

# Estimación de parámetros de cargas armónicas conectadas a la red de distribución eléctrica

## Parameter estimation of harmonic loads connected to the electrical distribution network

Alexandra Nuñez <sup>1</sup>, Pedro Raúl De León Guerra <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Grupo de Investigación en Gestión y Calidad de la Energía (GIGCE), Universidad Tecnológica de Panamá

\*Autor de correspondencia: [pedro.deleon@utp.ac.pa](mailto:pedro.deleon@utp.ac.pa)

**RESUMEN.** La cantidad creciente de cargas no lineales en sistemas de distribución eléctrica industrial ha generado cargas armónicas que afectan la calidad de la energía. En este estudio, se ha desarrollado un algoritmo WLS basado en Mínimos Cuadrados Ponderados para la localización e identificación de parámetros de cargas armónicas. Mientras se empleaba el IP siguiendo el método de Punto Interior o IP para resolver la optimización, los modelos reales validaban la precisión del algoritmo. Con análisis en estudios de caso adicionales, el algoritmo ha demostrado una alta precisión en la estimación de los parámetros. Esto permitió la mejor modelización de cargas para comprensión del comportamiento eléctrico de la industria. Incluso, una mala estimación uno o más de los puntos iniciales ha afectado principalmente la eficiencia y la convergencia de nuestro algoritmo.

**Palabras clave.** Cargas armónicas, calidad de energía, mínimos cuadrados ponderados, punto interior, sistemas de distribución eléctrica industrial.

**ABSTRACT.** The increasing amount of nonlinear loads in industrial electrical distribution systems has generated harmonic loads that affect power quality. In this study, a Weighted Least Squares based WLS algorithm has been developed for the location and identification of harmonic load parameters. While employing the IP following the Interior Point or IP method to solve the optimization, real models validated the accuracy of the algorithm. With analysis in additional case studies, the algorithm has demonstrated high accuracy in parameter estimation. This allowed the best modeling of loads for understanding the electrical behavior of the industry. Even a poor estimation of one or more of the initial points has mainly affected the efficiency and convergence of our algorithm.

**Keywords.** Harmonic loads, power quality, weighted least squares, interior point, industrial electrical distribution systems.

## 1. Introducción

La estimación de los parámetros de las cargas conectadas a la red se ha convertido en una de las principales preocupaciones de distribuidoras de energía no lineales las empresas [1]. Dado que estas cargas no lineales son la causa de la distorsión en forma de ondas de tensión y corriente, este hecho genera contaminación armónica [2]. Un aumento del nivel de contaminación armónica de una red eléctrica conlleva varios problemas

y daños causados a los equipos conectados a la red [3], [4]. La normativa vigente prescribe ciertos límites que no deben superarse para preservar la calidad de la energía [5].

Para estimar los parámetros de las cargas no lineales, debemos considerar dos puntos clave: el primero es la selección del modelo adecuado de cargas no lineales [5], [6], [7], [8], [9], [10], [11]. Una mala elección podría generar resultados ambiguos, afectando la precisión de

**Citación:** A. Nuñez y P. De León, "Estimación de parámetros de cargas armónicas conectadas a la red de distribución eléctrica", *Revista de I+D Tecnológico*, vol. 21, no. 1, pp. (0), 2025.

**Tipo de artículo:** Original. **Recibido:** 31 de marzo de 2025. **Recibido con correcciones:** 1 de abril de 2025. **Aceptado:** 1 de abril de 2025.

**DOI.**

**Copyright:** 2025 A. Nuñez y P. De León. This is an open access article under the CC BY-NC-SA 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>).

la estimación y la interpretación de los datos. El segundo aspecto es la selección del método para estimar los parámetros del modelo [12], [13]. Este método debe ser capaz de representar un modelo de carga no lineal agregado que refleje los armónicos en las instalaciones contaminantes, asegurando así una caracterización adecuada del comportamiento de la carga.

La estimación de parámetros de cargas no lineales puede ser muy difícil y exigente debido a que son problemas de naturaleza no lineal que presentan múltiples mínimos locales, dando lugar a convergencias prematuras o a un óptimo local que dio la solución óptima en algunos casos [14]. Esta dificultad lleva a estimar los parámetros de cargas no lineales con la ayuda de métodos de optimización, basados en algoritmos de búsqueda [15], [16], [17].

Estos algoritmos de búsqueda se dividen en dos tipos de métodos: aquellos basados en técnicas estadísticas, como mínimos cuadrados (LS) [18], [19], [20], mínimos cuadrados ponderados (WLS) [20], filtro de Kalman (KF) [21], [22] y métodos de derivadas numéricas [23], entre otros; y aquellos basados en técnicas metaheurísticas, como algoritmos genéticos (GA) [25], [26], redes neuronales (NN) [27], [28] y optimización por enjambre de partículas (PSO) [29], [30], entre otros.

El método de mínimos cuadrados ponderados (WLS) es ampliamente utilizado para resolver el problema de estimación del estado en sistemas eléctricos de potencia, demostrando su estabilidad numérica y eficiencia computacional, las cuales han sido significativamente mejoradas mediante diversas técnicas.

El objetivo de esta investigación es desarrollar y validar un método de estimación de parámetros de cargas armónicas que mejore la modelización de redes industriales. La metodología utilizada se describe en la siguiente sección.

## 2. Materiales y Métodos/Metodología

### 2.1 Algoritmo original

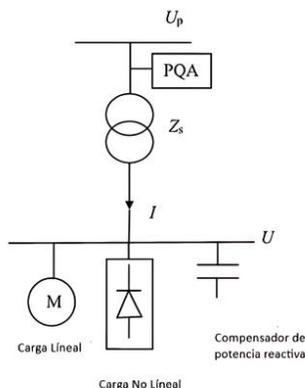
Inicialmente, se describirán las condiciones bajo las cuales se discutió y propuso el algoritmo de estimación. Este estudio toma como punto de partida el trabajo de Maza-Ortega et al. [20], donde se presentó un algoritmo para la determinación de los parámetros de cargas contaminantes, tanto lineales como no lineales, instaladas en redes de distribución.

Este algoritmo se basa en el uso de mediciones de magnitud y fase de tensión y corriente armónica para estimar los parámetros de las cargas lineales y no lineales

presentes en un sistema de distribución. Los datos fueron obtenidos mediante un analizador de calidad de energía instalado en los puntos de acoplamiento común del sistema de distribución eléctrica [31],[32]. Los parámetros de carga se obtuvieron aplicando el método de mínimos cuadrados ponderados (WLS). En el desarrollo de este trabajo, se consideraron los armónicos característicos de orden  $k = 1, 5, 7, 11...$  y se asumió que el sistema operaba en condiciones de equilibrio.

### 2.2 Algoritmo original

El algoritmo de estimación propuesto determina los parámetros que caracterizan el punto de funcionamiento en estado estacionario de una carga contaminante. Las instalaciones industriales suelen estar compuestas por cargas lineales y no lineales, conectadas a la red de distribución eléctrica a través de transformadores de potencia. El diagrama unifilar de una instalación industrial típica, mostrado en la **Figura 1**, incluye una carga lineal, una carga no lineal y un compensador de carga reactiva.



**Figura 1.** Esquema unifilar de una instalación industrial típica.

Para que la estimación de estado pueda llevarse a cabo en un sistema energético, es fundamental que el conjunto de mediciones realizadas cumpla con el criterio de observabilidad. En este documento, se presentarán dos casos en los que se analiza dicha condición y su impacto en la estimación del estado del sistema. [31], [33], [34]. Este criterio implica que algunas mediciones son críticas, ya que su ausencia impide la obtención del resultado de la estimación de estado. Otras mediciones, en cambio, son redundantes y proporcionan datos adicionales para mejorar el ajuste del algoritmo. La determinación de la observabilidad de un sistema energético puede realizarse mediante métodos numéricos, utilizando las mismas

redes configuradas para el algoritmo de estimación de estado, o de forma gráfica, basándose en la topología de la red eléctrica [31].

### 2.3 Fundamentos teóricos

El algoritmo propuesto estima los parámetros que caracterizan el punto de funcionamiento en estado estacionario de una carga contaminante. Las instalaciones industriales, compuestas por cargas lineales y no lineales, se conectan a la red de distribución eléctrica a través de transformadores de potencia.

Se asume que los parámetros del transformador son conocidos y que la magnitud de la tensión armónica en su lado secundario,  $\bar{U}_{sk}$ , se obtiene mediante la siguiente expresión (1), donde todas las unidades están normalizadas en valores por unidad (p.u.):

$$\bar{U}_{sk} = \bar{U}_{pk}^m - Z_{sk} \bar{I}_{pk}^m \quad (1)$$

donde  $k$  denota el orden armónico,  $\bar{U}_m$  es la tensión medida en el primario,  $Z_{sk}$  es la impedancia de la serie del transformador e  $\bar{I}_m$  es la corriente medida de la carga.

La corriente armónica total representa la suma de las corrientes armónicas individuales de cada componente de la carga. Estas corrientes son una función no lineal de las tensiones armónicas y los parámetros  $x$ , y el punto de funcionamiento se define mediante la ecuación (2):

$$\bar{I}_k = f_k(x, \bar{U}_1, \dots, \bar{U}_k, \dots, \bar{U}_n) \quad (2)$$

Algunos de estos parámetros son constantes, mientras que otros varían con el punto de funcionamiento y la tensión aplicada. Los valores de intensidad ( $\bar{I}$ ) y tensión ( $\bar{U}$ ) para las cargas lineales se definen por la magnitud de la carga lineal medida en el punto de acoplamiento común. Los parámetros  $x$  y las tensiones armónicas  $\bar{U}_k$  se obtienen mediante la minimización de la función (3), utilizando el método de mínimos cuadrados ponderados (WLS) [31]:

$$\min_{x, \bar{U}_k} J(x) = \sum_{i=1}^m r^T W r \quad (3)$$

donde  $W$  es una matriz de ponderación que considera la precisión relativa de las mediciones, y el vector residual  $r$  se define mediante la ecuación (4)

En este trabajo se consideró  $W = I$ , es decir, una matriz diagonal cuyas entradas en la diagonal principal son todas iguales a 1. Esto implica que todas las mediciones fueron ponderadas de manera equivalente en

el proceso de estimación, constituyendo un escenario base.

No obstante, es importante destacar que la matriz  $W$  permite incorporar la precisión relativa de cada medición. En futuras investigaciones se plantea definir  $W$  como una matriz diagonal cuyas entradas correspondan al inverso de la varianza de cada instrumento. Por ejemplo, en analizadores de calidad de potencia clase A (IEC 61000-4-30), la exactitud típica es del orden de  $\pm 0.1\%$  en tensión y  $\pm 0.2\%$  en corriente. Adicionalmente, los resultados de las simulaciones realizadas (500 ejecuciones) permiten estimar varianzas muestrales que podrían utilizarse para ajustar dinámicamente los pesos de las mediciones.

Con este enfoque, el uso de  $W = I$  constituye un primer paso metodológico que garantiza la convergencia del algoritmo, mientras que la extensión hacia matrices ponderadas más realistas se vislumbra como una línea de investigación futura para robustecer la precisión y la atribución de responsabilidades en entornos prácticos.

$$r = \begin{bmatrix} I_{1r}^{mes} & - & I_{1r}^{est} \\ I_{1i}^{mes} & - & I_{1i}^{est} \\ U_1^{mes} & - & U_1^{est} \\ I_k^{2mes} & - & I_k^{2est} \\ U_k^{2mes} & - & U_k^{2est} \end{bmatrix} \quad (4)$$

donde  $I_{1r}$  e  $I_{1i}$  son los valores real e imaginario de la intensidad fundamental,  $U_1$  es la magnitud de la tensión fundamental,  $I_k$  son las magnitudes de intensidad armónica para  $k = 5, 7, 11, \dots, 49$ , y  $U_k$  son las magnitudes de tensión armónica para  $k = 5, 7, 11, 13$ . Los valores medidos ( $I_{mes}$ ,  $U_{mes}$ ) y estimados ( $I_{est}$ ,  $U_{est}$ ) dependen del modelo de carga armónica específico [35], [36], [37].

Dado que la función (3) es no lineal, la matriz jacobiana se obtiene mediante el método de diferencias finitas, implementado en la función `fmincon` de MATLAB® [38]."

### 2.4 Cálculo de los puntos iniciales

El cálculo de los puntos iniciales del algoritmo de estimación se basó en la información de las cargas conectadas a las barras de distribución eléctrica. Se asume que la configuración del sistema a estimar es conocida. La función de estimación utiliza como datos de entrada: los parámetros medidos de intensidad ( $I_{sk}$ ) y tensión ( $U_{sk}$ ) obtenidos por un analizador de calidad de

energía, datos de cargas no lineales (rectificador controlado, banco de condensadores) y datos de carga lineal (motor), incluyendo potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y los parámetros del transformador de distribución.

A continuación, se detallan las ecuaciones utilizadas para calcular los puntos iniciales de las cargas lineales y no lineales en este desarrollo.

El primer punto medido es la corriente en el primario del transformador, obtenida mediante flujo de potencia [35]. Esta corriente armónica representa la suma de todas las corrientes presentes en el sistema, incluyendo las corrientes de carga lineal, no lineal y del banco de compensación.

Por otro lado, la distorsión armónica total (THD) es un índice ampliamente utilizado para medir el efecto de las corrientes de carga no lineales en un sistema de distribución eléctrica. El THD se aplica tanto a la corriente como a la tensión, y se define como la relación entre el valor eficaz de las componentes armónicas y el valor eficaz de la componente fundamental, expresado como porcentaje de la onda fundamental:

$$THD_1^2 = \frac{\sum_{k>1}^{\infty} I_k^2}{I_1^2} \quad (6)$$

donde, k es el número armónico,  $I_1$  es el valor efectivo de la es el valor efectivo del armónico onda de corriente fundamental, y  $I_k$

$$I_1 = \frac{\sqrt{\sum_{k>1}^{\infty} I_k^2}}{THD_1} \quad (7)$$

Una vez obtenida la corriente fundamental de la carga, se calculó la corriente fundamental del banco de compensación de carga reactiva. Para la estimación de la corriente del condensador de carga reactiva, se consideró que, según las normas técnicas, los bancos de compensación reactiva no deben superar el 10% de la potencia nominal. Por lo tanto, la potencia reactiva del compensador de carga reactiva ( $Q_c$ ) se calculó de la siguiente manera:

$$Q_c = F_c \frac{S_n}{S_b} \quad (8)$$

donde  $F_c$  es el factor de carga, establecido en 10%,  $S_n$  es la potencia nominal del transformador, y  $S_b$  es la

potencia aparente base del sistema.

La corriente del compensador de carga reactiva se obtuvo mediante:

$$I_c = \frac{Q_c}{U_k^m} \quad (9)$$

Para calcular la corriente fundamental de la carga lineal (motor), se obtuvo aplicando  $I_M$  la ley de corrientes de Kirchhoff.

$$I_M = I_{sk} - I_R - I_c \quad (10)$$

donde  $I_R$  es la corriente fundamental de la carga no lineal e  $I_{sk}$  es la corriente fundamental medida por el equipo.

Tras obtener los valores de corriente de todas las cargas conectadas a las barras del sistema de distribución, se procedió a calcular los parámetros iniciales de las cargas lineales y no lineales del sistema.

En primer lugar, se calcularon los parámetros de la carga lineal (motor) y se expresaron en términos de su conductancia (G) y su susceptancia (B). Estos parámetros se calcularon a partir de la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q).

$$G_1 = P_1 ; B_1 = -Q_1$$

A continuación, se obtuvieron los parámetros del compensador de carga reactiva: su reactancia capacitiva ( $X_c$ ), su capacitancia (C) y su velocidad angular ( $\omega$ ).

$$X_c = \frac{U_1}{I_c} ; C = \frac{1}{\omega X_c} \quad (11)$$

Los parámetros de la carga no lineal (rectificador controlado) se obtuvieron como sigue (12).

$$Q_R = Q_S - Q_M - Q_C \quad (12)$$

donde  $Q_S$  representa la potencia reactiva del sistema,  $Q_M$  es la potencia reactiva del motor y  $Q_C$  es la potencia reactiva del compensador de carga.

La potencia activa de la carga no lineal se obtuvo mediante la siguiente ecuación (13).

$$P_R = P_S - P_M \quad (13)$$

donde  $P_S$  representa la potencia activa del sistema y  $P_M$  es la potencia activa del motor.

Para calcular los ángulos de disparo ( $\alpha$ ) y el ángulo de conmutación final ( $\delta$ ) del rectificador controlado (carga no lineal)

$$\alpha = \tan^{-1} \left( \frac{Q_R}{P_R} \right) \quad (14)$$

$$\delta = \alpha + \mu \quad (15)$$

donde  $\mu = 5\pi/180$  es el ángulo de conmutación asumido para una carga ligera.

Para calcular la reactancia del rectificador controlado ( $X$ ), se consideró el 10% de la potencia aparente del rectificador controlado.

$$S_R = \sqrt{P_R^2 + Q_R^2} \quad (16)$$

Al estimar el nivel de filtrado  $f$ , la de suavizada reactancia 10 veces mayor que la reactancia del  $X_f$ . Al estimar el nivel de filtrado ( $f$ ), se consideró que la reactancia del suavizador ( $X_f$ ) era 10 veces mayor que la reactancia del rectificador controlado ( $X$ ).

$$X = 0.10 \left( \frac{1}{S_R} \right) \quad (17)$$

El nivel de filtrado inductivo ( $f$ ) se calculó en función de la reactancia de suavizado ( $X_f$ ).

$$f = \frac{X_f}{X} \quad (18)$$

Los puntos iniciales de los parámetros del filtro, incluyendo las baterías del filtro y la capacitancia del filtro ( $C_F$ ),

$$Q_F = F_C * \frac{S_n}{S_b} \quad (19)$$

donde  $Q_F$  es la potencia reactiva de la batería del filtro,  $F_C$  es el factor de carga,  $S_n$  es la potencia aparente del

transformador y  $S_b$  es la potencia aparente base del sistema. La reactancia del filtro ( $X_F$ ) se calcula como:

$$X_F = \frac{(U_1)^2}{\left( \frac{1}{k_h} \right)^2 - 1} \quad (20)$$

donde  $U_1$  es la tensión fundamental del sistema,  $k_h$  es la sintonización del filtro en el armónico  $k$ ,  $S_n$  es la potencia aparente del transformador y  $S_b$  es la potencia aparente base del sistema.

A continuación, se calcula la capacitancia del sistema de compensación reactiva.

$$C_F = \frac{1}{\omega X_f} \quad (21)$$

donde  $C_F$  es la capacitancia del sistema de compensación reactiva,  $X_F$  es la reactancia del filtro,  $k_h$  es la sintonización del filtro en el armónico  $k$ ,  $\omega$  es la frecuencia angular.

Para calcular los parámetros del compensador estático de potencia reactiva (SVC), específicamente el Reactor Controlado por Tiristores (TCR), se utilizó el siguiente enfoque para determinar la reactancia ( $X_{tcr}$ ) y el ángulo de disparo ( $\alpha_{tcr}$ ). Asumiendo que solo se considera la componente fundamental de la corriente en el TCR, la variación de la corriente con el ángulo de disparo se puede modelar como una inductancia variable ( $L_\alpha$ ), por la cual circula una corriente igual a la componente fundamental de  $i(t)$ , como se describe en las ecuaciones (22) y (23). En el caso de un sistema monofásico, estrella o triángulo con neutro, esta relación se expresa mediante la ecuación (24).

$$i(t) = \sqrt{2}I \sin(\omega t - \frac{\pi}{2}) - \sqrt{2}I \sin(\alpha - \frac{\pi}{2}) \quad (22)$$

$$I_1 = \frac{2E}{\pi\omega L} \left( \pi - \alpha - \frac{\sin(2\alpha - \pi)}{2} \right) \quad (23)$$

$$L_\alpha = \frac{\pi L}{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)} \quad (24)$$

La expresión (24) se iguala a cero. La ecuación (25) se resolvió utilizando el método iterativo de Newton-Raphson, mediante el cual se determinó  $\alpha_{tcr}$ .

$$\sin(2\alpha_{\text{TCR}}) - 2\alpha_{\text{TCR}} + 2\pi = 0 \quad (25)$$

La potencia reactiva del TCR se determinó mediante.

$$Q_{\text{TCR}} = F_c * \frac{S_n}{S_b} \quad (26)$$

donde  $Q_{\text{TCR}}$  es la potencia reactiva del TCR,  $F_c$  es el factor de carga,  $S_n$  es la potencia aparente del transformador y  $S_b$  es la potencia aparente base del sistema.

La reactancia ( $X_{\text{TCR}}$ ) se calculó mediante:

$$X_{\text{TCR}} = \frac{U_1^2}{Q_{\text{TCR}}} \quad (27)$$

donde  $U_1$  es la tensión fundamental en la barra secundaria del transformador.

En la siguiente sección se valida el algoritmo propuesto mediante diversos casos de estudio.

### 2.5 2.5 Implementación y criterios de convergencia

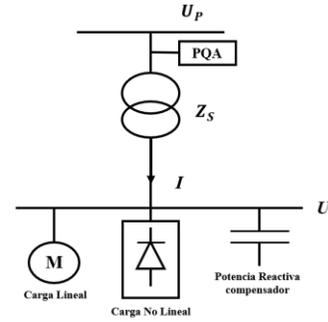
Se implementó en MATLAB® usando fmincon (o alternativas compatibles), con límites físicos en variables (p. ej.,  $C, L > 0; 0 \leq \alpha \leq \pi$ ). Se reportan el valor final de  $J$ , violación máxima de restricciones, optimalidad y número de iteraciones.

## 3. Resultados y discusión

El análisis de sistemas eléctricos de potencia requiere estimaciones precisas de parámetros para garantizar un funcionamiento óptimo y confiable. En este estudio, se evaluó dos casos para la estimación de parámetros eléctricos mediante un algoritmo de optimización basado en el método de punto interior. Se analizaron diferentes escenarios para determinar la precisión del método y cómo la complejidad del sistema afecta los errores de estimación.

### 3.1 Caso 1

En la **Figura 2** se presenta el diagrama unifilar utilizado en el **Caso 1**. La **Tabla 1** muestra que los errores de estimación de los parámetros oscilan entre 0 y 18.7%.

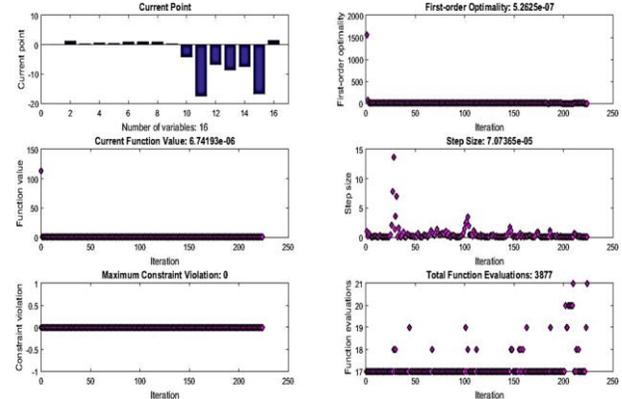


**Figura 2.** Diagrama unifilar caso 1.

**Tabla 1.** Resultados del caso 1.

Parámetro	Punto inicial	Actual	Estimación	Error (%)
G1 (p.u)	0.1103	0.3000	0.2877	4.1
B1 (p.u)	23.225	47.12	41.153	12.6
C1	0.0003	0.0006	0.0006	0.0
X1 (p.u)	0.3658	0.1563	0.1440	7.8
f1	10.00	10.00	11.873	18.7
$\alpha$ 1 (rad)	0.0012	0.7046	0.7839	11.2
$\delta$ 1 (rad)	0.0885	0.7919	0.8411	6.2

La **Figura 3** y la **Tabla 2** resumen los datos obtenidos en el **caso 1**. Adicionalmente, el algoritmo proporciona los criterios de parada.



**Figura 3.** Funciones gráficas de optimización caso 1.

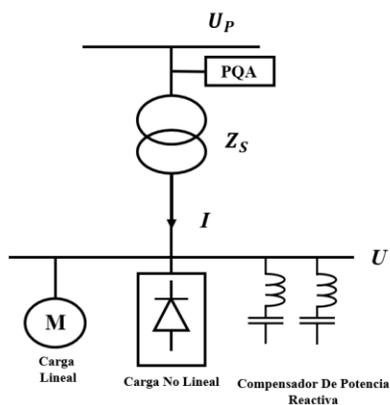
**Tabla 2.** Caso 1 Información sobre el algoritmo de optimización.

Punto actual	16
Valor actual de la función	6.74193 e-06
Violación de la restricción máxima	0

Optimalidad de primer orden	5.2625 e-07
Tamaño del escalón	7.07365 e-05
Evaluaciones de la función total	3877
Iteraciones	224
Tiempo transcurrido (segundos)	152.10

### 3.2 Caso 2

En la **Figura 4** se presenta el diagrama unifilar utilizado en el caso 2. La **Tabla 3** muestra que el error de estimación de los parámetros oscila entre 0 y 33.33%.

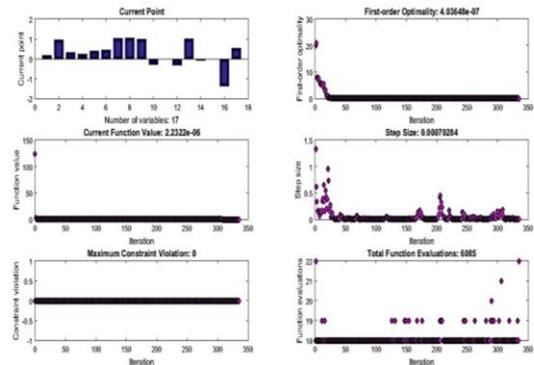


**Figura 4.** Diagrama unifilar caso 2.

**Tabla 3.** Resultados caso 2.

	Punto inicial	Actual	Estimación	Error (%)
$G_1$ (p.u)	0.0592	0.3000	0.3068	2.2
$B_1$ (p.u)	58.57	47.123	44.761	5.0
$C_1$	0.0003	0.0003	0.0003	0.0
$C_2$	0.0003	0.0003	0.0004	33.33
$X_1$ (p.u)	0.2728	0.1563	0.1758	12.47
$f_1$	10	10.00	13.023	30.23
$\alpha_1$ (rad)	0.0047	0.7174	0.8695	21.20
$\delta_1$ (rad)	0.0920	0.8047	0.9190	14.20

La **Figura 5** y la **Tabla 4** resumen los datos obtenidos en el caso 2. Adicionalmente, el algoritmo proporciona los criterios de parada.



**Figura 5.** Funciones gráficas de optimización caso 2.

**Tabla 4.** Información sobre el algoritmo de optimización del caso 2.

Punto actual	17
Valor actual de la función	2.2322 e-06
Violación de la restricción máxima	0
Optimalidad de primer orden	4.03648 e-07
Tamaño del escalón	0.00070284
Evaluaciones de la función total	6085
Iteraciones	335
Tiempo transcurrido (segundos)	167.94

En resumen, los resultados obtenidos en las **Tablas 1 y 3** muestran que los errores de estimación varían entre 0% y 18.7% en el **Caso 1**, y entre 0% y 33.33% en el **Caso 2**. La diferencia en los rangos de error indica que la complejidad de la instalación eléctrica influye directamente en la precisión de la estimación de parámetros no lineales. En particular, la adición de más cargas no lineales a la barra de distribución incrementa la dificultad del modelo para estimar correctamente ciertos parámetros, lo que se refleja en mayores errores en el **Caso 2**.

El algoritmo de optimización basado en el método de punto interior logró encontrar una solución óptima cumpliendo con las restricciones establecidas. Se verificó que la función objetivo es no decreciente en direcciones factibles dentro del valor de tolerancia permitido, y las restricciones fueron satisfechas dentro de los límites definidos. Esto confirma que el algoritmo es efectivo para la estimación de parámetros, aunque la precisión varía dependiendo de la configuración del sistema.

Estos resultados resaltan la importancia de ajustar adecuadamente los modelos matemáticos y considerar la complejidad del sistema al realizar estimaciones. En

aplicaciones prácticas, la presencia de cargas no lineales podría requerir modelos más sofisticados o métodos de corrección para mejorar la precisión. Futuras investigaciones podrían explorar estrategias de regularización o el uso de técnicas de optimización híbridas para mitigar los errores observados, especialmente en sistemas de mayor complejidad.

## 4. Conclusiones

### Sobre nuestros hallazgos

En el presente estudio se implementó con éxito un algoritmo para la estimación de parámetros eléctricos, demostrando una alta precisión en la aproximación de reactancias y ángulos de disparo en comparación con los valores medidos. La determinación de puntos iniciales adecuados resultó crucial para la convergencia del modelo. Una ventaja significativa del algoritmo propuesto radica en su capacidad para estimar magnitudes de corriente cercanas a los valores medidos, superando las limitaciones de modelos previos.

Los resultados obtenidos son satisfactorios, evidenciados por la convergencia de las funciones objetivo hacia un mínimo local, alcanzada mediante tolerancias de cierre de  $10^{-6}$ . Sin embargo, se identifica como principal desventaja la dependencia del algoritmo en la provisión de un punto de partida adecuado para la identificación del mínimo local. Los resultados obtenidos en los casos de estudio muestran que la complejidad del sistema eléctrico influye directamente en la precisión de la estimación de parámetros, con errores que varían entre 0% y 18.7% en el **Caso 1**, y entre 0% y 33.33% en el **Caso 2**. Esto sugiere que, en la realidad panameña, donde la red de distribución presenta una creciente penetración de cargas no lineales (provenientes de equipos electrónicos y sistemas industriales), la aplicación de este tipo de algoritmos podría mejorar la caracterización de los sistemas y optimizar la gestión de la calidad de la energía. La estimación precisa de parámetros permitiría a las empresas distribuidoras y al regulador identificar con mayor certeza las fuentes de distorsión en la red, contribuyendo a una distribución más eficiente y estable de la electricidad.

### Repercusiones de la energía en Panamá

Desde una perspectiva industrial y regulatoria, el uso de este algoritmo podría tener un impacto significativo en el marco normativo de la Secretaría Nacional de

Energía (SNE) de Panamá y en el Plan Energético Nacional. La aplicación de técnicas avanzadas de estimación permitiría mejorar el monitoreo de la calidad de energía en sistemas residenciales, comerciales e industriales, facilitando la identificación de clientes que generan contaminación armónica y permitiendo la implementación de políticas regulatorias más precisas y justas. Esto podría traducirse en la adopción de mecanismos de incentivos o sanciones a consumidores que afectan negativamente la estabilidad del sistema eléctrico, promoviendo así un uso más eficiente y responsable de la energía.

Finalmente, la metodología facilita la atribución de responsabilidad armónica en el PCC comparando contribuciones estimadas frente a límites de distorsión. Puede apoyar el cumplimiento con estándares internacionales (p. ej., límites de IEEE 519 para THD e IH) y prácticas de monitoreo (IEEE 1159), así como políticas públicas orientadas a incentivos/cargos por calidad de energía. Se sugiere integrar los resultados en un esquema de monitoreo continuo con alarmas por superación de umbrales y trazabilidad de fuentes.

### Trabajo a futuro

Como línea de investigación futura, se propone la aplicación del algoritmo de estimación en estudios de calidad de energía en diversos sectores, con el objetivo de cuantificar la contribución de cargas contaminantes en la red de distribución. La implementación de este tipo de herramientas analíticas no solo beneficiaría a las empresas distribuidoras en la detección y mitigación de problemas de calidad de energía, sino que también fortalecería la capacidad de Panamá para adaptarse a los desafíos de la modernización del sistema eléctrico, alineándose con estrategias globales de eficiencia y sostenibilidad energética.

## AGRADECIMIENTOS

Se agradece la gestión de este curso a la Vicerrectoría de Investigación, Postgrado y Extensión de la Universidad Tecnológica de Panamá. De igual manera, se agradece el apoyo fundamental de los integrantes del Grupo de Investigación en Gestión y Calidad de la Energía (GIGCE) de la Universidad Tecnológica de Panamá, cuyas contribuciones y experiencia fueron vitales para el desarrollo y culminación de este proyecto. Los autores desean expresar su sincero agradecimiento al Centro Nacional de Metrología de Panamá (CENAMEP-

AIP) por la realización del curso taller IMRAD, el cual fue la base fundamental para la estructuración y elaboración de este manuscrito.

## REFERENCIAS

- [1] Molina-Moreno I, Medina A, Cisneros-Magaña R, Anaya-Lara O, Salazar-Torres JA. Estimación mejorada del estado armónico en redes eléctricas trifásicas desequilibradas basada en el filtro de Kalman e implementación a escala física. *Int J Electr Power Energy Syst.* 2020 Dec;123:106243. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106243).
- [2] Arrillaga A, Watson NR. *Power system harmonics*. 2nd ed. Chichester: John Wiley & Sons; 2004. pp. 61-141.
- [3] Wakileh GJ. Harmonics in power systems - Their causes. En: Wakileh GJ, editor. *Power Systems Harmonics, Fundamentals, Analysis and Filter Design*. Heidelberg: Springer; 2001. pp. 45-80.
- [4] Santoso S, McGranaghan MF, Dungan RC, Beaty HW. *Electrical power systems quality*. 3rd ed. McGraw-Hill Education; 2012. pp. 240-247.
- [5] Práctica para la recomendada por el IEEE supervisión de la calidad de la energía eléctrica. En: *IEEE Std 1159-2019 (Revisión de IEEE Std 1159-2009)*. 2019 Aug 13. pp. 1-98.
- [6] McBee KD, Simões MG. Localización del origen de los armónicos de nivel del alimentador utilizando medidas remotas de THD. En: *IEEE IASociety Annu Meet*; 2011 Oct 9-13; Orlando. Orlando: USA; 2011. pp. 1-8.
- [7] Balci M, Ozturk D, Karacasu O, Hocaoglu M. Experimental verification of harmonic load models. In: *43rd Int Univ Power Eng Conf*. 2008 Sep 1-4; Padua. Padua: Italia; 2008. pp. 1-4.
- [8] Thunberg E, Soder L. A Norton approach to distribution network modeling for harmonic studies. *IEEE Trans Power Deliv*, 1999 Jan;14(1):272-7. [http://doi](http://doi.org/10.1109/6377.722222).
- [9] Mesas JJ, Sainz L, Molina J. Procedimiento de estimación de parámetros para modelos de rectificadores monofásicos no controlados. *IEEE Trans Power Deliv*, 2011 Jul;26(3):1911-9. [http://doi](http://doi.org/10.1109/6377.555555).
- [10] Arif A, Wang Z, J Wang, Mather B, Bashualdo H, Zhao D. Load modeling-A review. *IEEE Trans Smart Grid*, 2017 Nov;9(6):5986-99. [http://doi](http://doi.org/10.1109/SG.2017.2777777).
- [11] Mohammed M, Abdulkarim A, Abubakar A, Kunya A, Jibril Y. Técnicas de modelización de cargas en redes de distribución: una revisión. *J Appl Mater Technol*. 2020 Mar;1(2):63-70. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.jamts.2020.03.001).
- [12] Zhu J, Ramachandran B. Review of trends in state estimation of power distribution networks. *J Power Energy Eng*. 2020 Aug;8(8):85-99. [http://doi](http://doi.org/10.1016/j.jpee.2020.08.001).
- [13] Ramadhani U, Shepero M, Munkhammar J, Widén J, Etherden N. Review of probabilistic load flow approaches for power distribution systems with photovoltaic generation and electric vehicle charging. *Int J Electr Power Energy Syst*. 2020 Sep;120:106003. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106003).
- [14] Senra R, Boaventura WC, Mendes EM. Evaluación de las corrientes armónicas generadas por cargas monofásicas no lineales. *Electr Power Syst Res*. 2017 Jun;147:272-9. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.05.001).
- [15] Kontis EO, Papadopoulos T, Chrysochos A, Papagiannis G. Modelado de carga dinámica basado en mediciones utilizando la técnica de ajuste vectorial. *IEEE Trans Power Syst*. 2017 Jan;33(1):338-51. [http://doi](http://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2622222).
- [16] Rouhani A, Abur A. Real-time dynamic parameter estimation for an exponential dynamic load model. *IEEE Trans Smart Grid*. 2015 May;7(3):1530-16. [http://doi](http://doi.org/10.1109/SG.2014.2344444).
- [17] Wang X. Estimating dynamic load parameters from ambient PMU measurements. En: *IEEE PES Gen Meet*; 2017 Jul 16-20; Chicago. Chicago: USA; 2017. pp. 1-5.
- [18] Sainz L, Cunill J, Mesas JJ. Procedimientos de estimación de parámetros para lámparas fluorescentes compactas con balastos electrónicos. *Electr Power Syst Res*. 2013 Feb;95:77-84. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.12.001).
- [19] Apon HJ, Abid S, Morshed KA, Nishat MM, Faisal F, Ibrahim Moubarak NN. Power system harmonics estimation using hybrid Archimedes optimization algorithm-based least square method. En: *13th Int Conf ICTS*; 20-21 de octubre de 2021; Surabaya. Surabaya: Indonesia; 2021.
- [20] Maza-Ortega J, Gomez-Exposito A, Trigo-Garcia JL, Burgos-Payan M. Parameter estimation of harmonic polluting industrial loads. *Int J Electr Power Energy Syst*. 2005 Nov-Dec;27(9-10):635-40. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2005.11.001).
- [21] Lee S, Son S, Lee S, Cho J, Song K, Park J. Kalman-filter based static load modeling of real power system using K-EMS data. *J Electr Eng Technol*. 2012 May;7(3):304-11. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.jee.2012.05.001).
- [22] Gunda SK, Kumar TR, Sarma DS. Implementation of Kalman filtering algorithm for harmonic load impedance modelling of electrical loads with experimental verification. En: *Annu IEEE INDICON*; 2012 Dic 7-9; Kochi. Kochi: India; 2012. pp. 847-52.
- [23] Molina-Moreno I, Medina A, Cisneros-Magaña R, Anayalara O. Metodología para la estimación del estado transitorio basada en derivadas, numéricas monitorización y óptima medidas filtradas. *IEEE Trans Power Deliv*. 2018 Aug;33(4):1527-35. [http://doi](http://doi.org/10.1109/6377.822222).
- [24] Syed Nasir S, Jamian J, Mustafa M. Minimizing harmonic distortion impact cause by CS using meta heuristic technique. *Telecommun Comput Electron Control*. 2019 Aug;17(4):1992-2000. [http://doi](http://doi.org/10.1016/j.tcec.2019.08.001).
- [25] Jahromi ME, Ameli MT. Modelado basado en mediciones de carga compuesta usando algoritmo genético. *Electr Power Syst Res*. 2018 May;158:82-91. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.05.001).
- [26] Ma J, He R, Dong Z, Hill D. Measurement-based load modeling using genetic algorithms. En: *IEEE CEC*; 2007 Sep 25-28; Singapur. Singapur; 2007. pp. 2909-16.
- [27] Zheng C, Wang S, Liu Y, Liu C. Un novedoso método de modelado de carga basado en RNN con datos de medición en el sistema de distribución activo. *Electr Power Syst Res*. 2019 Jan;166:112-24. [https://doi](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.001).
- [28] Zhang L, Wang G, Giannakis GB. Real-time power system state estimation and forecasting via deep unrolled neural networks. *IEEE Trans Signal Process*. 2019 Aug;67(15):4069-77. [http://doi](http://doi.org/10.1109/TSP.2019.2922222).

[29] Reguluski P, Vilchis-Rodriguez DS, Djurović S, Terzija V. Estimation of composite load model parameters using an improved particle swarm optimization method. IEEE Trans Power Deliv. 2014 Apr;30(2):553-60. <http://doi>.

[30] Rodriguez-Garcia L, Perez-Londono S, Mora-Flórez J. Particle swarm optimization applied in power system measurement-based load modeling. En: IEEE CEC; 2013 Jun 20-23; Cancún. Cancún: México; 2013. pp. 2368-75.

[31] Abur A, Exposito A. Power system state estimation: theory and implementation. New York: CRC press; 2004. pp. 9-27.

[32] Papič I, Matvoz D, Špelko A, Xu W, Wang, Y, Mueller D, et al. A Benchmark test system to evaluate methods of harmonic contribution determination. IEEE Trans Power Deliv. 2019 Feb;34(1):23-31. <http://doi>.

[33] Monticelli A. Análisis de . En: observabilidad Monticelli A, ed. State estimation in electric power systems: A generalized approach. New York: Springer; 1999. p. 161-200.

[34] Monticelli A, Wu FF. Observabilidad de la red: Identification of observable islands and measurement placement. IEEE Trans Power Appar Syst. 1985 May;PAS-104(5):1035-41. <http://doi>.

[35] Gomez-Exposito A, Conejo AJ, Cañizares C. Electric energy systems: analysis and operation. 2ª ed. Boca Ratón: CRC press; 2018. pp. 136-139.

[36] Mayordomo JG, Beites LF, Asensi R, Orzaez F, Izzeddine M, Zabala L. A contribution for modeling controlled and uncontrolled AC/DC converters in harmonic power flows. IEEE Trans Power Deliv. 1998 Oct;13(4):1501-8. <http://doi>.

[37] Mayordomo JG, Izzeddine M, Zabala L. A contribution for modeling static VAR compensators in iterative harmonic analysis. Proceedings of the 8th ICHQP; 1998 Oct 14-16; Athens, Greece. Athens: IEEE; 1998.

[38] Van Der Heijden F, Duin RP, De Ridder D, Tax DM. Clasificación, estimación de parámetros y estimación de estados: An engineering approach using MATLAB. Chichester: John Wiley & Sons; 2005. pp. 253-308.

## ANEXOS

### Anexo 1. Protocolo de análisis de robustez

A1) Sensibilidad a puntos iniciales: N=20 reinicios aleatorios alrededor del punto de ingeniería (perturbaciones  $\pm 10\%$  y  $\pm 25\%$ ). Reportar tasa de convergencia, iteraciones medianas,  $J^*$  y dispersión de parámetros.  
A2) Ruido de medición: inyectar ruido gaussiano proporcional ( $\sigma = 0.1\%$ ,  $0.5\%$ ,  $1.0\%$  del valor leído) coherente con la clase del instrumento.

Evaluar sesgo y varianza de estimadores.  
A3) Datos faltantes y observabilidad marginal: eliminar aleatoriamente 10% de mediciones manteniendo observabilidad; comparar con escenarios con pseudomediciones de respaldo.

### Anexo 2. Pseudocódigo y script mínimo (MATLAB)

```
% === Script mínimo para estimación WLS con punto
interior ===
% Entradas: meas (struct con U, I, fases), params0 (struct con
x0, U0), bounds
% Salidas: params (estimados), report (criterios de parada)
```

```
function [params, report] = wls_harm_load(meas, params0,
bounds, opts)
```

```
% Vectorizar variables
```

```
z0 = pack(params0); % [x; U_k]
```

```
lb = pack(bounds.lb); ub = pack(bounds.ub);
```

```
% Pesos iniciales desde incertidumbres (sigma)
```

```
sigma = meas.sigma(:); W = diag(1./(sigma.^2));
```

```
% Funciones de residuo y costo
```

```
function r = residual(z)
```

```
p = unpack(z); % → estructuras físicas
```

```
est = forward_model(p); % calcula I_k^e, U_k^e
```

```
r = [real(meas.I1)-real(est.I1);
```

```
imag(meas.I1)-imag(est.I1);
```

```
abs(meas.U1)-abs(est.U1);
```

```
abs(meas.Ik)-abs(est.Ik);
```

```
abs(meas.Uk)-abs(est.Uk)];
```

```
end
```

```
function [J,g] = cost(z)
```

```
r = residual(z);
```

```
J = r*(W*r);
```

```
if nargin>1
```

```
g = finite_diff(@ (zz) cost_only(zz,W), z); % gradiente
```

```
por diferencias
```

```
end
```

```
end
```

```
% Optimización (interior-point)
```

```
options = optimoptions('fmincon','Algorithm','interior-
point',...
```

```
'SpecifyObjectiveGradient',false,'MaxIterations',1000,'StepTo
lerance',1e-8,...
```

```
'OptimalityTolerance',1e-6,'ConstraintTolerance',1e-8);
```

```
if exist('opts','var'), options = optimoptions(options, opts);
end
```

```
[z, fval, exitflag, output] = fmincon(@cost, z0, [],[],[],[], lb,
ub, [], options);
```

```
% Reponderación robusta opcional (Huber)
```

```
if isfield(opts,'robust') && opts.robust
    for it=1:2
        r = residual(z);
        w = huber_weights(r, sigma, 1.345); % k=1.345
        W = diag(w./(sigma.^2));
        [z, fval, exitflag, output] = fmincon(@cost, z, [],[],[],[],
lb, ub, [], options);
        end
    end

    params = unpack(z);
    report.J = fval; report.exitflag = exitflag; report.output =
output;
end
```