad desde el voltaje o corriente analizado, de esta manera puede transferir las corrientes con distorsión de onda a las coordenadas dq0 [17].

Otra parte importante de la técnica es el bucle de bloqueo de fase, que se encarga de mantener al voltaje y corriente en fase. De esta forma nos permite obtener las corrientes en componentes dq0 ecuación 1 partiendo de las corrientes de carga. Además, se debe considerar la utilización de filtros pasa bajas, los que mantienen estable al sistema, dichos filtros suelen ser ubicados después de las señales de referencia. Para finalizar, se puede utilizar la transformada inversa de la Ecuación 1 para obtener valores en relación con el tiempo, partiendo de las coordenadas en dq0. De este modo se puede obtener la señal de conmutación para los IGBT's de forma más eficiente [18].

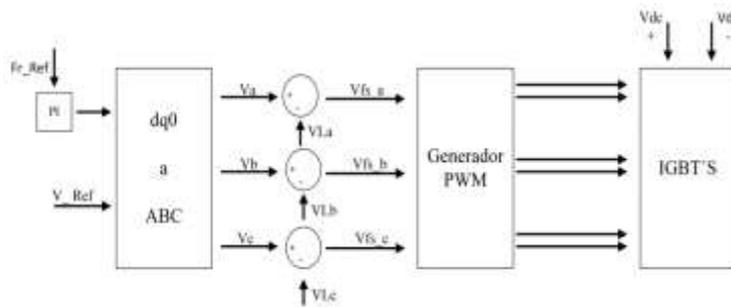


Figura 2: Control del filtro serie por medio de la transformada de Clark

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{aL} \\ I_{bL} \\ I_{cL} \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} I_{aref} \\ I_{bref} \\ I_{cref} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{dc} \\ I_{qc} \\ I_{0c} \end{bmatrix} \quad (2)$$

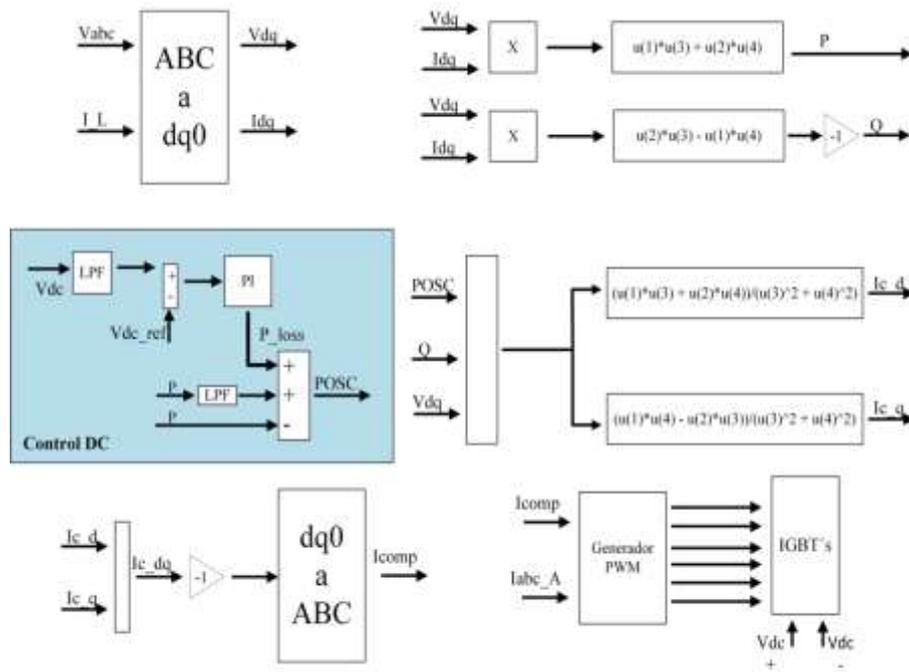


Figura 3: Control PI propuesto para el filtro shunt

Para implementar el control del filtro en paralelo se implementa el marco de referencia mediante las transformadas de Clark. Se cuenta a su vez con otro filtro pasa bajos para la potencia medida en la barra esto ayuda a tener una forma de onda limpia para poder realizar la diferencia con la forma de onda original de la potencia y a su vez sumarle la potencia suministrada por el arreglo de paneles como se muestra en la Fig. 3 [19].

Para poder calcular los voltajes trifásicos en la carga se utilizó la ecuación 3. Después de extraer las tensiones se procede a calcular las potencias activas y reactivas mediante las ecuaciones 4 y 5 respectivamente. Donde las variables de voltaje y corriente están medidas directamente en las barras del sistema por lo que se encuentran en forma ABC y se las convierte a dq0 mediante el método de la transformada de Clarke.

$$V_{labc} = V_{Lm} \begin{bmatrix} \sin(\omega t + \phi - 0) \\ \sin(\omega t + \phi - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\omega t + \phi + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$P = V_{Ld}I_{Ld} + V_{Lq}I_{Lq} \quad (4)$$

$$Q = V_{Ld}I_{Ld} - V_{Lq}I_{Lq} \quad (5)$$

A su vez se cuenta con control PI después de la suma de voltajes de referencia y voltaje del arreglo de paneles, conectar el filtro UAPF al sistema. Los valores del controlador PI se presentan en la tabla 3. Estos determinar estos valores se determinó el margen de estabilidad del sistema, para encontrar, valores referenciales. Y después, se implementó una sintonización fina para obtener los mejores resultados del sistema [20], [21].

Tabla 3. Valores de las constantes del control PI

Ganancia	Valor
Ki	1.1
Kp	2.3

Para esta sintonización manual de Ki y Kp, nos especificaban que los valores de Ki podían ir desde 0.9 a 1.2 y para el Kp, existía un rango de 2.1 a 2.3. Por ello se procedió a tomar en cuenta el valor más bajo en Ki y empezar a aumentar en valor de Kp, hasta llegar al valor máximo después se empezó a variar el Ki hasta tener el valor más estable en las diferentes combinaciones.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para esto se propuso hacer el estudio de un sistema de distribución de la IEEE de 13 barras, en donde se conectará un modelo de carga no lineal trifásica en la barra número 7, de esta manera poder identificar las variaciones de la componente de THDi en dicha barra. El modelo de carga no lineal cuenta con 6 diodos en forma de puente, un resistor e inductancia a continuación se detalla la tabla 4 con todos los valores que tiene la carga no lineal.

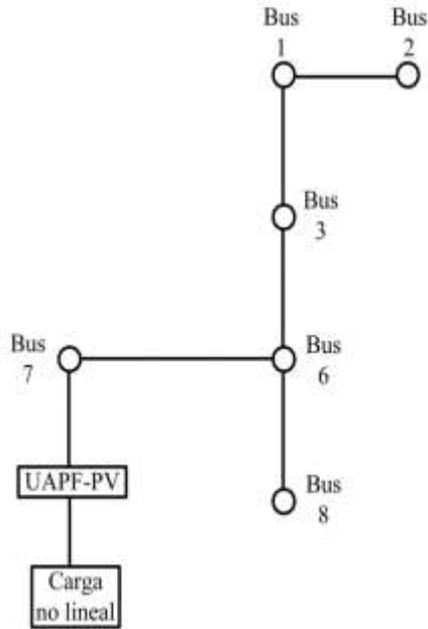


Figura 4: Sistema 13 barras IEEE

Tabla 4: Datos del sistema

Variable	Valor		Unidad
Frecuencia	$2\pi 60$		Rad/s
Voltaje de la red	11.5		kV
Voltaje de la carga 3ph no lineal	380		V
Transformador	13.8/380		V
Resistencia del diodo	$1e-3$		Ω
Capacitancia del diodo	$25e-6$		F
Resistencia de la carga	100		Ω
Inductancia de la carga	$5.25e-3$		H

En el sistema de 13 barras se toma en cuenta la barra 7, debido a que en esta se va a implementar las mejoras al conectar el filtro UAPF-PV. El filtro conectará en el sistema después de haber pasado 100ms. En la Fig. 5 se muestra la variable a analizar, la misma que se muestra en voltaje por unidad (p.u). En donde podemos ver que la magnitud de cada una de las fases se encuentra en 1 p.u., esto nos indica que el perfil de voltaje es correcto, después de la activación del filtro.

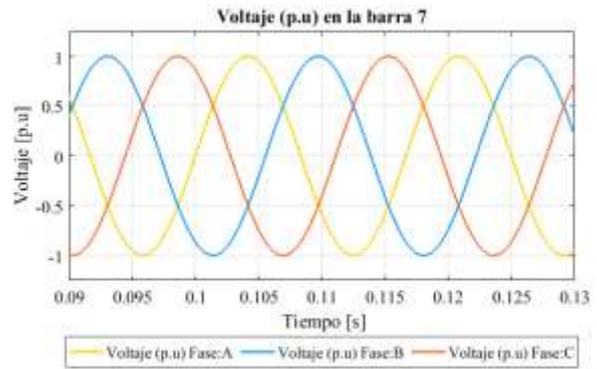


Figura 5: Voltaje trifásico [p.u] de la Barra 7

Asimismo, en la Fig. 6 se puede apreciar los voltajes trifásicos en el lado de la carga, en donde el perfil de voltaje decae en el momento de la conexión del filtro, pero procede a estabilizar el voltaje pasado el transitorio generado por el filtro. Además, se puede apreciar de forma evidente la mejora en la forma de onda después de la conexión del filtro.

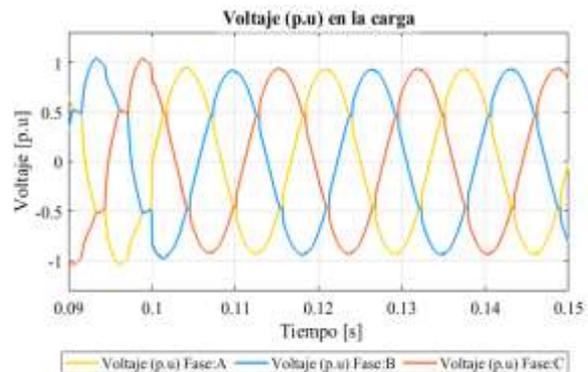


Figura 6: Voltaje trifásico [p.u] de la carga

A continuación, en la Fig. 7, se muestra el THD de voltaje de la carga conectada al sistema, donde podemos apreciar una clara disminución del THDv después de la conexión del filtro a los 100ms. Además, se puede ver de manera clara la existencia de un transitorio que dura aproximadamente 15ms, en el cual las diferentes fases alcanzan un pico de 15% de THDv. Después del estado transitorio se puede ver que el THDv está dentro de los parámetros establecidos en la IEEE 1159, la que indica que su porcentaje máximo es del 5% y en el sistema se puede apreciar una reducción hasta el 3%. Además, el tiempo que tarda el sistema incluido el filtro en estabilizarse es de 22ms.

En la Fig. 8 se representa el THDi medido en la barra 7 del sistema, en el cual se puede ver la disminución del THDi de 13% a 6% en cada una de las tres fases del sistema. Otro punto muy importante es que podemos ver un transitorio que tiene una duración de 20ms, en el cual los picos de THDi son los siguientes: Fase A alcanza un pico de 35%, Fase B alcanza un pico de 37% y la Fase C alcanza un pico de 38%. Después de haber pasado el

transitorio las fases se estabilizan y los parámetros toman un valor dentro del estándar IEEE 1159, el cual nos dice que el límite es del 8%.

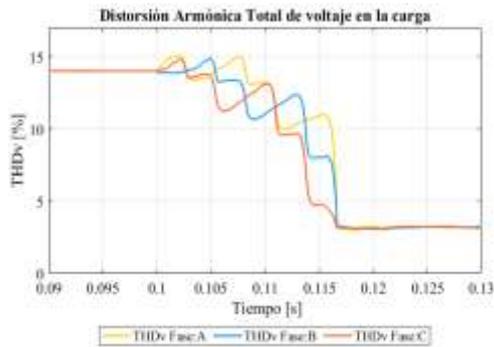


Figura 7: THDv en porcentaje en la carga

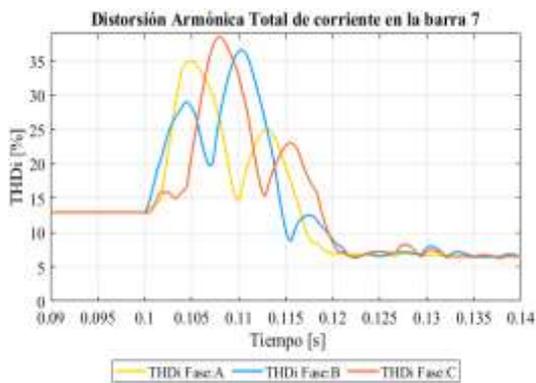


Figura 8: THDi en porcentaje en la barra 7

La Fig. 9 muestra la potencia suministrada desde la barra 7 hacia la carga, donde se aprecia un aumento de la potencia enviada debido a la conexión del filtro al sistema, y se observa un pico de potencia de 2100W. Esta potencia disminuye en proporción al logro de la estabilidad del filtro UAPF-PV. Mientras que en la Fig. 10 podemos ver el consumo de potencia realizado por el filtro UAPF, en donde existe un pico de consumo en el instante de conexión y una disminución del consumo cuando el filtro se estabiliza.



Figura 9: Potencia suministrada por la barra 7

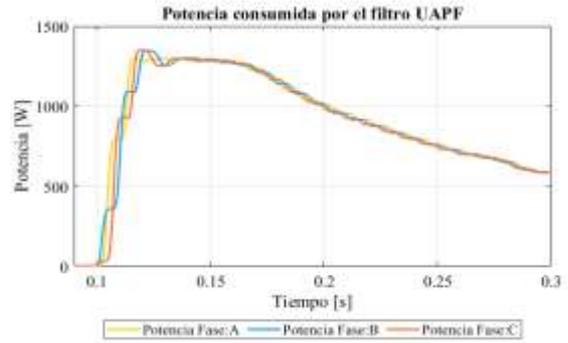


Figura 10: Potencia del filtro UAPF-PV

Las Figs. 11 y 12 muestran la corriente y voltaje inyectados por el filtro UAPF-PV, en donde se puede apreciar que en el momento de la activación del filtro se produce una corriente de inyección hacia la red del sistema y por otro lado la forma de onda de voltaje se ve reducida en la magnitud.

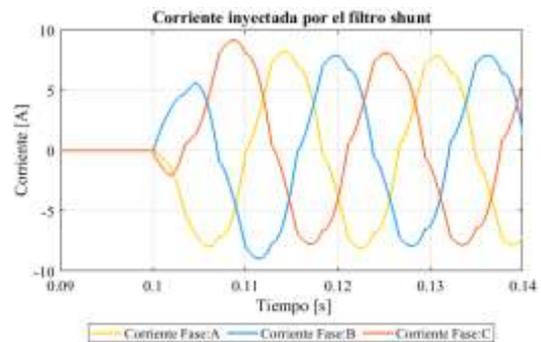


Figura 11: Corriente inyectada por el UAPF-PV

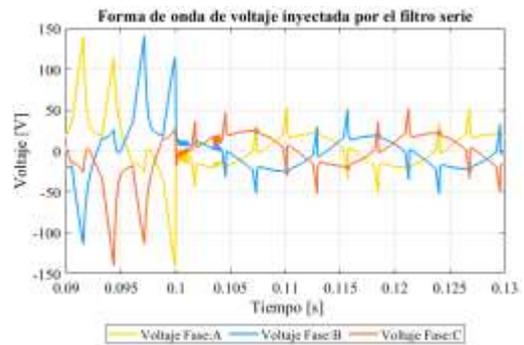


Figura 12. Onda de voltaje resultante al conectar el UAPF-PV

Por último, la Fig. 13 muestran los voltajes en valor por unidad de todo el sistema de 13 de la IEEE, en el cual se puede ver todos los voltajes de la barra y en específico de la barra 7 la cual disminuye a aproximadamente a 0.9 voltios por unidad.

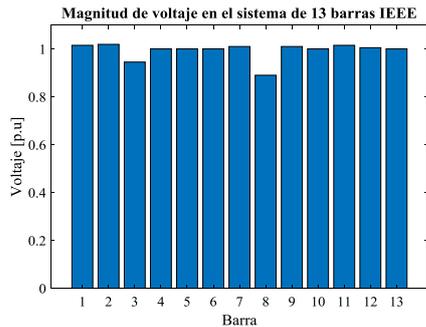


Figura 13: Voltajes [p.u.] del sistema de 13 barras

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El diseño del filtro unificado de potencia activa (UAPF) con generación fotovoltaica (PV) fue simulado mediante la aplicación de Matlab/Simulink. Esta metodología propuesta reduce la componente armónica presente en las ondas de voltaje y corriente, en la cual los resultados fueron positivo al ver reflejado una disminución de la distorsión armónica total de voltaje (THDi) de un 7% y en la distorsión armónica total de corriente (THDv) en un 11% en el sistema.

La implementación del filtro UAPF-PV se realizó en un sistema de 13 barras de la IEEE con conexión en la barra 7 de una carga no lineal para el análisis de los armónicos, donde se obtuvo una reducción del 13% al 6% en la forma de onda de corriente y una reducción del 14% al 3% en la forma de onda de voltaje en la barra del sistema.

Al analizar los valores medidos en la carga se puede notar un pequeño descendimiento en la magnitud de voltaje a un valor de 0.95 por unidad, debido a que la conexión del filtro genera un transitorio, después de un periodo de tiempo el filtro llega a la estabilidad y la magnitud de voltaje vuelve a 1 voltio por unidad en la barra 7.

Se puede apreciar en las diferentes gráficas que después de la conexión del filtro UAPF-PV, los valores del THDi desciende a un valor de 6% y se posiciona por debajo del límite del 8% expresado en la resolución Nro. ARCERNNR -017/2020 y del estándar IEEE 1159.

Para concluir el filtro UAPF-PV tiene un buen desempeño en los experimentos realizados, en el que se puede apreciar una disminución de la componente armónica en el sistema y además de su versatilidad al momento de mejorar la calidad de la energía.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] S. Ullah, A. M. A. Haidar, P. Hoole, H. Zen, and T. Ahfock, "The current state of Distributed Renewable Generation, challenges of interconnection and opportunities for energy conversion based DC microgrids," *J. Clean. Prod.*, vol. 273, p. 122777, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122777>.

[2] J. M. Boyd and G. T. Heydt, "Stability analysis of an energy managed smart distribution system," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2013, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672344.

[3] D. R. Joca, A. U. Barbosa, D. S. Oliveira, P. P. Praca, L. H. S. C. Barreto, and R. N. A. L. Silva, "Analysis of a modulation technique applied to FC inverter for THD reduction," *Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC*, vol. 2015-May, no. May, pp. 2261–2268, 2015, doi: 10.1109/APEC.2015.7104664.

[4] S. Rezazade, M. Salehi, M. Changizian, and E. Afjei, "Analysis of PFC Improvement and THD Reduction Achieved by PFC-based Zeta Converter and PWM-Rectifier," *34th Int. Power Syst. Conf. PSC 2019*, pp. 441–446, 2019, doi: 10.1109/PSC49016.2019.9081524.

[5] L. P. S. Raharja, O. A. Q., Z. Arief, and N. A. Windarko, "Reduction of Total Harmonic Distortion (THD) on Multilevel Inverter with Modified PWM using Genetic Algorithm," *Emit. Int. J. Eng. Technol.*, vol. 5, no. 1, pp. 91–118, 2017, doi: 10.24003/emitter.v5i1.174.

[6] D. Committee, "IEEE Power and Energy Society General Meeting," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Augus, 2018.

[7] ARCERNNR, "Regulación-002-20.pdf." p. 36, 2020.

[8] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and J. Matas, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *New Zeal. J. Educ. Stud.*, vol. 58, no. 1, pp. 35–51, 2011.

[9] S. Devassy and B. Singh, "Control of a Solar Photovoltaic Integrated Universal Active Power Filter Based on a Discrete Adaptive Filter," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 14, no. 7, pp. 3003–3012, 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2778346.

[10] S. Devassy and B. Singh, "Control of Renewable Energy Integrated Universal Active Filter for Modern Distribution Systems," *India Int. Conf. Power Electron. IICPE*, vol. 2018-Decem, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/IICPE.2018.8709525.

[11] R. Chilipi, N. Al Sayari, and J. Y. Alsawalhi, "Control of single-phase solar power generation system with universal active power filter capabilities using least mean mixed-norm (LMMN)-based adaptive filtering method," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 879–893, 2020, doi: 10.1109/TSSTE.2019.2911852.

[12] S. Devassy and B. Singh, "Implementation of Solar Photovoltaic System with Universal Active Filtering Capability," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 4,

pp. 3926–3934, 2019, doi:
10.1109/TIA.2019.2906297.

- [13] M. Golla, S. Sankar, and K. Chandrasekaran, “Renewable integrated UAPF fed microgrid system for power quality enhancement and effective power flow management,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 133, no. May, p. 107301, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107301.
- [14] W. D. P. Vallejos, “Standalone photovoltaic system, using a single stage boost DC/AC power inverter controlled by a double loop control,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017*, 2017, vol. 2017-Janua, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126705.
- [15] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [16] W. Pavon, E. Inga, S. Simani, and M. Nonato, “A Review on Optimal Control for the Smart Grid Electrical Substation Enhancing Transition Stability,” *Energies*, vol. 14, no. 24. 2021, doi: 10.3390/en14248451.
- [17] I. Ziouani, D. Boukhetala, A. M. Darcherif, B. Amghar, and I. El Abbassi, “Hierarchical control for flexible microgrid based on three-phase voltage source inverters operated in parallel,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.08.027.
- [18] S. Sen and V. Kumar, “Microgrid modelling: A comprehensive survey,” *Annu. Rev. Control*, vol. 46, pp. 216–250, 2018, doi: 10.1016/j.arcontrol.2018.10.010.
- [19] G. Wang, X. Wang, F. Wang, and Z. Han, “Research on Hierarchical Control Strategy of AC/DC Hybrid Microgrid Based on Power Coordination Control,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 21. 2020, doi: 10.3390/app10217603.
- [20] C. Lorenzini, A. S. Bazanella, L. F. A. Pereira, and G. R. Gonçalves da Silva, “The generalized forced oscillation method for tuning PID controllers,” *ISA Trans.*, vol. 87, pp. 68–87, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2018.11.014>.
- [21] S. Pinzón and W. Pavón, “Diseño de Sistemas de Control Basados en el Análisis del Dominio en Frecuencia,” *Rev. Técnica “Energía.”* vol. 15, no. 2, pp. 76–82, 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v15.n2.2019.380.



Pablo Tupiza García.- (Y’1998-M’5). Received the B.S. of Electrical Engineering from the Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador in 2021. His work is based on the compensation of harmonics in the electrical distribution network through a three-phase unified active filter. His research interests include power system stability, electrical distribution system, smart grids, renewable energy systems and energetic efficiency.



Wilson Pavón Vallejos.- (Y’1989-M’10). Received the B.S. of Electronic Engineering from the ESPE (Army Polytechnic School) in Ecuador in 2014, and the MSc degree in Automation and Control in 2016 from Newcastle University in United Kingdom. PhD for the Ferrera-University in Italy. His areas of interest are renewable energy, energy efficiency, techniques of control of Power converters and inverters, artificial intelligence as technique of control. He joined as occasional professor of Universidad Politécnica Salesiana in Ecuador.



Manuel Dario Jaramillo Monge.- (Y’1990-O’14). He completed his higher studies at the University of the Armed Forces ESPE in Quito, where he graduated as an Electronic Engineer in Automation and Control in 2014. He also completed postgraduate studies at the University of Newcastle, United Kingdom, where he obtained a master’s degree. in Electrical Power. He is currently a full-time occasional professor at the Salesian Polytechnic University. mjaramillo@ups.edu.ec