

Recibido 22 de agosto de 2024. Aceptado 29 de noviembre de 2024. Publicado 19 de diciembre de 2024.

ISSN: 2448-7775

# Modelado de emisión armónica por sistemas fotovoltaicos

**GERMÁN MARTÍNEZ MADRIGAL\*, MANUEL MADRIGAL MARTÍNEZ.**

Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Michoacán, México.

\*Autor de correspondencia: m17121491@morelia.tecnm.mx

**RESUMEN** En este artículo se presenta un modelo matemático de un sistema fotovoltaico para estudios de propagación de armónicos en redes eléctricas, en el cual se modela el grado de distorsión armónica emitido por el sistema fotovoltaico ante condiciones variantes en la potencia de trabajo del inversor, asimismo, como caso de estudio se analiza una red de distribución que cuenta con cargas no lineales y se observan los cambios que tiene la red al implementar el modelo mediante la adición de generación distribuida.

**PALABRAS CLAVE** — Modelado del inversor, propagación de armónicos, distorsión armónica total, irradiancia variable.

## I. INTRODUCCIÓN

Las corrientes armónicas son corrientes con frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la red, las cuales al existir en la red pueden provocar efectos negativos en las cargas, como el mal funcionamiento, disminución de la vida útil o daños en las mismas. Estas corrientes son provocadas por cargas no lineales generalmente equipos que utilicen electrónica de potencia como convertidores, variadores de velocidad, inversores, entre otros [1].

Por otro lado, en la actualidad se ha observado un crecimiento en el uso de sistemas fotovoltaicos (SFV), esto es debido a varios fenómenos, uno de ellos es el combate al cambio climático, lo cual ha provocado que los países actualicen su matriz energética involucrando aún más el uso de energías renovables, otro fenómeno son los crecientes costos tarifarios en la energía eléctrica, que han incentivado a gran parte de la población a buscar alternativas con las cuales reducir sus costos tarifarios, tomado popularidad la implementación de SFV a nivel de generación distribuida (GD), es por ello que la International Energy Agency (IEA) y la International Renewable Energy Agency (IRENA) en sus reportes pronostican que la capacidad instalada de SFV pasara de 767 GW en 2020 a 5,400 GW en 2030 a nivel mundial, teniendo un crecimiento de casi 8 veces [2], [3]. De igual forma, en México la Comisión Reguladora de Energía (CRE) informa que a nivel de GD en 2016 se tenía 247.59 MW de capacidad instalada y para el primer semestre del 2024 se tiene 3,891.22 MW de capacidad, teniendo un crecimiento de casi 16 veces [4].

Este crecimiento tiene un fuerte impacto debido a que la alta penetración SFV en las redes de distribución por parte de los usuarios casa-habitación traen consigo problemas de calidad de la energía, como lo es la inyección de corrientes armónicas por medio de los inversores utilizados en SFV [5].

Los inversores en un SFV son responsables de suministrar electricidad a la red y, en teoría, deberían inyectar una corriente de forma de onda exclusivamente sinusoidal. Sin embargo, dependiendo del inversor y del porcentaje de potencia que se procese en comparación con su potencia nominal, esta corriente presenta un cierto grado de distorsión armónica teniendo su mayor distorsión en los momentos en los que el inversor trabaja con potencias bajas respecto a la nominal que pueden ser las horas del amanecer y el atardecer o bajo la presencia de nubes, y teniendo su menor distorsión en los momentos en los que el inversor trabaja con potencias altas o iguales respecto a la nominal, que pueden ser las horas del mediodía bajo condiciones de cielo claro, dicha distorsión se mide bajo el parámetro de Distorsión Armónica Total (THD por sus siglas en inglés) [6], [7].

A pesar del comportamiento mencionado anteriormente, los inversores se representan para fines de estudio de emisión armónica mediante el modelo clásico de inyección armónica, que viene siendo una fuente de corriente con magnitud y ángulo constante, otra forma de obtener la emisión armónica por parte del inversor es mediante complejas simulaciones que requieren mucha información de los elementos que componen la red [8].

Es por lo que en este artículo se propone un modelo de inyección de corrientes armónicas para el inversor, donde se considera la variabilidad de la distorsión armónica a lo largo del día en función de la potencia de trabajo del inversor, considerando los criterios de simplicidad y precisión para el modelo propuesto y utilizando información de mediciones reales. Por último, el modelo propuesto se implementa en un caso de estudio de una red de distribución de 70 nodos con carga variante en un formato de 24 horas.

## II. METODOLOGÍA

Para la elaboración del modelo del SFV se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Encontrar la mayor relación entre precisión y simplicidad, es decir, encontrar un modelo que no sea muy complejo ni requiera una programación complicada pero que entregue una precisión aceptable.
- Funcionamiento ante condiciones variantes de irradiancia.
- Considerar un inversor ideal para la transferencia de potencia.

Atendiendo estas características, la elaboración e implementación del modelo de inyección armónica del SFV se lleva a cabo de la siguiente forma:

- Primero se obtiene el modelo del panel fotovoltaico que dará como valor de salida la potencia generada por panel.
- Enseguida se obtiene el modelo del inversor que dará a la salida la distorsión armónica en función de la potencia de entrada, que para esta ocasión es la potencia generada por el panel.
- Por último, se implementa el modelo de inyección armónica propuesto para un caso de estudio, el cual consiste en una red de distribución de 70 nodos.

En el caso de estudio se obtienen y se analizan los voltajes y el THD para todos los nodos, cuidando que estos se encuentren dentro de los límites establecidos en el código de red mexicano RES/550/2021. De igual forma se observa la energía entregada y recibida en la subestación.

## III. OBTENCIÓN DE LOS MODELOS PARA EL SFV

### A. MODELO DEL PANEL SOLAR

Para la obtención del modelo que representa al panel solar, como primera instancia se realiza la recopilación de diferentes modelos propuestos por [9]–[12], entre los cuales se hace un análisis considerando las características de

precisión y simplicidad. Siendo el modelo más adecuado el presentado en [12] que se muestra en la Ec. (1):

$$I = I_{sc} - Ae^{BV} \quad (1)$$

Donde  $I$  es la corriente generada por el panel en A,  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito de la hoja de datos del panel en A,  $A$  es la corriente inversa de saturación del panel y  $B$  es el inverso del voltaje térmico del panel ambos obtenidos mediante la aplicación de ajuste de curvas a la curva voltaje-corriente del panel,  $V$  es el voltaje en terminales del panel en V. Para lograr que el modelo del panel funcione ante condiciones variantes de irradiancia es necesario aplicar la Ec. (2) en la Ec. (1):

$$I_{sc} = G \left( \frac{I'_{sc}}{G_{stc}} \right) \quad (2)$$

Donde  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito ante condiciones variantes de irradiancia en A,  $G$  es la irradiancia incidente en  $W/m^2$ ,  $G_{stc}$  es la irradiancia ante condiciones estándar de laboratorio ( $1,000 W/m^2$ ) y  $I'_{sc}$  es la corriente de cortocircuito de la hoja de datos del panel en A. La potencia de salida del SFV es la mostrada en la Ec. (3):

$$P = (I N_p)(V N_s) \quad (3)$$

Donde  $P$  es la potencia de salida del SFV en W,  $N_p$  es el número de paneles en paralelo y  $N_s$  es el número de paneles en serie.

### B. MODELO DEL INVERSOR

Al considerar un inversor ideal para el modelado, las pérdidas de potencia que existen son cero por lo que la potencia de salida es igual a la potencia de entrada, entonces la potencia entregada para este modelo es la mostrada en la Ec. (4):

$$P_{CA} = P \quad (4)$$

Donde  $P_{CA}$  es la potencia de salida del inversor en W,  $P$  es la potencia de salida del SFV en W.

Para modelar la distorsión armónica emitida por el inversor ante cambios de potencia de entrada se lleva a cabo la siguiente secuencia de pasos:

- Recopilación de información sobre la emisión de armónicos ante condiciones variantes de potencia de entrada.
- Tratamiento de los datos para lograr valores más uniformes.

- C. Aplicación de métodos de regresión para la obtención de la ecuación que modele el comportamiento de las armónicas.
- D. Obtención de diferentes modelos y aplicación del coeficiente de determinación ( $R^2$ ) para obtener el error de cada modelo.
- E. Selección de modelo.

La información utilizada fue obtenida de [13]–[20] en donde se obtuvieron datos para las armónicas 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17 y 19. La ecuación conseguida que modela este comportamiento es de forma exponencial y se muestra en la Ec. (5):

$$\frac{Ih}{I1} \% = ae^{bx} \quad (5)$$

Donde  $\frac{Ih}{I1} \%$  es el grado de distorsión armónica con respecto a la fundamental en por ciento de la armónica  $h$ ,  $x$  es la potencia de salida del inversor en por ciento con respecto a su potencia nominal representada en la Ec. (6), los coeficientes  $a$  y  $b$  son coeficientes característicos de cada armónica y se obtienen por medio de la Ec. (7) y la Ec. (8).

$$x = \frac{P}{P_n} \% \quad (6)$$

Donde  $P$  es la potencia de salida del SFV en W,  $P_n$  es la potencia de salida nominal del inversor en W.

$$a = a_0 + a_1h + a_2h^2 \quad (7)$$

$$b = b_0h + b_1 \quad (8)$$

Donde los coeficientes  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_0$  y  $b_1$  son obtenidos por medio de ajuste de curvas y la variable  $h$  representa la componente armónica que se desea estudiar. Los valores obtenidos para los coeficientes se muestran el apéndice A.

Lo anterior es solo para la magnitud de la componente armónica, para el ángulo de fase se realizan simulaciones de un inversor monofásico en el entorno Matlab/Simulink, en las simulaciones se hacen variaciones en la potencia de entrada obteniendo así a la salida los ángulos de fase para cada componente armónica, los cuales se muestran en la Tabla I, los ángulos están expresados en grados.

**TABLA I.** ÁNGULOS DE FASE DE LAS COMPONENTES ARMÓNICAS.

h	3°	5°	7°	9°	11°
Ángulo	335	203	143	110	81
h	13°	15°	17°	19°	
Ángulo	105	75	76	41	

Por lo tanto, al unir el modelo del panel y el modelo del inversor se obtiene un modelo completo para un SFV, que entrega a la salida el grado de distorsión armónica en función de la irradiancia variante recibida por los paneles solares.

#### IV. ELABORACIÓN DE UNA COMPARATIVA ENTRE EL MODELO Y SIMULACIONES

Con el objetivo de tener una referencia de la exactitud del modelo matemático propuesto con respecto a la distorsión armónica emitida por un inversor, se realizan simulaciones entre las cuales se hacen comparativas para el grado de distorsión armónica emitido por el inversor simulado y el modelo propuesto, en función de la potencia de entrada para cada componente armónica por separado, considerando solo componentes armónicas impares hasta la 19.

Las simulaciones se llevaron a cabo en el entorno de Simulink, para esta ocasión solo se varia la irradiancia incidente sobre el SFV obteniendo un rango de potencias de salida de 10 a 100 % con incrementos de 10 %.

El inversor simulado cuenta con las siguientes características. Es un inversor monofásico de puente completo, dicho inversor emplea IGBT ideales con el objetivo de no involucrar pérdidas por conmutación y más simplicidad del elemento. Asimismo, se considera como técnica de conmutación una señal SPWM unipolar y como frecuencia de conmutación se selecciona la mencionada en [17], que es de una frecuencia de conmutación de 2,460 Hz (41x60Hz), además, se tiene un índice de modulación constante de 0.8.

A la entrada del inversor se considera un SFV de 1,200 W con un voltaje de salida de 274.8 V CD, por otro lado, para la carga se considera una carga RL serie mencionada en [21], con valores de 31.5 mH para el inductor y para la resistencia se modificó el valor al mencionado en la referencia, colocando un valor de 64.595  $\Omega$ , con el objetivo de que la potencia máxima consumida fuera de 1,200 W, para que el sistema fotovoltaico suministrará su potencia nominal a una irradiancia de 1,000 W/m<sup>2</sup>.

#### V. CONSTRUCCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio en el cual se hará la integración del modelo propuesto de distorsión armónica de un SFV se busca trabajar con una red de distribución que cuente con las siguientes características:

- Perfiles de potencia activa y reactiva variante durante un periodo de 24 horas en los nodos.
- Contar con cargas no lineales en algunos nodos de la red.

- Niveles de voltaje nodales dentro de los límites establecidos en el código de red mexicano RES/550/2021.

La red de distribución seleccionada es la red de 70 nodos mostrada en [22], desafortunadamente esta red cuenta con perfiles de carga constantes, es por ello que es necesario realizar modificaciones a la red para lograr las características deseadas. A continuación, se mencionan las modificaciones realizadas y de donde se extrajo la información necesaria para las modificaciones.

### A. TOPOLOGÍA DE LA RED Y POTENCIAS EN PERIODOS PUNTA

De la red utilizada para el caso de estudio se conserva la topología e impedancias de las líneas y las potencias activa y reactiva total consumida en el periodo punta por todo el sistema, esta información se puede ver en el apéndice B.

### B. PERFILES DE CARGA VARIANTES

Los perfiles de carga para los nodos son obtenidos de [23], los cuales son valores de potencia activa y reactiva que van variando a lo largo del día a intervalos de 5 minutos, por lo que se tiene un perfil de demanda de 288 perfiles de demanda durante el día, y así mismo es el perfil de la radiación que impacta a los sistemas fotovoltaicos.

### C. COMPENSACIÓN REACTIVA DEL SISTEMA

A lo largo del día, se encuentra que los niveles de voltaje pueden variar los niveles de tensión adecuados ( $\pm 5\%$  de 1 pu), por lo que es necesario aplicar compensación de potencia reactiva. La capacidad de los bancos de capacitores utilizada para el caso de estudio son capacidades de 300 KVar y 600 KVar, que son valores utilizados comercialmente para compensar redes de distribución en México. Para la ubicación de los bancos de capacitores, se seleccionaron aquellos nodos en los que se encontraba un mayor consumo de potencia reactiva incluyendo ramales salientes. Los nodos seleccionados y el tipo de banco aplicado se muestran en la [Tabla II](#).

### D. CARGAS NO LINEALES

Con el objetivo de contar con una red más realista se realiza la inclusión de cargas no lineales típicas de una red de distribución, como lo son variadores de velocidad de motores, iluminación led, cargadores de baterías y equipo de cómputo, la información requerida en cuanto al grado de distorsión armónica emitido por este tipo de cargas fue obtenida de [24]–[26]. Para la selección de los nodos se escogen aquellos que tienen un perfil de carga similar al

consumido por la carga no lineal y además que no cuentan con capacitores conectados, seleccionado un total de 20 nodos. En la [Tabla III](#) se muestra el tipo de carga y los nodos en la que se encuentra. La distorsión armónica emitida por las cargas no lineales se modela por medio de una fuente de corriente constante, la cual se representa por medio de la [Ec. \(9\)](#), donde  $I_h$  es un porcentaje  $\alpha$  de  $I_1$ .

$$I_h = \alpha I_1 \quad (9)$$

### E. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para conocer la cantidad total de SFV fotovoltaicos a conectar se realizan las siguientes consideraciones:

- Que la capacidad máxima de potencia instalada de los SFV no rebase el 50 % de la capacidad del alimentador principal.
- Escoger aquellos nodos que tengan el mayor consumo de energía a lo largo del día y que además no cuenten cargas no lineales ni elementos conectados previamente.
- Dimensionar los SFV para que cubran el 75% de la energía consumida en el nodo, considerando 5 HSP de irradiación, que es el valor de irradiación en Morelia.

Con estas consideraciones se tiene un total de 25 SFV conectados en toda la red, los nodos que cuentan con SFV son 6, 7, 9, 12, 16, 18, 27, 29, 33, 36, 38, 41, 43, 44, 48, 49, 51, 53, 56, 58, 61, 62, 63, 67, 69.

Con estas modificaciones a la red se tiene el caso de estudio armado, en el cual se hacen simulaciones para conocer el nivel de THD y voltajes nodales en la red, considerando 2 escenarios, uno sin SFV conectados y otro con SFV conectados.

**TABLA II.** UBICACIÓN Y CAPACIDAD DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.

Nodo	3	4	5	10	13	20
Banco (KVar)	300	600	600	600	600	600

**TABLA III.** NODOS CON CARGAS NO LINEALES.

Carga	Nodos
Cargador de baterías	19, 31, 42, 46, 65
Variador de velocidad de motores	21, 35, 37, 39, 54
Iluminación led	22, 34, 40, 52, 57
Equipo de cómputo	25, 28, 32, 47, 66

## VI. RESULTADOS

### A. COMPARATIVA ENTRE SIMULACIÓN Y MODELO

La comparativa es realizada entre los valores entregados por el modelo matemático propuesto y los valores obtenidos en la simulación. Al realizar las simulaciones y comparar el grado de distorsión emitido para cada componente armónica con los valores del modelo, se encuentra que para las armónicas de la 3<sup>o</sup> a la 7<sup>o</sup> el error era mayor para niveles bajos de potencia, como se puede ver en la Fig. 1 donde se muestra la comparativa gráfica para la armónica 3<sup>o</sup>, en la gráfica se puede observar que para potencias del 0% la diferencia es alta, pero conforme aumenta la potencia la diferencia va disminuyendo, hasta alcanzar un valor de potencia del 70% donde la diferencia es mínima, para la armónica 3<sup>o</sup> el coeficiente de determinación  $R^2$  es 0.0352, lo que nos indica que el error es grande.

En cambio, para las armónicas superiores a la 9<sup>o</sup>, este error se disminuye considerablemente teniendo valores más cercanos por parte del modelo a los entregados en la simulación, como se puede ver en la Fig. 2 donde se realiza la comparativa para la armónica 19<sup>o</sup> en la cual se puede ver que las curvas están muy cercanas entre sí, en esta comparativa el coeficiente de determinación  $R^2$  es de 0.6910, lo que indica que el error es mucho menor.

### B. CASO DE ESTUDIO

En el caso de estudio se evalúan dos escenarios, el primero es con los SFV desconectados y el segundo con los SFV conectados, evaluando en ambos escenarios el voltaje y el THD en los nodos del sistema. La onda de irradiancia utilizada para los SFV es una onda sin perturbaciones, como la que se observa en la Fig. 3, la cual comienza a las 8:10 horas y termina a las 17:50 horas con una irradiancia máxima de 900 W/m<sup>2</sup> a las 13:00 horas, teniendo una equivalencia de 5.3 HSP.

En la Fig. 4 se puede observar la topología de la red y la ubicación de los diferentes elementos conectados, los nodos de color negro son nodos sin algún elemento conectado y su carga es de tipo lineal, los nodos de color verde cuentan con SFV conectados y cargas lineales, los nodos rojos cuentan con capacitores conectados y carga lineal y por último los nodos azules no tienen elementos conectados y su carga es de tipo no lineal.

Por otro lado, en la Fig. 5 se pueden ver los perfiles de demanda de potencia activa y reactiva del sistema, teniendo para el periodo punta un valor de 0.3771 pu de potencia activa y 0.2708 pu de potencia reactiva que se ubican

alrededor de las 22:00 horas, además, se observa un crecimiento en la demanda en el periodo de la mañana y la tarde-noche y durante el mediodía una disminución.

#### 1. Potencia activa vista desde la subestación.

En la Fig. 6 se ve la potencia activa vista desde la subestación que se entrega para el sistema, en el escenario sin SFV el perfil de potencia sigue al de demanda, en cambio en el escenario donde los SFV están conectados se puede observar que la potencia activa disminuye cuando los SFV comienzan a generar, teniendo un lapso donde se tiene flujo de potencia inverso, que comprende entre las 10:30 y las 16:00 horas con un máximo de -0.153 pu de potencia inversa.

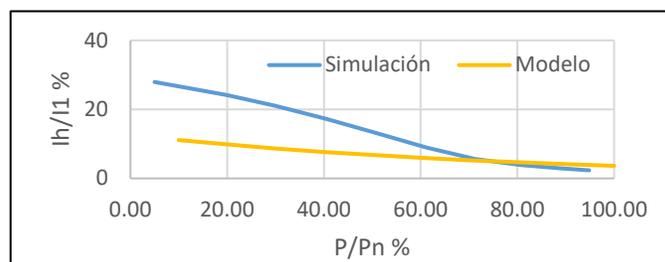


Fig. 1. Comparativa del grado de distorsión emitido entre el modelo y la simulación para la armónica 3<sup>o</sup>.

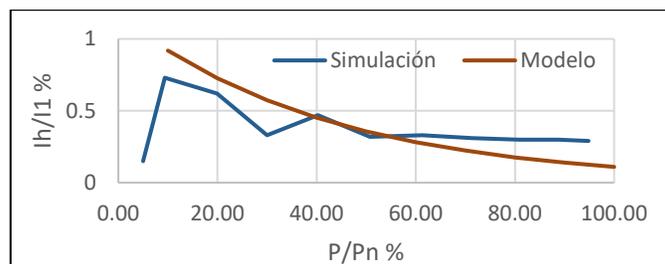


Fig. 2. Comparativa del grado de distorsión emitido entre el modelo y la simulación para la armónica 19<sup>o</sup>.

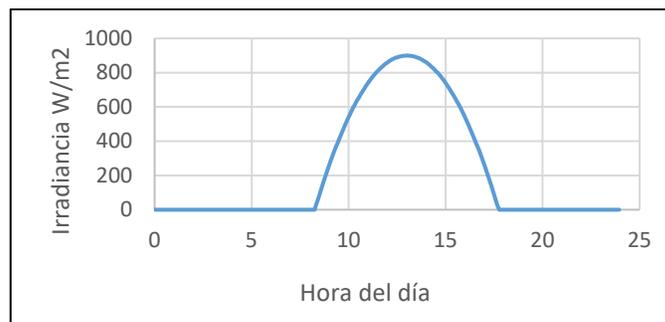


Fig. 3. Onda de irradiancia utilizada en la simulación.

## 2. Voltajes del sistema

En la Fig. 7 se observa los voltajes nodales para el escenario donde los paneles están desconectados, en ella se puede observar su comportamiento a lo largo del día, encontrándose que siempre están dentro de los límites establecidos del  $\pm 5\%$ , teniendo su valor más bajo en el nodo 28 a las 17:30 horas con una magnitud de 0.957 pu y su valor más alto a las 4:20 horas con una magnitud de 1.012 pu, por otro lado, en la Fig. 8 se observan los voltajes para el segundo escenario, estos siguen estando dentro de los límites, pero se observa un crecimiento en el voltaje a partir de las 8:50 horas hasta las 17:20 horas, en comparación con el escenario anterior, esto debido a la contribución de los SFV durante su periodo de generación, para este escenario el mínimo sigue siendo el mismo, pero el máximo se da ahora a las 13:00 horas con un valor de 1.023 pu, ambos valores en el nodo 28.

## 3. THDv del sistema

El THDv de los nodos del sistema para el escenario 1 se puede ver en la Fig. 9, en la misma se aprecia cómo es su comportamiento a lo largo del día, formando básicamente por las aportaciones de las cargas no lineales y los efectos de resonancia de los capacitores, asimismo, también se observa que los nodos cercanos a la subestación tienen niveles de THDv más bajos en comparación con los más alejados, teniendo su nivel más alto en el nodo 28 a las 13:30 horas con un valor de 1.53, pero además observando que los niveles de THDv son más elevados en general a partir de las 17:00 horas, que es cuando la demanda comienza a subir y permanecer elevada.

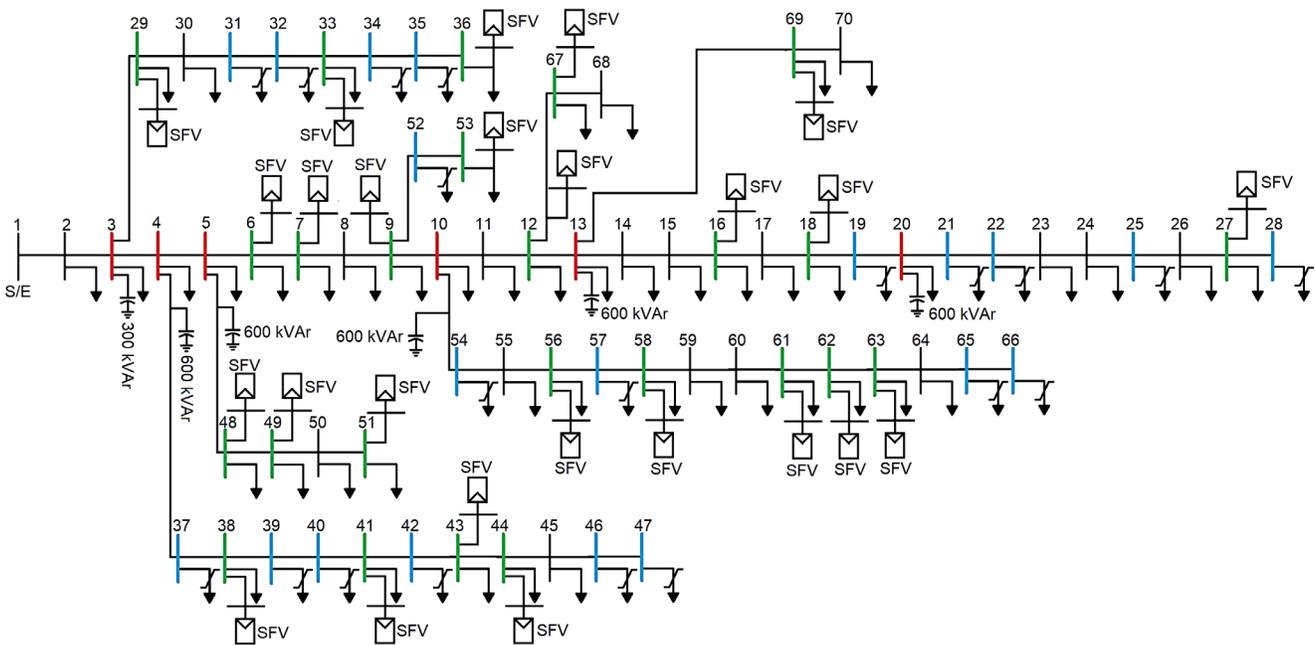


Fig. 4. Topología de la red de 70 nodos y ubicación de los bancos de capacitores, cargas no lineales y sistemas fotovoltaicos.

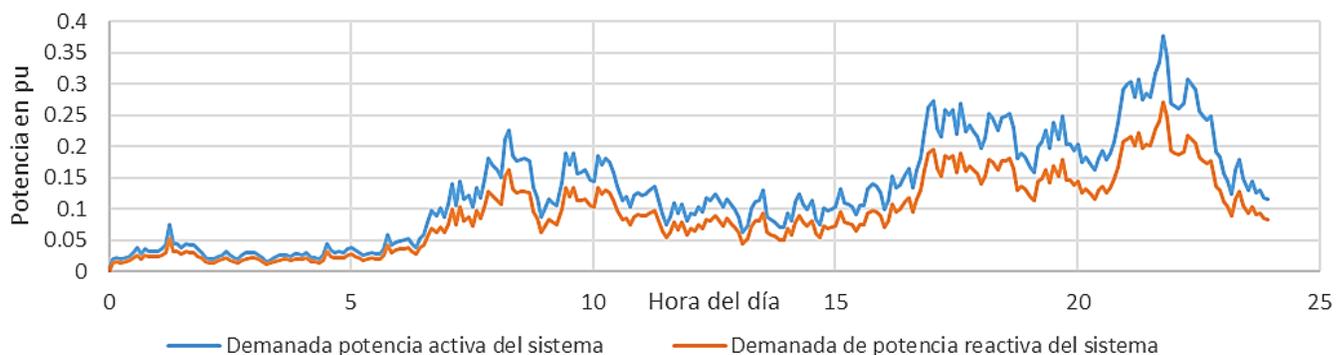


Fig. 5. Perfiles de demanda del sistema.

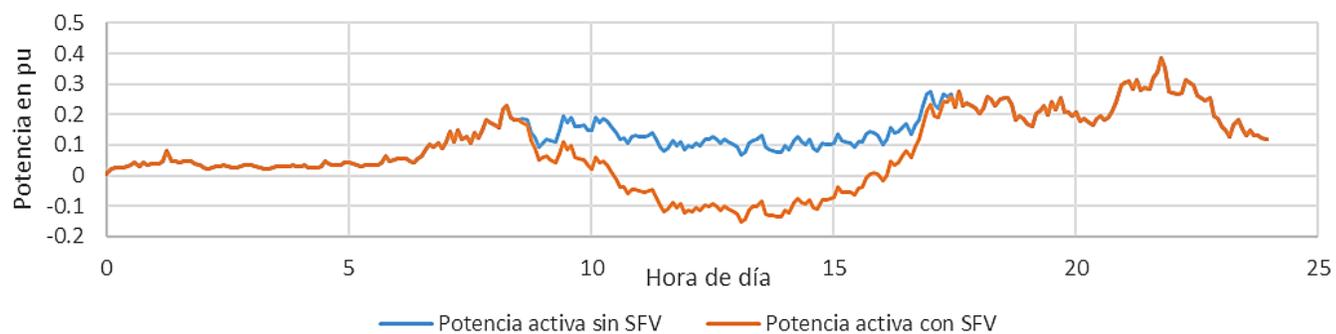


Fig. 6. Potencia activa entregada por la subestación.

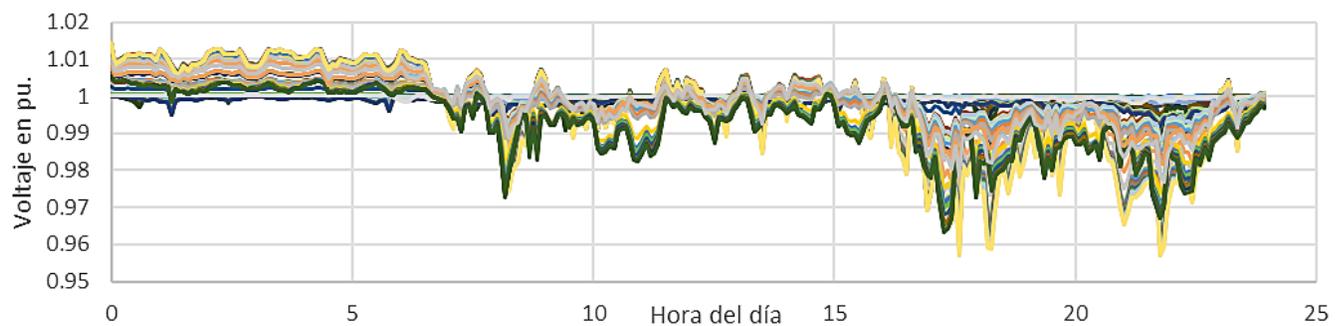


Fig. 7. Voltajes del sistema sin SFV, Escenario 1.

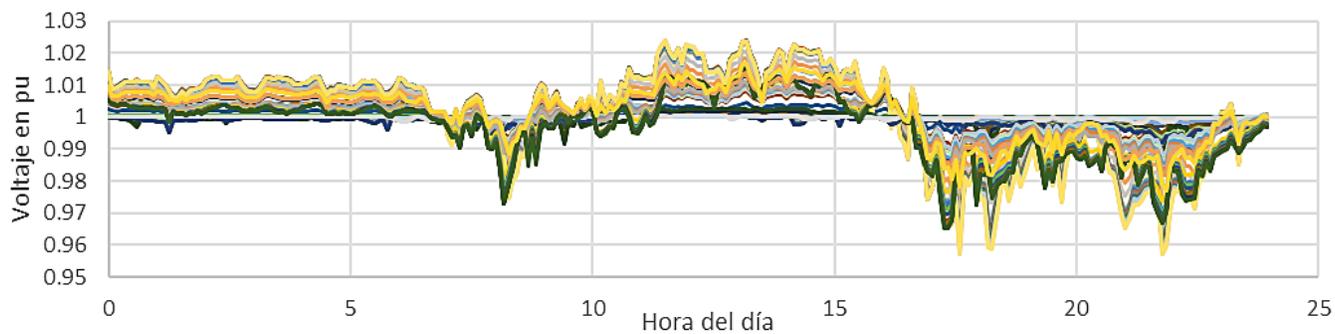


Fig. 8. Voltajes del sistema con SFV, Escenario 2.

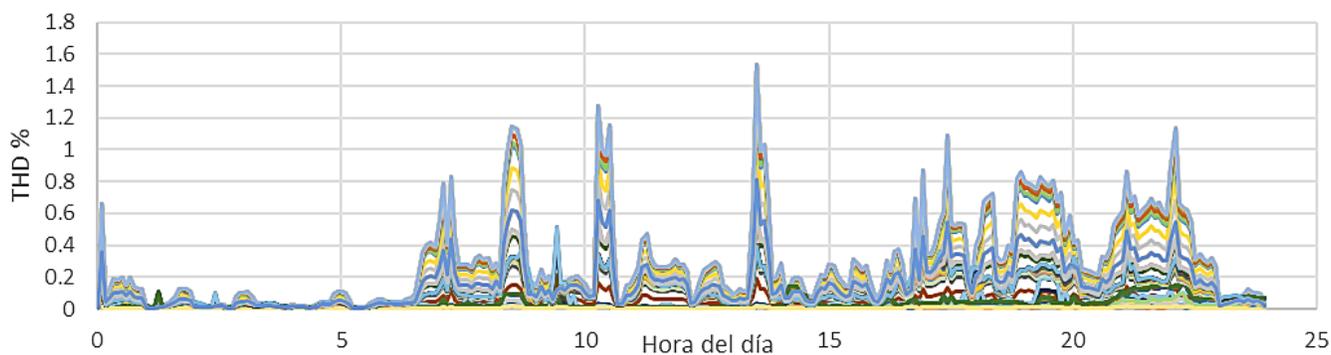


Fig. 9. THDv nodal del sistema sin SFV, Escenario 1.

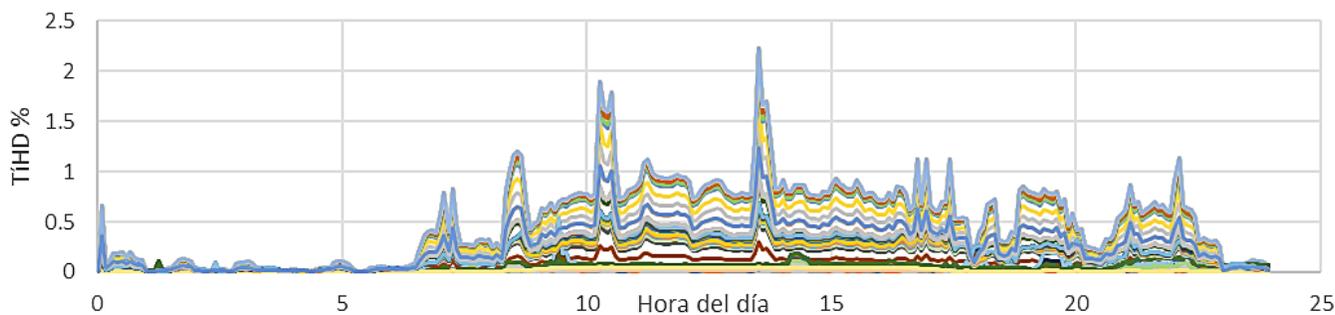


Fig. 10. THDv nodal del sistema con SFV, Escenario 2.

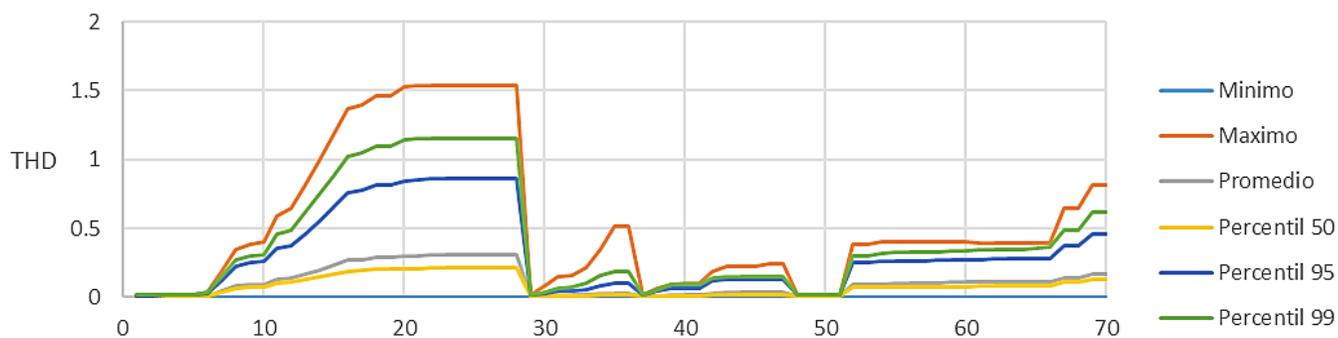


Fig. 11. Datos estadísticos para el escenario 1 en cada nodo del sistema.

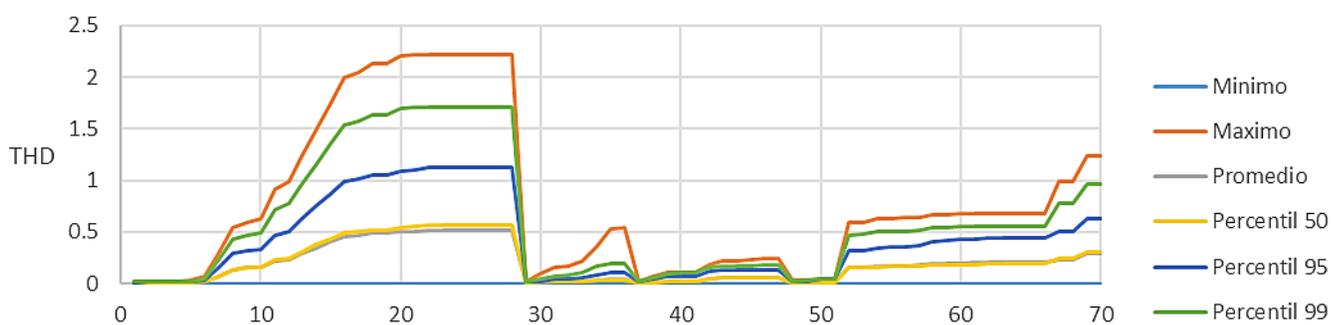


Fig. 12. Datos estadísticos para el escenario 2 en cada nodo del sistema.

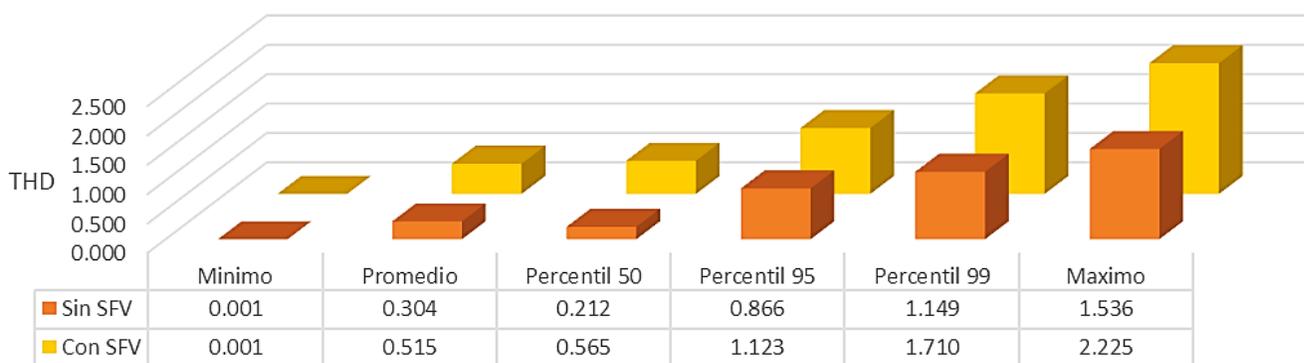


Fig. 13. Comparativa entre los datos estadísticos para los dos escenarios en el nodo 28.

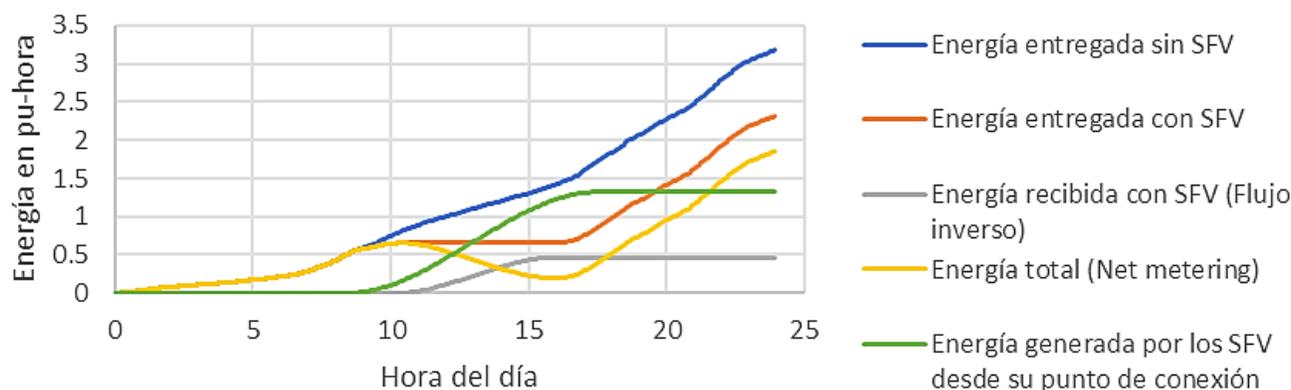


Fig. 14. Energía del sistema, en los diferentes escenarios.

Al conectar los SFV, el nuevo comportamiento del THDv se observa en la Fig. 10, para los periodos previos a las 8:15 horas y posteriores a las 17:30 horas los niveles y comportamiento del THDv son iguales al escenario 1, pero sin embargo, entre las 8:15 y las 17:30 horas los niveles de THDv tienen un crecimiento acelerado, teniendo su mayor crecimiento en magnitud durante los periodos del amanecer y atardecer, por ejemplo, en el nodo 28 para las 9:10 horas en el escenario 1 se tiene un THDv de 0.2432 y en el escenario 2 un valor de 0.6376, lo que implica un crecimiento del 162.17 %, a pesar de eso el valor máximo alcanzado es en el nodo 28 con una magnitud de 2.225 por las 13:30 horas, teniendo un crecimiento del 45.42 % en comparación con el valor máximo del escenario 1.

#### 4. Análisis estadístico

Asimismo, en el código de red se hace mención sobre realizar un tratamiento estadístico a los datos, es por ello que a los valores de THDv se le aplica el cálculo de los valores mínimo, máximo, promedio y los percentiles 50, 95 y 99, para cada nodo del sistema, los resultados obtenidos se muestran en la Fig. 11 para el escenario 1 y en la Fig. 12 para el escenario 2, como se puede ver la diferencia que existe en su mayoría entre ambos escenarios es un aumento de los valores para el escenario 2, por otro lado en la Fig. 13 se hace una comparativa más detallada de estos valores estadísticos para el nodo 28 que fue el nodo con mayores niveles de THDv, pudiéndose observar las variaciones entre cada valor estadístico y notándose que el escenario 2 tiene valores más elevados.

#### 5. Energía entregada al sistema

En la Fig. 14 se puede ver la energía total consumida a lo largo del día por el sistema desde la subestación, la línea de color azul representa la energía entregada por la subestación cuando no se tiene SFV conectados, como se puede ver esta

siempre está creciendo, hasta alcanzar una energía total consumida de 3.176 pu-hora, por otro lado, la línea naranja representa la energía total entregada por la subestación cuando se tienen SFV conectados, entregando un total de 2.31 pu-hora, en ella se puede notar de igual forma que su comportamiento es creciente a excepción en el lapso en el cual existe flujo inverso de potencia activa por parte de la alta contribución de los SFV, en el cual la línea se vuelve constante durante ese periodo, significando que durante el periodo constante la subestación no entrega energía, sin embargo durante el periodo constante de la línea naranja la subestación recibe energía, la cual se puede ver en la línea gris que representa la energía recibida por la subestación durante el momento de flujo inverso, recibiendo un total de 0.485 pu-hora. Por otro lado, la línea verde representa la energía total generada por todos los SFV medida desde su punto de conexión en cada nodo, generando un total de 1.319 pu-hora. Por último, la línea amarilla representa el Net Metering medido en la subestación, teniendo una energía total consumida de 1.852 pu-hora, lo que equivale al realizar la resta entre la energía total entregada sin SFV y la energía generada por los SFV, de igual forma si a la energía total del Net Metering se le suma la energía de flujo inverso se obtiene el valor encontrado para la energía entregada por la subestación con SFV conectados.

### VII. CONCLUSIONES

La distorsión armónica emitida por parte de los SFV es un fenómeno bastante presente en la actualidad, el cual es difícil de ignorar debido al gran crecimiento de la presencia de estos equipos en la red eléctrica, sin embargo, la forma de modelar los inversores fotovoltaicos para análisis de distorsión armónica por medio de una fuente constante es una manera un tanto equivocada, porque sabemos que el grado de distorsión armónica se encuentra en función de la potencia de trabajo, lo que en un SFV es muy variante, por lo tanto, el grado de

distorsión es igual de variante, contribuyendo a un mayor impacto.

De igual forma este hecho se puede observar en el caso de estudio, donde el crecimiento de distorsión armónica para periodos de baja potencia fotovoltaica es de alrededor del 162.17 %, en comparación con el periodo de máxima generación donde la distorsión solo aumento 45.42 %. Es por ello que es de suma importancia contar con modelos que simulen lo más posible a la realidad pero que no sean tan complicados para su implementación y gracias a eso contar con datos de simulación cada vez más precisos que nos ayuden a conocer de una manera mejor el impacto que se tendrá al incluir estas tecnologías en la red y si esta podrá funcionar correctamente respetando los límites establecidos en los códigos y normas establecidos.

### VIII. APÉNDICE A. VALORES DE COEFICIENTES

Los valores utilizados para los coeficientes son los mostrados en la [Tabla IV](#).

**TABLA IV.** VALORES OBTENIDOS PARA LOS COEFICIENTES.

Coeficiente	Valor
$a_2$	0.0186
$a_1$	-1.1227
$a_0$	15.78
$b_1$	-0.0007
$b_0$	-0.0103

### IX. APÉNDICE B. PARÁMETROS DE LA RED

La red es un sistema de distribución radial, con un voltaje base de 12.66 kV y una potencia aparente base de 10 MVA, la potencia activa total consumida por todo el sistema en el periodo punta es de 3,802.19 kW y la potencia reactiva total consumida en el periodo punta es de 2,694.60 kVAr. Las impedancias de las líneas en valores por unidad se muestran en la [Tabla V](#), donde se menciona los nodos de recepción y de envío entre los que está cada línea [22].

**TABLA V.** VALORES DE IMPEDANCIA DE LAS LÍNEAS Y FP DE LOS NODOS.

NE	NR	R	X
1	2	0.00003119626443	0.00007487103464
2	3	0.00003119626443	0.00007487103464
3	4	0.000000000000062	0.000000000000062
4	5	0.00009358879330	0.00022461310393
5	6	0.00156605247461	0.00183434034875
6	7	0.02283566556606	0.01162996738119
7	8	0.02377779275198	0.01211038985348

8	9	0.00575259116172	0.00293244885684
9	10	0.00307595167324	0.00156605247461
10	11	0.05109948114373	0.01688965756484
11	12	0.01167988140428	0.00431113237449
12	13	0.04438604503742	0.01466848353711
13	14	0.06426430407351	0.02121345981547
14	15	0.06513780013926	0.02152542245981
15	16	0.06601129554343	0.02181242809261
16	17	0.01226637117565	0.00405551437649
17	18	0.02335976280856	0.00772419507399
18	19	0.00029324488568	0.00009982804619
19	20	0.02043979245749	0.00675711087652
20	21	0.01313986657982	0.00434252000928
21	22	0.02131328786166	0.00704411650931
22	23	0.00087349540417	0.00028700563280
23	24	0.00992665134306	0.00328184701851
24	25	0.02160653274734	0.00714394455550
25	26	0.04671952561712	0.01712674917455
26	27	0.01927305216764	0.00637027719753
27	28	0.01080638600011	0.00356885265131
3	29	0.00027452712702	0.00067383931179
29	30	0.00399312184762	0.00976443076800
30	31	0.02481974798410	0.00820461754628
31	32	0.00437995552661	0.00144750666976
32	33	0.02189977763303	0.00723752334881
33	34	0.05234733172111	0.01756973612952
34	35	0.10656643930829	0.03522682179945
35	36	0.09196658755294	0.02915602874049
4	37	0.00027452712702	0.00067383931179
37	38	0.00399312184762	0.00976443076800
38	39	0.00656993328991	0.00767428105089
39	40	0.00189673287762	0.00221493477485
40	41	0.00011230655196	0.00013102431062
41	42	0.04544047877531	0.05308980281465
42	43	0.01934168394940	0.02260481320925
43	44	0.00255809368363	0.00298236287994
44	45	0.00057401126560	0.00072375333488
45	46	0.00679454639384	0.00856649421372
46	47	0.00005615327598	0.00007487103464
5	48	0.00021213459815	0.00052409724250
48	49	0.00530960420675	0.01299636376342
49	50	0.01808135486624	0.04424254222102
50	51	0.00512866587303	0.01254713755556
9	52	0.00579002667905	0.00295116661550

52	53	0.02070808033163	0.00695052771601
10	54	0.01085630002321	0.00552797805780
54	55	0.01266568336041	0.00645138748506
55	56	0.01773195670458	0.00902819892753
56	57	0.01755101837086	0.00894084938693
57	58	0.09920412090175	0.03329889265740
58	59	0.04889702487465	0.01640923509225
59	60	0.01897980728196	0.00627668840422
60	61	0.02408975539633	0.00731240438345
61	62	0.03166420840103	0.01612846871264
62	63	0.00607703231184	0.00309466943190
63	64	0.00904691668601	0.00460456863053
64	65	0.04432989176144	0.02257985619770
65	66	0.06495062255265	0.03308051880636
12	67	0.01255337680845	0.00381218351390
67	68	0.00029324488568	0.00008734954042
13	69	0.04613303584576	0.01524873405559
69	70	0.00029324488568	0.00009982804619

## REFERENCIAS

- [1] A. A. Jumilla Corral, Z. Y. Medrano Hurtado, P. Mayorga Ortiz, H. D. Magaña Almaguer, and M. A. Camarillo Ramos, "Análisis del comportamiento de la distorsión armónica de corriente en inversores interconectados a la red eléctrica, mediante el uso de metodología de diseño experimental," *Rev. Ciencias Tecnológicas*, vol. 6, no. 1, pp. 1–13, 2023, doi: 10.37636/recit.v6i1113.
- [2] E. B. IEA PVPS Reporting Countries, Becquerel Institute (BE), Izumi Kaizuka, Arnulf Jäger-Waldau, Jose Donoso, Gaëtan Masson, "Snapshot of Global PV Markets 2022," *Strateg. PV Anal. Outreac*, pp. 1–23, 2022.
- [3] IRENA, *World energy transitions outlook 2023*, 2023.
- [4] CRE, "Solicitudes de interconexión de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5MW. Contratos de interconexión de pequeña y mediana escala y generación distribuida. Estadísticas al primer semestre del 2024.," 2024.
- [5] A. A. Alhussainy and T. S. Alquthami, "Power quality analysis of a large grid-tied solar photovoltaic system," *Adv. Mech. Eng.*, vol. 12, no. 7, pp. 1–14, 2020, doi: 10.1177/1687814020944670.
- [6] L. G. M. Oliveira et al., "Assessment of Harmonic Distortion in small grid-connected photovoltaic systems," in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Oct. 2016, vol. 433, pp. 810–816, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783481.
- [7] I. Horikoshi, "Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red," Tesis de grado, Universidad Carlos III, Madrid, 2009.
- [8] I. Kouveliotis-Lysikatos, P. Kotsampopoulos, and N. Hatzargyriou, "Harmonic Study in LV networks with high penetration of PV systems," *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232639.
- [9] A. G. Vera-Dávila, J. C. Delgado-Ariza, and S. B. Sepúlveda-Mora, "Validación del modelo matemático de un panel solar empleando la herramienta Simulink de Matlab," *Rev. Investig. Desarro. e Innovación*, vol. 8, no. 2, pp. 343–356, Jun. 2018, doi: 10.19053/20278306.v8.n2.2018.7972.
- [10] J. Cata and F. Rodríguez, "Análisis Matemático De Un Panel Solar Fotovoltaico De Silicio," Trabajo de grado, Universidad Politécnica Salesiana Ecuador, Guayaquil, 2015.
- [11] O. Perpiñan Lamigueiro, "Energía Solar Fotovoltaica." *Creative Commons*, pp. 43–90, 2018.
- [12] C. A. Ramos Paja, "Modelado de un sistema fotovoltaico," 2020. <https://www.youtube.com/watch?v=Nllk3gf36EA&t=1309s> (accessed Sep. 22, 2023).
- [13] K. Fekete, Z. Klaic, and L. Majdandzic, "Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid," *Renew. Energy*, vol. 43, pp. 140–148, Jul. 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.11.026.
- [14] T. Taylor, O. Gonzalez, and Y. Baghzouz, "Analysis of current distortion in a 12 kW photovoltaic system installation," *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP*, vol. 2016-Decem, pp. 243–248, 2016, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783432.
- [15] I. T. Papaioannou, A. S. Bouhouras, A. G. Marinopoulos, M. C. Alexiadis, C. S. Demoulias, and D. P. Labridis, "Harmonic impact of small photovoltaic systems connected to the LV distribution network," in *2008 5th International Conference on the European Electricity Market*, May 2008, pp. 1–6, doi: 10.1109/EEM.2008.4579061.
- [16] G. Chicco, J. Schlabbach, and F. Spertino, "Characterisation and assessment of the harmonic emission of grid-connected photovoltaic systems," in *2005 IEEE Russia Power Tech*, Jun. 2005, pp. 1–7, doi: 10.1109/PTC.2005.4524744.
- [17] A. Chidurala, T. Saha, and N. Mithulananthan, "Harmonic characterization of grid connected PV systems & validation with field measurements," in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Jul. 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286198.
- [18] A. Elkholy, "Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems," *Sol. Energy*, vol. 183, pp. 315–326, May 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.03.009.
- [19] C. Hicks, Y. Baghzouz, and S. Haddad, "Power quality of residential PV system under low solar irradiance and off-grid operation," in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, May 2018, pp. 1–5, doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378937.
- [20] K. P. Kontogiannis, G. A. Vokas, S. Nanou, and S. Papathanassiou, "Power Quality Field Measurements on PV Inverters," *Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Instrum. Eng.*, vol. 2, no. 11, pp. 5301–5314, 2013.
- [21] M. H. Rashid, *Power electronics Devices, circuits, and applications*, Fourth Ed, Pearson, 2014.
- [22] M. A. Kashem, V. Ganapathy, and G. B. Jasmon, "A geometrical approach for network reconfiguration based loss minimization in distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 295–304, 2001, doi: 10.1016/S0142-0615(00)00044-2.
- [23] C. N. Acosta Campas, "Metodología para el cálculo de la capacidad de alojamiento de generación distribuida en las redes de distribución," Tesis doctoral, ITM, Morelia, Mich., 2022.
- [24] A. F. Barbosa Franco, L. A. Noguera Vega, and W. M. Giral Ramírez, "Análisis de distorsión armónica en iluminación LED," *Rev. vínculos*, vol. 14, no. 2, pp. 95–107, Dec. 2017, doi: 10.14483/2322939X.12520.
- [25] B. Garcia Martinez, "Análisis de la distorsión armónica en la red eléctrica de media tensión ante la inclusión de estaciones de carga para vehículos eléctricos," Tesis de grado, Universidad EAN, Bogotá D.C., 2023.
- [26] J. E. Cordero Medina, "Análisis y simulación para la determinación de armónicos en un variador de velocidad para un motor de inducción trifásico del Instituto Superior Tecnológico Andrés Bello Cáceres Dorregaray de San Agustín de Cajas," Tesis de grado, Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo, 2021.

## BIOGRAFÍAS



**MANUEL MADRIGAL** Obtuvo el grado de Ingeniero Electricista, Maestría en Ciencias y Doctorado del Instituto Tecnológico de Morelia, la Universidad Autónoma de Nuevo León, y la Universidad de Glasgow, respectivamente. Es profesor-investigador del Instituto Tecnológico de Morelia desde 1996 en donde imparte clases y dirige investigación a nivel licenciatura y posgrado en las áreas de calidad de la energía, propagación de armónicos, fuentes renovables de energía y administración energética entre otros.



**GERMAN MARTÍNEZ** Ingeniero Eléctrico graduado del Instituto Tecnológico de Morelia. Actualmente estudiante de la Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en el Instituto Tecnológico de Morelia, participante en temas de investigación de calidad de la energía.